

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

Noviembre 2021

Contenido

Editorial	2
Análisis de operación	3-4
Generación	4
Hidrología	4
Costos Marginales	5
Proyección de costos marginales Systep	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

Dos visiones para un mismo desafío: ¿Qué proponen los candidatos en materia energética para Chile?

El próximo 19 de diciembre se llevará a cabo la segunda vuelta electoral, para definir al Presidente de la República entre los candidatos José Antonio Kast y Gabriel Boric. Las elecciones toman un rol importante en el sector eléctrico, puesto que la nueva administración se enfrentará a múltiples desafíos en el área de energía como el posible agotamiento del saldo del PEC y la eventual alza en la tarifa de la energía, la actual estrechez de generación, la sequía y la descarbonización, entre otros.

Cabe destacar que, a la fecha, los programas disponibles¹ corresponden a los publicados en primera vuelta, por lo que probablemente ambos candidatos realicen modificaciones en sus propuestas con miras al 19 de diciembre.

Si bien las propuestas de los candidatos en materia energética son diferentes, presentan algunas iniciativas en común:

- Fomento de la eficiencia energética tanto para hogares como en la industria.
- Impulso en la generación distribuida: en concreto, Boric propone instalar 500 MW de forma descentralizada, mientras que en el programa de Kast se plantea una facilitación de este tipo de generación producto de un mayor uso de medidores inteligentes.
- Transición hacia la electromovilidad haciendo énfasis en el transporte público².
- Desarrollo de la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, donde el objetivo es convertir a Chile en productor y exportador de este combustible a nivel global.
- Extensión de impuestos verdes: Boric propone aumentar gradualmente el impuesto al CO₂ desde 5 a 40 USD/ton y aumentar el impuesto específico a los combustibles a 7 UTM/m³, entre otros; mientras que Kast propone extender el impuesto verde a las principales actividades económicas generadoras de gases contaminantes.

Una de las principales diferencias programáticas entre ambos candidatos, en sus programas de

primera vuelta, tiene relación con el proceso de descarbonización. La candidatura de Boric³ define el retiro total de las centrales a carbón para fines de 2025, mientras que Kast menciona que se eliminará el carbón de mala calidad y sólo se hará cierre de centrales termoeléctricas en caso de que éstas no cumplan con ciertos estándares⁴.

A pesar de lo anterior, ambos candidatos en debates y entrevistas han matizado sus programas respecto de la descarbonización. Por un lado, Kast ha señalado que no se instalarán nuevas centrales a carbón y buscaría acelerar el proceso, y, por otro lado, Boric ha señalado que la meta hacia 2025 tendría ciertas condiciones.

En relación con algunas de las propuestas particulares de los candidatos, Kast propone recuperar el rol de la hidroelectricidad mediante el desarrollo de centrales en el sur del país, además de aumentar la participación de fuentes geotérmicas y el desarrollo e investigación de energía a partir de fusión nuclear. También considera reducir la dependencia de combustibles fósiles fomentando la electrificación. Por otra parte, Gabriel Boric dice que impulsará descentralizadamente la reconversión térmica de las edificaciones para disminuir el costo de calefacción de las familias, uno de los mayores consumos energéticos. Su objetivo es aislar térmicamente 400.000 viviendas en 100 comunas del país⁵. También se habla de ajustar el mecanismo de equidad tarifaria.

Independiente del candidato que sea electo en las próximas elecciones, el futuro gobierno tendrá que enfrentar los mismos desafíos en el sector eléctrico. Uno de ellos, y de preocupación más inmediata, corresponde a una muy probable alza de tarifas de clientes regulados debido al agotamiento del fondo de estabilización de tarifas, lo cual fue un mecanismo definido mediante la ley 21.185⁶ aprobada en noviembre de 2019. Actualmente existen más de 1.000 millones de USD adeudados a empresas generadoras, siendo que dicho valor no puede superar el límite de 1.350 millones. Además, no se pueden acumular más saldos a partir del término del primer semestre de 2023. En su informe preliminar de precio de nudo para el periodo 2022-

¹ Programas de gobierno de Boric y Kast, noviembre 2021.

² Chile Sustentable, [Breve análisis de los programas presidenciales en materia medio ambiental](#), julio 2021.

³ T13, [Tres candidatos a la presidencia proponen cerrar plantas de carbón para 2030](#), noviembre 2021.

⁴ Originalmente el programa de Kast no reconoce claramente la existencia del cambio climático, sin embargo, los apoyos obtenidos para la segunda vuelta son claros en reconocerlos. [Apoyos a Kast segunda vuelta](#), noviembre 2021.

