

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

Septiembre 2021

Contenido

Editorial	2
Análisis de operación	5
Generación	5
Hidrología	5
Costos Marginales	6
Proyección de costos marginales Systep	7
Análisis por empresa	8-9
Suministro a clientes regulados	10
Energías Renovables No Convencionales	10
Expansión del Sistema	11
Proyectos en SEIA	12
Seguimiento regulatorio	12

Licitaciones para clientes regulados: ¿señal de corto o largo plazo?

El 7 de septiembre se realizó el acto de adjudicación de la licitación 2021/01, la primera realizada en los últimos 3 años y que se había postergado desde 2019, debido a una menor previsión de crecimiento de la demanda regulada. El monto licitado fue de 2.310 GWh/año separado en 3 bloques horarios. El inicio de suministro se definió para el año 2026 con una duración de 15 años, pero incluyendo una posible extensión por hasta 3 años al incorporarse el denominado "período complementario"¹, el que busca dar mayor certeza a los suministradores.

El proceso de licitación fue exitoso, permitiendo adjudicar la totalidad de la energía licitada al precio más bajo para clientes regulados desde que se instauró el esquema de licitaciones en 2005 como se aprecia en la Figura 1.

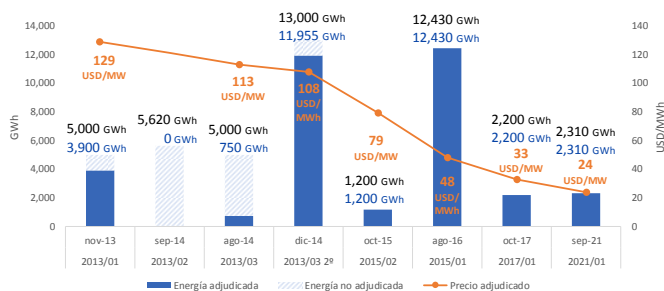


Figura 1: Resultados de licitaciones realizadas desde 2013 en adelante

El valor promedio adjudicado fue de 23,8 US\$/MWh, destacándose que la motivación de esta licitación es fundamentalmente reemplazar contratos que vencen entre los años 2024 y 2025, con precios promedio de 99,8 US\$/MWh y 74,2 US\$/MWh², respectivamente. Sin embargo, los efectos de los menores precios en tarifa final serán atenuados, por representar un bajo porcentaje del total de la energía regulada contratada y por el efecto de la reducción de la sobrecontratación para el año de entrada de la energía, pudiendo ser menor a un 5%.

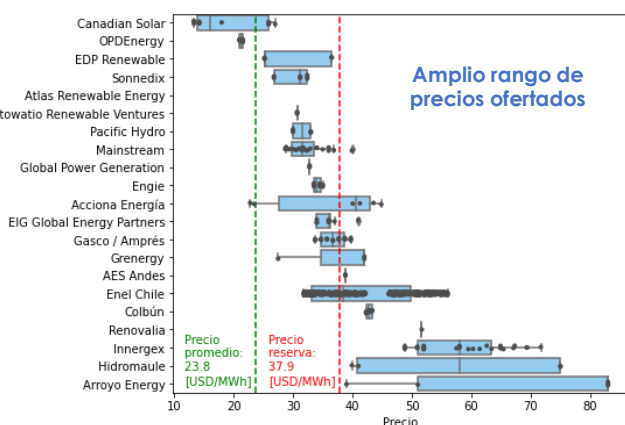


Figura 2: Ofertas agrupadas por empresa, precio promedio adjudicado y precio de reserva (promedio ponderado) - Fase 1 y 2

De los resultados (Figura 2) se aprecia una importante dispersión de los precios ofrecidos entre las 29 empresas ofertantes (que corresponden a 21 empresas matrices asociadas), siendo Enel

Chile quien presentó el mayor número de ofertas individuales (550 ofertas), aunque no necesariamente con la mayor variabilidad de precios. Es importante notar que gran parte de las ofertas que estuvieron sobre el precio de reserva fueron por bloques de noche. Además, al igual que en procesos anteriores y por la metodología de adjudicación, existen casos de ofertas con precios menores al precio adjudicado que no fueron adjudicadas.

Entendiendo que el precio de reserva representa un límite superior de las expectativas de precios a futuro de la autoridad, parece existir cierta desconexión con los niveles de precios que vislumbra algunos de los participantes del mercado, y sobre todo con los riesgos que implica asumir un compromiso de suministro a largo plazo. Esto ha quedado en evidencia en el presente año, donde aun cuando tenemos una participación creciente de generación renovable, la coincidencia de ciertos eventos de baja probabilidad derivó en algunos meses con altos costos marginales, al punto de alcanzar un promedio de 122 US\$/MWh en julio de 2021 en Polpaico 220, niveles que no se veían hace 5 años. Esto es relevante para los suministradores, pues la metodología de los balances mensuales implica adquirir siempre en el mercado spot la energía requerida por las distribuidoras valorizada al costo marginal de cada punto de retiro, por lo que, si esto no se logra compensar adecuadamente, puede implicar una reducción temporal del flujo de caja percibido.

No obstante, existe un efecto positivo de cortísimo plazo asociado a considerar un precio de reserva bajo, ya que esto permitió que existiesen un mayor número de combinaciones competitivas de ofertas factibles pero que cubren parcialmente la energía adjudicada. En efecto, si el precio de reserva nivelado hubiese sido mayor a 47,7 US\$/MWh otra combinación hubiese sido adjudicada en primera etapa a un precio mayor.

