



REPORTE MENSUAL Sector Eléctrico

Abril 2023

REPORTE MENSUAL

Sector Eléctrico

• Editorial	3
• 1. Análisis de Operación	4-5
Generación	
Hidrología	
Costos Marginales	
• 2. Proyección de Costos Marginales Systep	6
• 3. Análisis por Empresa	7
• 4. Suministro a Clientes Regulados	9
• 5. Energías Renovables No Convencionales	10
• 6. Expansión del Sistema	11
• 7. Proyectos en SEIA	12
• 8. Seguimiento Regulatorio	13

© 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.

¿Reforma a la distribución? Hoy no pero mañana sí

La distribución eléctrica en Chile es un tema que ha estado en la agenda pública por varios años, sin embargo, a pesar de los esfuerzos y discusiones en torno a este sector, se ha avanzado muy poco en su modernización y adaptación a las nuevas necesidades del mercado, dejando a la distribución como el segmento que menos se ha modificado desde 1982¹.

Particularmente, han existido dos procesos completos de discusión para reformar el sector de la distribución que no lograron materializarse. En primer lugar, durante el segundo gobierno de Michelle Bachelet (2014 – 2018) se buscó modernizar el sector de la distribución y fomentar la adopción de tecnologías más eficientes y sostenibles. Luego, durante el segundo gobierno de Sebastián Piñera (2018 – 2022) se buscó proponer medidas para modernizar y adaptar el sector de la distribución a los desafíos futuros, enviando incluso un proyecto de ley (sept. 2020) sobre portabilidad eléctrica, dejando para más adelante los temas de confiabilidad y los incentivos a recursos distribuidos².

Es cierto que en los últimos años se han dado algunos pasos como la aprobación de la Ley Corta de Distribución en 2019³, que buscó disminuir la tasa de rentabilidad de las empresas distribuidoras y perfeccionar el proceso tarifario de distribución eléctrica, sin embargo, esta medida no ha sido suficiente para modernizar y adaptar el sector a los desafíos actuales y futuros. Es más, la Ley establece que la CNE debe fijar las tarifas (VAD) de áreas típicas de distribución mediante un único estudio de costos encargado a una empresa consultora que es observado por múltiples partes, proceso tarifario que no ha sido exitoso, de hecho, el estudio VAD 2020 – 2024 lleva un retraso de más de dos años y aún no hay fijación tarifaria para dicho período.

Un potencial signo de la baja modernización del segmento de distribución en Chile es la escasa adopción residencial de generación distribuida (GD) y de vehículos eléctricos (VE). Esto se podría deber a la falta de incentivos que promuevan la adopción de estas tecnologías y a los costos de inversión involucrados. En este sentido, Chile podría mirar a otros países que han implementado diversas políticas públicas, y así aprender de sus experiencias y adaptarlas a la realidad nacional.

En términos de GD, países como Alemania y Australia incentivaron la adopción mediante subsidios a la inversión y tarifas feed-in, cuyo efecto se aprecia en la Figura 1, donde a 2022 la capacidad instalada en Australia y Alemania llegó a más de 14 GW y 10 GW⁴ respectivamente, mientras que Chile está muy por detrás de estos países con solo 160 MW⁵.

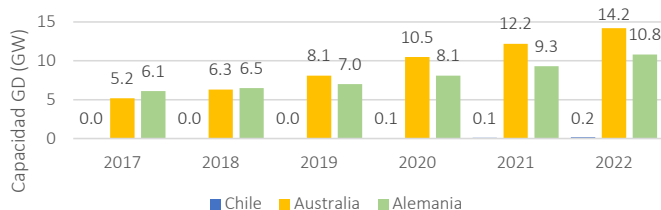


Figura 1: Adopción de generación distribuida.

En cuanto a los VE, el mejor ejemplo es Noruega, país que incentivó la adopción mediante la exención de impuestos, acceso

a carriles exclusivos, subvenciones a la compra, disminución en peajes e incluso estacionamiento gratuito en sectores públicos. Medidas que se reflejan en la evolución de las ventas de VE del país, Figura 2, donde se observa un número creciente de ventas, alcanzando 138.000 en 2022, lo que representa un 79% del total de las ventas de ese año, mientras que Chile también alcanzó su máximo en 2022 pero con solo 1.295 unidades, representando solo un 4% del total de ventas en el parque automotriz⁶.

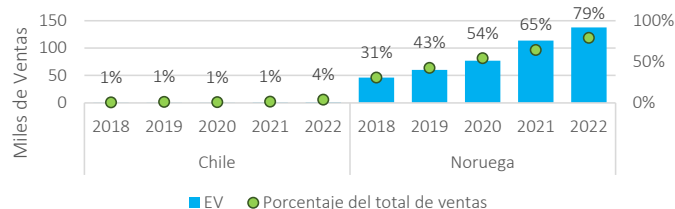


Figura 2: Compra de vehículos eléctricos.

Se debe destacar que replicar exactamente la experiencia de estos países de altos ingresos sería difícil y probablemente no recomendable. Cualquier política de incentivo a la adopción de estas tecnologías debe ser acorde a las capacidades socioeconómicas del país. Por ejemplo, implementar tarifas feed-in (i.e., precio de inyección mayor al precio de compra residencial) podría ser un problema, ya que llevaría a subsidios cruzados regresivos donde clientes sin GD cubrirían la mayor parte del monto extra a pagar por las inyecciones de los que si tienen GD (quienes además disminuyen su consumo producto de la autogeneración), en este sentido, una mejor alternativa podría ser expandir programas de subsidios directos a la inversión como Casa Solar⁷ o a la adquisición de vehículos como Mi Taxi Eléctrico⁸.

