

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

Agosto 2022

Contenido

Editorial	2
Análisis de operación	4-5
Generación	4
Hidrología	4
Costos Marginales	5
Proyección de costos marginales System	6
Análisis por empresa	7-8
Suministro a clientes regulados	9
Energías Renovables No Convencionales	9
Expansión del Sistema	10
Proyectos en SEIA	11
Seguimiento regulatorio	11

Licitaciones de suministro: ¿debe ser el precio de la energía el único objetivo?

A comienzos de agosto se realizó el acto de adjudicación de la Licitación 2022/01, proceso que comenzó el 31 de diciembre de 2021 con la publicación de las bases preliminares por parte de la CNE, en línea con la normativa que exige realizar licitaciones si se prevé un déficit de energía contratada para clientes regulados en los próximos 5 años. El monto licitado ascendió a 5.250 GWh/año (componentes base más variable), dividido en 3 bloques horarios y con una duración de 15 años, comprendiendo desde el año 2027 al año 2041, ambos inclusive. Al igual que en la Licitación 2021/01, este proceso incluyó un "período complementario", que otorga la posibilidad de extender el contrato por hasta 3 años, permitiendo a los adjudicatarios vender el remanente de energía base contratada pero no facturada (si la hubiese).

En esta oportunidad se recibieron ofertas de 13 empresas (15 oferentes) por un total de 10.124 GWh/año (casi el doble del volumen licitado). No obstante, la energía adjudicada totalizó 777 GWh/año, un 15% del total licitado, a un precio promedio de 37,4 US\$/MWh. Este resultado rompe la tendencia que se había registrado en los 4 procesos de licitación anteriores, en los cuales se adjudicó el 100% de la energía con precios promedio constantemente a la baja.



Figura 1: Resultados de licitaciones reguladas realizadas desde 2013 en adelante

La energía licitada se adjudicó a dos empresas: Fotowatio Renewable Ventures con 651 GWh/año, quien respaldó su oferta con un proyecto solar y otro eólico, y Canadian Solar con 126 GWh/año, quien respaldó su oferta con un proyecto solar más almacenamiento, cuyo detalle se muestra en la Tabla 1. Cabe destacar que en el caso de Canadian Solar la energía adjudicada representa un porcentaje menor de la energía generable del proyecto, por lo que eventualmente la capacidad instalada podría ser reducida si no se obtienen otros contratos de suministro, y el propietario decide reducir su exposición al mercado spot.

Tabla 1: Proyectos de generación adjudicados en la Licitación 2022/01

Central	Barra de conexión	Empresa	Tecnología	Potencia (MW)	Adjudicado v/s Generable (*)
Tirana Oeste	Nva. Pozo Almonte 220	Fotowatio Renewable Ventures	Solar FV	120,4	76%
Loncualhue	Nva. Cauquenes 220	Fotowatio Renewable Ventures	Eólica	187,2	
Zaldívar	Nva. Zaldívar 220	Canadian Solar	Solar + BESS	250 + 35	19%
TOTAL				592,6	51%

(*) porcentaje que representa la energía adjudicada respecto a la energía generable anual, considerando el factor de planta de la central

Los resultados del proceso reflejan una disociación entre la visión de la autoridad y la de la mayoría de los oferentes respecto a posibles escenarios futuros y los riesgos asociados a este tipo de contratos. A modo de ejemplo, la Figura 2 muestra que alrededor de un 86% de la energía ofertada estuvo por sobre el precio de reserva definido por la CNE, siendo más notorio en los bloques de suministro nocturnos, donde el porcentaje alcanzó un 91% de las ofertas recibidas. Es importante destacar que, por una parte, las empresas pueden considerar restricciones o condiciones a la hora de presentar sus ofertas, y que por otro lado, la metodología de evaluación y

adjudicación de las ofertas incluye mecanismos que pueden descartar algunas combinaciones factibles. Ambos factores explican que ofertas con precios menores al precio de reserva no fueran adjudicadas, y que el resultado final del proceso tras la segunda etapa considerase un monto menor de energía y mayor precio que la combinación resultante de la primera etapa (1.137 GWh/año a un precio promedio de 34,5 US\$/MWh). Las bases actuales establecen que si en la segunda etapa no se logra cubrir la totalidad de la energía subastada en dicha fase, se elige como resultado final de la licitación la combinación de la primera etapa de menor precio pero que tenga igual número de sub-bloques adjudicados, cuestión que no se verificaba en la combinación de menor precio absoluto de la primera fase.

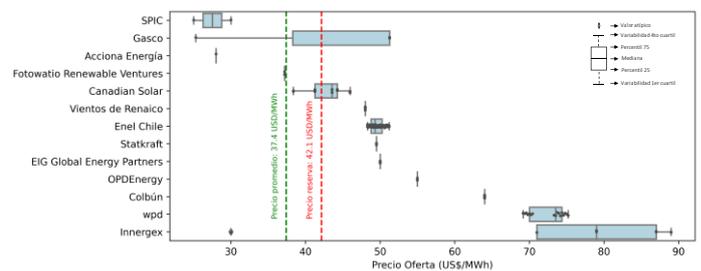


Figura 2: Ofertas agrupadas por empresa, precio promedio adjudicado y precio de reserva (promedio ponderado) – Primera etapa Licitación 2022/01

