

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

Enero 2022

Contenido

Editorial	2
Análisis de operación	3-4
Generación	3
Hidrología	3
Costos Marginales	4
Proyección de costos marginales Systep	5
Análisis por empresa	6-7
Suministro a clientes regulados	8
Energías Renovables No Convencionales	8
Expansión del Sistema	9
Proyectos en SEIA	10
Seguimiento regulatorio	10

Licitación 2022/01: definiciones y desafíos para el nuevo gobierno

El 31 de diciembre del año pasado la CNE publicó las bases preliminares de la licitación 2022/01, la que tentativamente se realizaría a mediados del presente año bajo un nuevo gobierno. El monto de energía a licitar corresponde a 5.250 GWh/año (aprox. un 17% de la demanda regulada de 2021), separado en 3 bloques horarios, con una duración de 15 años, comprendiendo desde el año 2027 al año 2041 inclusive. Al igual que la licitación 2021/01, esta licitación incluye 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 licitación por primera vez se establece que no se recibirán propuestas que sean respaldadas por proyectos de generación a carbón o diésel, consecuentemente también eliminando la posibilidad de indexar el precio de la energía a índices asociados a estos combustibles. Esto es una señal acorde a alcanzar una matriz energética cada vez menos contaminante, pero podría ser redundante. Por un lado, la autoridad y las grandes empresas del sector eléctrico se comprometieron a retirar las centrales a carbón en operación no más allá de 2040, con propuestas e intenciones que apuntan a acelerar este proceso. Por otra parte, desde que se readecuó el sistema de licitaciones en 2014 no han habido ofertas que fueron respaldadas únicamente por centrales diésel (sólo como parte de un portafolio mucho más amplio de centrales existentes en el caso específico de las empresas más grandes del sistema, donde se entendería que su naturaleza es más bien complementaria en lugar de representar la principal fuente de respaldo), y la última vez que se adjudicó una oferta con centrales a carbón como la principal fuente de respaldo fue en la licitación 2013/03 2do llamado realizada a fines de 2014 (oferta de Engie respaldada por las centrales a carbón CTM2 y IEM, además de la unidad a gas CTM3). Lo anterior muestra que tanto por motivos ambientales, económicos y/o estratégicos, el carbón y el diésel han dejado de ser tecnologías competitivas a la hora de realizar ofertas, pasando a tener la preferencia las tecnologías renovables. Adicionalmente, los bajos precios de reserva que ha definido la autoridad en las últimas licitaciones también pueden cumplir la función de desincentivar ofertas respaldadas con generación térmica, sin necesidad de incumplir el principio de neutralidad tecnológica característico del sector.

Los sistemas de almacenamiento nuevamente se consideran en forma explícita como una alternativa válida para respaldar ofertas, al igual que en la licitación 2021/01, entregando a los generadores una alternativa adicional para diversificar sus ofertas en pos de construir una matriz de generación segura y flexible en el largo plazo. En la licitación anterior ya se adjudicó al primer proponente con una componente de almacenamiento como parte del portafolio de respaldo (Canadian Solar), y en la medida que los costos de inversión de estas tecnologías continúen reduciéndose a futuro se podrían ver más ofertas respaldadas con sistemas de almacenamiento, lo que sería un complemento para la generación renovable variable, particularmente los sistemas de larga duración. No obstante, se podría avanzar en requerir mayores antecedentes técnicos en el caso de sistemas de almacenamiento, de manera de que exista certeza de que la iniciativa que finalmente se materializará sea consistente con lo ofertado (por ejemplo, que se deba indicar horas de almacenamiento asociadas, eficiencia del proceso, etc.).

Otra aspecto novedoso con respecto a procesos anteriores, es que ahora los generadores deberán demostrar que su portafolio de proyectos permite respaldar al menos el 40% de la energía adjudicada en cada bloque ofertado por separado, y el 100% en el conjunto de todos los bloques adjudicados. En licitaciones anteriores sólo se consideró esta última restricción. Este nuevo mecanismo busca minimizar los desfases horarios entre la energía contratada y la generación que respalda estos contratos, como

