



REPORTE MENSUAL

Sector Eléctrico

Marzo 2024

REPORTE MENSUAL

Sector Eléctrico

• Editorial	3-4
• 1. Análisis de Operación	5-6
Generación	
Hidrología	
Costos Marginales	
• 2. Proyección de Costos Marginales Systep	7
• 3. Análisis por Empresa	8-9
• 4. Suministro a Clientes Regulados	10
• 5. Energías Renovables No Convencionales	11
• 6. Expansión del Sistema	12
• 7. Proyectos en SEIA	13
• 8. Seguimiento Regulatorio	14

CONTENIDOS

© 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.

Proyecto de Ley de Sistemas Medianos: buenas intenciones

Tras cinco procesos de planificación y tarificación de los Sistemas Medianos (SSMM) desde la entrada en vigencia de la Ley Corta I el año 2004, la autoridad ha sugerido que existen tres problemas principales: disparidad de precios, falta de incentivos para nuevas tecnologías y falta de visión a largo plazo en el proceso de tarificación. En vista de aquello, surge el proyecto de ley que busca perfeccionar la regulación de los SSMM en la Ley General de Servicios Eléctricos¹, ingresada el 29 de enero de este año por el Ministerio de Energía. El proyecto de ley se fundamenta en cuatro ejes principales:

Definición y categorización de Sistemas Medianos y aislados

Se busca modificar e introducir las definiciones de Sistema Mediano, Sistema Aislado para Pequeños Consumidores y Sistema para Procesos Productivos, de tal forma de considerar variables como la geografía y la población; además, se establece que cada cinco años se realizará un proceso transparente de recategorización a cargo de la Comisión Nacional de Energía (CNE).

Particularmente, un Sistema Mediano sería cualquier sistema eléctrico aislado del Sistema eléctrico Nacional (SEN) con potencia instalada mayor a 1.500 kW, eliminándose la cota superior actual de 200 MW. Un Sistema Aislado para Pequeños Consumidores, por otra parte, correspondería a un sistema aislado del SEN con potencia menor a 1.500 kW, destinado a consumos residenciales y/o comerciales. Finalmente, un Sistema para Procesos Productivos sería un sistema aislado del SEN destinado a abastecer la producción de bienes y productos.

Actualización del procedimiento de planificación

Se pretende actualizar el proceso de planificación de los SSMM para incorporar energías renovables y almacenamiento. En este sentido se propone que el proceso de planificación de los SSMM deba considerar la Planificación Energética de Largo Plazo, desarrollada por el Ministerio de Energía. Además, se incorporaría la posibilidad de que la CNE incurra en inversiones para convertir generación térmica existente en generación libre de emisiones de CO₂ equivalente. También, se propone que la CNE pueda incorporar en la planificación la interconexión de SSMM con otros SSMM, con el SEN o con sistemas internacionales.

Finalmente, se pretende garantizar una mayor participación ciudadana y transparencia en el proceso, mediante la creación de un registro de "participantes", los cuales podrán ser parte del proceso de planificación.

Tarificación de los sistemas medianos

Se propone cambiar el proceso de tarificación mediante la licitación de un estudio único para todos los SSMM, supervisado por un comité y ejecutado por un consultor.

Además, se busca equilibrar las tarifas de los SSMM con respecto al resto del SEN. Para esto, se propone incorporar a los SSMM en el cálculo del precio nudo, de tal forma que sean comparables con los precios del resto del SEN. Luego, en caso de que el precio promedio de energía de una distribuidora sea mayor al 5% del

promedio nacional, se debe ajustar al 5% y la diferencia de costos lo asumirá el resto de los distribuidores que operan en el SEN, traspasando este aumento de precio a sus clientes. Por otro lado, los SSMM deberán aportar a este subsidio. Finalmente, se eximirá de aportar al subsidio de la Equidad Tarifaria Residencial a los clientes no residenciales de los SSMM y del SEN que se encuentren en las comunas beneficiadas por dicho mecanismo.

Incentivos a la generación renovable

Se plantea incentivar la generación renovable en los SSMM mediante el acceso abierto a nuevos proyectos. En este sentido, el Coordinador y las empresas que operen instalaciones de distribución y transmisión de SSMM deberán permitir la conexión de nuevos proyectos que cumplan con la norma técnica, los cuales deberán coordinarse en la operación.

Además, aquellas instalaciones que formen parte de generación renovable no convencional o de sistemas de almacenamiento, serían consideradas en la determinación del Costo Total de Largo Plazo de los siguientes dos procesos de tarificación, respetando el valor de inversión decretado en el plan de expansión correspondiente, de forma que dichas inversiones estarían incluidas en la tarifa por al menos tres períodos tarifarios. Esto dejaría fuera del beneficio no solo a unidades térmicas de respaldo o de apoyo a la intermitencia, sino que también a centrales hidráulicas de pasada mayores a 20 MW.

Adicionalmente, de ser aceptado este proyecto de ley, la CNE podrá considerar la realización de licitaciones públicas de suministro. Este proceso deberá ser justificado por la CNE mediante un informe técnico que considere las características del sistema mediano en cuestión, pudiendo ser objetado por las empresas incumbentes y evaluado por el Panel de Expertos. El precio medio que resulte del proceso de licitación será traspasado a los clientes finales de los SSMM, agregándose al precio nudo resultante del proceso de tarificación.

Análisis preliminar del proyecto de ley

De la descripción anterior, se desprende la existencia de dos principios transversales en el proyecto: i) aumentar los niveles de competencia en los SSMM y ii) reducir la brecha tarifaria entre los SSMM y el SEN. Dada su importancia, estos principios requieren de una discusión acabada y de una implementación correcta.

Sobre la competencia en los Sistemas Medianos

La incorporación de competencia en los SSMM es más compleja en comparación con los sistemas eléctricos de mayor tamaño, debido a los bajos niveles de demanda que los primeros enfrentan. En efecto, en este tipo de sistemas se tiene que los costos medios son decrecientes en la escala relevante de producción (los SSMM en Chile tienen una capacidad instalada que varía desde los 10 MW a 100 MW), lo que hace que teóricamente convenga que exista una única empresa que preste el servicio, ya que al enfrentar toda la demanda podrá aprovechar de mejor manera las economías de escala presentes en las unidades de generación disponibles en el mercado. En contraste,

¹ Proyecto ingresado en la Cámara de Diputados, n° de boletín 16627-08.

la demanda del SEN es mucho mayor (capacidad instalada sobre los 34.000 MW) y, por tanto, tales economías de escala se agotan rápidamente, lo que incentiva la existencia de un mayor número de agentes que compiten entre sí permitiendo una asignación eficiente de los recursos.