El precio de reserva en procesos de licitación de suministro eléctrico debe buscar representar un límite superior de las expectativas de precios de energía y riesgos en el mercado a futuro. Ya en la Licitación 2021/01 realizada en septiembre de 2021 se vislumbraron incipientemente ciertas diferencias materiales entre la visión de la autoridad y de algunos participantes, lo cual se intensificó en el actual proceso. Para haber tenido una licitación en la cual se adjudicase el total de la energía disponible en primera etapa, el precio de reserva tendría que haber estado en valores cercanos a 68 US\$/MWh en los bloques A y B, y 73 US\$/MWh en el bloque C. Estos valores equivalen a un aumento en torno a un 65% en promedio con respecto a los precios de reserva definidos por la CNE para esta licitación, escenario en el cual el precio medio adjudicado hubiese estado en torno a 46,5 US\$/MWh, es decir, un 24% mayor al valor con que se cerró la Licitación 2022/01.

Durante el acto público de adjudicación, el Ministro de Energía Claudio Huepe comentó acerca de la importancia de que futuros procesos de licitación sean más integrales, en el sentido de internalizar adecuadamente las distintas variables que incrementan los riesgos para los generadores al asumir compromisos de suministro de largo plazo, lo que podría dar lugar a modificaciones significativas en las bases de futuros procesos de licitación, quizás tan relevantes como las que se implementaron hace casi 10 años en el proceso 2013/03 2do llamado. El Ministro también destacó que el foco de futuros procesos no debiese ser únicamente bajar el precio de la energía eléctrica, sino que buscar mecanismos que permitan una reducción de las tarifas finales que pagan los consumidores. Para ello, en el futuro la autoridad podría evaluar medidas como tener en cuenta en forma explícita las diferencias entre costos marginales de inyección y retiro para distintas zonas del país (ya sea a nivel de mecanismo de adjudicación y/o precio de reserva), definir valores estimados para los cargos ajenos al precio de energía que no pueden ser traspasados a los clientes regulados, o perfeccionar el mecanismo para calcular los factores de modulación utilizados para referenciar el precio ofertado al resto de los puntos de compra, de

manera que tengan una relación más directa con la operación real del sistema. Todo lo anterior sin considerar otros cambios de fondo que se podrían implementar en este tipo de procesos.

El contexto en que se realizó la Licitación 2022/01 difiere de los procesos anteriores, tanto por efecto de variables locales como internacionales. A nivel nacional y desde 2021 a la fecha, el SEN ha experimentado un alza sostenida de los precios de combustibles, salida programada o forzada de varias centrales de base al mismo tiempo, menor disponibilidad de gas argentino para generación, sequía, entre otros, variables que por sí mismas no necesariamente implicarían un alza relevante de los costos de operación, pero que al combinarse derivaron en una situación de estrechez energética que ha resultado no sólo en un mayor nivel de costos marginales a nivel sistémico, sino que también en una importante volatilidad de los mismos. A esto se debe sumar que existen zonas donde aún la capacidad de transmisión es limitada, y si bien existen una serie de obras de expansión ya decretadas que buscan resolver los problemas de desacople de precios y vertimiento de generación de bajo costo, dada la magnitud de las obras de transmisión más relevantes es probable que tomen varios años antes de materializarse.

En este sentido, un riesgo importante que deben asumir los generadores es la diferencia entre los costos marginales en los puntos de inyección y de retiro, teniendo en cuenta que los oferentes que participan en licitaciones para el suministro de clientes regulados respaldan sus ofertas con proyectos puntuales en ubicaciones específicas del sistema, pero luego deben realizar retiros a lo largo de todo el SEN. Como se aprecia en la Figura 3, a partir de 2021 la diferencia entre el costo marginal promedio de inyección y de retiro se ha ido incrementando para los suministradores actuales de clientes regulados, alcanzando un promedio simple de alrededor de 70 US\$/MWh en julio de 2022, aunque con una alta variabilidad. Esto último resulta interesante, y evidencia otro aspecto que influye en estas diferencias: no sólo es importante que a nivel mensual la generación propia sea suficiente para cubrir el compromiso con las empresas distribuidoras, sino también que los perfiles horarios de inyección y de retiro sean similares. Esto explica que ante un mismo escenario sistémico se puedan evidenciar situaciones dispares entre generadores de tecnologías y ubicación similares, por lo que más allá de los disímiles escenarios de costos marginales que se puedan enfrentar a futuro, un importante mitigante de este riesgo es que se cuente con un portafolio diversificado tecnológica y geográficamente, y que el perfil horario efectivo de inyección sea acorde al perfil horario de retiro de las empresas distribuidoras.