por ejemplo, energía en bloques de noche respaldada sólo por proyectos de energía solar. En particular, se podrán considerar inyecciones realizadas por sistemas de almacenamiento, siendo regidas por el Art. 95° del DS125 que establece que titulares únicamente de sistemas de almacenamiento no pueden efectuar retiros para suministrar clientes finales, por lo que el almacenamiento debe estar asociado al menos a un proyecto de generación. Las bases no son específicas en indicar cómo realizar el cálculo de las inyecciones de un sistema de almacenamiento, y tampoco se hace mención a los retiros de energía externos a la generación propia de los proyectos de respaldo, que podrían ser necesarios para la carga del sistema de almacenamiento; en efecto, desde un punto de vista global un sistema de almacenamiento no genera energía, sólo la traslada en el tiempo teniendo pérdidas en el proceso, por lo que si lo que se busca es asegurar que exista respaldo físico de la energía ofertada, no es claro el motivo para excluir los retiros de energía necesarios para la operación de los sistemas de almacenamiento (ya sean propios o desde la red). En las bases también se indica que todas las estimaciones no deben tener en cuenta criterios operacionales que puedan disminuir la generación esperada, como vertimientos, fallas, entre otros, lo que puede dar lugar a inconsistencias en el respaldo real de la energía ofertada.

Un aspecto que quedó sin cambios respecto a licitaciones anteriores son las características del informe de clasificación de riesgo que solicita la Comisión a las empresas oferentes. En las bases no hay un detalle de aspectos mínimos, desde el punto de vista de los ingresos y costos provenientes del mercado eléctrico, que se deben tener en cuenta, lo que hace que las distintas clasificaciones no sean necesariamente comparables. La experiencia reciente muestra que aspectos como la sobrecontratación, cargos que no pueden ser traspasados a los usuarios finales (como SSCC), y que se han incrementado en forma importante, o las diferencias que se pueden producir entre los costos marginales de inyección y retiro, tienen un impacto material en los balances de los generadores, por lo que resulta relevante que se consideren en forma explícita al evaluar los riesgos que se enfrentan. A modo de ejemplo, se podría definir en las bases de licitación que los informes de clasificación requeridos deben incluir una mención explícita respecto de la consideración de ingresos y costos, de manera de homogeneizar el proceso.

Por último, si bien la actual normativa exige realizar licitaciones en caso de necesidad, esta dinámica no resulta coherente con la instauración de la figura del comercializador. Si se continúan realizando licitaciones de largo plazo, se estaría limitando el volumen de energía disponible naturalmente para el comercializador, lo que podría derivar en una disyuntiva. Una opción sería afectar la energía asignada a los actuales suministradores de clientes regulados, lo que mantendría por varios años altos niveles de sobrecontratación. Alternativamente, si se privilegia limitar el impacto sobre los contratos existentes, el espacio para los comercializadores será, al menos inicialmente muy acotado, justamente en el periodo en que existe la oportunidad de ofrecer tarifas más competitivas a clientes finales. Actualmente la Ley establece que si la CNE proyecta un déficit de contratos regulados en una ventana de 5 años se debe realizar un proceso de licitación (Art. 131° LGSE), siendo este el caso del proceso 2022/01 dadas las proyecciones realizadas por la CNE en el Informe Final de Licitaciones del año 2021 (déficit neto de 5.014 GWh para el año 2027), por lo que con la normativa vigente no es posible postergar la licitación a otro año. Si se quiere continuar avanzando en materia de portabilidad eléctrica, se requeriría de un cambio regulatorio que flexibilice o congele temporalmente la realización de nuevos procesos de licitación, de manera de tener espacio suficiente para una transición exitosa entre ambos esquemas, en la medida que el nuevo gobierno decida perseverar en la introducción de la figura del comercializador.

Análisis de operación

Generación

En el mes de diciembre, la generación total del SEN fue de 7.137 GWh/mes, un 3,8% mayor a noviembre de 2021 (6.718 GWh/mes) y un 6,2% mayor a diciembre de 2020 (6.873 GWh/mes) (Ver Figura 1).

La participación de la generación hidráulica y carbón se redujo un 29% y 4% en relación con diciembre 2020. En contraste, la participación de la generación mediante diésel, eólica, solar y gas aumentaron en un 358%, 36%, 37% y 86% respectivamente en relación con diciembre 2020 (Ver figura 1).

Durante diciembre estuvieron en mantenimiento mayor las centrales hidráulica de embalse Rapel (2 días); las centrales de carbón: Santa María, Guacolda 1 y 3 , Andina, Nueva Ventana y Hornitos (4, 15, 7, 13, 30 y 14 días respectivamente); las centrales diésel: Cardones, Nehuenco 2 diésel, Tocopilla U16 diésel (8, 30 y 25 días respectivamente); las centrales de gas: Nehuenco 2 GNL y GA, Kelar GNL y Tocopilla U16-GNL (30, 30, 12 y 25 días respectivamente).

Con respecto a la generación bruta del mes de diciembre, la potencia máxima generada fue de 11.333 MW el día 27, y la mínima fue de 7.739 MW el día 12. La Figura 2 muestra el ciclo de la generación durante el mes de diciembre, la cual es más alta durante los días hábiles y más baja durante los fines de semana.

