

REPORTE MENSUAL  
**Sector Eléctrico**

Junio 2024

## 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	7-8
• 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

# 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.

## Descarbonización en Chile: Desafíos e iniciativas

El próximo mes se debería dar a conocer la Hoja de Ruta Final que actualizará el Plan de Descarbonización, trabajo impulsado el año pasado por el Ministerio de Energía<sup>1</sup>. El Plan de Descarbonización comenzó en junio de 2019, resultando en un acuerdo voluntario entre las empresas AES Gener, Colbún, Enel y Engie y el Ministerio de Energía, en el cual se comprometieron a:

- No desarrollar nuevos proyectos de generación a carbón.
- Crear una mesa de trabajo para establecer un cronograma y las condiciones para el cese programado y gradual de las centrales a carbón.

En virtud del acuerdo inicial y la voluntad de las empresas de anticipar el retiro de las centrales, hasta la fecha ya se han retirado 11 unidades a carbón, con una capacidad total de 1.574 MW.

Para fines del año 2025, se proyecta la salida de 2 unidades (303 MW). Además, se contempla la reconversión de 2 centrales a biomasa (323 MW) y de 1 central a gas natural (348 MW). Para el término del año 2029, se prevé el retiro de 4 unidades más (1.051 MW).<sup>2</sup>

Así, para el año 2030 solo quedarían operativas 8 centrales a carbón (1.593 MW), las cuales si bien no cuentan con una fecha programada de salida, de acuerdo con la meta del Plan de Descarbonización se espera que sean retiradas o reconvertidas a más tardar el año 2040<sup>3</sup>.

### Algunos desafíos identificados

- **Disminución potencia de cortocircuito:** En las zonas con mayor presencia de centrales a carbón, la capacidad de mantener y controlar la tensión durante el régimen estacionario y ante contingencias se ha visto y se verá reducida debido a la salida de las unidades térmicas (síncronas) y la creciente integración de energías renovables (basadas en inversores)<sup>4</sup>. Para garantizar una operación segura y estable del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) es necesario la implementación de tecnologías que aporten inercia e incrementen los niveles de potencia de cortocircuito.
- **Generación intermitente:** La energía base que será retirada del sistema se sustituirá por energías renovables intermitentes, que dependen de recursos primarios como el sol y el viento. Para garantizar un suministro de energía constante y confiable, es necesario incorporar tecnologías de almacenamiento que acompañen el desarrollo solar y eólico.
- **Falta de flexibilidad:** Es necesario incorporar generación flexible al sistema eléctrico para lidiar con la intermitencia y variabilidad de las unidades renovables, ajustando la generación y el consumo de energía en tiempo real y mejorando la eficiencia del sistema.

- **Capacidad de transmisión:** La infraestructura actual de transmisión no está preparada para manejar el elevado volumen de energía renovable (solar y eólica) proyectado, proveniente del norte y sur del país donde es abundante y más barata de producir. Por ello, es fundamental impulsar el desarrollo de infraestructura estratégica con capacidad de transmisión suficiente.

### Iniciativas planteadas

- **Licitación de Control de Tensión:** El pasado 31 de mayo finalizó la licitación pública internacional impulsada por el Coordinador para proveer servicios complementarios de control de tensión por aporte de cortocircuito<sup>5</sup>. En ella, las empresas Engie, Transelec y Alupar resultaron adjudicatarias para llevar a cabo las obras que incorporarán condensadores síncronos en la zona norte del país, los cuales desempeñan un papel fundamental en la estabilidad de tensión de la red.
- **Proyecto de Ley (PdL) de Transición Energética:** Esta iniciativa busca posicionar al sector de la transmisión como un elemento clave para alcanzar la carbono neutralidad del país al año 2050 (meta establecida por la Ley Marco de Cambio Climático<sup>6</sup>). No obstante, su tramitación ha estado marcada por debates sobre la propuesta de reasignación de ingresos tarifarios y el alza de tarifas. Es crucial mantener el espíritu original del proyecto y tramitar de forma más expedita aquellas medidas que tienen mayor consenso relacionadas con el desarrollo de la transmisión (Planificación energética, infraestructura habilitante y el rol del Coordinador Eléctrico Nacional, entre otras<sup>7</sup>).

Si bien lo mencionado anteriormente representa algunos de los desafíos e iniciativas clave identificadas, cabe destacar que existen otros aspectos cruciales que requieren atención, como el rol del gas natural, la planificación territorial y el trabajo conjunto con las comunidades, entre muchos otros.

Durante este proceso, es relevante tomar en cuenta las recomendaciones del Coordinador, pues es el organismo encargado de operar la red de forma segura y estable. Sin perjuicio de lo anterior, también es importante garantizar una asignación equitativa de los costos asociados a la descarbonización en el mercado eléctrico, de manera que no recaigan únicamente en los consumidores, especialmente en un momento complejo de alza de tarifas.

Chile ha implementado medidas de mitigación, entre ellas la descarbonización, para avanzar hacia un modelo energético sostenible y alcanzar la meta de carbono neutral para el año 2050. Sin embargo, también es imprescindible impulsar medidas de adaptación al cambio climático, principalmente mediante la postergada reforma a la distribución, la cual debería apuntar a mejorar la resiliencia de las redes.

<sup>1</sup> Plan de Descarbonización, Ministerio de Energía, 2024.

<sup>2</sup> Cronograma considerado del cierre y reconversión de centrales térmicas a carbón, Plan de descarbonización, ITP Fijación de precios de nudo de corto plazo, segundo semestre, CNE, 2024.

<sup>3</sup> Plan de descarbonización y estrategia transición justa y sostenible, Plan de trabajo, BNC, 2020.