Otro aspecto que se debe aprovechar es que la distribución eléctrica puede ser un motor para la aparición de nuevos productos y servicios en el mercado, como soluciones de almacenamiento de energía, plataformas de gestión energética para hogares y empresas, la incorporación de microrredes, entre otros. Por ejemplo, se podría aprovechar la capacidad instalada de PMGD, la cual llegó a 2.215 MW en marzo de 2023⁹, siendo 1,7 GW solares PV, para incentivar la adopción de sistemas de almacenamiento y, por ejemplo, mejorar la confiabilidad y resiliencia del alimentador donde se conectan. Esto permitiría una mayor diversificación del sector y una mayor oferta de soluciones innovadoras para los consumidores. Sin embargo, para que esto suceda es fundamental generar los incentivos para que las distribuidoras puedan realizar las inversiones costo-efectivas que este futuro necesita.

Para convertir a la red de distribución en una plataforma para nuevos negocios y que además facilite la adopción de tecnologías limpias, es necesario retomar la discusión sobre la distribución eléctrica en Chile. Es necesario una mirada de largo plazo, que no sea producto de la contingencia y acordarnos solo porque hay cortes de suministro producto de eventos climáticos. Esta reforma no solo debe ser técnica y económicamente eficiente, además debe tener como foco principal a los usuarios, donde el análisis costo – beneficio sea una pieza clave para lograr una regulación que maximice el beneficio social.

¹ La única modificación en el segmento de distribución es la Ley Corta de Distribución en el año 2019.

² https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/modernizacion-de-la-distribucion_01_sept_0.pdf

³ Ley 21.194. Biblioteca del Congreso Nacional (BCN). Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1140301>

⁴ Renewables Data Explorer. IEA. Disponible en: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/renewables-data-explorer>

⁵ Informe SEC. Enero 2023. Disponible en: <https://www.sec.cl/sitio-web/wp-content/uploads/2023/02/Informe-SEC-Enero-2023.pdf>

⁶ Se utilizan los datos de vehículos 100% eléctricos. Informe de Ventas Vehículos Cero y Bajas Emisiones. ANAC. Disponible en: <https://www.anac.cl/wp-content/uploads/2023/01/12-ANAC-Informe-vehiculos-cero-y-bajas-emisiones-Diciembre-2022.pdf>

⁷ Programa Casa Solar. Ministerio de Energía. <https://www.casasolar.cl/>

⁸ Programa Mi Taxi Eléctrico. Ministerio de Energía. <https://mitaxielectrico.cl/>

⁹ Reporte PMGD. CEN. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/04/Reporte-PMGD-Marzo-2023.pdf>

1.

ANÁLISIS DE OPERACIÓN

GENERACIÓN

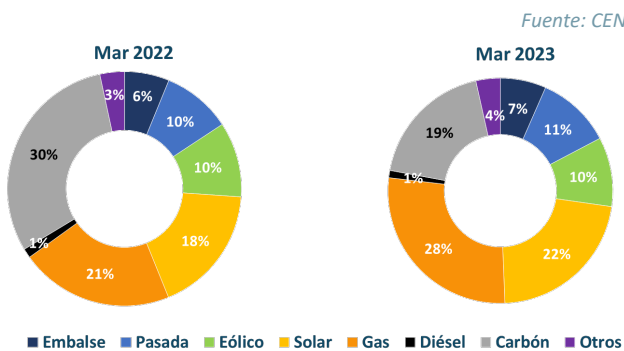
En el mes de marzo, la generación total del SEN fue de 7.252 GWh/mes, con una variación de 11,1% respecto a febrero de 2023 (6.527 GWh/mes) y con una variación de 1,6% a la de marzo de 2022 (7.139 GWh/mes) (Ver Figura 3).

La participación de la generación eólica, diésel, carbón se redujo en un 2%, 18%, 38% respectivamente en relación con marzo de 2022. En contraste, la participación de la generación hidráulica, solar, gas aumentaron en un 8%, 26%, 32% respectivamente en relación con marzo de 2022 (ver figura 3).

Durante el mes de marzo estuvieron en mantenimiento mayor las centrales de carbón: Norgener-NT02 (30 días); hidráulicas: Pehuenche, Angostura, Rapel, HP La Higuera, Colbún, Pangue (19, 24, 23, 23, 4, 4 días respectivamente); gas: Taltal 2, San Isidro I, Quintero 1A, Nehuenco (5, 3, 3, 3 días respectivamente); diésel: Los Vientos (30 días).

Con respecto a la generación bruta del mes de enero, la potencia máxima generada fue de 11.242 MW el día 24, y la mínima fue de 7.881 MW el día 5. La Figura 4 muestra el ciclo de la generación durante el mes de enero, la cual es más alta durante los días hábiles y más baja durante los fines de semana y festivos.

Figura 3:
Energía mensual generada en el SEN

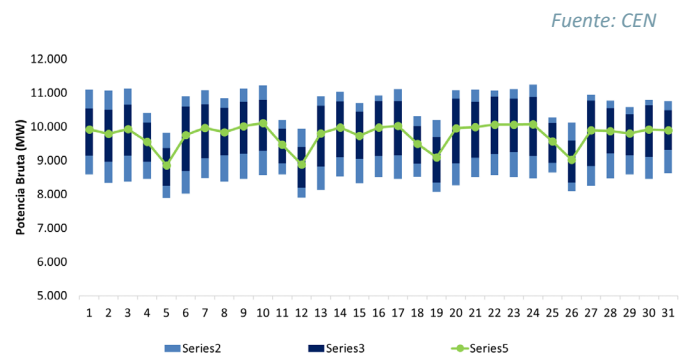


7.139
GWh/mes

Generación
total del mes

7.252
GWh/mes

Figura 4:
Generación bruta del SEN



11.242 MW
máxima

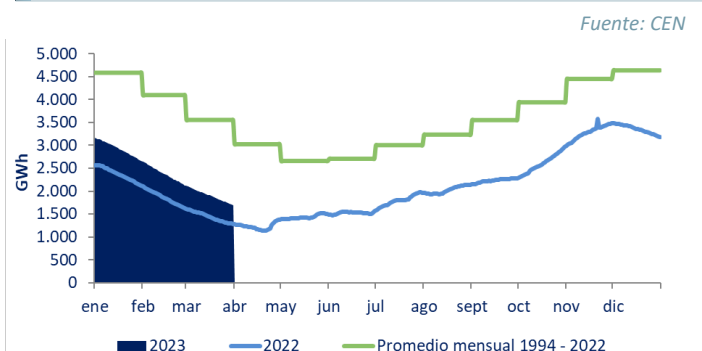
Potencia
Mes

7.881 MW
mínima

HIDROLOGÍA

En marzo la energía embalsada en el SEN superó los niveles del año anterior, aunque se mantiene aún en niveles históricamente bajos, representando un 54% del promedio mensual entre los años 1994 y 2022 (ver Figura 5). En lo que va del año hidrológico 2022/2023 (marzo 2023), el nivel de excedencia observado es igual a 87,5%, es decir, se ubica en el 12,5% de las hidrologías más secas observadas a igual fecha.