Hidrología

En diciembre la energía embalsada en el SEN no logró superar los niveles del año anterior. Se mantiene aún en niveles históricamente bajos, representando un 63% del promedio mensual entre los años 1994 y 2020 (ver Figura 3). En lo que va del año hidrológico 2021/2022 (diciembre de 2021), el nivel de excedencia observado es igual a 95%, es decir, se ubica en el 5% 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

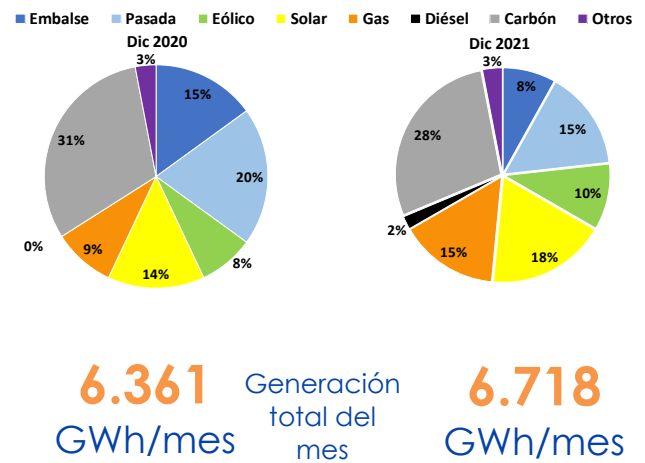
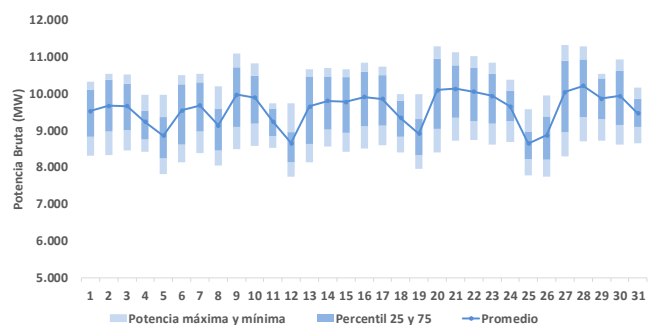


Figura 1: Energía mensual generada en el SEN (Fuente: CEN)



Potencia máxima mes **11.333 MW**
 Potencia mínima mes **7.739 MW**

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

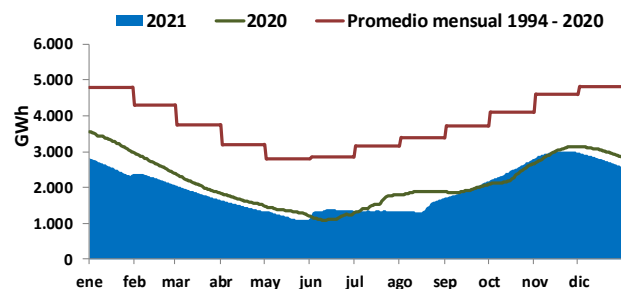


Figura 3: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE – CEN)

Análisis de operación

Costos Marginales

En diciembre de 2021 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 83,8 US\$/MWh, lo cual registró un alza de 23,7% con respecto a noviembre del mismo año (67,8 US\$/MWh), y un aumento de 94,4% respecto a diciembre de 2020 (43,1 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 diciembre de 2021, fue de 89,4 US\$/MWh, lo cual reflejó un alza de un 24,4% con respecto a noviembre del mismo año (71,9 US\$/MWh), y un aumento de 112,4% respecto a diciembre de 2020 (42,1 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 diciembre 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 1.270 horas.

Los tramos con más horas de desacoples fueron: Aurora 220 - P. Montt 220 (358 horas), Cautín 220 – Tap Ríotolten 220 (255 horas), Salar 220 – Calama 220 (194 horas), y Quillota 110 – San Pedro 110 (166 horas) con un desacople promedio de 147,7 US\$/MWh, 120,8 US\$/MWh, 48,8 US\$/MWh y 105,4 US\$/MWh, respectivamente (ver Tabla 1).