Las ofertas adjudicadas están respaldadas por nuevos proyectos solares fotovoltaicos y eólicos, a excepción de la oferta de Canadian Solar que incluye una componente de almacenamiento (BESS) complementaria a una central solar fotovoltaica, marcando un hito como la primera oferta con almacenamiento adjudicada en procesos de licitación para clientes regulados. Sin embargo, en la oferta administrativa no se mencionan detalles técnicos más allá de la potencia instalada de las baterías y el costo de inversión del proyecto, el cual parece estar desacoplado del costo de inversión de una solar con BESS, según valores internacionales.

Ahora bien, dado que toda la capacidad adjudicada no es necesaria, las empresas podrían ajustar sus proyectos. A modo de ejemplo, la Tabla 1 muestra 8 posibles proyectos nuevos que pueden sustentar las ofertas adjudicadas. Además, la Figura 3 muestra la capacidad instalada total asociada a nuevos proyectos en las últimas 5 licitaciones, indicándose también el estado de los proyectos a agosto de 2021.

La Figura 4 muestra un resumen de las tecnologías que respaldan cada una de las ofertas presentadas en la licitación 2021/01 y los precios promedio asociados, tanto adjudicadas (círculos rojos) como no adjudicadas (otros colores).

¹ Bases de Licitación, punto 3.7, numeral a).

² Precios indexados a abril 2021 (CNE, Precio de Nudo Promedio Julio 2021)

Tabla 1: Proyectos de generación ajustados a ofertas adjudicadas en licitación 2021/01

Central	Propietario	Tecnología	Potencia (MW)	Barra de conexión
Socompa Solar	Canadian Solar	Solar FV+BESS	100 (*)	Likanantai 220
Don Carlos	OPDEnergy	Solar FV	196	Nueva Maitencillo 220
Vientos del Lago		Eólica	125	Frutillar Norte 220
Dañalquai		Eólica	68	Entre Ríos 220
San Andrés Eólico	EDP Renewables	Eólica	120	Río Malleco 220
Tres Cruces	Sonnedix	Solar FV	116	Cumbre 220
Tagua Tagua		Solar FV	160	Polpaico 220
Colinas	Mainstream	Eólica	70 (**)	Hualqui 220
TOTAL			956	

(*): Valor ajustado según energía adjudicada, valor original igual a 250 MW.

(**): Valor ajustado según energía adjudicada, valor original igual a 188 MW.

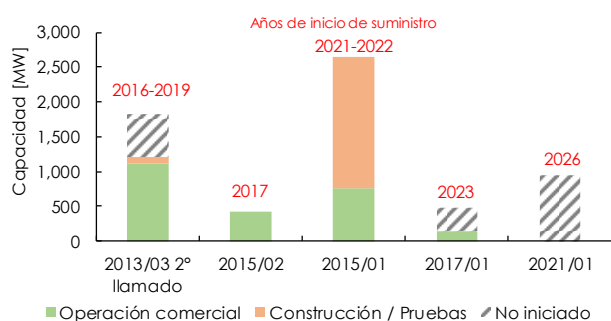


Figura 3: Capacidad de nuevos proyectos por licitación según su estado de desarrollo

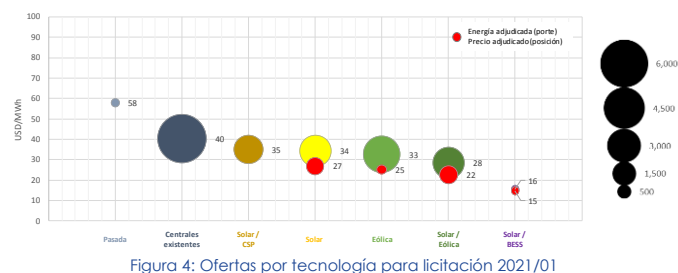


Figura 4: Ofertas por tecnología para licitación 2021/01

A pesar de que las licitaciones se realizaron en un contexto de mayor incertidumbre política, regulatoria y económica desde el 2014 (nueva constitución, proyecto de portabilidad, descarbonización, menor crecimiento de la demanda, etc.), el número de participantes y precios ofertados da cuenta de un proceso exitoso, indicando que varios oferentes estiman que la situación actual sólo sería una coyuntura temporal.

Sin duda, el sostenido éxito de las licitaciones impone un desafío al proyecto de ley de portabilidad eléctrica, de modo que la nueva figura del comercializador pueda acceder a los mismos niveles de precios, en caso de que la iniciativa avance y se implemente este nuevo esquema.