⁵ Conferencia FlecGas 2021, noviembre 2021.

⁶ Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, [Ley N° 21.185](#), noviembre 2019.

17, la CNE proyecta que el 99% de este límite será alcanzado en junio de 2022, lo cual hace bastante probable un alza en los precios de tarifas a clientes regulados para el segundo semestre del próximo año. En la misma línea, producto de la pandemia, se promulgó la ley 21.340 que prohíbe el corte de servicios básicos⁸ hasta diciembre de 2021, por lo que, ya sea que se extienda o no el plazo de dicha ley, habrá que ver qué postura tomará la futura autoridad, considerando que ya se adeudan a las empresas distribuidoras más de 275.000 millones de pesos por este concepto.

Otro desafío para considerar es propiciar el desarrollo de la línea HVDC, ya sea, por ejemplo, siendo mediador en las relaciones con las comunidades emplazadas en los lugares por los que pasará la línea, impulsar un mayor desarrollo de infraestructura HVDC, buscar una nueva licitación del proyecto en caso de que la actual quede fuera del precio de reserva, etc. Este proyecto es un factor clave para el proceso de descarbonización (dado que permitiría transportar parte importante de la energía inyectada por los nuevos proyectos de generación renovable en la zona norte del país, lo que es imprescindible frente a un escenario de ausencia de generación con combustibles fósiles). Esto, sin embargo, dependerá de si el actual proceso de licitación resulta exitoso.

También la próxima administración deberá determinar si realiza o modifica las condiciones de la licitación de energía planificada para el próximo año. El actual Secretario Ejecutivo de la CNE ha señalado su intención de publicar en los próximos meses las bases preliminares para iniciar un proceso de licitación de 7.500 GWh/año, con inicio de suministro en 2027 y 2028, proceso que contemplaría por primera vez una cuota reservada para almacenamiento.

Por otra parte, hay que recordar que, en el contexto de la reforma a la distribución, aún se encuentra en tramitación el proyecto de ley de portabilidad eléctrica⁹. De acuerdo con este proyecto se debería introducir la figura del comercializador, conllevando a una natural y sana competencia. En este contexto, ¿se mantendrá en espera dicho proyecto de ley o tomará una mayor prioridad, considerando que hay otros aspectos a considerar para la reforma al sector de la distribución en el país? Por otro lado, considerando el desarrollo de la matriz energética, una descarbonización acelerada debe ir de la mano con una mejora en el proceso de expansión a nivel de transmisión,

tanto con nuevas tecnologías (almacenamiento, CSP, etc.) como tradicionales, ya que el proceso actual en la práctica no ha disminuido los tiempos de tramitación de nuevas obras.

En resumen, existen muchas materias de corto plazo sobre las cuales ni los candidatos ni sus asesores se han pronunciado y la próxima administración deberá tomar definiciones durante el próximo año, tales como la posible alza en las tarifas por agotamiento del PEC, licitaciones, procesos tarifarios en curso, entre otros. En una mirada de más largo plazo, es importante destacar que, dados los tiempos de inversión y planificación en el sector, el Estado debe promover una cierta continuidad en la política energética, en particular con aquellas iniciativas y acuerdos que han sido tratadas de manera participativa por todos los actores.

7 CNE, [Informe Técnico Preliminar de precio Nudo](#), octubre 2021.

8 Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, [Ley N° 21.340](#), mayo 2021.

9 Proyecto de ley: "[Establece el derecho a la portabilidad eléctrica](#)", septiembre 2020.

Análisis de operación

Generación

En el mes de octubre, la generación total del SEN fue de 6.804 GWh/mes, un 4,1% menor a septiembre de 2021 (6.533 GWh/mes) y un 5,9% mayor a octubre de 2020 (6.437 GWh/mes) (Ver Figura 1).

La participación de la generación hidráulica y carbón disminuyeron un 35,3% y 1,7% en relación con octubre 2020. En contraste, la participación de la generación mediante diésel, eólica, solar y gas aumentaron en un 925%, 23,2%, 46,9% y 124,35%, respectivamente en relación con octubre 2020 (Ver figura 1).

Durante octubre estuvieron en mantenimiento mayor las centrales hidráulicas de embalse: El Toro y Rapel (19 y 8 días respectivamente); las centrales de carbón: Santa María, Guacolda 3, Guacolda 5, Mejillones- IEM, Nueva Ventana y Norgener NTO1 (1, 7, 13, 7, 21 y 10 días respectivamente); las centrales diésel: Antihue, cardones, Tocopilla U16 Diésel, Kelar Diésel, Los Pinos y Santa Lidia (10, 11, 21, 14, 13 y 2 respectivamente); las centrales de gas Tocopilla U16 GNL, Nehuenco y Kelar GNL (21, 15 y 14 días respectivamente), por último, las centrales hidráulicas de pasada, Chacayes y La Higuera (20 y 9 días respectivamente).