En este sentido, la autoridad debe tener presente que **más agentes en un sistema con costos medios decrecientes no significa necesariamente un uso eficiente de los recursos**, sino que por el contrario, puede llevar a desaprovechar las economías de escala características de los sistemas pequeños, por lo que se debería demostrar a través de un análisis de costo-beneficio, para cada sistema mediano, si es conveniente o no la participación de terceros, de manera de asegurarle a la ciudadanía que se está realizando un ejercicio eficiente².

Adicionalmente, aparecen elementos prácticos que también deben ser considerados cuando se trata de hacer convivir elementos de mercado con elementos de planificación centralizada. Se debe recordar que los SSMM son regulados (por su característica de monopolio natural en su escala de producción relevante), lo que significa que están sometidos a fijación de tarifas. En tal ejercicio, la autoridad determina las obras que dicha empresa debe construir, teniendo éstas el carácter de vinculante (i.e., obras que obligatoriamente se deben realizar). Situación que se mantiene, pero el proyecto de ley agrega la posibilidad de realizar licitaciones de suministro, adicionales al proceso de planificación. En este punto, la autoridad deberá analizar como compatibilizar ambas situaciones para disminuir el riesgo tanto a los nuevos entrantes como a la empresa incumbente.

Por ejemplo, si se realiza una licitación de suministro y el adjudicatario construye su proyecto para la provisión de tal energía y, posteriormente, la autoridad establece un proyecto de inversión vinculante, entonces, el adjudicatario de la licitación podría vender menos energía que la contratada originalmente, lo cual, dependiendo de la diferencia podría causarle inconvenientes en la viabilidad financiera del proyecto. Situación análoga puede ocurrir si luego de mandar una obra vinculante la autoridad licita un bloque relevante de energía y, por tanto, ingresa nueva capacidad al sistema. Esto hará que el proyecto vinculante vea incertidumbre en sus ingresos futuros, ya que es un proyecto que podría no ser necesario en la siguiente fijación tarifaria (el proyecto de ley establece que solo los proyectos ERNC vinculantes serán reconocidos en los siguientes dos períodos tarifarios). En suma, estos riesgos potenciales podrían llevar a la inacción de los agentes (no invertir), lo que es precisamente contrario a lo buscado por la autoridad.

Podría pensarse que, teóricamente, tales riesgos están acotados, ya que el proceso de planificación es un ejercicio de minimización de costos en un horizonte de planificación, por lo que, si está bien realizado, no se requerirán las licitaciones de suministro o no se requerirán instalaciones vinculantes si la licitación fue exitosa. No obstante, la fortaleza del argumento anterior se ve mermada en la medida que la optimalidad de las decisiones en los SSMM se pueda ver en riesgo, situación que puede suceder al eliminar la señal de precio.

Sobre la ecualización de tarifas

Es sabido que, al desaparecer la señal de precio, se consumirá una cantidad del bien distinta a la socialmente óptima. Esto sucederá al ecualizar las tarifas de los clientes de los SSMM con aquellas del SEN, en la práctica dado que es más costoso proveer suministro eléctrico en los SSMM, se tendrá un subsidio cruzado desde los

usuarios del SEN a los de los SSMM (subsidio que en algunos casos podría ser incluso desde usuarios de menores recursos, pero con alto consumo, por lo que se requiere acelerar la caracterización socioeconómica de los usuarios eléctricos). Tal situación llevará a que en los SSMM se consuma más del bien, lo que gatillará mayores necesidades de inversión, lo que a su vez llevará a mayores costos totales de largo plazo que no serán observados por los usuarios. Este fenómeno, además de ser ineficiente desde la perspectiva económica, elimina la supervisión de los usuarios respecto del trabajo de la autoridad (accountability), dejándole a éste un mayor espacio para “innovar” y/o equivocarse con cargo a los usuarios del SEN. Así, eventuales decisiones ineficientes no tendrán la supervisión ciudadana suficiente, en tanto que los usuarios de los SSMM no enfrentarán las consecuencias de tales decisiones y que los usuarios del SEN no las notarán producto de lo pequeño de tales sistemas (eventuales pérdidas y/o malas decisiones se socializan entre una gran base de clientes). Más aún, resulta interesante destacar que, en el proyecto de ley, la ecualización de tarifas no es sólo para clientes residenciales (que tienden a ser los de menores consumos), **por lo que la señal de precio desaparece casi totalmente en los SSMM**, situación que podría llevar al uso ineficiente (sobreconsumo) de un recurso que requiere de cuantiosas inversiones para su materialización.

La autoridad parece no haber considerado la lección sobre la estabilización de tarifas y los problemas asociados a la pérdida de la señal de precio. Resulta necesario un mayor diálogo respecto a la posibilidad de mantener la señal de precio para garantizar la optimalidad de las decisiones de inversión y su accountability, pero apoyando a las familias vulnerables a que accedan a los servicios energéticos necesarios. Otra idea para debatir es cómo conciliar adecuadamente (minimizando los riesgos asociados) la concurrencia de terceros a los SSMM. Una alternativa es que, junto con mantener la señal de precio (con apoyo a las familias vulnerables), se pueda garantizar para todas las obras vinculantes su reconocimiento durante una cantidad definida de períodos tarifarios, de esta manera, se realizarán las obras necesarias a tiempo en paralelo a la llegada de nuevos agentes.

Si bien los objetivos planteados por la autoridad parecen correctos, el proyecto de ley olvida las características inherentes que hacen que los SSMM sean monopolios. Debe demostrarse cuantitativamente que los beneficios de la competencia son mayores a los ahorros por economías de escala para la demanda abastecida y, en caso de persistir en la incorporación de terceros, esto debe ser realizado tratando de minimizar riesgo para todos los agentes, de manera que el resultado sea más inversiones y no menos. También, resulta fundamental discutir la pertinencia de hacer desaparecer la señal de precio que enfrentan todos los consumos conectados a los SSMM, en virtud de que esta decisión provocará impactos en el desarrollo eficiente de estos sistemas.