Otro aspecto que llama la atención son las posibles diferencias entre los escenarios y análisis que solicita la Comisión para el respaldo de las ofertas, y lo que se considera en el informe de clasificación de riesgo de las empresas. Actualmente no hay criterios mínimos únicos que permitan asegurar que los escenarios de análisis de la evaluación de riesgo son comparables entre distintos oferentes y clasificadoras, no siendo claro por ejemplo que se hayan tenido a la vista aspectos como niveles proyectados de costos marginales, otros posibles cargos (servicios

complementarios, compensación por impuesto a las emisiones, entre otros), o la misma sobrecontratación de las empresas distribuidoras, más allá de los supuestos macroeconómicos generales que pueden diferir según la visión de quien realice el análisis. Incluso en algunos casos se aprecia información que no es totalmente consistente entre el informe de clasificación de riesgo y las ofertas finalmente presentadas por las empresas. Lo anterior, más el nivel de precio ofertado, pone una cuota de duda sobre la viabilidad económica de algunos proyectos que sustentan las ofertas. A futuro se podrían definir en las bases de licitación aspectos mínimos sobre los que se deben basar las clasificaciones de riesgo, de manera de hacer los informes más homologables.

Desde el 2014 los procesos de licitación han tenido un impacto importante en la composición del parque generador a futuro, pero sin que necesariamente el objetivo sea asegurar la complementariedad de las distintas fuentes de generación, o que existan los recursos técnicos suficientes para la operación segura y a mínimo costo del sistema, no sólo en condiciones normales de operación, sino que también ante eventos de baja probabilidad de ocurrencia. La Figura 5 muestra los nuevos proyectos de generación que se han viabilizado por las licitaciones realizadas desde 2014, donde se aprecia que casi un 90% de la nueva capacidad corresponde a generación renovable variable.

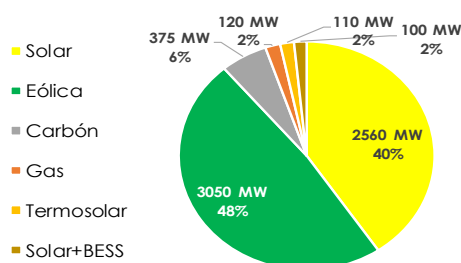


Figura 5: Capacidad de nuevos proyectos por tecnología viabilizados por procesos de licitaciones para clientes regulados desde 2014.³

Teniendo en cuenta esto último, y dados los cambios que estamos transitando como país en términos de alcanzar una matriz energética cada vez menos contaminante, es importante una coherencia entre los lineamientos de corto y largo plazo. Por un lado, es de gran importancia tener precios competitivos de energía para los usuarios finales, para lo cual las centrales de generación renovable variable han sido un aporte fundamental, pero por otro lado es igual de importante identificar a tiempo las medidas, mecanismos y acciones que ayuden a viabilizar el objetivo de tener una matriz energética limpia, segura y flexible a largo plazo.

Mirando a futuro, es importante conciliar el rol de las licitaciones con el desarrollo de capacidad adicional que otorgue flexibilidad al sistema, sin necesariamente mezclar ambos instrumentos. Hay que tener en cuenta que las tecnologías que pueden aportar a la flexibilidad y complementariedad de la generación renovable variable a la fecha no son competitivas a nivel de precio de energía. Como país además tenemos desafíos adicionales que nos impone la geografía o el no contar, por ahora, con interconexiones internacionales, por lo que, a diferencia de otros mercados a nivel mundial, al menos por ahora la solución deberemos encontrarla localmente. Actualmente ya hay mecanismos que podrían ser utilizados para este fin, como las licitaciones definidas en el régimen de servicios complementarios (SSCC), lo que además se podría perfeccionar y profundizar mediante la creación de un nuevo producto de flexibilidad.

³ Excluyendo aquellas centrales que ya estaban en operación o en construcción a la fecha de presentación de ofertas de cada proceso

Análisis de operación

Generación

En el mes de agosto, la generación total del SEN fue de 7.049 GWh/mes, un 1,3% menor a julio de 2021 (7.139 GWh/mes) y un 9,2% mayor a agosto de 2020 (6.458 GWh/mes) (Ver Figura 6).

La participación de la generación hidráulica disminuyó un 33,8% en relación con agosto 2020. En contraste, la participación de la generación mediante energía diésel, carbón, eólica, solar y gas aumentaron en un 961,2%, 12,8%, 10,1%, 41,0% y 16,3%, respectivamente en relación con agosto 2020 (Ver figura 6).

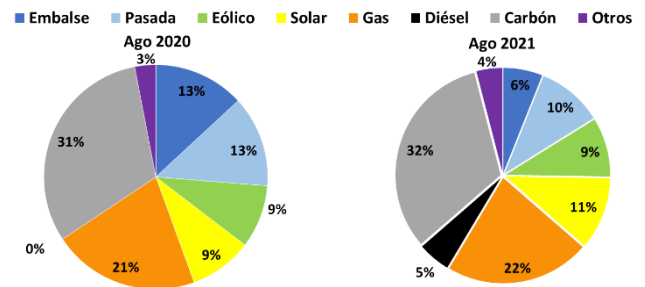
Durante agosto estuvieron en mantenimiento mayor las centrales hidráulicas de embalse: Angostura, Cipreses y El Toro (14, 2 y 4 días respectivamente); las centrales de carbón: Angamos-ANG1, Guacolda 2 y Mejillones-CTM2 y Nuevas Ventanas (24, 15, 23 y 3 días respectivamente) y, por último, las unidades hidráulicas de pasada, Chacayes, Alfalfal, La Confluencia y La Higuera (6, 12, 15 y 18 días respectivamente).

Con respecto a la generación bruta del mes de agosto, la potencia máxima generada fue de 11.100 MW el día 12, y la mínima fue de 7.537 MW el día 29. La Figura 7 muestra el ciclo de la generación durante el mes de agosto, la cual es más alta durante los días hábiles y más baja durante los fines de semana.