Con respecto a la generación bruta del mes de octubre, la potencia máxima generada fue de 10.582 MW el día 29, y la mínima fue de 7.487 MW el día 24. La Figura 2 muestra el ciclo de la generación durante el mes de octubre, la cual es más alta durante los días hábiles y más baja durante los fines de semana.

Hidrología

En octubre la energía embalsada en el SEN alcanzó el nivel del mismo mes del año anterior, terminando levemente superior. Se mantiene aún en niveles históricamente bajos, representando un 62% del promedio mensual entre los años 1994 y 2020 (ver Figura 3). En lo que va del año hidrológico 2021/2022 (octubre de 2021), el nivel de excedencia observado es igual a 96%, es decir, se ubica en el 4% de las hidrologías más secas observadas a igual fecha.

Para mayor detalle de la operación del Sistema, ver [Estadísticas Systep](#), sección Datos de Operación del SEN

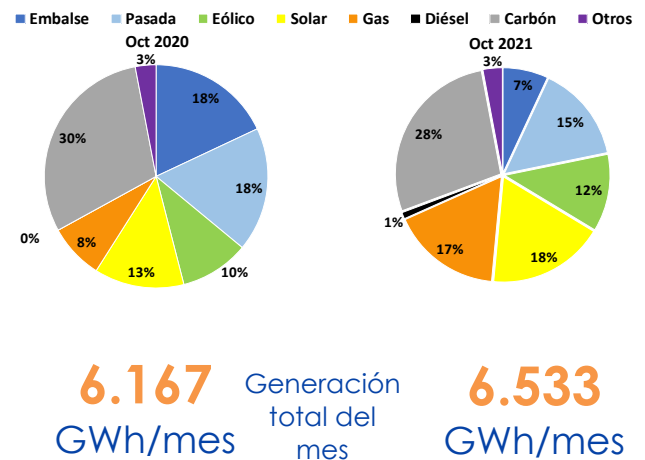


Figura 1: Energía mensual generada en el SEN (Fuente: CEN)

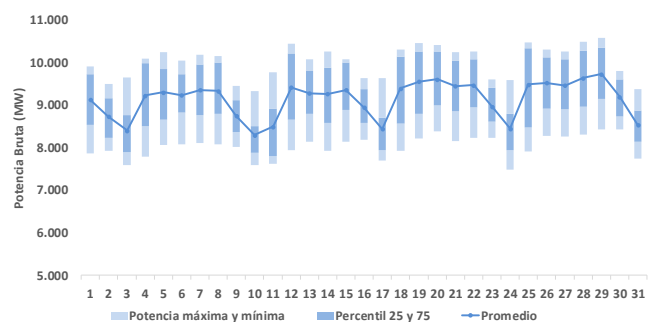


Figura 2: Generación bruta del SEN octubre 2021 (Fuente: CEN)

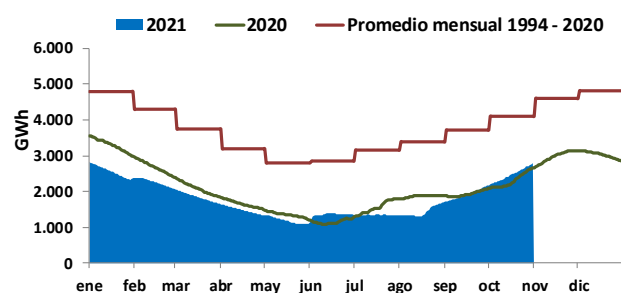


Figura 3: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE – CEN)

Análisis de operación

Costos Marginales

En octubre de 2021 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 48,7 US\$/MWh, lo cual registró un alza de 3,2% con respecto a septiembre del mismo año (47,1 US\$/MWh), y un aumento de 42,3% respecto a octubre de 2020 (34,2 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 octubre de 2021, fue de 50,1 US\$/MWh, lo cual reflejó una baja del 13,6% con respecto a septiembre del mismo año (58,0 US\$/MWh), y un aumento de 62,7% respecto a octubre de 2020 (30,8 US\$/MWh). Estos costos estuvieron determinados por el valor del carbón y agua en demanda baja y por el valor del gas y del diésel en demanda alta (ver Figura 5).