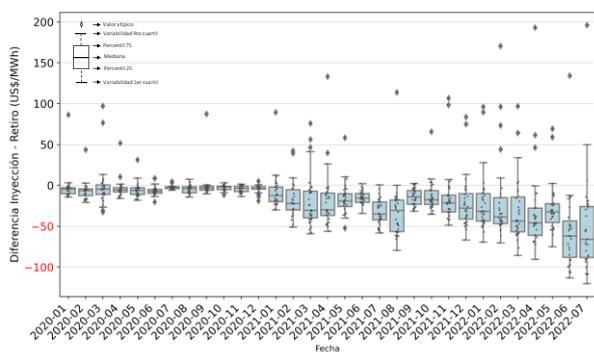


Figura 3: Diferencia promedio histórica entre el costo marginal de inyección y de retiro para actuales suministradores de contratos con clientes regulados

Otro aspecto que se podría perfeccionar para reducir el riesgo nodal es mejorar la metodología de cálculo de los factores de modulación, que permiten referenciar el precio ofertado en Polpaico 220 a los distintos puntos de compra. Actualmente se determinan valores fijos semestrales en base a los resultados de las simulaciones que realiza la CNE en sus Informes de Precio de Nudo de Corto Plazo, los que en la práctica no necesariamente representan las condiciones reales a

las que se ve expuesto el sistema, ni las diferencias efectivas de costos marginales entre los distintos puntos de compra.

Por otro lado, existen costos que los contratos licitados a la fecha no permiten que sean traspasados a los clientes regulados, los que han experimentado un alza sostenida en el último año, principalmente asociados a cargos por servicios complementarios (SSCC), como se aprecia en la Figura 4. El alza de cargos por SSCC se ha registrado fundamentalmente en horas de día, donde la creciente generación renovable variable (fundamentalmente solar), ha ido desplazado a parte importante de las centrales termoeléctricas a operar a mínimo técnico lo que, junto con el alza de precios de combustibles, ha implicado mayores sobrecostos de generación para dichas centrales, los que deben ser asumidos por todos los generadores que realizan retiros del sistema. Es importante destacar esto último, pues las prorratas son calculadas a nivel horario, por lo que aquellos generadores que realizan retiros únicamente durante horas de día tienden a experimentar mayores cargos por este concepto que aquellos que suministran energía en bloques de noche.

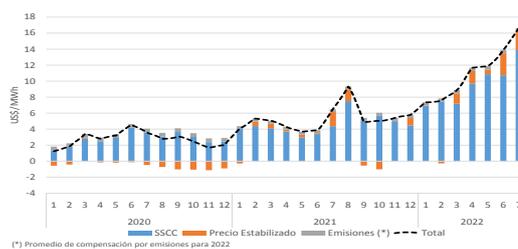


Figura 4: Cargos históricos promedio por SSCC, compensaciones a PMGDs/PMGs a precio estabilizado, y compensaciones por impuesto a las emisiones

A modo de resumen, y sólo teniendo en cuenta lo ocurrido en la primera mitad de 2022, si se suman las diferencias inyección-retiro (Figura 3) y los cargos no traspasables a clientes regulados (Figura 4), se obtiene en promedio alrededor de 40 US\$/MWh, lo que es comparable con el precio de reserva definido por la CNE para la Licitación 2022/01. Lo anterior no incluye ni el pago de costos de inversión ni de operación propios de cualquier proyecto de generación, valores que de acuerdo a entidades especializadas como BloombergNEF también han experimentado incrementos en el último año, aunque esto podría ser transitorio dado el efecto de la pandemia por COVID-19 y la guerra entre Rusia y Ucrania. La tasa de descuento para valorizar proyectos también ha aumentado producto de las alzas en las tasas de interés globales, como por ejemplo se aprecia en los bonos de tesoro a 10 años de Estados Unidos, lo que podría tener un impacto en el mediano plazo sobre los precios ofertados asociados a nuevos proyectos. Aunque no es directo separar el efecto que pueden tener políticas locales versus tendencias mundiales, pareciera que los resultados de los procesos de licitación históricamente tienen una componente no menor relacionada con el acontecer internacional.

Dado el objetivo que tenemos como país de alcanzar una matriz energética sostenible y con menores emisiones, pero que a la vez la tarifa pagada por los clientes finales se reduzca, estamos ante una oportunidad única para rediseñar los procesos de licitación para clientes regulados buscando acercar ambas metas. Hasta ahora el mecanismo utilizado por más de 10 años demostró ser efectivo para materializar nueva generación renovable variable, pero la coyuntura actual da cuenta de la necesidad de que la mirada vaya más allá de sólo intentar reducir la componente energía en tarifa final. Dicho mecanismo debiese balancear los riesgos que perciben los oferentes, y que finalmente traspasan a los precios ofertados, con un uso efectivo y a mínimo costo de los recursos que disponemos como país, buscando a la vez que el costo final total percibido por los clientes regulados sea el más bajo posible. Para esto se podría esperar que en el futuro la autoridad considere estos riesgos o que se ataquen las causas estructurales del problema como, por ejemplo, agilizando obras de transmisión.

Análisis de operación

Generación

En el mes de julio, la generación total del SEN fue de 7.232 GWh/mes, un 2,3% superior a junio de 2022 (7.066 GWh/mes) y un 1,3% mayor a julio de 2021 (7.139 GWh/mes) (Ver Figura 5).

La participación de la generación de diésel y carbón se redujo un 63% y 30% respectivamente en relación con julio 2021. En contraste, la participación de la generación hidráulica, eólica y solar aumentaron en un 65%, 45% y 26% respectivamente en relación con julio 2021 (Ver figura 5).

Durante julio estuvieron en mantenimiento mayor la centrales diésel Quintero TG 1B Diésel y Atacama 1 Diésel (ambas 3 días); las centrales de carbón: Andina, Norgener y Campiche (15, 14 y 1 días, respectivamente); las centrales hidráulicas Alfalfal, Alfalfal 2, La Confluencia, Rucue, Ralco, Las Lajas y El Toro (30, 7, 8, 8, 21, 13 y 20 días, respectivamente) y la centrales de gas Quinteros GNL, Quinteros gas Arg y Atacama GNL (3, 2 y 3 días respectivamente).