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

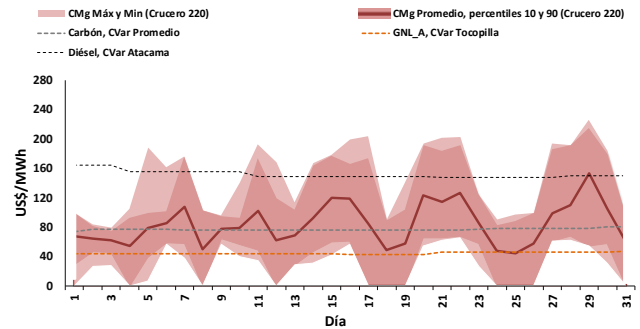


Figura 4: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de diciembre para Crucero 220 (Fuente: CEN)

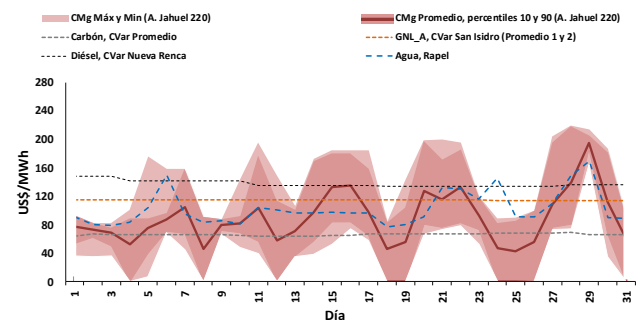


Figura 5: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de diciembre para Alto Jahuel 220 (Fuente: CEN)

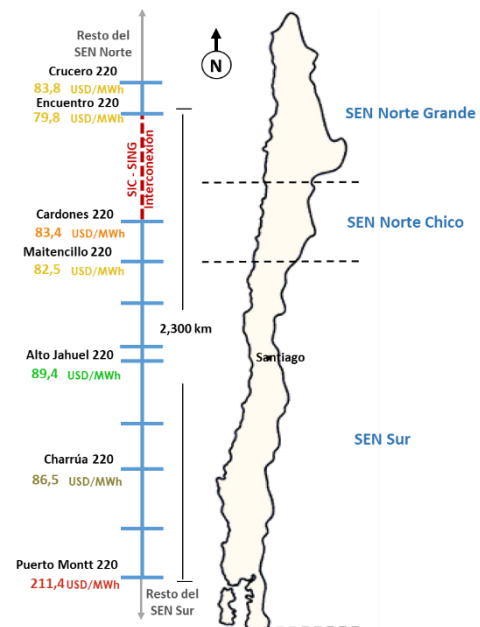


Figura 6: Costo marginal promedio de diciembre en barras representativas del Sistema (Fuente: CEN)

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

Líneas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh
AURORA 220 - P.MONTT 220	358	147,7
CAUTIN 220 - TAP RÍOTOLTEN 220	255	120,8
SALAR 220 - CALAMA 220	194	48,8
QUILLOTA 110 - S.PEDRO 110	166	105,4
D.ALMAGRO 220 - CACHITUYAL 220	78	54,5

Líneas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh
CRUCERO 220 - KIMAL 220	75	39,5
C.NAVIA 220 - C.NAVIA 110	33	99,5
POLPAICO 500 - N.P.AZUCAR 500	31	55,9
LO AGUIRRE 500 - POLPAICO 500	11	81,4
CRUCERO 220 - M.BELENA 220	8	57,9