Hidrología

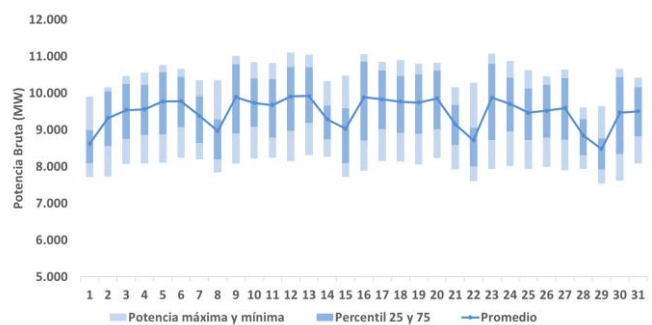
Al igual que en el mes anterior, la energía embalsada en el SEN en agosto fue inferior los niveles de agosto del año anterior. Se mantiene aún en niveles históricamente bajos, representando un 43% del promedio mensual entre los años 1994 y 2020 (ver Figura 8). En lo que va del año hidrológico 2021/2022 (agosto de 2021), el nivel de excedencia observado es igual a 97,4%, es decir, se ubica en el 2,6% 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



6.458 GWh/mes Generación total del mes **7.049** GWh/mes

Figura 6: Energía mensual generada en el SEN (Fuente: CEN)



Potencia máxima mes **11.100** MW
Potencia mínima mes **7.537** MW

Figura 7: Generación bruta del SEN agosto 2021 (Fuente: CEN)

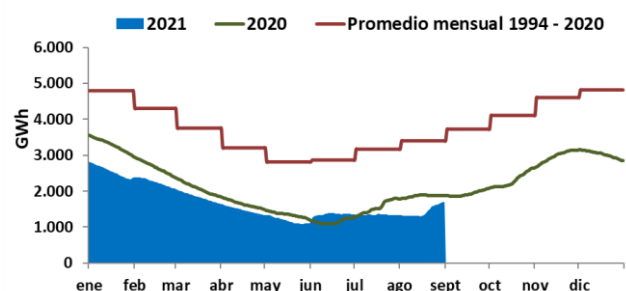


Figura 8: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE - CEN)

Análisis de operación

Costos Marginales

En agosto de 2021 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 97,9 US\$/MWh, lo cual registró una baja de 7,1% con respecto a julio del mismo año (105,3 US\$/MWh), y un aumento de 222,0% respecto a agosto de 2020 (30,4 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 9).

Por su parte, el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220 en agosto de 2021 fue de 130,3 US\$/MWh, lo cual reflejó una baja del 1,2% con respecto a julio del mismo año (131,8 US\$/MWh), y un aumento de 313,5% respecto a agosto de 2020 (31,5 US\$/MWh). Estos costos estuvieron determinados por el valor del carbón en demanda baja y por el valor del agua, del gas y del diésel en demanda alta (ver Figura 10).

Durante agosto 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 11). El total de desacoples del SEN fue de 664 horas.

Los tramos con mayor cantidad de desacoples fueron: Salar 220 – Calama 2200 (27 eventos), Quillota 110 – San Pedro 110 (21 eventos), D.Almagro 220 – Cachiyuyal 220 (17 eventos), y Lo Aguirre 500 – Polpaico 500 (7 eventos), con un desacople promedio de 46,1 US\$/MWh, 74,5 US\$/MWh, 65,74 US\$/MWh y 119,4 US\$/MWh respectivamente (ver Tabla 2).

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

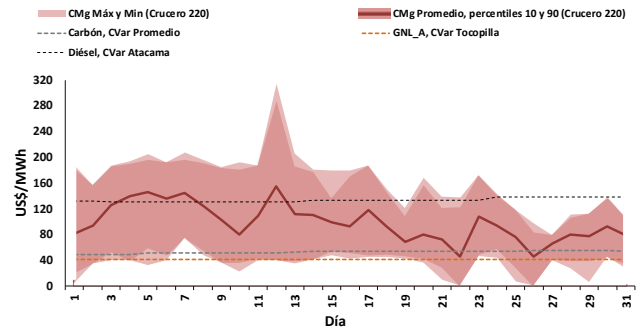


Figura 9: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de agosto para Crucero 220 (Fuente: CEN)

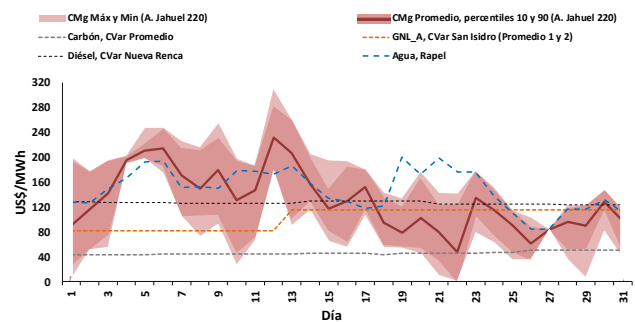


Figura 10: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de agosto para Alto Jahuel 220 (Fuente: CEN)