Con respecto a la generación bruta del mes de julio, la potencia máxima generada fue de 11.519 MW el día 1, y la mínima fue de 7.704 MW el día 10. La Figura 6 muestra el ciclo de la generación durante el mes de julio, 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 50% del promedio mensual entre los años 1994 y 2021 (ver Figura 7). En lo que va del año hidrológico 2022/2023 (julio 2022), el nivel de excedencia acumulada es igual a 87%, es decir, se ubica en el 13% 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

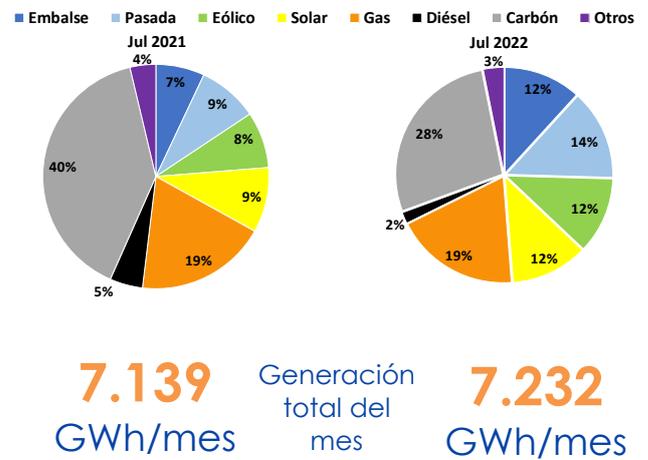
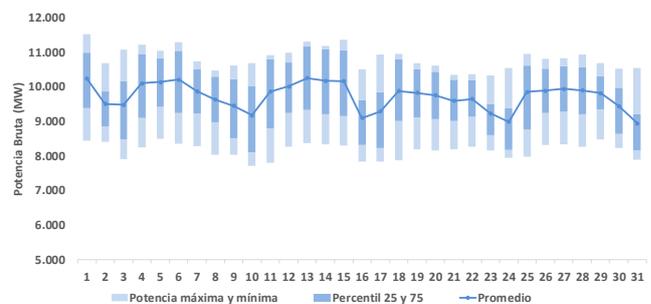


Figura 5: Energía mensual generada en el SEN (Fuente: CEN)



Potencia máxima mes **11.519 MW**

Potencia mínima mes **7.704 MW**

Figura 6: Generación bruta del SEN a julio 2022 (Fuente: CEN)

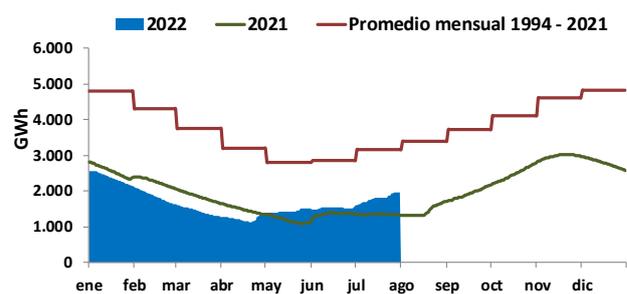


Figura 7: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE - CEN)

Análisis de operación

Costos Marginales

En julio de 2022 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 115,9 US\$/MWh, lo cual registró una disminución de 38,9% con respecto a junio 2022 (189,6 US\$/MWh), y un aumento de 10,0% respecto a julio de 2021 (105,3 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 8).

Por su parte, el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220, en julio de 2022, fue de 154,6 US\$/MWh, lo cual reflejó una disminución de un 23,3% con respecto a junio 2022 (201,6 US\$/MWh), y un aumento de 17,3% respecto a julio de 2021 (131,8 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 9).

Durante julio 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 10). El total de desacoples del SEN fue de 989 horas.

Los tramos con más horas de desacoples fueron: Nva. P.Montt 220 – P.Montt 220 (382 horas), Polpaico 500 – Pan de Azúcar 500 (177 horas), Quillota 110 – S.Pedro 110 (159 horas), Charrúa 220 – Mulchén 220 (49 horas) y, con un desacople promedio de 196,0 US\$/MWh, 156,8 US\$/MWh, 198,8 US\$/MWh y 102,0 US\$/MWh, respectivamente (ver Tabla 2).

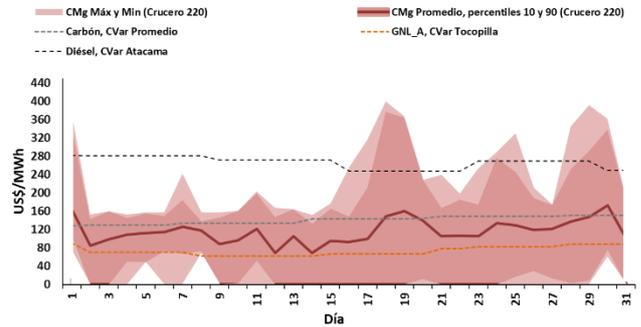


Figura 8: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de julio para Crucero 220 (Fuente: CEN)