Figura 5:
Energía almacenada en principales embalses



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

COSTOS MARGINALES

En marzo de 2023 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 106,2 US\$/MWh, lo cual registró una variación de -7,0% con respecto a febrero de 2023 (114,1 US\$/MWh), y una variación de 13,6% respecto a marzo de 2022 (93,5 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 6).

Por su parte, el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220, en marzo de 2023 fue de 134,9 US\$/MWh, lo cual registró una variación de 18,4% con respecto a febrero de 2023 (114,0 US\$/MWh), y una variación de 17,1% respecto a marzo de 2022 (115,2 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 7).

Figura 6:
Principales costos variables y costo marginal promedio diario de marzo para Crucero 220 kV

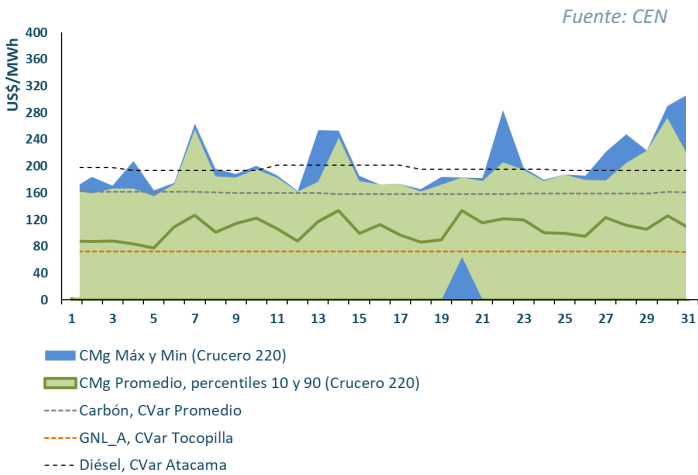
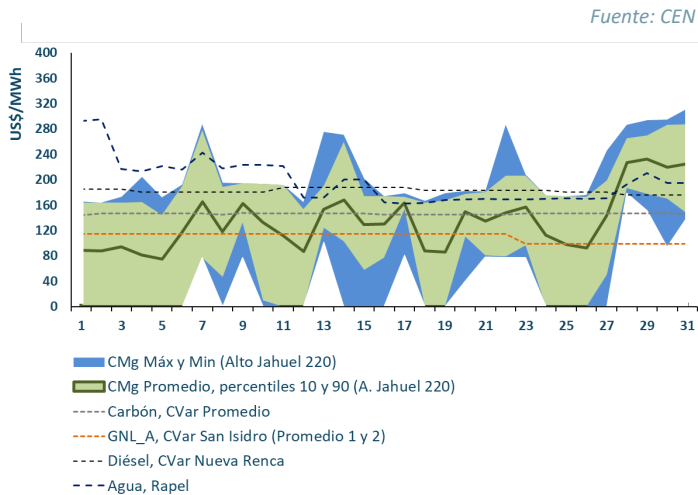


Figura 7:
Principales costos variables y costo marginal promedio diario de marzo para Alto Jahuel 220kV



Durante el mes de marzo 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 8). El total de desacoples del SEN fue de 973 horas.

Los tramos con más horas de desacoples fueron: Lastarria 220 – Ciruelos 220 (342,3 horas), Polpaico 500 – Nueva Pan de Azúcar 500 (131 horas), D.Almagro 220 - D.Almagro 110 (93,5 horas), Charrúa 154– Los Ángeles 154 (88,7 horas) con un desacople promedio de 159,8 US\$/MWh, 145,7 US\$/MWh, 41,2 US\$/MWh y 129,7 US\$/MWh, respectivamente (ver Tabla 1).