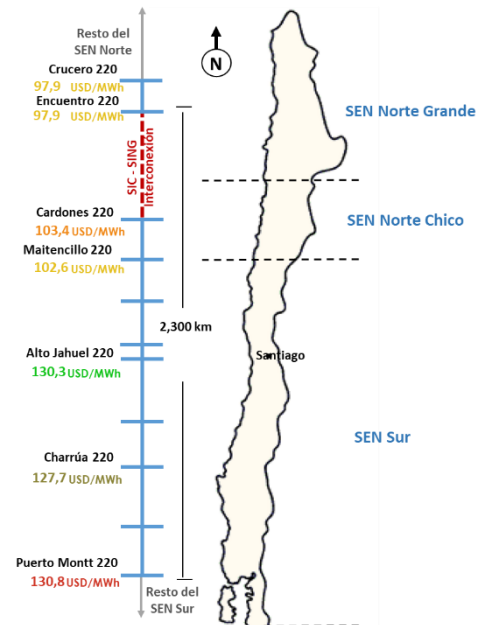


Figura 11: Costo marginal promedio de agosto en barras representativas del Sistema (Fuente: CEN)

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

Líneas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh
SALAR 220 - CALAMA 220	139	46,1
D.ALAMGRO 220 - CACHYUYAL 220	118	65,1
QUILLOTA 110 - S.PEDRO 110	116	74,5
LO AGUIRRE 500 - POLPAICO 500	101	119,4
ITAHUE 220 - ITAHUE 154	65	65,1
POLPAICO 500 - N.PAZUCAR 500	58	50,5
P.MONTT 220 - CAHUILAR 220	50	14,3
CAUTIN 220 - TAP RÍOTOLÉN 220	7	63,3
C.NAVIA 220 - C.NAVIA 110	6	26,6
RAHUE 220 - S.FRUTILLAR N 220	3	43,2

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

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

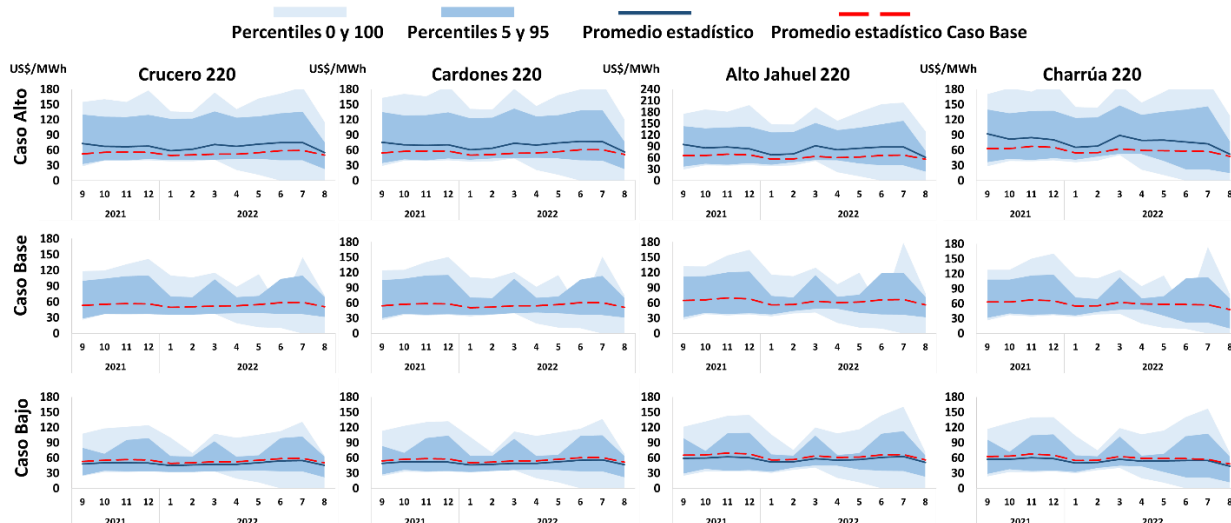


Figura 12: Costos marginales proyectados por barra (Fuente: Systep)

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 agosto 2021 y la contingencia producto de la pandemia originada por el COVID-19, la proyección de la demanda considera un crecimiento total de 5,4% 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)		5,4%	5,4%	5,4%
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton	Mejillones 1 y 2	104.1	115.7	127.3
		Angamos	92.6	102.9	113.2
		Guacolda (promedio)	86.0	95.6	105.1
		Andina	83.5	92.7	102.0
		Hornitos	81.5	90.6	99.6
		Norgener	83.6	92.9	102.2
		N. Ventanas	84.4	93.8	103.2
	Diesel US\$/Bbl (Quintero)	Quintero	83.4	92.7	101.9
		Mejillones	82.7	91.9	101.1
	GNL US\$/MMBtu	San Isidro 1	8.4	9.4	10.3
		Nehueno 1	7.9	8.7	N/A
		Mejillones CTM3	7.8	8.7	N/A
		U16	7.8	8.7	9.6
	GN US\$/MMBtu	Kelar	6.8	7.5	N/A
		San Isidro 2 (1)	8.4	9.4	10.3
		U16 (1)	7.8	8.7	9.6
		Nehueno 2 (1)	7.9	8.7	9.6
		Nueva Renca (1)	8.0	8.9	9.7

(1) Hasta diciembre 2020

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 3.501,4 MW de nueva capacidad, de los cuales 1.483,8 MW son solares, 1.005 MW son eólicos, 579,7 MW hidráulicos y 432,9 MW térmicos. Además, se considera el retiro de U14 y U15 para diciembre 2021, equivalente a un total de 259,7 MW.