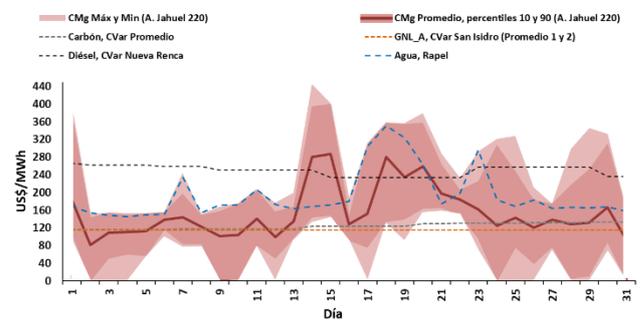


Figura 9: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de julio para Alto Jahuel 220 (Fuente: CEN)

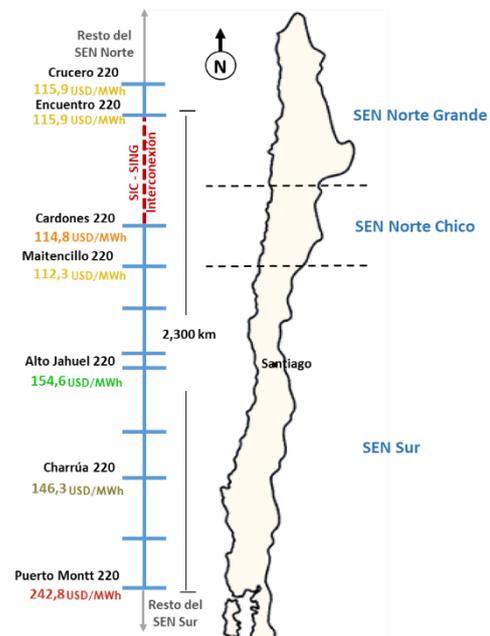


Figura 10: Costo marginal promedio de julio en barras representativas del Sistema (Fuente: CEN)

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

Líneas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh
NVA P.MONTT 220 - P.MONTT 220	382	196,0
POLPAICO 500 - N.P.AZUCAR 500	177	156,8
QUILLOTA 110 - S.PEDRO 110	159	198,8
CHARRUA 220 - MULCHEN 220	49	102,0
IRIARIAS 066 - TAP MANZANAO 066	44	68,1

Líneas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh
D.ALMAGRO 220 - CACABUTUAL 220	43	50,4
D.ALMAGRO 220 - D.ALMAGRO 110	19	25,8
SALAR 220 - CALAMA 220	18	48,3
IMALPASO 110 - ARICA 110	17	273,1
C.NAVIA 220 - C.NAVIA 110	12	245,9

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

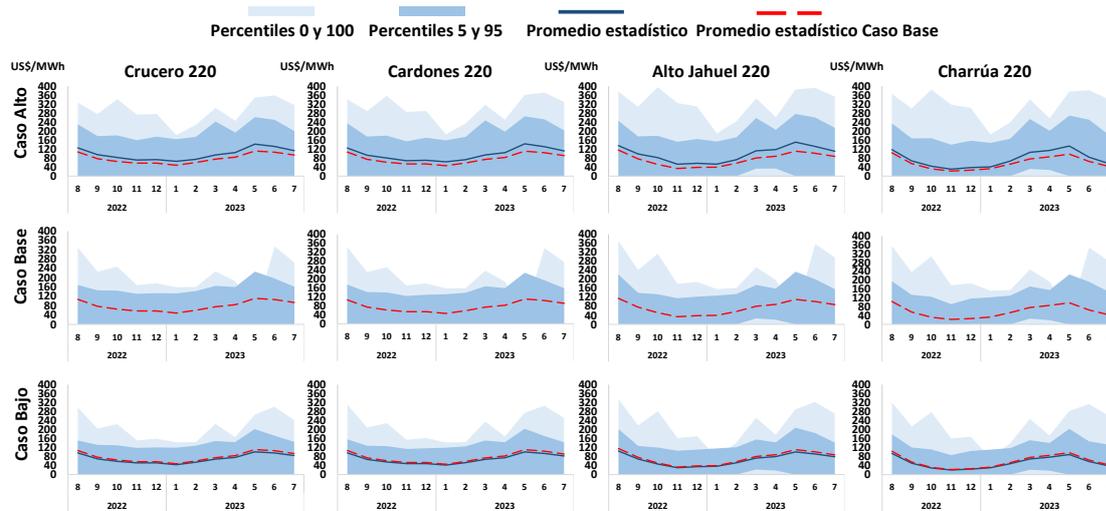


Figura 11: Costos marginales proyectados por barra (Fuente: Systep)

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 julio 2022 y la contingencia producto de la pandemia originada por el COVID-19, la proyección de la demanda considera un crecimiento total de 2.5% 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 3.