Durante octubre 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 852 horas.

Los tramos con más horas de desacoples fueron: Aurora 220 -P. Montt 220 (311 horas), Salar 220 – Calama 220 (184 horas), Cautín 220 – Tap Ríotolten 220 (123 horas) y Diego de Almagro 220 – Cachiyuyal 220 (98 horas) con un desacople promedio de 168,0 US\$/MWh, 21,1 US\$/MWh, 152,3 US\$/MWh y 28,2 US\$/MWh, respectivamente (ver Tabla 1).

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

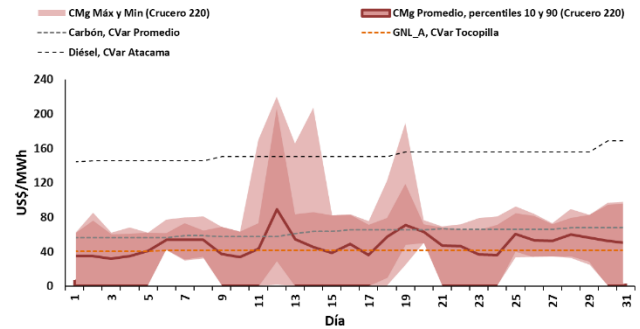


Figura 4: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de octubre para Crucero 220 (Fuente: CEN)

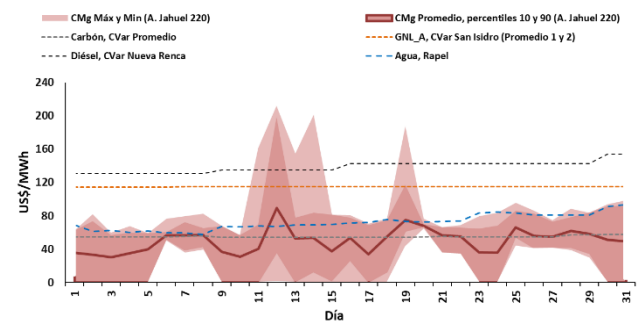


Figura 5: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de octubre para Alto Jahuel 220 (Fuente: CEN)

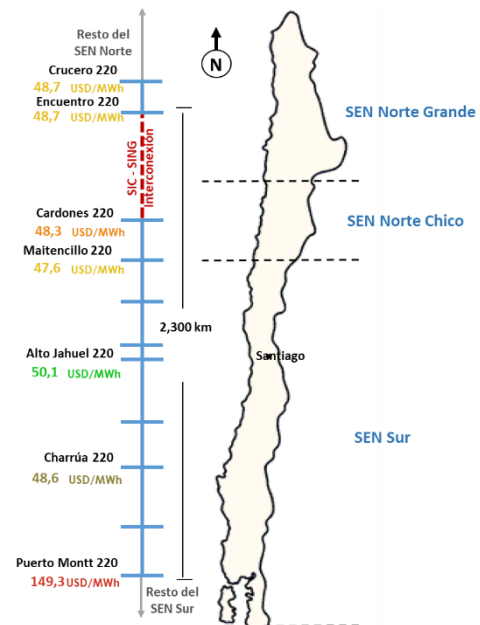


Figura 6: Costo marginal promedio de octubre en barras representativas del Sistema (Fuente: CEN)

Tabla 1: Desacople promedio por tramo congestionado en sistema de transmisión (Fuente: CEN)

Líneas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh	Líneas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh
AURORA 220 - P.MONTT 220	311	168,0	QUILLOTA 110 - S.PEDRO 110	31	48,7
SALAR 220 - CALAMA 220	184	21,1	LO AGUIRRE 500 - POLPAICO 500	12	12,9
CAUTÍN 220 - TAP RÍOTOLTEN 220	123	152,3	P.MONTT 220 - CANUTILLAR 220	11	84,3
D.ALMAGRO 220 - CACHIYUYAL 220	98	28,2	OHIGGINS 220 - PURI 220	9	189,5
POLPAICO 500 - N.P.AZÚCAR 500	32	21,9	TAP RÍOTOLTEN 220 - CIRUELOS 220	6	50,9