² Por ejemplo, si el sistema es de un tamaño relevante es probable que tales economías se agoten rápidamente, o que si la tecnología de expansión es lo

suficientemente modular (ej., paneles solares) también se agoten tales economías a una mayor velocidad.

GENERACIÓN

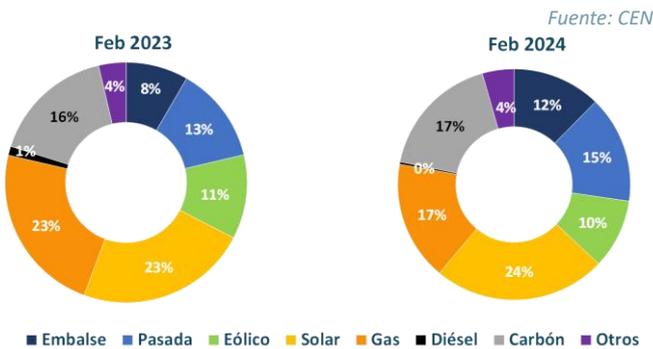
En el mes de febrero, la generación total del SEN fue de 7.019 GWh/mes, con una variación de -4,7% respecto a enero de 2024 (7.368 GWh/mes) y con una variación de 7,5% a la de febrero de 2023 (6.527 GWh/mes) (Ver Figura 1.1).

La participación de la generación eólica, gas, diésel se redujo en un 8%, 22%, 70% respectivamente en relación con febrero de 2023. En contraste, la participación de la generación hidráulica, solar, carbón aumentaron en un 59%, 12%, 14% respectivamente en relación con febrero de 2023.

Con respecto a la generación bruta del mes de febrero, la potencia máxima generada fue de 11.802 MW el día 1, y la mínima fue de 8.041 MW el día 18. La Figura 1.2 muestra el ciclo de la generación durante el mes de febrero, la cual es más alta durante los días hábiles y más baja durante los fines de semana y festivos.

Durante el mes de febrero estuvieron en mantenimiento mayor las centrales hidráulicas: Rapel (29 días) y El Toro (10 días); a carbón: Campiche (29 días), Guacolda 3 (15 días), Angamos-ANG2 (13 días) y Guacolda 4 (7 días); a gas: Los Vientos (15 días), Kelar (11 días), Tocopilla-U16 (5 días), Atacama 1 (2 días) y Nehuenco I (2 días); y diésel: Atacama 1 (2 días).

Figura 1.1:
Energía mensual generada en el SEN

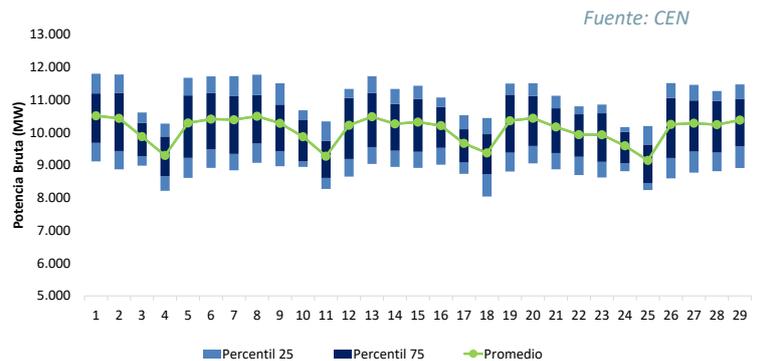


6.527
GWh/mes

Generación
total del mes

7.019
GWh/mes

Figura 1.2:
Generación bruta del SEN



11.802 MW
máxima

Potencia
Mes

8.041 MW
mínima

HIDROLOGÍA

En febrero la energía embalsada en el SEN superó tanto el nivel del año anterior como el promedio mensual histórico entre los años 1994 – 2023. Durante febrero, el promedio de energía embalsada representó el 122% del promedio mensual histórico 1994 – 2023 (ver Figura 1.3). En lo que va del año hidrológico 2023/2024 (febrero 2024), el nivel de excedencia observado es igual a 56,3%, es decir, se ubica en el 43,8% de las hidrologías más secas observadas a igual fecha.

Figura 1.3:
Energía almacenada en principales embalses



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

COSTOS MARGINALES

En febrero de 2024 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 53,6 US\$/MWh, lo cual registró una variación de -44,0% con respecto a enero de 2024 (95,8 US\$/MWh), y una variación de -53,0% respecto a febrero de 2023 (114,1 US\$/MWh). Los costos en demanda alta fueron determinados por el diésel (ver Figura 1.4).

Por su parte, el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220, en febrero de 2024 fue de 52,5 US\$/MWh, lo cual registró una variación de -44,1% con respecto a enero de 2024 (94,0 US\$/MWh), y una variación de -53,9% respecto a febrero de 2023 (114,0 US\$/MWh). Los costos en demanda alta fueron determinados por el diésel (ver Figura 1.5).

Figura 1.4:
Principales costos variables y costo marginal promedio diario de febrero para Crucero 220 kV