Tabla 3: Supuestos considerados en las simulaciones

Supuestos		Caso Bajo	Caso Base	Caso Alto	
Crecimiento demanda	2022 (Proyectada)	2.5%	2.5%	2.5%	
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton	Mejillones 1 y 2	350.0	388.8	427.7
		Angamos	168.2	186.8	205.5
		Guacolda (promedio)	295.8	328.7	361.5
		Andina	381.3	423.7	466.0
		Hornitos	381.8	424.2	466.6
		Norgener	255.2	283.5	311.9
	Diesel US\$/Bbl	N. Ventanas	317.7	353.0	388.3
		Quintero	148.2	164.6	181.1
		Mejillones	149.6	166.3	182.9
	GNL US\$/MMBtu	San Isidro 1	11.7	13.0	14.3
		Nehuenco 1	11.3	12.6	-
		Mejillones CTM3	11.4	12.6	-
		U16	11.4	12.6	13.9
Kelar		9.2	10.2	-	
GN US\$/MMBtu		San Isidro 2 (1)	5.5	6.1	-
U16 (2)	4.5	5.0	-		
Nehuenco 2 (1)	5.5	6.1	-		
Nueva Renca (1)	5.5	6.1	-		

(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 2.478,6 MW de nueva capacidad, de los cuales 1.319,8 MW son solares (con 180 MW asociados a sistemas de almacenamiento), 795,9 MW eólicos, 166 MW de biomasa y 196,9 MW térmicos. Además, se considera el retiro de Bocamina 2 y Ventanas 2 en septiembre de 2022, mientras que el retiro de U15 para diciembre de 2022, equivalente a un total de 663,1 MW.

En los gráficos de la **Figura 11**, 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 al inicio del presente mes se debe a la falla ocurrida entre Cumbres-Nueva Pan de Azúcar 500 kV lo que provocó un desacople en el sistema disminuyendo el marginal promedio desde Pan de Azúcar hacia el norte y aumentándolo hacia el sur. Durante el resto del mes los costos marginales se mantienen relativamente altos debido a los altos costos de combustibles (aumento del 5.2% promedio respecto a julio 2022). A su vez, es importante mencionar que se presentó vertimiento durante las horas día, la mayor parte de los días del mes.

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

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

Enel Chile

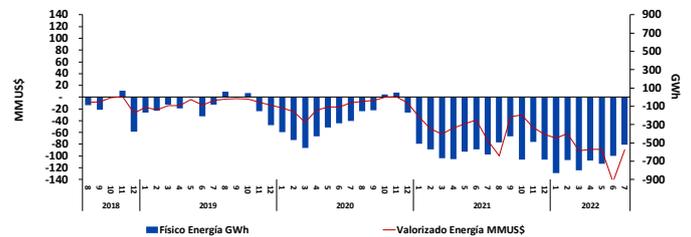
Fuente	Generación por Fuente (GWh)		
	Jul 2021	Jun 2022	Jul 2022
Diésel	48	48	3
Carbón	244	246	211
Gas Natural	54	181	424
GNL	551	494	214
Hidro	487	654	847
Solar	66	122	110
Eólico	140	141	153
Getérmica	33	18	42
Total	1.624	1.903	2.004

*Incluye Pehuenche, EGP y GasAtacama, entre otros.

Fuente	Costos variables promedio (US\$/MWh)	
	Jul 2021	Jul 2022
Central		
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)	81,5	115,0
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)	34,8	76,0
Taltal Diesel (Prom I y II)	197,2	0,0
Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	132,4	266,8

Fuente	Valor del Agua promedio (US\$/MWh)	
	Jul 2021	Jul 2022
Central		
Embalse Ralco	121,6	136,2

Transferencias de Energía julio 2022	
Total Generación (GWh)	2.004
Total Retiros (GWh)	2.524
Transf. Físicas (GWh)	-520
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-90



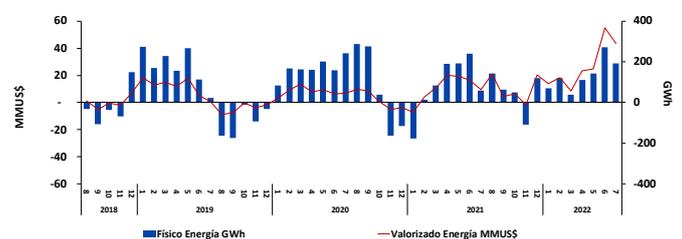
Colbún

Fuente	Generación por Fuente (GWh)		
	Jul 2021	Jun 2022	Jul 2022
Diésel	58	70	16
Carbón	269	193	256
Gas Natural	0	45	92
GNL	319	475	255
Hidro	308	462	565
Solar	1	28	21
Eólico	0	0	0
Total	955	1.275	1.204

Fuente	Costos Variables promedio (US\$/MWh)	
	Jul 2021	Jul 2022
Central		
Santa María	33,5	53,1
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	57,0	101,8
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	42,9	71,8
Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)	114,8	226,3

Fuente	Valor del Agua promedio (US\$/MWh)	
	Jul 2021	Jul 2022
Central		
Embalse Colbún	125,2	147,0

Transferencias de Energía julio 2022	
Total Generación (GWh)	1.204
Total Retiros (GWh)	1.011
Transf. Físicas (GWh)	193
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	44



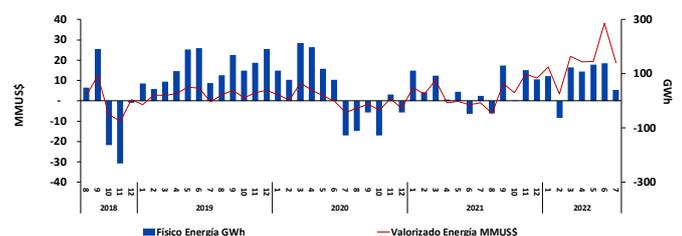
AES Andes

Fuente	Generación por Fuente (GWh)		
	Jul 2021	Jun 2022	Jul 2022
Diésel	0	0	0
Carbón	1.199	950	858
Gas Natural	0	0	0
GNL	0	0	0
Hidro	53	49	48
Solar	14	15	15
Eólico	14	39	48
Total	1.280	1.052	968