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

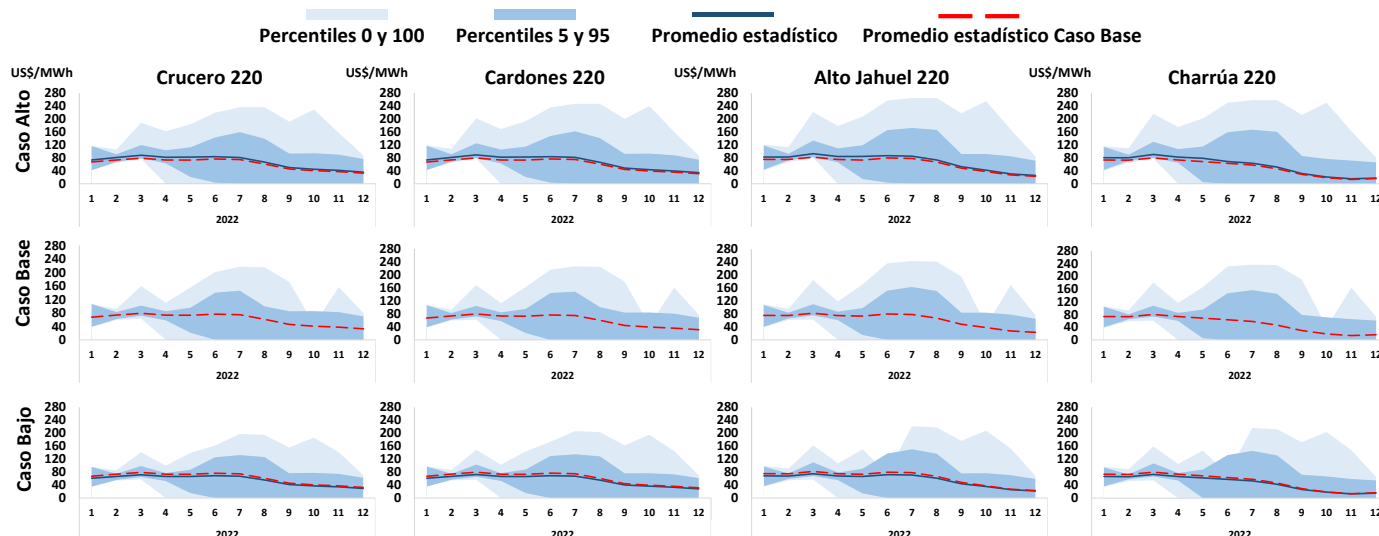


Figura 7: Costos marginales proyectados por barra (Fuente: Systep)

Conforme a la información publicada en los últimos informes de programación y operación del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), se realizó una proyección de costos marginales a 12 meses. Considerando el comportamiento real de la demanda hasta diciembre 2021 y la contingencia producto de la pandemia originada por el COVID-19, la proyección de la demanda considera un crecimiento total de 2,2% para el año 2022 respecto del año 2021. Se definieron tres escenarios de operación distintos: **Caso Base** que considera los supuestos descritos en la Tabla 2; un **Caso Bajo** que considera una baja en 10% del costo de combustible; y un **Caso Alto** en el cual se considera que solamente San Isidro y U16 tienen disponibilidad de Gas y un aumento en 10% del costo de combustible, presentado en la Tabla 2.

Tabla 2: Supuestos considerados en las simulaciones

Supuestos			Caso Bajo	Caso Base	Caso Alto
Crecimiento demanda	2022 (Proyectada)		2,2%	2,2%	2,2%
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton	Mejillones 1 y 2	183,9	204,3	224,8
		Angamos	142,6	158,5	174,3
		Guacolda (promedio)	165,0	183,3	201,6
		Andina	180,8	200,9	221,0
		Hornitos	181,4	201,6	221,8
		Norgener	175,7	195,2	214,7
	Diesel US\$/Bbl (Quintero)	N. Ventanas	126,5	140,6	154,7
		Quintero	94,2	104,6	115,1
	GNL US\$/MMBtu	Mejillones	98,8	109,8	120,8
		San Isidro 1	12,0	13,3	14,7
		Nehueno 1	11,1	12,4	13,6
		Mejillones CTM3	10,0	11,1	12,2
		U16	10,0	11,1	12,2
		Kelar	7,4	8,2	9,0
	GN US\$/MMBtu	San Isidro 2	4,1	4,5	5,0
		U16	4,1	4,5	5,0
		Nehueno 2	4,1	4,5	5,0
		Nueva Renca	4,1	4,5	5,0

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 4476,65 MW de nueva capacidad, de los cuales 2054,9 MW son solares (con 112,5 MW asociados a sistemas de almacenamiento), 1578,25 MW eólicos, 531 MW hidroeléctricos de pasada y 200 MW térmicos. Además, se considera el retiro de U14 y U15 para junio 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 7**, se muestra un análisis estadístico de los costos marginales proyectados por Systep, en el cual se destacan distintos percentiles que revelan el efecto de considerar simultáneamente, tanto la variabilidad hidrológica como los distintos niveles de demanda que pueden ocurrir durante los meses.

La línea azul muestra un promedio estadístico de los costos marginales esperados para las distintas barras. El área azul contiene el 90% de los costos marginales calculados (registros entre el percentil 5% y 95%) usando los distintos bloques de los meses y todas las hidrologías consideradas, mientras que el área celeste incluye el 100% de los costos marginales calculados (registros entre el percentil 0% y 100%).

Análisis por empresa

A continuación, se presenta un análisis físico y financiero de inyecciones y retiros por empresa, en que se considera para cada una la operación consolidada del SEN.

En diciembre, Enel aumentó su generación de en base a gas, diésel e hidráulica y disminuyó su generación en base a carbón, eólica y geotérmica con respecto a noviembre del mismo año. Por su parte, Colbún aumentó su generación en base a carbón, GNL e hidráulica. Por otro lado, AES Andes aumentó su generación hidráulica y disminuyó su producción en base a carbón. Engie disminuyó su generación en base a carbón. Por último, Tamakaya aumentó su producción térmica de gas.