Fuente: CEN

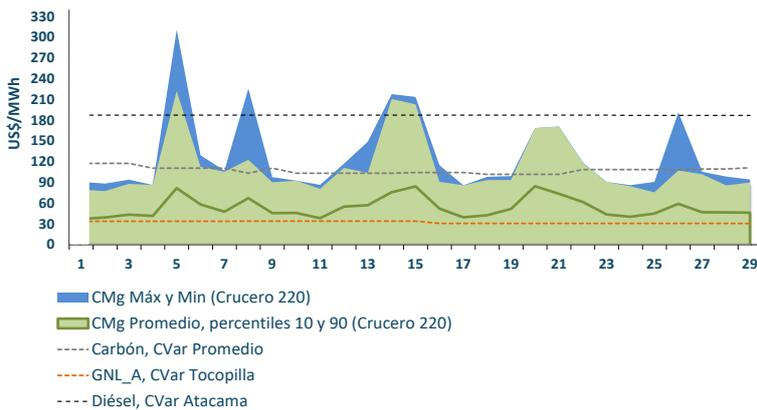
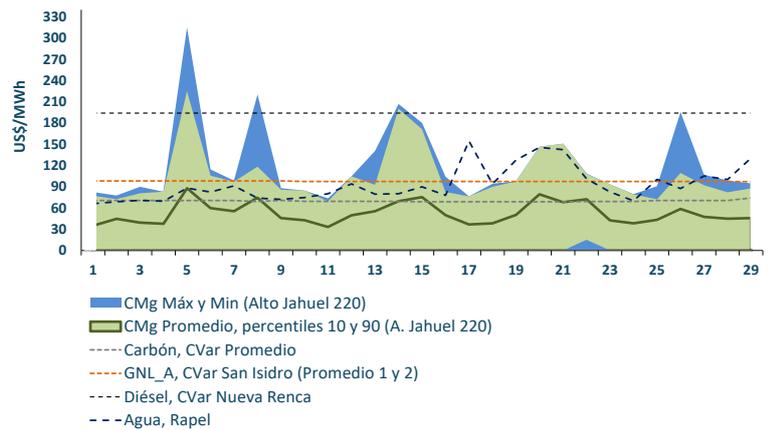


Figura 1.5:
Principales costos variables y costo marginal promedio diario de febrero para Alto Jahuel 220kV

Fuente: CEN



Durante el mes de febrero 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 1.6). El total de desacoples del SEN fue de 1.097 horas.

Los tramos que presentaron desacoples con mayores costos promedio fueron: Itahue 220 - Itahue 154 (2 horas), Nirivilo 066 - Constit. 066 (7 horas), M. Blancos 220 - M. Blancos 023 (3 horas), y La Palma 066 - S. Javier 066 (6 horas), con un desacople promedio de: 239,1 US\$/MWh, 237,9 US\$/MWh, 227,7 US\$/MWh, y 194,5 US\$/MWh, respectivamente (ver Tabla 1.1).

Figura 1.6:
Costo marginal promedio de mayo en barras representativas del Sistema

Fuente: CEN

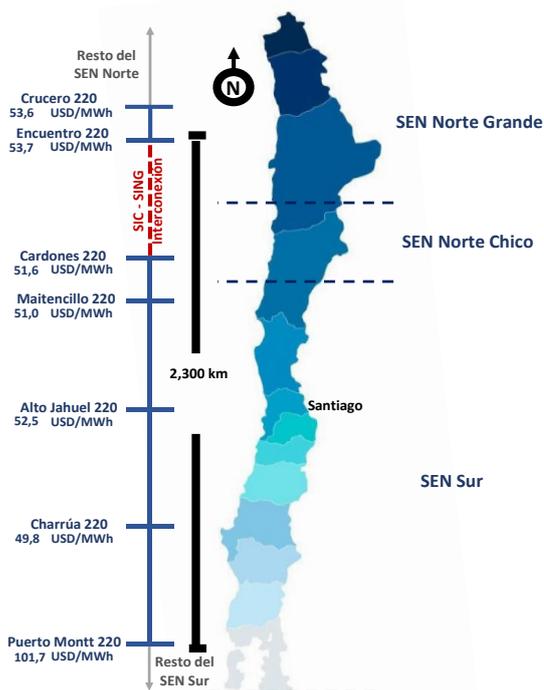


Tabla 1.1:
Desacople promedio por tramo congestionado en sistema de transmisión

Fuente: CEN

LÍNEAS CON DESACOPLES	HORAS	DESACOPLE PROMEDIO USD/MWh
Itahue 220 - Itahue 154	1,9	239,1
Nirivilo 066 - Constit. 066	7,0	237,9
M. Blancos 220 - M. Blancos 023	3,4	227,7
La Palma 066 - S. Javier 066	5,7	194,5
L. Vilos 220 - Choapa 110	5,2	163,5
Pinatas 066 - Tap. Manzano 066	18,2	155,0
Lastarria 220 - Ciruelos 220	257,1	145,0
S. Miguel 066 - Talca2 066	8,6	143,5
Tapllanquihue 220 - P. Montt 220	1,0	87,8
Quillota 110 - S. Pedro 110	9,0	68,7

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 System](#), sección Precios del SEN.

2.

PROYECCIÓN SYSTEP DE COSTOS MARGINALES A 12 MESES

Conforme a los antecedentes publicados en los últimos balances e informes de programación y operación del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), se realizó una proyección de la operación del SEN y los respectivos costos marginales a 12 meses. Considerando el comportamiento real de la demanda durante el año 2023, con un crecimiento anual efectivo de un 1,0% respecto del año anterior, la proyección de la demanda considera un crecimiento total de 3,7% para el año 2024 respecto del año 2023. Se definieron tres escenarios de operación distintos: un Caso Base, que considera los supuestos descritos en la Tabla 2.1; un Caso Bajo, que considera una baja de 10% de los costos de combustibles; y un Caso Alto, en el cual solamente San Isidro y U16 tienen disponibilidad de gas, junto con un aumento de 10% de los costos de combustibles.

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 se verifiquen en la práctica exactamente como se modelaron, pudiendo existir divergencias en los costos marginales proyectados con respecto de los valores reales.

En los siguientes 12 meses se espera la entrada en operación comercial de 4.063,2 MW de nueva capacidad, de los cuales 1.912,0 MW son solares, 870,2 MW son eólicos, 150,0 MW corresponden a embalses, 949,0 MW a almacenamiento y 142,0 MW de biomasa. Además, se considera el retiro de las unidades a carbón Norgener 1 y 2 (262,0 MW de capacidad neta) a partir del 31 de marzo de 2024.

La Figura 2.1 muestra un análisis estadístico de los costos marginales proyectados por Systep para barras representativas del SEN en los siguientes 12 meses, con distintos percentiles que dan cuenta del efecto de considerar simultáneamente tanto la variabilidad hidrológica, como los niveles de demanda que pueden ocurrir dentro de cada mes.

La línea azul muestra el promedio estadístico de los costos marginales para cada barra. El área azul contiene el 90% de los costos marginales proyectados (registros entre el percentil 5% y 95%), contabilizando todos los bloques e hidrologías simuladas, mientras que el área celeste incluye el 100% de los valores estimados (registros entre el percentil 0% y 100%).