Figura 8:
Costo marginal promedio de marzo en barras representativas del Sistema

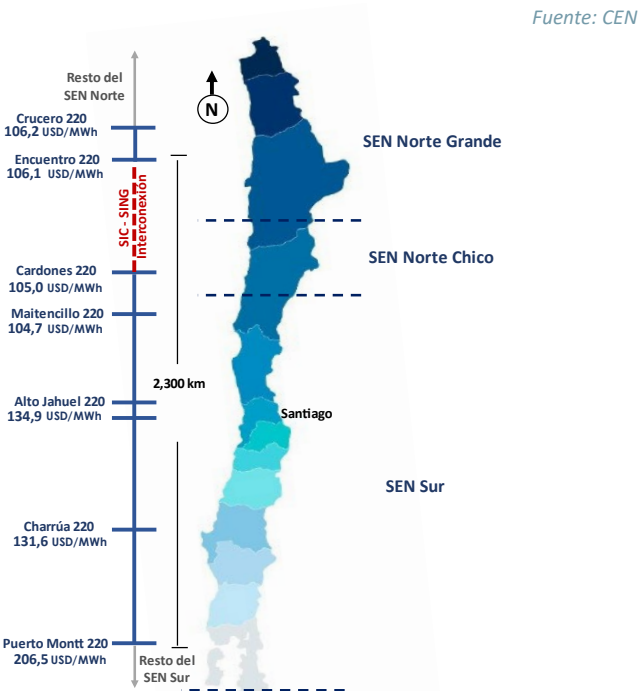


Tabla 1:
Desacople promedio por tramo congestionado en sistema de transmisión

Fuente: CEN

LÍNEAS CON DESACOPLES	HORAS	DESACOPLE PROMEDIO USD/MWh
LASTARRIA 220 - CIRUELOS 220	342,3	159,8
POLPAICO 500 - N.P.AZUCAR 500	131,0	145,7
D.ALMAGRO 220 - D.ALMAGRO 110	93,5	41,2
CHARRUA 154 - L.ANGELES 154	88,7	129,7
LINARES 066 - CHACAHUIN 066	88,4	95,3
QUILLOTA 110 - S.PEDRO 110	67,1	58,2
SANTA CLARA 220 - MULCHEN 220	44,2	163,3
CALAMA 220 - CALAMA 110	44,1	12,3
CRUCERO 220 - M.ELENA 220	41,6	29,8
LAPALMA 066 - S.JAVIER 066	31,7	120,5

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

Para mayor detalle sobre precios del Sistema, ver *Estadísticas Systep*, sección Precios del SEN.

2.

PROYECCIÓN SYSTEP DE COSTOS MARGINALES A 12 MESES

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 marzo 2023, la proyección de la demanda considera un crecimiento total de 2,36% para el año 2023 respecto del año 2022. 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.

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 3.698,1 MW de nueva capacidad, de los cuales 2.177,9 MW son solares (con 180 MW asociados a sistemas de almacenamiento), 845,7 MW eólicos, 142,0 MW biomasa, 150 MW de embalse y 202,5 MW térmicos. Además, se considera el retiro de Ventanas 2 de 208,6 MW para junio de 2023.

En los gráficos de la Figura 9, se muestra un análisis estadístico de los costos marginales proyectados por Sysstep, 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%).

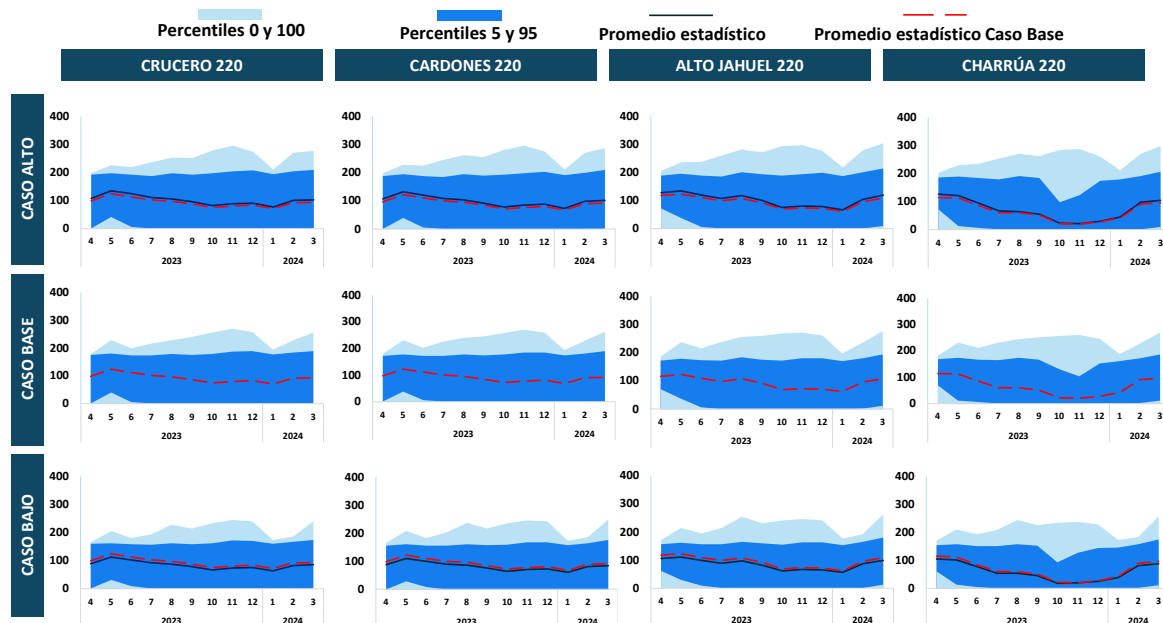
Tabla 2:
Supuestos considerados en las simulaciones

SUPUESTOS		BAJO	BASE	ALTO
Crecimiento demanda		2.36%	2.36%	2.36%
Precios Combustibles				
CARBÓN US\$/Ton	Mejillones 1 y 2	376	418	460
	Angamos	302	336	369
	Guacolda (promedio)	292	324	357
	Andina	400	445	489
	Homitos	400	445	489
	Norgener	334	372	409
	N. Ventanas	416	462	508
DIESEL US\$ / Bbl (Quintero)	Quintero	115	128	141
	Mejillones	118	131	144
GNL US\$ / MM Btu	San Isidro 1	11	12	14
	Nehuenco 1	11	13	-
	Mejillones CTM3	14	15	-
	U16	14	15	17
	Kelar (1)	13	14	-
GN US\$ / MM Btu	San Isidro 2	9	10	-
	U16 (2)	4	5	-
	Nehuenco 2	10	11	-
	Nueva Renca	9	10	-

(1) Sin disponibilidad durante el periodo de proyección

(2) 10 US\$/MMBtu Oct-Abr

Figura 9:
Costos marginales proyectados por barra (US\$/ MWh)



Fuente: Sysstep

3.

ANÁLISIS POR EMPRESA

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

En marzo, Enel disminuyó su generación de GNL, hidro y solar mientras que aumentó su generación en base a carbón, gas natural, eólica y geotérmica con respecto al mes anterior. Por su parte, Colbún aumentó su producción en base a diésel, carbón y GNL, mientras que disminuyó su generación a gas

natural, hidro y solar. AES Andes aumentó su generación de carbón, hidro y solar y disminuyó su generación eólica, mientras que Engie aumentó su producción de carbón, y eólica, mientras que disminuyó su generación de gas natural y solar. Por último, Tamakaya disminuyó su producción de GNL y diésel.