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

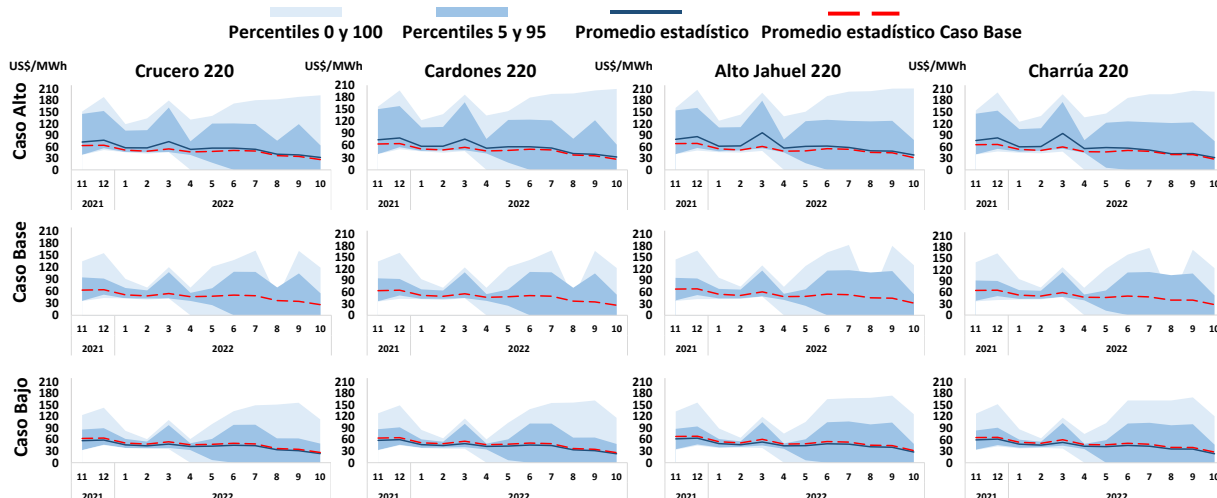


Figura 12: Costos marginales proyectados por barra (Fuente: Systep)

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 noviembre 2021 y la contingencia producto de la pandemia originada por el COVID-19, la proyección de la demanda considera un crecimiento total de 6,24% 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)		6.2%	6.2%	6.2%
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton	Mejillones 1 y 2	155.8	173.1	190.4
		Angamos	122.9	136.5	150.2
		Guacolda (promedio)	137.0	152.2	167.4
		Andina	121.6	135.2	148.7
		Hornitos	121.8	135.3	148.8
		Norgener	143.7	159.7	175.6
		N. Ventanas	135.8	150.9	166.0
	Diesel US\$/Bbl (Quintero)	Quintero	100.9	112.1	123.3
		Mejillones	100.1	111.2	122.4
		San Isidro 1	11.7	13.0	14.3
	GNL US\$/MMBtu	Nehuenco 1	10.7	11.9	-
		Mejillones CTM3	9.2	10.2	-
		U16	9.2	10.2	11.3
		Kelar	10.4	11.6	-
	GN US\$/MMBtu	San Isidro 2	-	-	-
		U16	-	-	-
		Nehuenco 2	-	-	-
		Nueva Renca	-	-	-

(1) Hasta Diciembre 2021

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 4.596,6MW de nueva capacidad, de los cuales 2.031,1 MW son solares, 1.605,3MW eólicos, 166 MW de biomasa y 341MW térmicos. Además, se considera el retiro de U14 y U15 para enero de 2022, y el retiro de Ventanas 2 y Bocamina 2 en mayo de 2022, equivalente a un total de 790,8 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 octubre, Enel disminuyó su generación en base a carbón, gas y geotérmica, y aumentó su generación diésel, hidráulica, solar y eólica con respecto a septiembre del mismo año. Por su parte, Colbún disminuyó su generación en base a carbón y GNL, y aumentó su producción en base a gas. Por otro lado, AES Andes disminuyó su generación de carbón. Engie disminuyó su generación en base a gas y carbón. Por último, Tamakaya disminuyó su producción térmica de gas.

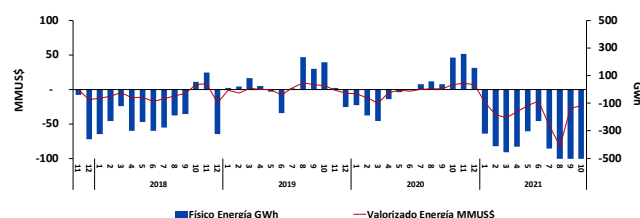
En octubre, las empresas Enel, Engie y Tamakaya fueron deficitarias, mientras que Colbún y AES Andes fueron excedentarias.

Enel Chile

Generación por Fuente (GWh)			
	Oct 2020	Sep 2021	Oct 2021
Diésel	0	1	13
Carbón	199	224	217
Gas Natural	135	18	10
GNL	84	330	328
Hidro	1.134	667	741
Solar	108	90	106
Eólico	172	152	167
Geotérmica	19	29	27
Total	1.851	1.511	1.608

*Incluye Pehuenche y GasAtacama, entre otros.