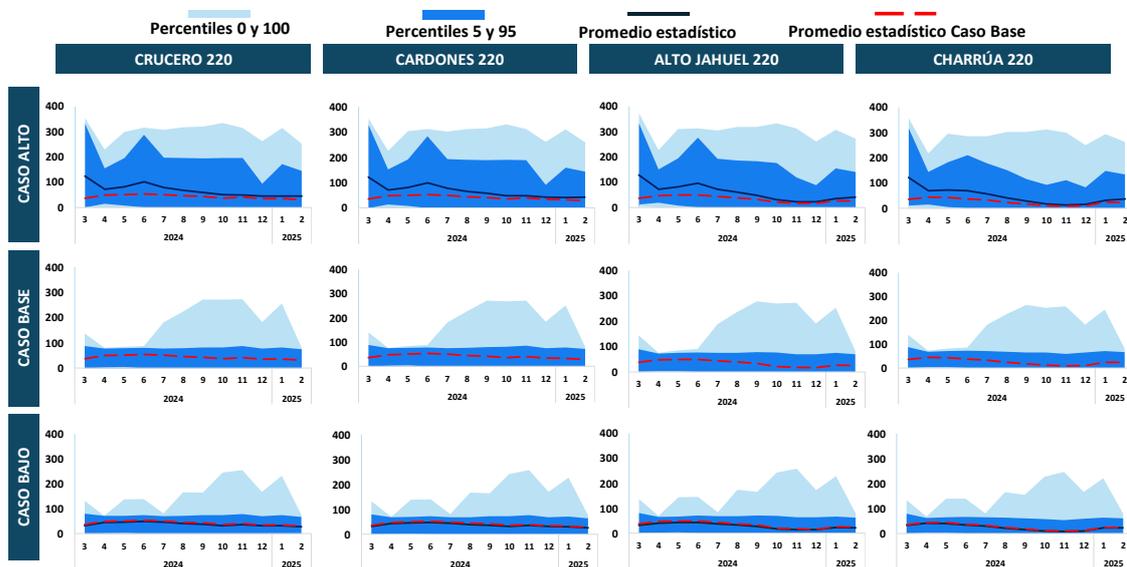
Se destaca el adelanto de la desconexión y cese de operaciones de las unidades Norgener 1 y 2, la que según la última comunicación de la empresa ocurriría el 19 de abril de 2024. Adicionalmente, se modeló el despacho forzado de dicha central según la autorización entregada por el Coordinador, con el objetivo de consumir todo el combustible remanente antes del retiro de las unidades.

Tabla 2.1:
Supuestos considerados en las simulaciones

SUPUESTOS		BAJO	BASE	ALTO
Crecimiento demanda		3,7%	3,7%	3,7%
Precios Combustibles				
CARBÓN US\$/Ton	Mejillones*	311	345	380
	Angamos*	169	188	206
	Guacolda*	160	178	196
	Andina	180	200	220
	Hornitos	180	200	220
	Norgener*	344	383	421
	N. Ventanas	167	186	204
DIESEL US\$ / Bbl (Quintero)	Quintero	131	146	160
	Mejillones	123	136	150
GNL US\$ / MM Btu	San Isidro 1	6	7	8
	Nehuenco 1	8	9	-
	Mejillones CTM3	7	8	-
	U16	6	7	8
	Kelar (1)	10	11	-
GN US\$ / MM Btu	San Isidro 2	7	8	-
	U16 (2)	10	11	-
	Nehuenco 2	7	8	-
	Nueva Renca	8	9	-

*Se considera el promedio de las unidades

Figura 2.1:
Costos marginales proyectados por barra (US\$/ MWh)



Fuente: Systep

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 febrero, Enel aumentó su generación en base a diésel, carbón y GNL, mientras que disminuyó su generación en base a gas natural, hidro, solar, eólico y geotérmica. Por su parte, Colbún aumentó su producción en base a carbón, gas natural y GNL, mientras que disminuyó su generación en base a hidro y solar. AES Andes aumentó su generación a carbón y solar,

mientras que disminuyó su generación en base a hidro y eólico. Engie aumentó su producción en base a carbón y gas natural, mientras que disminuyó su generación en base a diésel, hidro, solar y eólico. Por último, Tamakaya aumentó su producción en base a diésel y GNL.

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

Empresa: ENEL CHILE

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Feb 2023	Ene 2024	Feb 2024
Diésel	9	0	2
Carbón	22	0	13
Gas Natural	304	366	331
GNL	132	28	173
Hidro	667	1.231	900
Solar	215	344	297
Eólico	123	174	130
Geotérmica	30	40	33
TOTAL	1.502	2.183	1.877

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

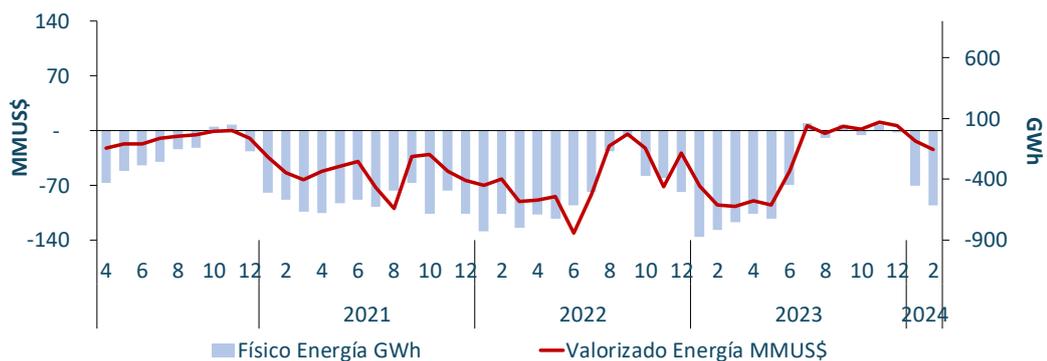
CENTRAL	Feb 2023	Feb 2024
Embalse Ralco	155	96

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Feb 2023	Feb 2024
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)	115,0	101,2
San Isidro GN_A (TG1+TV1, prom. I y II)	75,0	60,6
Taltal Diésel (Prom. I y II)	247,9	0,0
Atacama Diésel (TG1A+TG1B+TV1C)	221,6	194,1