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

Fuente	Costos variables promedio (US\$/MWh)	
	Jul 2021	Jul 2022
Central		
Ventanas II	41,9	124,7
N. Ventanas y Campiche	41,3	136,3
Angamos (prom. 1 y 2)	42,0	74,9
Norgener (prom. 1 y 2)	40,7	129,0

Transferencias de Energía julio 2022	
Total Generación (GWh)	971
Total Retiros (GWh)	931
Transf. Físicas (GWh)	40
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	19



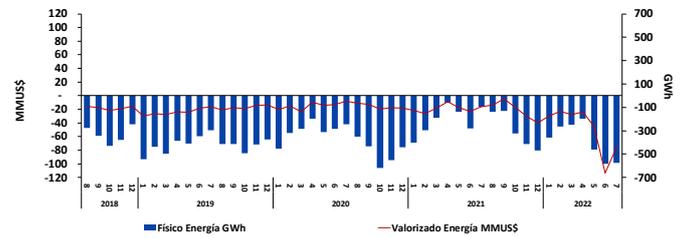
Análisis por empresa

Engie

	Generación por Fuente (GWh)		
	Jul 2021	Jun 2022	Jul 2022
Diésel	43	45	5
Carbón	678	211	323
Gas Natural	101	58	73
GNL	29	0	0
Hidro	10	12	22
Solar	10	31	34
Eólico	29	34	39
Total	899	390	495

	Costos Variables promedio (US\$/MWh)	
	Jul 2021	Jul 2022
Central		
Andina Carbón	43,2	157,0
Megillones Carbón	54,2	162,4
Tocopilla GNL_A (UJ6-TG1+TV1)	40,3	73,0
Transferencias de Energía julio 2022		
Total Generación (GWh)		495
Total Retiros (GWh)		1.071
Transf. Físicas (GWh)		-576
Transf. Valorizadas (MMUS\$)		-75

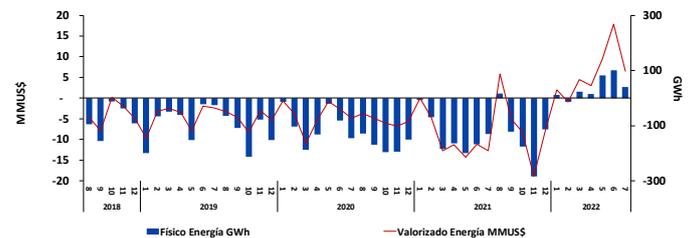
*Considera Andina, Hornitos, Los Loros y Monte Redondo



Tamakaya Energía (Central Kelar)

	Generación por Fuente (GWh)		
	Jul 2021	Jun 2022	Jul 2022
Diésel	0	26	30
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
GNL	169	92	21
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	169	118	51

	Costos Variables prom. (US\$/MWh)	
	Jul 2021	Jul 2022
Central		
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)	70,4	119,6
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)	103,7	209,6
Transferencias de Energía julio 2022		
Total Generación (GWh)		51
Total Retiros (GWh)		12
Transf. Físicas (GWh)		40
Transf. Valorizadas (MMUS\$)		6



Para mayor detalle sobre empresas del Sistema, ver [Estadísticas Systep](#), sección Información de empresas del SEN.

Suministro a clientes regulados

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados, indexado a julio de 2022, es de 112,5 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 System](#), sección Precios de licitación SEN

Tabla 4: Precio medio de licitación indexado a julio de 2022 por generador, en barra de oferta (Fuente: CNE. Elaboración: System)

Empresa Generadora	Precio Medio Contratos US\$/MWh	Energía Contratada año 2022 GWh
ENDESA	127,2	12.515
E-CL	138,9	7.570
ENEL GENERACIÓN	60,5	5.918
AES GENER	158,2	4.929
El Campesino	130,0	4.000
COLBÚN	111,5	3.650
ACCIONA	91,2	1.106
Abengoa	136,6	950
IBEREÓLICA CABO LEONES II S.A.	56,3	858
Aela Generación S.A.	87,5	856
HUEMUL ENERGÍA (Caman)	46,2	638
HUEMUL ENERGÍA (Coihue)	47,0	638
PANGUIPULLI	137,8	565
CONDOR ENERGÍA (Esperanza)	51,4	528
CONDOR ENERGÍA (C° Tigre)	49,9	462
CONDOR ENERGÍA (Tchamma)	47,2	440
San Juan SpA.	121,9	420
WPD MALLECO (Malleco)	59,6	397
HUEMUL ENERGÍA (Ckani)	50,7	374
Pelumpén S.A.	97,2	335
PUELICHE SUR EÓLICA	52,5	286
MARIA ELENA SOLAR	34,7	280
SONNEDIX COX	62,8	264
Iberoeólica Cabo Leones I S.A.	106,6	195
WPD MALLECO (Malleco II)	59,1	192
Otros	93,9	1.679
Precio Medio de Licitación	112,5	50.043

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 7/2022, ponderado por energía contratada del año 2022

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

Empresa Distribuidora	Precio Medio Contratos US\$/MWh	Energía Contratada año 2022 GWh
Enel Distribución	99,0	17.900
CGE Distribución	126,9	14.446
Chilquinta	114,7	3.847
SAESA	104,4	5.083
Precio Medio Muestra	110,9	41.277

Energías Renovables No Convencionales

De acuerdo con el balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) de julio, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 6.335 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 826 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante julio fue igual a 2.114 GWh.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 40% (846 GWh) seguido por el aporte eólico con un 40% (839 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico, biomasa y geotérmica con un 13%, 6% y 2% respectivamente (269, 125 y 36 GWh respectivamente, ver Figura 12).