En los gráficos de la **Figura 12**, 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 de inyecciones y retiros por empresa, en que se considera para cada una la operación consolidada del SEN.

En agosto, Enel Generación disminuyó su generación en base a carbón y GN, y aumentó su generación diésel, hidroeléctrica, solar y eólica con respecto a julio del mismo año. Por su parte, Colbún disminuyó su generación diésel e hidroeléctrica, y aumentó su producción en base a GNL. Por otro lado, AES Andes disminuyó su generación de carbón. Engie aumentó su generación en base a GN y GNL y disminuyó su participación en base a carbón. Por último, Tamakaya aumentó su producción térmica de gas.

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

Enel Chile

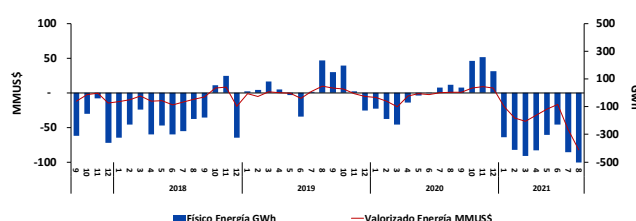
Generación por Fuente (GWh)			
	Ago 2020	Jul 2021	Ago 2021
Diésel	0	48	66
Carbón	190	244	121
Gas Natural	19	54	78
GNL	448	551	518
Hidro	830	487	527
Solar	78	66	82
Eólico	184	140	153
Getérmica	17	33	32
Total	1.765	1.624	1.577

*Incluye Pehuenche y GasAtacama, entre otros.

Costos variables promedio (US\$/MWh)			
	Central	Jul 2021	Ago 2021
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)		78,5	81,5
San Isidro GN_A (TG1+TV1, prom. I y II)		34,8	34,8
Taltal Diesel (Prom I y II)		190,9	197,2
Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)		127,9	132,4

Valor del Agua promedio (US\$/MWh)			
	Central	Jul 2021	Ago 2021
Embalse Ralco		48,1	121,6

Transferencias de Energía agosto 2021			
Total Generación (GWh)		1.577	
Total Retiros (GWh)		2.250	
Transf. Físicas (GWh)		-673	
Transf. Valorizadas (MMUS\$)		-83	



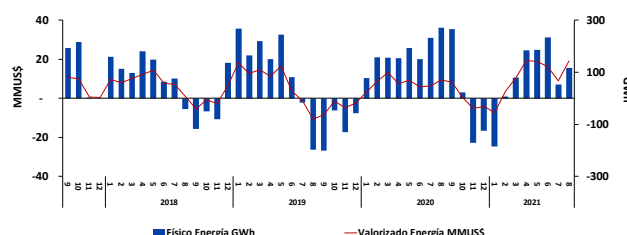
Colbún

Generación por Fuente (GWh)			
	Ago 2020	Jul 2021	Ago 2021
Diésel	3	58	52
Carbón	187	269	264
Gas Natural	0	0	6
GNL	493	319	395
Hidro	515	308	287
Solar	1	1	1
Eólico	0	0	0
Total	1.199	955	1.005

Costos Variables promedio (US\$/MWh)			
	Central	Jul 2021	Ago 2021
Santa María		34,3	33,5
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)		57,0	57,0
Nehuenco GN_A (TG1+TV1, Prom. I y II)		42,9	42,9
Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)		111,1	114,8

Valor del Agua promedio (US\$/MWh)			
	Central	Jul 2021	Ago 2021
Embalse Colbún		58,0	125,2

Transferencias de Energía agosto 2021			
Total Generación (GWh)		1.005	
Total Retiros (GWh)		889	
Transf. Físicas (GWh)		117	
Transf. Valorizadas (MMUS\$)		19	



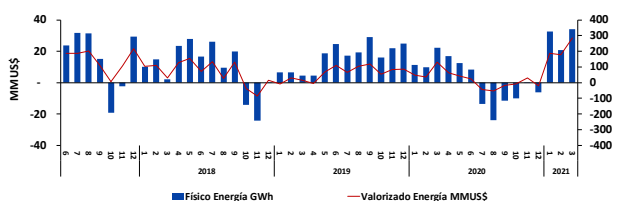
AES Andes

Generación por Fuente (GWh)			
	Ago 2020	Jul 2021	Ago 2021
Diésel	0	0	0
Carbón	1.297	1.644	1.304
Gas Natural	1	3	5
GNL	49	53	50
Hidro	15	14	20
Solar	30	14	13
Eólico	0	0	0
Otro	1.393	1.728	1.392
Total	2.785	3.456	2.785

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

Costos variables promedio (US\$/MWh)			
	Central	Jul 2021	Ago 2021
Ventanas II		38,6	41,9
N. Ventanas y Campiche		40,7	41,3
Angamos (prom. 1 y 2)		37,0	42,0
Guacolda III		35,4	38,5

Transferencias de Energía agosto 2021			
Total Generación (GWh)		1.392	
Total Retiros (GWh)		1.256	
Transf. Físicas (GWh)		136	
Transf. Valorizadas (MMUS\$)		16	