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Feb 2024
Total Generación (GWh)	1.877
Total Retiros (GWh)	2.495
Transf. Físicas (GWh)	-617
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-25



Empresa: COLBÚN

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Feb 2023	Ene 2024	Feb 2024
Diésel	7	0	0
Carbón	167	150	204
Gas Natural	351	177	231
GNL	149	25	77
Hidro	299	528	452
Solar	49	55	49
Eólico	0	0	0
Total	1.023	935	1.014

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Feb 2023	Feb 2024
Embalse Colbún	141	84

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Feb 2023	Feb 2024
Santa María	102,0	55,7
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	101,7	106,2
Nehuenco GN_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	78,7	62,0
Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)	186,7	186,8

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Feb 2024
Total Generación (GWh)	1.014
Total Retiros (GWh)	776
Transf. Físicas (GWh)	237
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	23



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

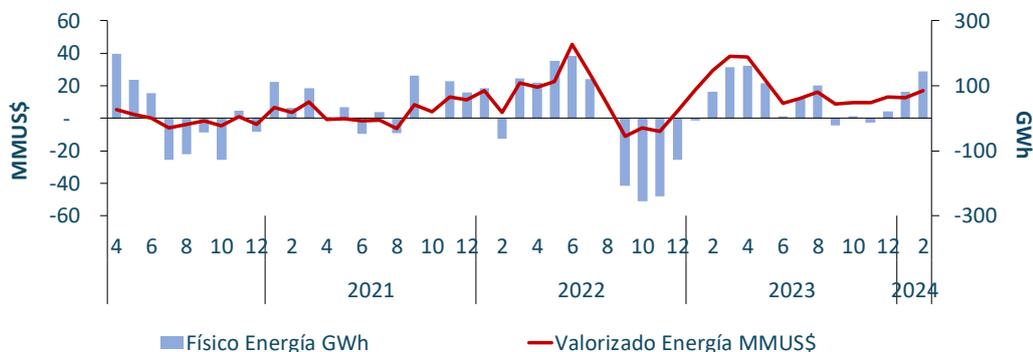
TECNOLOGÍA	Feb 2023	Ene 2024	Feb 2024
Diésel	0	0	0
Carbón	637	538	629
Gas Natural	0	0	0
GNL	0	0	0
Hidro	88	118	106
Solar	15	7	8
Eólico	59	67	46
Total	800	730	789

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Feb 2023	Feb 2024
N. Ventanas y Campiche	147,5	70,3
Angamos (prom. 1 y 2)	135,9	76,0
Norgener (prom. 1 y 2)	162,5	147,8

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Feb 2024
Total Generación (GWh)	789
Total Retiros (GWh)	644
Transf. Físicas (GWh)	145
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	17



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

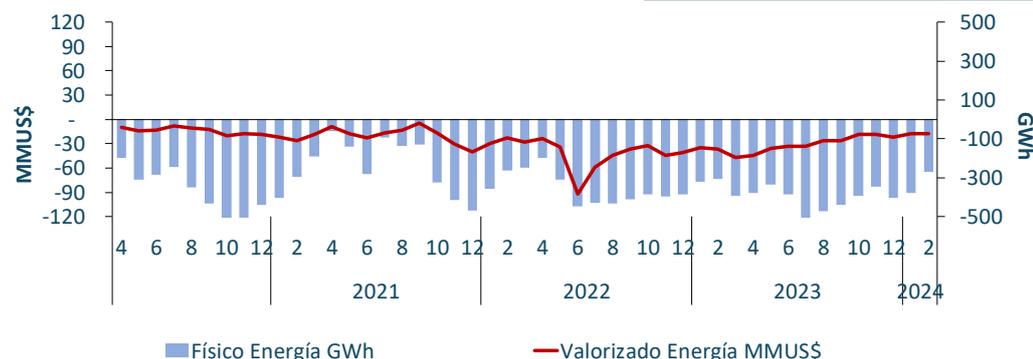
TECNOLOGÍA	Feb 2023	Ene 2024	Feb 2024
Diésel	0	0	0
Carbón	85	151	176
Gas Natural	188	100	130
GNL	0	0	0
Hidro	4	6	4
Solar	82	91	79
Eólico	28	29	26
Total	387	377	415

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Feb 2023	Feb 2024
Andina Carbón	175,3	91,7
Mejillones Carbón	180,1	186,4
Tocopilla GNL_A (U16-TG1+TV1)	72,9	33,7

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Feb 2024
Total Generación (GWh)	415
Total Retiros (GWh)	687
Transf. Físicas (GWh)	-271
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-18



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Feb 2023	Ene 2024	Feb 2024
Diésel	7	0	4
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
GNL	152	6	49
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	159	6	53

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Feb 2023	Feb 2024
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)	78,4	70,4
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)	168,1	149,7

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Feb 2024
Total Generación (GWh)	53
Total Retiros (GWh)	2
Transf. Físicas (GWh)	51
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	5



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 febrero de 2024, es de 101 US\$/MWh para el Sistema Eléctrico Nacional, referidos a barra de oferta (ver Tabla 4.1).

En la Tabla 4.2 se muestran los precios de licitación promedios de algunas empresas distribuidoras, utilizando como referencia la barra de oferta. Se observa que actualmente Enel accede a menores precios, mientras que CGE Distribución accede a los precios más altos en comparación con las restantes distribuidoras.

Los valores de la Tabla 4.1 y 4.2 consideran los contratos adjudicados hasta el proceso 2015/01.