Durante julio de 2022 se registró 108 GWh de energía solar y eólica vertida, lo que refleja una reducción con respecto a junio 2022 (6 GWh) y un aumento con respecto a julio del 2021 (3 GWh, ver Figura 13).

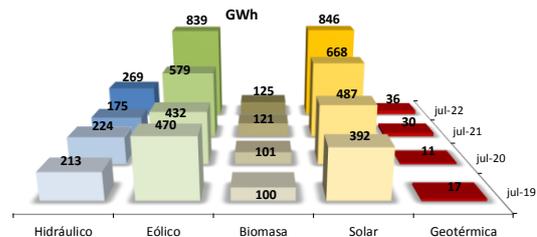


Figura 12: Generación ERNC histórica reconocida (Fuente: CEN)



Figura 13: Vertimiento renovable desde Nogales al norte durante el mes de julio (Fuente: CEN)

Expansión del Sistema

Plan de obras

De acuerdo con la RE-601 CNE (29-07-2022) "Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción", se espera la entrada de 5.047 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 69,5% corresponde a tecnología solar (3.507 MW), un 14,3% a tecnología eólica (724 MW), un 10,8% de tecnología hidráulica (547 MW), un 2,3% de tecnología solar con BESS (115 MW), un 1,8% de tecnología térmica (88 MW), un 1,2% de tecnología BESS (60 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]
Andes IIB	ago-22	Solar + BESS	113
Central de Respaldo Maitencillo	ago-22	Térmica	67
Meseta de Los Andes	sep-22	Solar	153
Las Salinas	sep-22	Solar	364
Parque Fotovoltaico El Manzano	oct-22	Solar	87
Parque Eólico Manantiales	nov-22	Eólica	27
Parque Eólico Cardonal	dic-22	Eólica	33
Finis Terrae, Extensión Etapa 2	dic-22	Solar	18
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
Proyecto Solar Fotovoltaico Elenc	jun-23	Solar	68

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 julio de 2022, totalizan 12.565 MW con una inversión de MMUS\$ 13.185 mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 70.761 MW con una inversión de MMUS\$ 127.818 (ver Tabla 7).

Durante el mes de julio, 3 proyectos obtuvieron RCA favorable, la totalidad de ellos corresponde a proyectos fotovoltaicos, sumando una potencia nominal de 27 MW. Todos los proyectos corresponden a centrales de 9 MW de capacidad. Por otro lado, entraron en calificación 10 nuevos proyectos aportando con una capacidad de 1162 MW, de los cuales destaca el Parque Eólico El Guanaco y el Parque Fotovoltaico Las Terrazas de 316,8 y 268,6 MW respectivamente. Finalmente, un proyecto fue desistido en el periodo con una potencia de 180 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	3.797	4.091	13.638	24.665
Hidráulica	324	862	3.926	6.654
Solar	5.544	5.488	35.095	60.375
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	12.565	13.185	70.761	127.818

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

Seguimiento regulatorio

Ministerio de Energía

- Se publica La Agenda de Energía 2022-2026 ([ver más](#)).
- Se publica Ley 21.472 que Crea un Fondo de Estabilización de Tarifas y Establece un Nuevo Mecanismo de Estabilización Transitoria de Precios de la Electricidad para Clientes Sometidos a Regulación de Precios ([ver más](#)).
- Se Publica en el Diario Oficial el Decreto N°69, que modifica el Decreto N°51, que Establece Medidas Preventivas que Indica el Artículo 163° de la Ley General de Servicios Eléctricos (Decreto de Racionamiento, [ver más](#))

Comisión Nacional de Energía

- Se publica Informe Preliminar de Licitaciones de Suministro Eléctrico 2022 ([ver más](#)).
- Se publica Resolución Exenta N° 633, que Fija Precios de Nudo de Corto Plazo Para el Segundo Semestre 2022 ([ver más](#)).
- Se publica Informe Técnico Definitivo de Plan de Expansión Anual de la Transmisión Correspondiente al Año 2021 ([ver más](#))

Panel de Expertos

- Se publica Dictamen N°7- 2022 sobre el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión correspondiente al año 2021 ([ver más](#)).

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

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

www.system.cl

Agosto 2022



Contáctenos para mayor información:

Teléfono +56 2 2232 0510

Redes Sociales:  

reporte@system.cl

www.system.cl

Don Carlos 2939, Of. 1007

Las Condes, Santiago, Chile. 7550171

Rodrigo Jiménez B. | Gerente General

rjimenez@system.cl

Pablo Lecaros V. | Gerente de Mercados
Eléctricos y Regulación

plecaros@system.cl

Jorge Hurtado R. | Ingeniero de Estudios

jhurtado@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.