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

Enel Chile

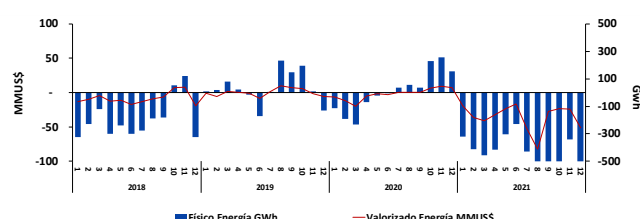
Generación por Fuente (GWh)			
	Dic 2020	Nov 2021	Dic 2021
Diésel	8	10	22
Carbón	131	213	185
Gas Natural	80	9	289
GNL	224	117	178
Hidro	1.038	768	786
Solar	118	118	124
Eólico	163	149	140
Geotérmica	27	24	22
Total	1.789	1.408	1.746

*Incluye Pehuenche y GasAtacama, entre otros.

Costos variables promedio (US\$/MWh)			
	Central	Nov 2021	Dic 2021
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)		114,9	114,8
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)		43,7	44,3
Taltal Diesel (Prom I y II)		230,9	210,4
Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)		166,3	151,5

Valor del Agua promedio (US\$/MWh)			
	Central	Nov 2021	Dic 2021
Embalse Ralco		83,7	93,6

Transferencias de Energía diciembre 2021			
Total Generación (GWh)			1.746
Total Retiros (GWh)			2.271
Transf. Físicas (GWh)			-525
Transf. Valorizadas (MMUS\$)			-51



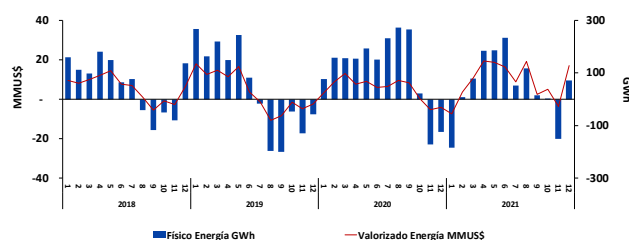
Colbún

Generación por Fuente (GWh)			
	Dic 2020	Nov 2021	Dic 2021
Diésel	4	6	22
Carbón	202	0	217
Gas Natural	0	241	317
GNL	1	11	8
Hidro	583	296	348
Solar	3	2	3
Eólico	0	0	0
Total	793	556	915

Costos Variables promedio (US\$/MWh)			
	Central	Nov 2021	Dic 2021
Santa María		34,5	36,0
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)		105,4	105,4
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)		34,5	34,8
Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)		136,4	123,9

Valor del Agua promedio (US\$/MWh)			
	Central	Nov 2021	Dic 2021
Embalse Colbún		73,4	87,3

Transferencias de Energía diciembre 2021			
Total Generación (GWh)			915
Total Retiros (GWh)			843
Transf. Físicas (GWh)			72
Transf. Valorizadas (MMUS\$)			17



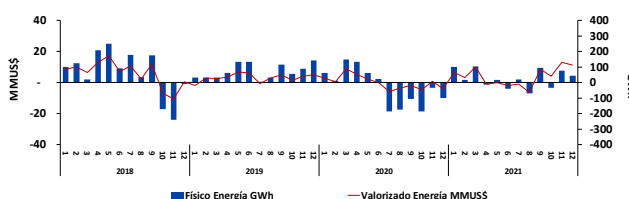
AES Andes

Generación por Fuente (GWh)			
	Dic 2020	Nov 2021	Dic 2021
Diésel	0	0	0
Carbón	1.131	934	926
Gas Natural	0	0	0
GNL	0	0	5
Hidro	149	91	114
Solar	24	29	27
Eólico	24	41	45
Total	1.329	1.095	1.117

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

Costos variables promedio (US\$/MWh)			
	Central	Nov 2021	Dic 2021
Ventanas II		56,8	72,5
N. Ventanas y Campiche		64,0	74,4
Angamos (prom. 1 y 2)		56,2	61,9
Norgener (prom. 1 y 2)		67,4	67,4

Transferencias de Energía diciembre 2021			
Total Generación (GWh)			1.122
Total Retiros (GWh)			1.077
Transf. Físicas (GWh)			45
Transf. Valorizadas (MMUS\$)			11



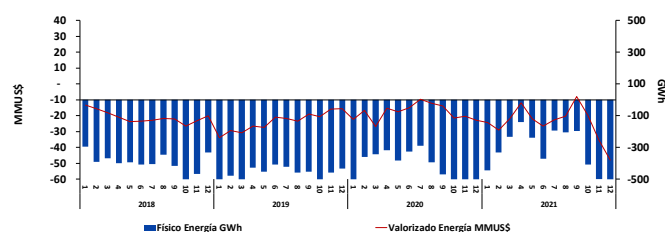
Análisis por empresa

Engie

Generación por Fuente (GWh)			
	Dic 2020	Nov 2021	Dic 2021
Diésel	3,2	0,2	0,3
Carbón	337	336	305
Gas Natural	56	61	9
GNL	69	50	94
Hidro	5	5	5
Solar	12	31	39
Eólico	9	33	29
Total	491	516	481