Tabla 4.1:
Precio medio de licitación indexado a enero de 2024 por generador, en barra de oferta*

Fuente: CNE
Elaboración: Systep

EMPRESA GENERADORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO 2024 GWh
ENDESA	118	10.465
E-CL	119	7.600
ENEL GENERACIÓN	66	5.935
El Campesino	115	4.024
AES GENER	105	1.319
ACCIONA	99	1.111
COLBÚN	81	1.000
Abengoa	148	956
IBEREÓLICA CABO LEONES II S.A.	61	860
Aela Generación S.A.	95	858
HUEMUL ENERGÍA (Caman)	50	640
HUEMUL ENERGÍA (Coihue)	51	640
PANGUIPULLI	149	567
CONDOR ENERGÍA (Esperanza)	56	530
CONDOR ENERGÍA (C° Tigre)	54	463
CONDOR ENERGÍA (Tchamma)	51	441
San Juan SpA.	132	422
WPD MALLECO (Malleco)	65	398
HUEMUL ENERGÍA (Ckani)	55	375
Pelumpén S.A.	105	346
PUELICHE SUR EÓLICA	57	287
MARIA ELENA SOLAR	38	281
SONNEDIX COX	68	265
Ibereolica Cabo Leonos I S.A.	116	196
WPD MALLECO (Malleco II)	64	192
Otros	98	1.565
Precio Medio de Licitación	100	41.735

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 2/2024, ponderado por energía contratada del año 2024

Tabla 4.2:
Precio medio de licitación indexado a enero de 2024 por distribuidora, en barra de oferta*

Fuente: CNE
Elaboración: Systep

EMPRESA DISTRIBUIDORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO 2024 GWh
Enel Distribución	95	14.379
CGE Distribución	110	12.254
Chilquinta	96	3.250
SAESA	102	2.586
Precio Medio Muestra	101	32.469

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 2/2024, ponderado por energía contratada del año 2024

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

5.

ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

De acuerdo con el balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) publicado con datos de enero 2024 los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 6.618 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 1.076 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante enero fue igual a 3.258 GWh, es decir, se superó en un 203% la obligación ERNC.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 59% (1.937 GWh) seguido por el aporte eólico con un 28% (910 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico con un 7% (217 GWh) y finalmente la biomasa, que representó un 5% (162 GWh). Por su parte, la generación geotérmica representa un 1% (33 GWh).

Durante febrero de 2024 se registró 429,5 GWh de energía solar y eólica vertida, lo que refleja una disminución del -21,0% con respecto a enero de 2024 (543,5 GWh) y un aumento del 193,0% con respecto a febrero del 2023 (146,6 GWh), ver Figura 5.2.

Figura 5.1: Generación ERNC histórica reconocida

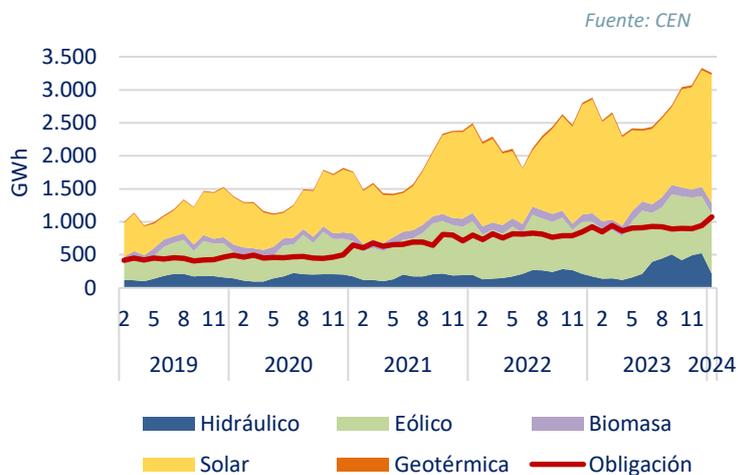
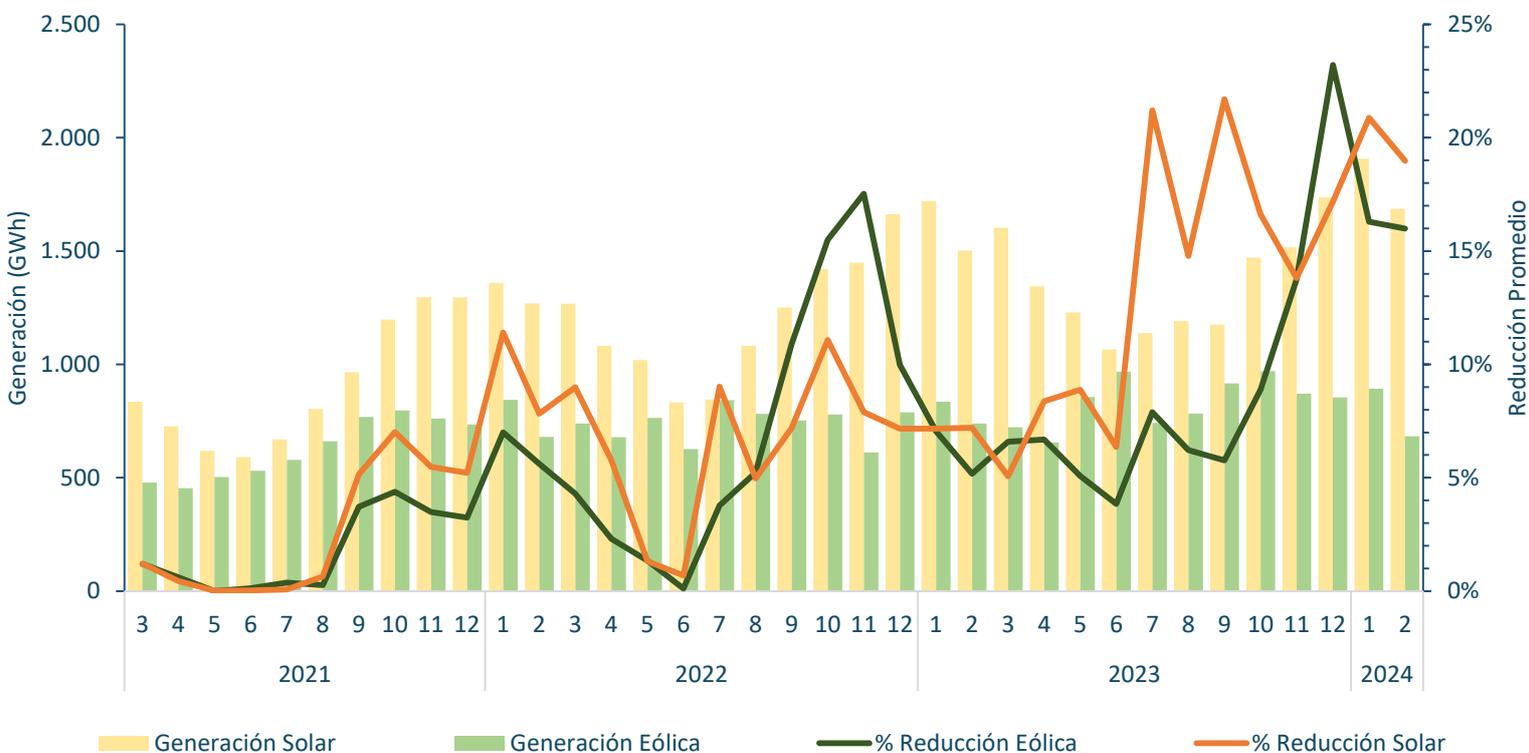


Figura 5.2: Vertimiento renovable desde Nogales al norte histórico

Fuente: CEN



6.