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

Empresa:
ENEL CHILE

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

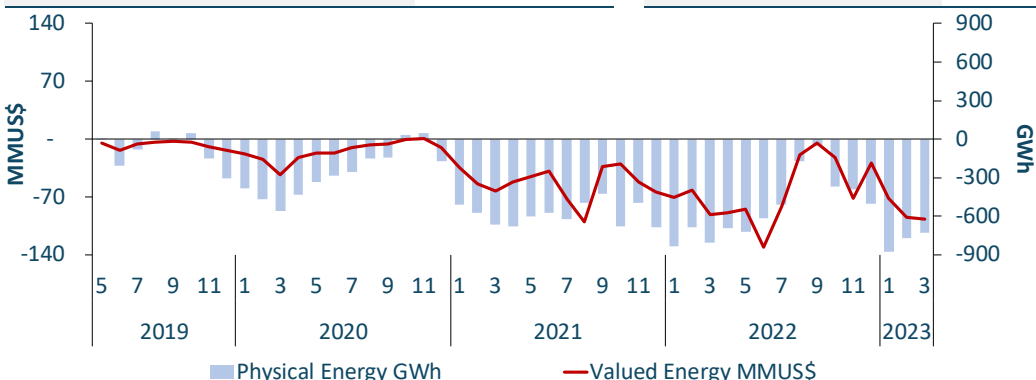
TECNOLOGÍA	Mar 2022	Feb 2023	Mar 2023
Diésel	0	9	0
Carbón	280	22	71
Gas Natural	677	304	521
GNL	54	132	292
Hidro	542	667	597
Solar	152	215	252
Eólico	131	123	130
Getérmica	40	30	34
TOTAL	1.878	1.502	1.899

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Mar 2022	Mar 2023
Embalse Ralco	142	172

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Mar 2022	Mar 2023
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)	114,8	110,2
San Isidro GN_A (TG1+TV1, prom. I y II)	52,8	75,0
Taltal Diésel (Prom. I y II)	196,8	0,0
Atacama Diésel (TG1A+TG1B+TV1C)	214,7	196,2



TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

ÍTEM	Mar 2023
Total Generación (GWh)	1.899
Total Retiros (GWh)	2.626
Transf. Físicas (GWh)	-728
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-97

Empresa:
COLBÚN

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

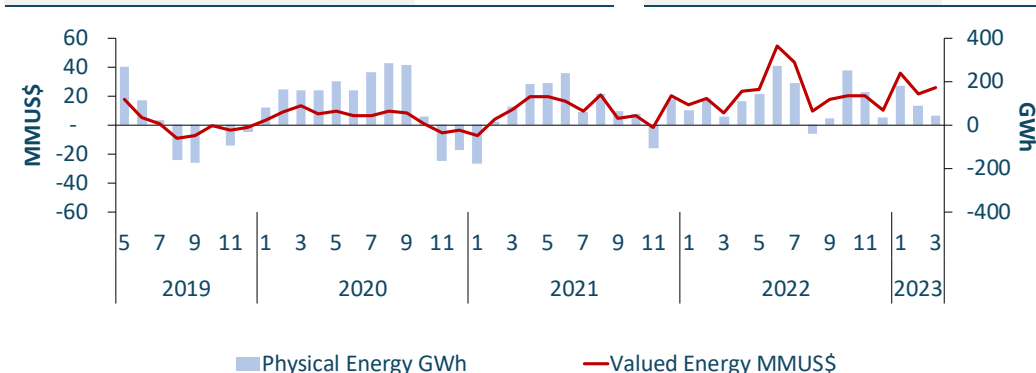
TECNOLOGÍA	Mar 2022	Feb 2023	Mar 2023
Diésel	18	7	13
Carbón	197	167	239
Gas Natural	349	351	361
GNL	222	149	190
Hidro	211	299	251
Solar	41	49	55
Eólico	0	0	0
Total	1.037	1.023	1.109

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Mar 2022	Mar 2023
Embalse Colbún	128	155

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Mar 2022	Mar 2023
Santa María	56,1	88,7
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	101,9	102,7
Nehuenco GN_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	38,9	78,4
Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)	172,8	168,4



TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

ÍTEM	Mar 2023
Total Generación (GWh)	1.109
Total Retiros (GWh)	1.065
Transf. Físicas (GWh)	44
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	26

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

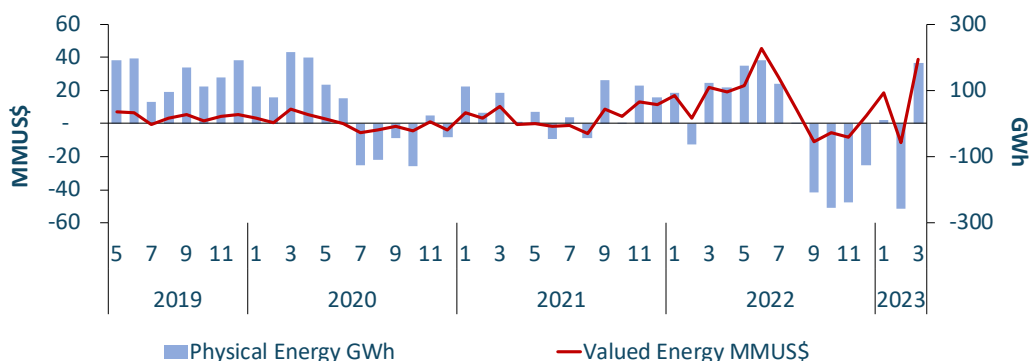
TECNOLOGÍA	Mar 2022	Feb 2023	Mar 2023
Diésel	0	0	0
Carbón	959	637	778
Gas Natural	0	0	0
GNL	20	0	0
Hidro	125	88	99
Solar	18	15	14
Eólico	58	59	51
Total	1.179	800	942