Costos Variables promedio (US\$/MWh)			
	Central	Nov 2021	Dic 2021
Andina Carbón		60,9	77,0
Mejillones Carbón		79,5	83,0
Tocopilla GNL A (U16-TG1+TV1)		42,5	43,9
Transferencias de Energía diciembre 2021			
Total Generación (GWh)			481
Total Retiros (GWh)			1.056
Transf. Físicas (GWh)			-575
Transf. Valorizadas (MMUS\$)			-48

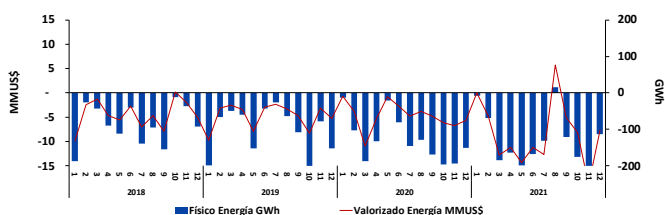
*Considera Andina, Hornitos, Los Loros y Monte Redondo



Tamakaya Energía (Central Kelar)

Generación por Fuente (GWh)			
	Dic 2020	Nov 2021	Dic 2021
Diésel	0	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	258	17	266
GNL	129	9	183
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	387	26	550

Costos Variables prom. (US\$/MWh)			
	Central	Nov 2021	Dic 2021
Kelar GNL A (TG1 + TG2 + TV)		80,1	80,9
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)		125,1	116,7
Transferencias de Energía diciembre 2021			
Total Generación (GWh)			183
Total Retiros (GWh)			297
Transf. Físicas (GWh)			-114
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 diciembre de 2021, es de 100 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 diciembre 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	98,7	15.655
E-CL	114,2	7.570
AES GENER	108,3	5.229
COLBÚN	102,7	4.850
El Campesino	114,3	4.000
Abengoa	131,0	950
IBEREOLICA CABO LEONES II S.A.	54,0	858
Aela Generación S.A.	87,4	768
HUEMUL ENERGÍA (Caman)	44,3	638
HUEMUL ENERGÍA (Coihue)	45,0	638
ACCIONA	108,4	600
PANGUIPULLI	132,2	565
CONDOR ENERGÍA (Esperanza)	49,3	528
CONDOR ENERGÍA (C° Tigre)	47,9	462
CONDOR ENERGÍA (Tchamma)	45,3	440
San Juan SpA.	116,9	420
WPD MALLECO (Malleco)	57,1	397
HUEMUL ENERGÍA (Ckani)	48,6	374
Pelumpén S.A.	93,3	324
M. REDONDO	119,7	303
MARIA ELENA SOLAR	33,3	280
D. ALMAGRO	126,2	220
Ibereolika Cabo Leones I S.A.	102,3	195
WPD MALLECO (Malleco II)	56,7	192
Chungungo S.A.	101,6	190
OPDENERGY	43,5	176
Otros	95,6	1.208
Precio Medio de Licitación	100,0	48.028

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 12/2021, ponderado por energía contratada del año 2021

Tabla 4: Precio medio de licitación indexado a diciembre 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	85,7	16.316
CGE Distribución	115,6	13.024
Chilquinta	103,1	3.481
SAESA	98,5	4.312
Precio Medio Muestra	99,3	37.134

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 12/2021, 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 noviembre de 2021, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 6.935 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 802 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante noviembre fue igual a 2.378 GWh.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 55% (1.300 GWh) seguido por el aporte eólico con un 32% (763 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico, biomasa y geotérmica con un 8%, 4% y 1% respectivamente (2189, 103 y 21 GWh respectivamente, ver Figura 8).

Durante noviembre se registró 98 GWh de energía solar y eólica vertida, lo que refleja una reducción del 18% con respecto a octubre 2021 (119 GWh) y un aumento de 63% con respecto a noviembre del 2020 (60 GWh, ver Figura 9).