EXPANSIÓN DEL SISTEMA

PLAN DE OBRAS

De acuerdo con la RE80 CNE (2024) que declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción, se espera la entrada de 1.859 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 67% corresponde a tecnología solar (1.251 MW), un 23% a tecnología eólica (422 MW), un 7% de tecnología hidráulica (136 MW) y un 3% de tecnología térmica (50 MW).

De acuerdo con la información anterior, la Tabla 6.1 muestra las principales centrales (potencia mayor a 10 MW) del plan de obras de generación de la CNE para los próximos 12 meses.

Tabla 6.1:
Centrales mayores a 10 MW en Plan de Obras a 12 meses

Fuente: CNE

PROYECTO	FECHA ESTIMADA	TIPO DE	POTENCIA NETA (MW)
	DE INTERCONEXION	TECNOLOGIA	
Planta Fotovoltaica Tamango	feb-24	Solar	40,0
Planta Solar Fotovoltaica Doña Antonia	mar-24	Solar	75,0
Punta de Talca	mar-24	Eólica	80,0
Planta FV Tocopilla	mar-24	Solar	200,3
Parque Solar Fotovoltaico Tamarico	abr-24	Solar	144,7
Parque Fotovoltaico Don Humberto	may-24	Solar	73,0
Ñuble	jun-24	Hidráulica	136,0
Las Salinas -Etapa 6	jul-24	Solar	24,2
Libertad II	sept-24	Solar	122,0
Libertad III	sept-24	Solar	122,0
PFV Leyda	sept-24	Solar	80,0
Parque Eólico Lomas de TalTal	oct-24	Eólica	342,0
Central Desierto de Atacama (DDA)	oct-24	Solar	270,0
Ampliación Central Gas Teno 10 MW	nov-24	Térmica	10,0
Doña Luzma	dic-24	Térmica	40,0
Parque Fotovoltaico Sol de Vallenar	dic-24	Solar	100,0
Capacidad próximos 12 meses			1.859,2

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

PROYECTOS EN EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL (SEIA)

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación, a febrero de 2024, totalizan 15.602 MW con una inversión de MMUS\$ 18.752, mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 80.051 MW con una inversión de MMUS\$ 137.026 (ver Tabla 7.1).

Durante el mes de febrero, 7 proyectos entraron en calificación aportando una capacidad de 580 MW, de los cuales destacan el Parque Fotovoltaico Carolina Solar ubicado en Cauquenes con 400 MW y el Parque Fotovoltaico Tamarugal del Verano de 140 MW, ubicado en Pozo Almonte-Huara.

En este mes se aprobaron 6 proyectos, todos ellos solares fotovoltaicos (418 MW), mientras que 1 fue rechazado y 1 no calificado.

Tabla 7.1:

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	3.555	4.941	15.447	26.061
Hidráulica	0	0	3.926	6.654
Solar	5.845	6.596	39.174	64.574
Gas Natural	1.376	524	6.408	6.314
Geotérmica	0	0	170	710
Diesel	42	28	2.957	6.565
Biomasa/Biogás	0	0	463	932
Carbón	0	0	7.030	13.603
Termosolar	0	0	1.635	8.450
Mixto (Solar + Eólico)	825	841	2.322	2.064
Híbrido (Solar + BESS)	2.480	3.707	31	131
Híbrido (Eólico + BESS)	1.480	2.115	432	801
Almacenamiento	0	0	50	160
Total	15.602	18.752	80.051	137.026

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

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

- Se publica Resolución Exenta CNE N°73 de 2024 que aprueba Informe Técnico Definitivo de enero de 2024, para la fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional ([ver más](#)).
- Se publica Resolución Exenta CNE N°81 de 2024 que aprueba versión preliminar de modificaciones al Informe de Definición de Servicios Complementarios a que se refiere el inciso segundo del artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N°442 de 23 de noviembre de 2020 ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial, Resolución Exenta CNE N°104 de 2024 que informa y comunica nuevos valores del Costo de Falla de Corta y Larga Duración en el Sistema Eléctrico Nacional y los Sistemas Medianos ([ver más](#)).
- Se publica Resolución Exenta CNE N°116 de 2024 que aprueba Informe Técnico Definitivo de Valorización de las Instalaciones de los Sistemas de Transmisión a que se refiere el artículo 52 del Reglamento de Calificación, Valorización, Tarifación y Remuneración de las Instalaciones de Transmisión ([ver más](#)).
- Se publica Resolución Exenta CNE N°116 de 2024 que incorpora instalaciones que indica a la Resolución Exenta CNE N°244 de 9 de abril de 2019, que “Aprueba Informe Técnico Definitivo de Calificación de Instalación de los Sistemas de Transmisión para el periodo 2020-2023” ([ver más](#)).

MINISTERIO DE ENERGÍA

- Proyecto de Ley de Estabilización de tarifas eléctricas es aprobado en general por la Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputadas y Diputados ([ver más](#)).

**COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL**

- Coordinador realiza ceremonia de apertura de ofertas administrativas y técnicas de la Licitación Pública Internacional para proveer Servicios Complementarios de Control de Tensión ([ver más](#)).

**SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES**

- Se publica Resolución Exenta N°23.900 de 2024 que aprueba la actualización del pliego técnico normativo RIC N°15, Infraestructura de Recarga de Vehículos Eléctricos, que establece los requisitos de seguridad que deberán cumplir las instalaciones de consumo de energía eléctrica destinadas a la recarga de vehículos eléctricos ([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.
Líder de Proyectos

bbizarro@systep.cl

reporte@systep.cl

| www.systep.cl

| RRSS