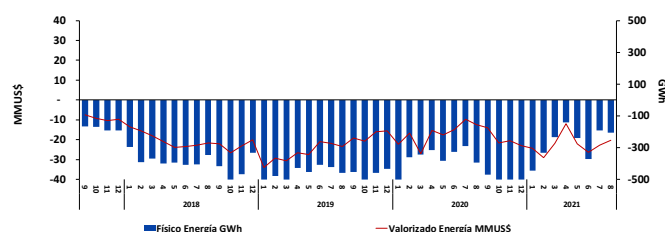
Análisis por empresa

Engie

Generación por Fuente (GWh)			
	Ago 2020	Jul 2021	Ago 2021
Diésel	0,2	43,1	4,9
Carbón	327	678	566
Gas Natural	138	101	152
GNL	88	29	103
Hidro	15	10	13
Solar	12	10	9
Eólico	11	29	30
Total	591	899	877

Costos Variables promedio (US\$/MWh)			
Central	Jul 2021	Ago 2021	
Andina Carbón	40,7	43,2	
Mejillones Carbón	48,0	54,2	
Tocopilla GNL_A (U16-TG1+TV1)	40,1	40,3	
Transferencias de Energía agosto 2021			
Total Generación (GWh)		877	
Total Retiros (GWh)		1.083	
Transf. Físicas (GWh)		-205	
Transf. Valorizadas (MMUS\$)		-20	

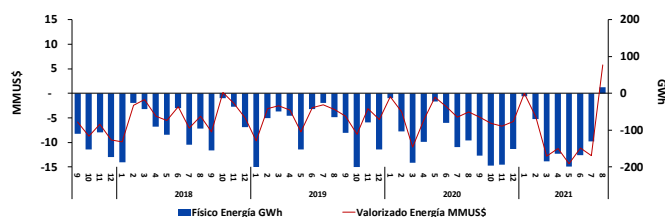
*Considera Andina, Hornitos, Los Loros y Monte Redondo



Tamakaya Energía (Central Kelar)

Generación por Fuente (GWh)			
	Ago 2020	Jul 2021	Ago 2021
Diésel	0	0	9
Carbón	0	0	0
Gas Natural	288	339	474
GNL	144	169	232
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	431	508	715

Costos Variables prom. (US\$/MWh)			
Central	Jul 2021	Ago 2021	
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)	69,2	70,4	
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)	99,0	103,7	
Transferencias de Energía agosto 2021			
Total Generación (GWh)		241	
Total Retiros (GWh)		225	
Transf. Físicas (GWh)		16	
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 agosto de 2021, es de 92,0 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 agosto de 2021 por generador, en barra de oferta (Fuente: CNE. Elaboración: Systep)

Empresa Generadora	Precio Medio Contratos US\$/MWh	Energía Contratada año 2021 GWh
ENDESA	91,0	15.655
E-CL	104,7	7.570
AES GENER	87,5	5.229
COLBÚN	96,1	4.850
El Campesino	107,4	4.000
Abengoa	127,6	950
IBERÉOLICA CABO LEONES II S.A.	52,6	858
Aela Generación S.A.	85,1	768
HUEMUL ENERGÍA (Caman)	43,2	638
HUEMUL ENERGÍA (Coihue)	43,9	638
ACCIONA	105,5	600
PANGUIPULLI	128,7	565
CONDOR ENERGÍA (Esperanza)	48,0	528
CONDOR ENERGÍA (C° Tigre)	46,6	462
CONDOR ENERGÍA (Tchamma)	44,1	440
San Juan SpA.	113,9	420
WPD MALLECO (Malleco)	55,6	397
HUEMUL ENERGÍA (Ckani)	47,4	374
Pelumpén S.A.	90,9	324
M. REDONDO	117,1	303
MARIA ELENA SOLAR	32,4	280
D. ALMAGRO	123,5	220
Iberéolica Cabo Leones I S.A.	99,6	195
WPD MALLECO (Malleco II)	55,2	192
Chungungo S.A.	98,9	190
OPDENERGY	42,4	176
Otros	93,2	1.208
Precio Medio de Licitación	92,0	48.028

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

Empresa Distribuidora	Precio Medio Contratos US\$/MWh	Energía Contratada año 2021 GWh
Enel Distribución	79,7	16.316
CGE Distribución	105,4	13.024
Chilquinta	97,0	3.481
SAESA	92,7	4.312
Precio Medio Muestra	91,8	37.134

Energías Renovables No Convencionales

De acuerdo con el balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), cuya última publicación considera datos actualizados a julio de 2021, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 6.014 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 628 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante julio fue igual a 1.572 GWh, es decir, se superó en un 150% la obligación ERNC.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 51% (797 GWh) seguido por el aporte eólico con un 22% (342 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico, biomasa y geotérmica con un 19%, 7% y 1% respectivamente (299, 111 y 22 GWh respectivamente, ver Figura 13).

Durante julio, se registró 2,6 GWh de energía solar y eólica vertida, lo que refleja un aumento de 212% con respecto a junio 2021 (0,8 GWh) y un aumento de 356% con respecto a julio del 2020 (0,6 GWh, ver Figura 14).