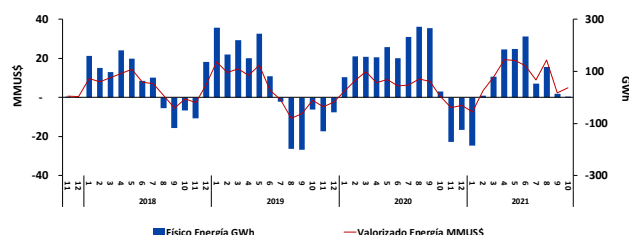
Costos variables promedio (US\$/MWh)			
	Sep 2021	Oct 2021	
Central			
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)	114,8	114,9	
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)	53,5	38,8	
Taltal Diesel (Prom I y II)	195,6	211,2	
Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	141,3	152,2	
Valor del Agua promedio (US\$/MWh)			
Central	Sep 2021	Oct 2021	
Embalse Ralco	70,8	61,1	
Transferencias de Energía octubre 2021			
Total Generación (GWh)		1.608	
Total Retiros (GWh)		2.136	
Transf. Físicas (GWh)		-528	
Transf. Valorizadas (MMUS\$)		-24	



Colbún

Generación por Fuente (GWh)			
	Oct 2020	Sep 2021	Oct 2021
Diésel	1	3	3
Carbón	180	186	167
Gas Natural	0	2	228
GNL	60	318	86
Hidro	669	292	290
Solar	2	2	2
Eólico	0	0	0
Total	912	802	776

Costos Variables promedio (US\$/MWh)			
	Sep 2021	Oct 2021	
Central			
Santa María	34,4	34,5	
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	105,4	105,4	
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	51,1	34,5	
Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)	114,5	126,7	
Valor del Agua promedio (US\$/MWh)			
Central	Sep 2021	Oct 2021	
Embalse Colbún	71,8	57,1	
Transferencias de Energía octubre 2021			
Total Generación (GWh)		776	
Total Retiros (GWh)		772	
Transf. Físicas (GWh)		4	
Transf. Valorizadas (MMUS\$)		5	

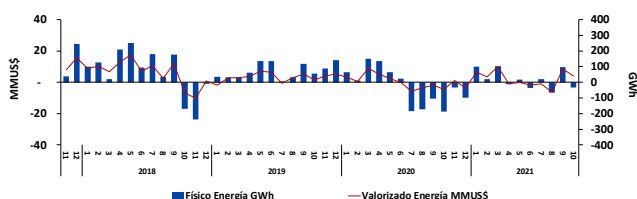


AES Andes

Generación por Fuente (GWh)			
	Oct 2020	Sep 2021	Oct 2021
Diésel	0	0	0
Carbón	986	970	810
Gas Natural	0	0	0
GNL	0	0	0
Hidro	82	51	62
Solar	23	22	26
Eólico	33	28	31
Total	1.124	1.071	929

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

Costos variables promedio (US\$/MWh)			
	Sep 2021	Oct 2021	
Central			
Ventanas II	48,5	51,9	
N. Ventanas y Campiche	56,0	59,5	
Angamos (prom. 1 y 2)	41,7	48,8	
Norgener (prom. 1 y 2)	55,0	64,3	
Transferencias de Energía octubre 2021			
Total Generación (GWh)		932	
Total Retiros (GWh)		965	
Transf. Físicas (GWh)		-32	
Transf. Valorizadas (MMUS\$)		4	



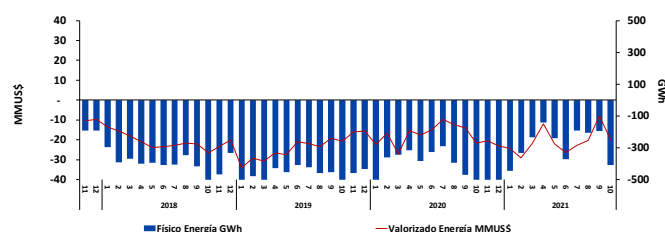
Análisis por empresa

Engie

Generación por Fuente (GWh)			
	Oct 2020	Sep 2021	Oct 2021
Diésel	0,0	0,0	0,0
Carbón	158	468	443
Gas Natural	67	127	42
GNL	62	120	79
Hidro	11	15	10
Solar	11	9	18
Eólico	12	35	35
Total	322	775	627