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Mar 2022	Mar 2023
N. Ventanas y Campiche	69,3	169,3
Angamos (prom. 1 y 2)	60,6	116,0
Norgener (prom. 1 y 2)	67,7	162,4

TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

ÍTEM	Mar 2023
Total Generación (GWh)	942
Total Retiros (GWh)	760
Transf. Físicas (GWh)	182
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	39



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

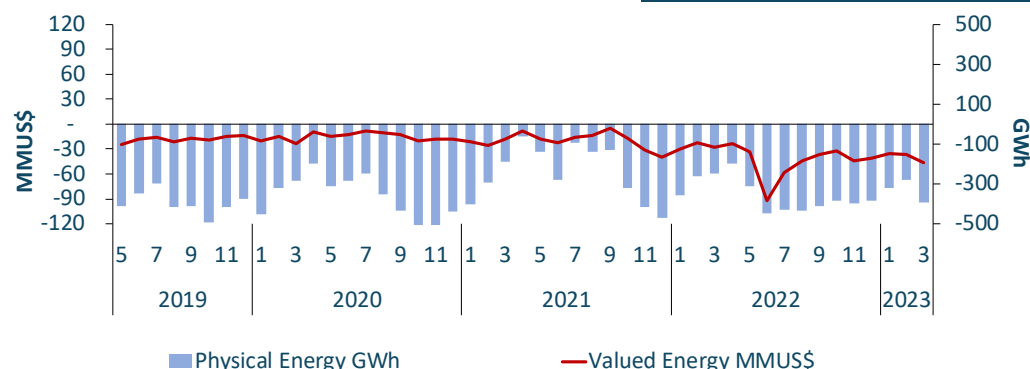
TECNOLOGÍA	Mar 2022	Feb 2023	Mar 2023
Diésel	0	0	6
Carbón	327	85	20
Gas Natural	142	188	169
GNL	0	0	0
Hidro	5	4	5
Solar	34	82	93
Eólico	30	28	31
Total	538	387	323

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Mar 2022	Mar 2023
Andina Carbón	85,1	174,7
Mejillones Carbón	95,3	181,3
Tocopilla GNL_A (U16-TG1+TV1)	53,8	72,9

TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

ÍTEM	Mar 2023
Total Generación (GWh)	323
Total Retiros (GWh)	716
Transf. Físicas (GWh)	-392
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-47



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

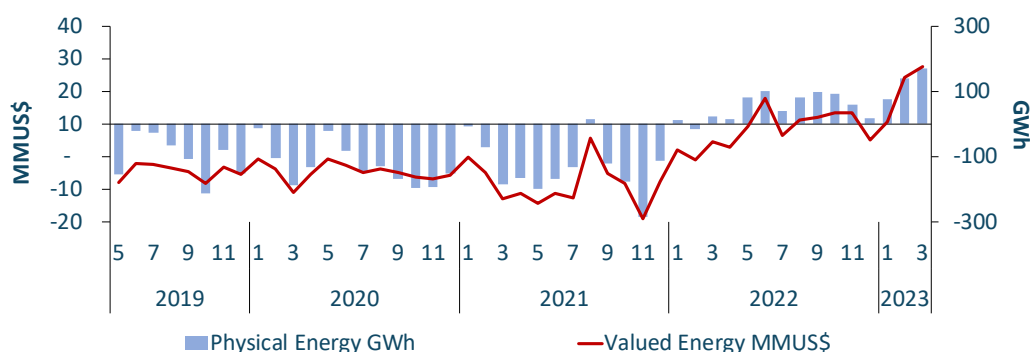
TECNOLOGÍA	Mar 2022	Feb 2023	Mar 2023
Diésel	3	7	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
GNL	36	152	190
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	39	159	190

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Mar 2022	Mar 2023
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)	129,7	66,1
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)	170,3	147,6

TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

ÍTEM	Mar 2023
Total Generación (GWh)	190
Total Retiros (GWh)	18
Transf. Físicas (GWh)	171
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	28



4.

SUMINISTRO A CLIENTES REGULADOS

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados, indexado a marzo de 2023, es de 122 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 accede 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.

Tabla 3:

Precio medio de licitación indexado a marzo de 2023 por generador, en barra de oferta

Fuente: CNE
Elaboración: Systep

EMPRESA GENERADORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO 2023 GWh
ENDESA	146	11.191
E-CL	169	7.605
ENEL GENERACIÓN	63	5.937
AES GENER	133	4.029
El Campesino	153	4.028
COLBÚN	117	3.650
ACCIONA	96	1.112
Abengoa	143	957
IBEREÓLICA CABO LEONES II S.A.	59	861
Aela Generación S.A.	92	859
HUEMUL ENERGÍA (Caman)	49	640
HUEMUL ENERGÍA (Coihue)	49	640
PANGUIPULLI	145	567
CONDOR ENERGÍA (Esperanza)	54	530
CONDOR ENERGÍA (C° Tigre)	52	463
CONDOR ENERGÍA (Tchamma)	50	441
San Juan SpA.	128	423
WPD MALLECO (Malleco)	63	398
HUEMUL ENERGÍA (Ckani)	53	375
Pelumpén S.A.	102	341
PUELCHÉ SUR EÓLICA	55	287
MARIA ELENA SOLAR	36	281
SONNEDIX COX	66	265
Ibereolica Cabo Leones I S.A.	112	196
WPD MALLECO (Malleco II)	62	192
Otros	99	1.682
Precio Medio de Licitación	122	47.948

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 3/2023, ponderado por energía contratada del año 2023

Tabla 4:

Precio medio de licitación indexado a marzo de 2023 por distribuidora, en barra de oferta

Fuente: CNE
Elaboración: Systep

EMPRESA DISTRIBUIDORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO 2023 GWh
Enel Distribución	107	17.900
CGE Distribución	138	14.446
Chilquinta	120	3.847
SAESA	121	5.083
Precio Medio Muestra	121	41.277

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 3/2023, ponderado por energía contratada del año 2023

Para mayor detalle sobre Precios de Licitación, ver [Estadísticas Systep](#), sección Precios de licitación SEN.