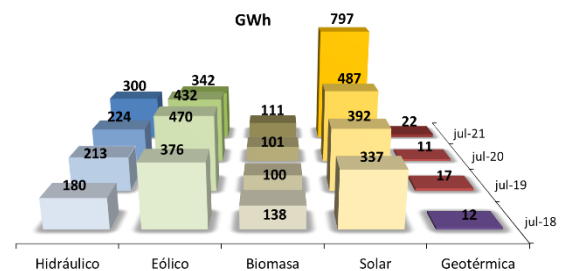


Figura 13: Generación ERNC histórica reconocida (Fuente: CEN)

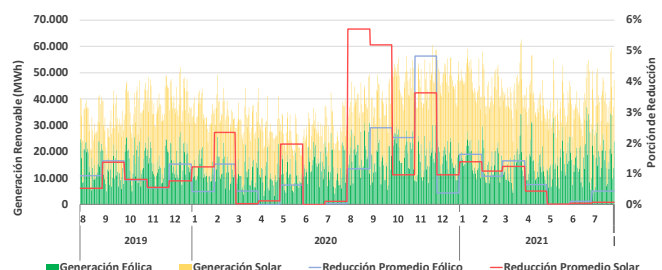


Figura 14: Vertimiento renovable durante el mes de junio (Fuente: CEN).

Expansión del Sistema

Plan de obras

De acuerdo con la RE-327 CNE (31-08-2021) "Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción", se espera la entrada de 5.869 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 57,5% corresponde a tecnología solar (3.374 MW), un 16,1% a tecnología eólica (946 MW), un 18,5% de tecnología hidráulica (1.086 MW), un 5,1% de tecnología térmica (297 MW), y un 2,8% a biomasa (166 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]
Parque Eólico Calama	sept-21	Eólica	150
Parque PV Pampa Tigre	sept-21	Solar	100
La Cruz Solar	sept-21	Solar	50
Las Lajas	oct-21	Hidráulica	267
Diego de Almagro Sur	oct-21	Solar	208
MAPA	oct-21	Biomasa	166
Llanos Blancos	oct-21	Térmica	150
Andes IIB	oct-21	Solar	113
Parque Eólico Ckani	oct-21	Eólica	107
Valle Escondido	oct-21	Solar	105
Sol de Los Andes	oct-21	Solar	89
PE Puelche Sur	nov-21	Eólica	152
PE Lomas de Duqueco	nov-21	Eólica	57
Alfalfal II	dic-21	Hidráulica	264
Proyecto FV Coya	dic-21	Solar	180
PE Llanos del Viento	dic-21	Eólica	156
Finis Terrae, Extensión Etapa 2	ene-22	Solar	18
Campos del Sol II	mar-22	Solar	370
Sol de Varas	mar-22	Solar	101
Campo Lindo	mar-22	Eólica	72
PSF Sol de Atacama	abr-22	Solar	81
Parque Eólico Caman - Etapa 1	jul-22	Eólica	146
Parque FV Willka	jul-22	Solar	98

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 agosto de 2021, totalizan 16.257 MW con una inversión de MMUS\$ 17.021 mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 62.077 MW con una inversión de MMUS\$ 121.066 (ver Tabla 7).

Durante el mes de agosto 6 proyectos obtuvieron RCA favorable, de los cuales todos son solares, sumando una potencia nominal de 252 MW. Se destaca dentro de estos proyectos Parque Fotovoltaico Peldehue Solar, de 120 MW con una inversión de 120 MMUS\$. Por otro lado, entraron en calificación 14 nuevos proyectos aportando con una capacidad de 1.593 MW, de los cuales se destacan el proyecto GHUNGNAM KCS (1.009 MW), el Parque Eólico Rinconada (258 MW) y el Parque Híbrido Amolanas (199 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	5.359	5.789	11.100	22.112
Hidráulica	173	447	3.933	6.677
Solar	8.333	8.679	29.022	56.251
Gas Natural	0	0	6.397	6.258
Geotérmica	0	0	170	710
Diesel	70	30	2.887	6.535
Biomasa/Biogás	0	12	463	920
Carbón	0	0	7.030	13.603
Termosolar	0	0	1.075	8.000
Mixto (Solar + Eólica)	2.322	2.064	0	0
Total	16.257	17.021	62.077	121.066

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

Seguimiento regulatorio

Comisión Nacional de Energía

- Se publicó Resolución Exenta 342, que Modifica Resolución N°72, del 5 de Marzo de 2020, que Establece Disposiciones Técnicas para la Implantación de la Ley N° 21.185 (Estabilización Tarifaria, [ver más](#))
- Se Publica Acta de Adjudicación de Ofertas Económicas Primera y Segunda Etapa de la Licitación de Suministro 2021/01 ([ver más](#))

Ministerio de Energía

- Se Publica en el Diario Oficial el Decreto Exento N°185, que Fija Obras de Ampliación de los Sistemas de Transmisión Nacional y Zonal que Deben Iniciar su Proceso de Licitación en los Doce Meses Sigüientes, Correspondientes al Plan de Expansión del Año 2020 ([ver más](#)).

Panel de Expertos

- Finaliza discrepancias 08 -2021 sobre el Informe de Revisión de Peajes de Transmisión Nacional año 2020 ([ver más](#)).
- Finaliza discrepancias 09-2021 sobre el Informe de Potencia de Suficiencia del año 2019 ([ver más](#)).
- Finaliza discrepancias 11-2021 de CMPC Pulp respecto del régimen de acceso abierto ([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

Septiembre 2021



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.