Costos Variables promedio (US\$/MWh)			
	Central	Sep 2021	Oct 2021
Andina Carbón		53,4	56,2
Mejillones Carbón		55,2	66,8
Tocopilla GNL_A (UI6-TG1+TV1)		40,3	41,2
Transferencias de Energía octubre 2021			
Total Generación (GWh)			627
Total Retiros (GWh)			1.034
Transf. Físicas (GWh)			-407
Transf. Valorizadas (MMUS\$)			-20

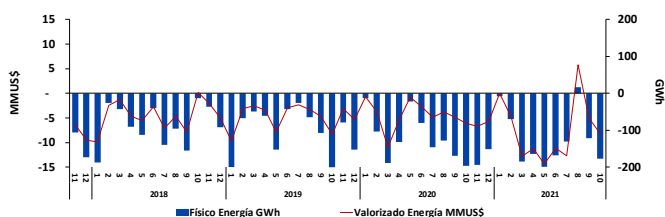
*Considera Andina, Hornitos, Los Loros y Monte Redondo



Tamakaya Energía (Central Kelar)

Generación por Fuente (GWh)			
	Oct 2020	Sep 2021	Oct 2021
Diésel	1	3	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	160	319	269
GNL	79	158	134
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	241	480	403

Costos Variables prom. (US\$/MWh)			
	Central	Sep 2021	Oct 2021
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)		78,4	79,9
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)		105,4	104,8
Transferencias de Energía octubre 2021			
Total Generación (GWh)			134
Total Retiros (GWh)			311
Transf. Físicas (GWh)			-176
Transf. Valorizadas (MMUS\$)			-8



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 octubre de 2021, es de 95,3 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 3 y 4 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 3: Precio medio de licitación indexado a octubre 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	94,7	15.655
E-CL	106,1	7.570
AES GENER	97,0	5.229
COLBÚN	99,0	4.850
El Campesino	111,5	4.000
Abengoa	129,4	950
IBERÉOLICA CABO LEONES II S.A.	53,3	858
Aela Generación S.A.	86,4	768
HUEMUL ENERGÍA (Caman)	43,8	638
HUEMUL ENERGÍA (Coihue)	44,5	638
ACCIONA	107,0	600
PANGUIPULU	130,6	565
CONDOR ENERGÍA (Esperanza)	48,7	528
CONDOR ENERGÍA (C° Tigre)	47,3	462
CONDOR ENERGÍA (Tchamma)	44,8	440
San Juan SpA.	115,5	420
WPD MALLECO (Malleco)	56,4	397
HUEMUL ENERGÍA (Ckani)	48,0	374
Pelumpén S.A.	92,2	324
M. REDONDO	118,3	303
MARIA ELENA SOLAR	32,8	280
D. ALMAGRO	124,8	220
Iberéolica Cabo Leones I S.A.	101,0	195
WPD MALLECO (Malleco II)	56,0	192
Chungungo S.A.	100,3	190
OPDENERGY	43,0	176
Otros	94,5	1.208
Precio Medio de Licitación	95,3	48.028

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 10/2021, ponderado por energía contratada del año 2021

Tabla 4: Precio medio de licitación indexado a octubre 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	82,6	16.316
CGE Distribución	110,1	13.024
Chilquinta	99,9	3.481
SAESA	95,5	4.312
Precio Medio Muestra	95,3	37.134

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 10/2021, ponderado por energía contratada del año 2021

Energías Renovables No Convencionales

De acuerdo con el balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), cuya última publicación considera datos actualizados a septiembre de 2021, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 5.440 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 584 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante septiembre fue igual a 2.070 GWh, es decir, se superó en un 255% la obligación ERNC.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 46% (963 GWh) seguido por el aporte eólico con un 37% (767 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico, biomasa y geotérmica con un 10%, 5% y 1% respectivamente (208, 108 y 25 GWh respectivamente, ver Figura 8).

Durante septiembre, se registró 78,3 GWh de energía solar y eólica vertida, lo que refleja un aumento de 1.039% con respecto a agosto 2021 (6,9 GWh) y un aumento de 59% con respecto a septiembre del 2020 (49 GWh, ver Figura 9).