De acuerdo con el último balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) publicado con datos de febrero 2023, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 5.842 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 850 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante febrero fue igual a 2.541 GWh.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 59% (1.504 GWh) seguido por el aporte eólico con un 29% (742 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico, biomasa y geotérmica con un 6%, 5% y 1% respectivamente (140, 130 y 25 GWh respectivamente, ver Figura 10).

Durante febrero de 2023 se registró 128,8 GWh de energía solar y eólica vertida, lo que refleja una reducción del 12 % con respecto a enero de 2023 (146,6 GWh) y una disminución del 12% con respecto a febrero del 2022 (145,8 GWh, ver Figura 11).

Figura 10:
Generación ERNC histórica reconocida

Fuente: CEN

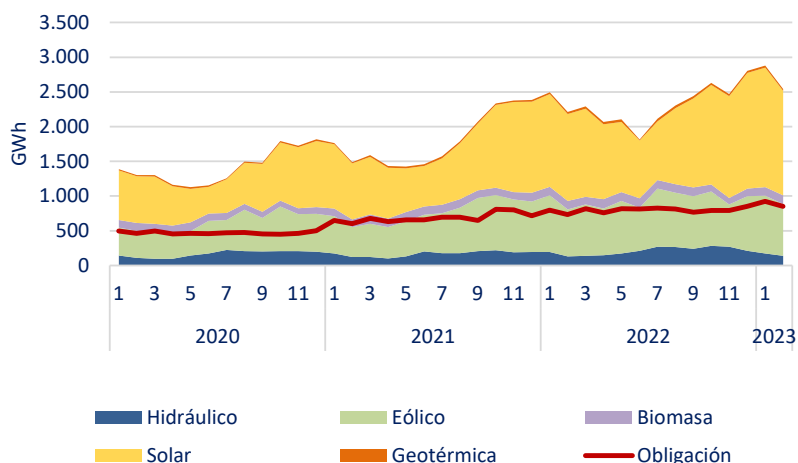
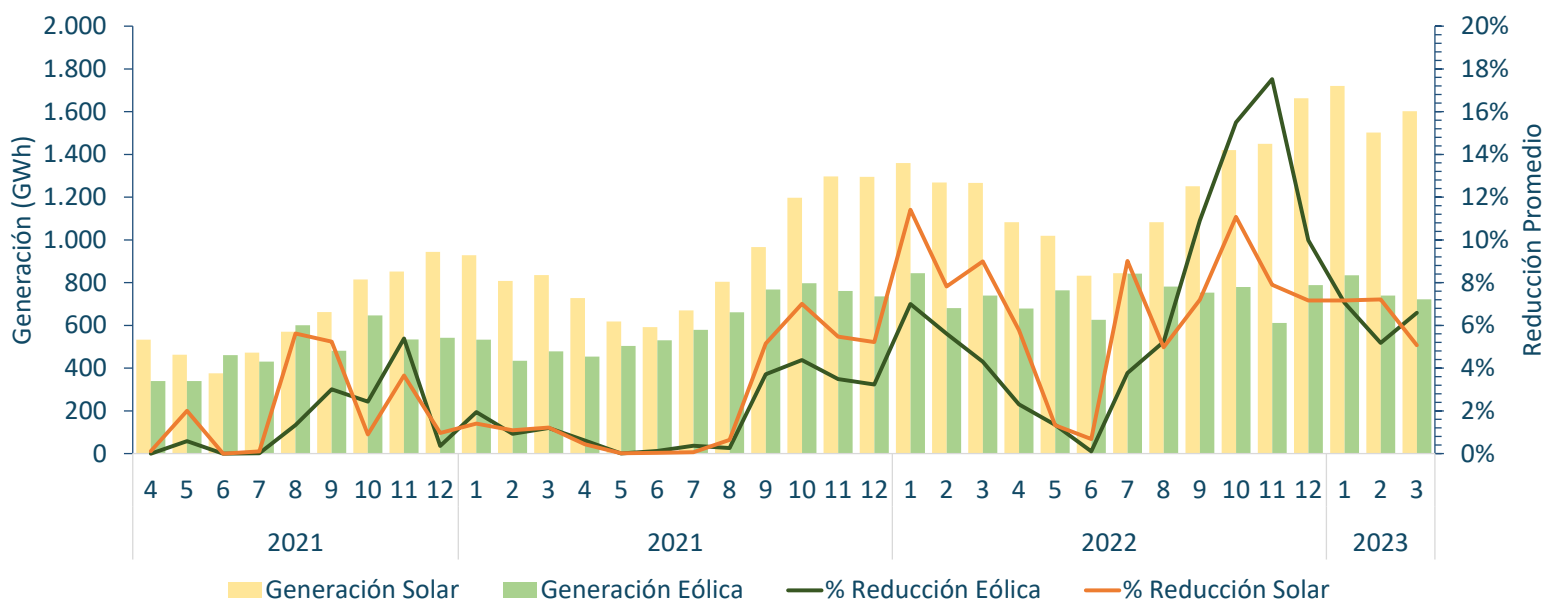


Figura 11:
Vertimiento renovable desde Nogales al norte durante el mes de febrero

Fuente: CEN



6.