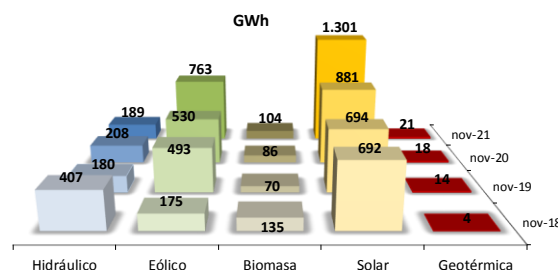


Figura 8: Generación ERNC histórica reconocida (Fuente: CEN)

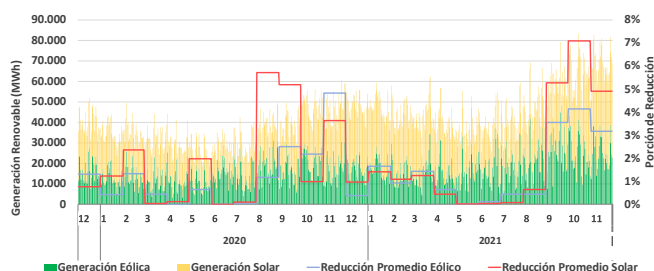


Figura 9: Vertimiento renovable desde Nogales al norte durante el mes de octubre (Fuente: CEN)

Expansión del Sistema

Plan de obras

De acuerdo con la RE-587 CNE (30-12-2021) "Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción", se espera la entrada de 5.602 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 67% corresponde a tecnología solar (3.572 MW), un 12,4% a tecnología eólica (696 MW), un 19,2% de tecnología hidráulica (1.074 MW), un 1,7% de tecnología térmica (94 MW), y un 3% a biomasa (166 MW).

De acuerdo con la información anterior, la Tabla 5 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]
Finis Terra, Extensión Etapa 2	ene-22	Solar	18
Parque FV Pampa Tigre	ene-22	Solar	100
Valle Escondido	ene-22	Solar	105
Andes IIB	ene-22	Solar	113
Valle del Sol	ene-22	Solar	150
Parque Eólico Ckani	feb-22	Eólica	107
PE Puelche Sur	feb-22	Eólica	152
MAPA	feb-22	Biomasa	166
Parque Solar Capricornio	mar-22	Solar	88
Sol de Varas	mar-22	Solar	101
PE Llanos del Viento	mar-22	Eólica	156
Campo Lindo	abr-22	Eólica	72
PSF Sol de Atacama	abr-22	Solar	81
Campes del Sol II	may-22	Solar	370
Parque FV Willka	jul-22	Solar	98
Parque Eólico Caman - Etapa I	jul-22	Eólica	146
Proyecto FV Coya	jul-22	Solar	180
Meseta de Los Andes	sep-22	Solar	153
Las Solinas	sep-22	Solar	364
Proyecto Solar Fotovoltaico Elenc	dic-22	Solar	270

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 diciembre de 2021, totalizan 12.415 MW con una inversión de MMUS\$ 11.942 mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 66.619 MW con una inversión de MMUS\$ 124.282 (ver Tabla 6).

Durante el mes de diciembre 16 proyectos obtuvieron RCA favorable, de los cuales 15 son solares y 1 eólico, sumando una potencia nominal de 771 MW. Se destaca el proyecto eólico Parque Eólico Lomas de Taltal con una potencia nominal de 353 MW. Por otro lado, entraron en calificación 12 nuevos proyectos aportando con una capacidad de 366 MW, de los cuales se destacan el proyecto Parque Fotovoltaico Tiran Oeste con 336 MW. Finalmente, se desistieron 6 proyectos solares cuya potencia total era de 44 MW y se rechazaron 4 proyectos solares con una potencia total de 33 MW.

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	3.354	3.559	12.948	23.935
Hidráulica	180	470	3.926	6.654
Solar	6.428	5.591	31.724	57.667
Gas Natural	10	56	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	12.415	11.942	66.619	124.282

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

Seguimiento regulatorio

Comisión Nacional de Energía

- Se publica Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2021 – 2041 ([ver más](#)).
- Se publica Informe Técnico Definitivo sobre Determinación de Precios Estabilizados ([ver más](#)).
- Se publica Informe Técnico Definitivo para la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional ([Ver más](#)).
- Se publica Resolución Exenta N°590 que Aprueba las Bases Preliminares de Licitación Pública Nacional e Internacional para el Suministro de Energía y Potencia Eléctrica para Abastecer los Consumos de Clientes Sometidos a Regulación de Precios, Licitación Suministro 2022/01 ([ver más](#)).

Ministerio de Energía

- Se publica Decreto N°87 que Rectifica Decreto N°51 sobre Racionamiento Eléctrico ([ver más](#)).

Panel de Expertos

- Finaliza Discrepancia sobre el Informe Técnico de Valorización de Instalaciones de Transmisión 2020-2023 ([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

Enero 2022



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

plecaros@systep.cl | Eléctricos y Regulación

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.