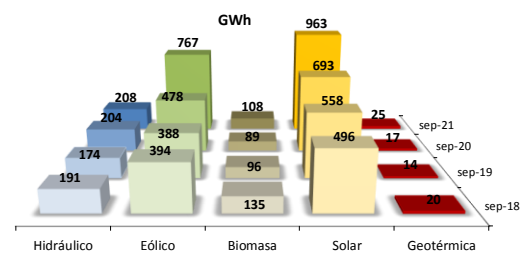


Figura 8: Generación ERNC histórica reconocida (Fuente: CEN)

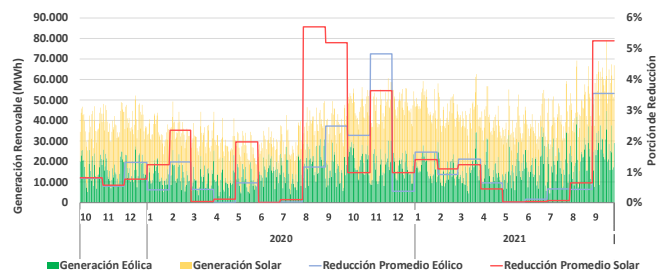


Figura 9: Vertimiento renovable durante el mes de septiembre (Fuente: CEN)

Expansión del Sistema

Plan de obras

De acuerdo con la RE-441 CNE (29-10-2021) "Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción", se espera la entrada de 5.946 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 60,2% corresponde a tecnología solar (3.579 MW), un 14,2% a tecnología eólica (846 MW), un 18,3% de tecnología hidráulica (1.086 MW), un 4,5% de tecnología térmica (269 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 5: 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 FV Pampa Tigre	nov-21	Solar	100
PE Lomas de Duqueco	nov-21	Eólica	57
Las Lajas	dic-21	Hidráulica	267
Alfalfal II	dic-21	Hidráulica	264
Proyecto FV Coya	dic-21	Solar	180
PE Llanos del Viento	dic-21	Eólica	156
Valle del Sol	dic-21	Solar	150
Central de Respaldo Maitencillo	dic-21	Térmica	67
Andes IIB	ene-22	Solar	113
Finis Terrae, Extensión Etapa 2	ene-22	Solar	18
MAPA	feb-22	Biomasa	166
PE Puelche Sur	feb-22	Eólica	152
Parque Eólico Ckani	feb-22	Eólica	107
Campos del Sol II	mar-22	Solar	370
Sol de Varas	mar-22	Solar	101
PSF Sol de Atacama	abr-22	Solar	81
Campo Lindo	abr-22	Eólica	72
Parque Eólico Caman - Etapa 1	jul-22	Eólica	146
Parque FV Willka	jul-22	Solar	98
Meseta de Los Andes	sept-22	Solar	153

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 octubre de 2021, totalizan 13.068 MW con una inversión de MMUS\$ 13.063 mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 65.424 MW con una inversión de MMUS\$ 122.787 (ver Tabla 6).

Durante el mes de octubre 15 proyectos obtuvieron RCA favorable, de los cuales 14 son solares y 1 eólico, sumando una potencia nominal de 925 MW. Se destaca el proyecto Parque Solar Fotovoltaico Pampa Librillo con una potencia de 126 MW. Por otro lado, entraron en calificación 9 nuevos proyectos aportando con una capacidad de 855 MW, de los cuales se destacan el proyecto Modificación Planta Solar Fotovoltaica Pampa Camarones (300 MW adicionales) y el proyecto Parque Fotovoltaico Algarrobal (200 MW). Finalmente, se desistieron 5 proyectos (3 solares y 2 eólicos) con una capacidad conjunta de 68 MW y el proyecto GHUNGNAM KCS de 1.009 MW quedó con estatus No Calificado.

Tabla 6: Proyectos de generación aprobados y en calificación de estudio de impacto ambiental en el Sistema Eléctrico Nacional (Fuente: SEIA)

Tipo de Combustible	En calificación		Aprobados	
	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Eólico	4.126	4.612	12.302	23.075
Hidráulica	180	470	3.926	6.654
Solar	6.321	5.665	31.175	57.031
Gas Natural	0	50	6.397	6.258
Geotérmica	0	0	170	710
Diésel	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
Almacenamiento	50	160	0	0
TOTAL	13.068	13.063	65.424	122.787

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

Seguimiento regulatorio

Comisión Nacional de Energía

- Se publica Resolución Exenta 495, que Fija Cargos de Transmisión ([ver más](#)).
- Se publica Resolución Exenta 486, que Fija Cargos por Servicio Público ([ver más](#)).
- Se inicia participación ciudadana para Valorización de la Transmisión 2023-2027 ([ver más](#)).
- Se inicia participación ciudadana para Planificación de la Transmisión 2021 ([ver más](#)).

Ministerio de Energía

- Se publica Decreto N°229 Correspondiente al Plan de Expansión 2020 ([ver más](#)).

Coordinador Eléctrico Nacional

- Se publica estudio preliminar de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas ([ver más](#)).
- Llamado a licitación pública para Obras de Ampliación contenidas en el Decreto N°185 ([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

Noviembre 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.