EXPANSIÓN DEL SISTEMA

PLAN DE OBRAS

De acuerdo con la RE-130 CNE (31-03-2023) "Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción", se espera la entrada de 3.242 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 47,7% corresponde a tecnología solar (1.548 MW), un 34,2% a tecnología eólica (1.110 MW), un 4,6% de tecnología hidráulica (150 MW), un 4,5% de tecnología solar con BESS (147 MW), un 2,1% de tecnología térmica (67 MW), un 6,8% de tecnología BESS (220 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

PROYECTO	FECHA ESTIMADA DE INTERCONEXION	TIPO DE TECNOLOGIA	POTENCIA NETA (MW)
Virtual Reservoir Etapa 2 (VR2)	mar-23	BESS	49,3
Central de Respaldo Maitencillo	abr-23	Térmica	66,9
Parque Eólico Manantiales	abr-23	Eólica	27,1
Parque Fotovoltaico El Manzano	abr-23	Solar	87,0
Las Salinas -Etapa 1	may-23	Solar	58,6
Las Salinas -Etapa 3	jun-23	Solar	122,8
Proyecto Solar Fotovoltaico Elena - Primera Etapa, Fase I	jun-23	Solar	67,5
Andes IV	jun-23	Solar + BESS	130,0
Las Salinas -Etapa 2	jul-23	Solar	34,8
Parque FV Willka	jul-23	Solar	98,0
Parque Eólico La Cabaña - Etapa 1 Fase 1	ago-23	Eólica	47,0
Ampliación Parque Tchamma	ago-23	Eólica	17,5
BESS Coya	ago-23	BESS	139,0
Planta Solar Fotovoltaica Doña Antonia	sept-23	Solar	75,0
BESS Parque Eólico La Cabaña - Etapa 2	sept-23	BESS	32,0
Planta Solar CEME 1	oct-23	Solar	380,0
Parque Eólico San Matías	oct-23	Eólica	81,7
Las Salinas -Etapa 4	nov-23	Solar	93,5
Punta de Talca	nov-23	Eólica	80,0
Planta Fotovoltaica Gran Teno	nov-23	Solar	200,0
Las Salinas -Etapa 5	dic-23	Solar	30,1
Los Cóndores	dic-23	Hidráulica	150,0
Parque Fotovoltaico Sol de Vallenar	dic-23	Solar	100,0
Ampliación Andes Solar IIB	ene-24	Solar + BESS	17,0
Parque Eólico La Cabaña - Etapa 1 Fase 2	ene-24	Eólica	57,0
Parque Eólico Horizonte	ene-24	Eólica	800,0
Planta FV Tocopilla	feb-24	Solar	200,3
Capacidad próximos 12 meses			3.242,1

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

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación, a marzo de 2023, totalizan 13.747 MW con una inversión de MMUS\$ 15.255 mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 73.503 MW con una inversión de MMUS\$ 130.361 (ver Tabla 6).

Durante el mes de marzo, tres proyectos obtuvieron su RCA favorable, todos proyectos solares con una potencia de 24,54 MW. Por otro lado, diez proyectos entraron en calificación aportando con una capacidad de 1.219,43 MW, de los cuales destacan el proyecto híbrido (Solar + BESS) Parque Fotovoltaico Cristales de 379 MW ubicado en la comuna de Antofagasta y el proyecto híbrido Parque Solar Fotovoltaico Ceibo de una potencia de 250 MW en la comuna de Vallenar. En este mes, se destaca que 6 de los 10 proyectos corresponden a centrales híbridas, 1 central mixta (Solar + Eólica) y las 3 restantes solares. Finalmente, ningún proyecto fue desistido o no calificado en el periodo.

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	3.611	4.831	14.720	25.491
Hidráulica	0	0	3.926	6.654
Solar	6.065	6.471	36.407	61.466
Gas Natural	518	495	6.408	6.314
Geotérmica	0	0	170	710
Diesel	9	9	2.957	6.565
Biomasa/Biogás	0	0	463	932
Carbón	0	0	7.030	13.603
Termosolar	560	450	1.075	8.000
Mixto (Solar + Eólica)	2.259	1.824	289	440
Híbrido (Solar + Bess)	719	1.168	0	0
Almacenamiento	0	0	59	185
Total	13.747	15.255	73.503	130.361

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

MINISTERIO DE ENERGÍA

- Se publica en el Diario Oficial Decreto N°4 de 2022, que Aprueba Plan Nacional de Eficiencia Energética ([ver más](#)).
- Ministerio de Energía lanza Agenda inicial para un Segundo Tiempo de la Transición Energética ([ver más](#)).

**COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA**

- Se publica en el Diario Oficial Decreto N°16T de 2022, que fija precios de nudo promedio en el Sistema Eléctrico Nacional, de acuerdo al artículo 158° de la Ley General de Servicios Eléctricos ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial Decreto N°14T de 2022, que fija precios estabilizados para medios de generación de pequeña escala ([ver más](#)).
- Se publica Resolución Exenta N°131 de 2023, que comunica nuevos valores de los precios de nudo de corto plazo en el Sistema Eléctrico Nacional ([ver más](#)).
- Se publica Resolución Exenta N°136 de 2023, que prorroga plazo establecido en el inciso segundo del artículo 91° de la Ley General de Servicios Eléctricos para la presentación de proyectos de promotores en el Proceso de Planificación de la Transmisión año 2023, por los motivos que indica. ([ver más](#)).
- Se publica Resolución Exenta N°149 de 2023, que Deja sin efecto resolución N° 52 exenta, de 2018, que complementa y modifica resolución N° 659 exenta, de 2017, que establece disposiciones técnicas para implementación del artículo 8° de la ley N° 20.780 ([ver más](#)).

**COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL**

- Publica Informe de Monitoreo de la Competencia en el Mercado Eléctrico 2022 ([ver más](#)).
- Publica Procedimiento Interno: Criterios para la Aplicación del Régimen de Acceso Abierto ([ver más](#)).

**PANEL DE EXPERTOS**

- Se encuentran disponibles en Discrepancias Tramitadas los Dictámenes de las Discrepancias del Informe Técnico del Cálculo de las Componentes VAD cuatrienio 2020-2024 ([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
-----------------------	---------	---------------------	---------------------------------	--------------------------

CONTÁCTENOS PARA MAYOR INFORMACIÓN:

Rodrigo Jiménez B.

Gerente General

rjimenez@systep.cl

Pablo Lecaros V.
Gerente de Mercados
Eléctricos y Regulación

plecaros@systep.cl

Bryan Bizarro A.
Ingeniero de Estudios

bbizarro@systep.cl

reporte@systep.cl

| www.systep.cl

| RRSS