<sup>4</sup> Consideraciones generales licitación de recursos para el control de tensión, CEN, Octubre 2022.

<sup>5</sup> Acta de evaluación y adjudicación de ofertas económicas, Licitación Pública Internacional SSCC de control de tensión, CEN, Mayo 2024.

<sup>6</sup> Ley N°21.455, Ley Marco Cambio Climático, Ministerio del Medio Ambiente, BCN, 2022.

<sup>7</sup> Editorial: Los cambios al proyecto de ley de transición energética, Systep, Enero 2024.

## GENERACIÓN

En el mes de mayo, la generación total del SEN fue de 7.482 GWh/mes, con una variación de 10,0% respecto a abril de 2024 (6.799 GWh/mes) y con una variación de 6,2% a la de mayo de 2023 (7.046 GWh/mes) (Ver Figura 1.1).

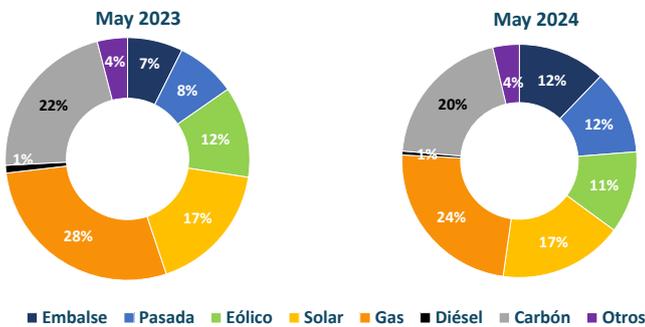
La participación de la generación eólica, gas, diésel, carbón se redujo en un 1%, 11%, 44%, 3% respectivamente en relación con mayo de 2023. En contraste, la participación de la generación hidráulica, solar aumentaron en un 76%, 4% respectivamente en relación con mayo de 2023.

Con respecto a la generación bruta del mes de mayo, la potencia máxima generada fue de 11.865 MW el día 22, y la mínima fue de 7.886 MW el día 1. La Figura 1.2 muestra el ciclo de la generación durante el mes de mayo, la cual es más alta durante los días hábiles y más baja durante los fines de semana y festivos.

Durante el mes de mayo estuvieron en mantenimiento mayor las centrales hidráulicas: Rapel (31 días), Colbún (23 días), Alfalfal (20 días), Rucue (16 días), Angostura (15 días), Ralco (7 días) y Chacayes (5 días); a gas: Atacama 2 (31 días), Mejillones-CTM3 (30 días), Taltal 2 (4 días), Taltal 1 (2 días) y Candelaria 2 (1 día); y a carbón: Guacolda 4 (8 días).

Figura 1.1:  
Energía mensual generada en el SEN

Fuente: CEN



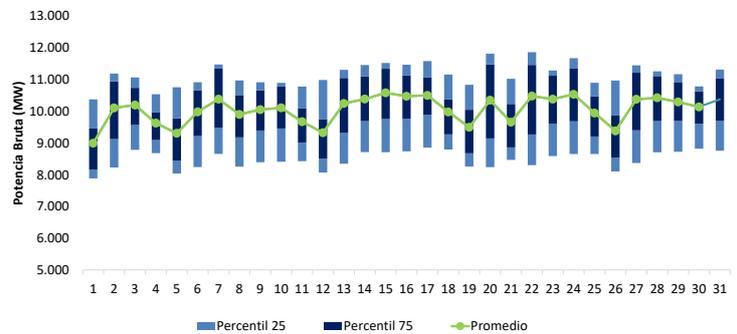
**7.046**  
GWh/mes

Generación  
total del mes

**7.482**  
GWh/mes

Figura 1.2:  
Generación bruta del SEN

Fuente: CEN



**11.865 MW**  
potencia  
máxima

Potencia  
Mes

**7.886 MW**  
mínima

## HIDROLOGÍA

En mayo la energía embalsada en el SEN superó tanto el nivel del año anterior como el promedio mensual histórico entre los años 1994 – 2023. Durante mayo, el promedio de energía embalsada representó el 138% del promedio mensual histórico 1994 – 2023 (ver Figura 1.3). En lo que va del año hidrológico 2023/2024 (mayo 2024), el nivel de excedencia observado es igual a 79,7%, es decir, se ubica en el 20,3% de las hidrologías más secas observadas a igual fecha.

Figura 1.3:  
Energía almacenada en principales embalses

Fuente: CEN



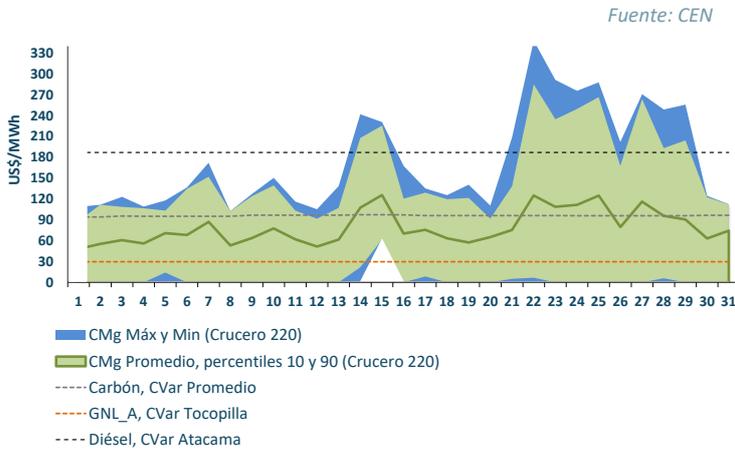
Para mayor detalle de la operación del Sistema, ver [Estadísticas System](#), sección Datos de Operación del SEN.

# COSTOS MARGINALES

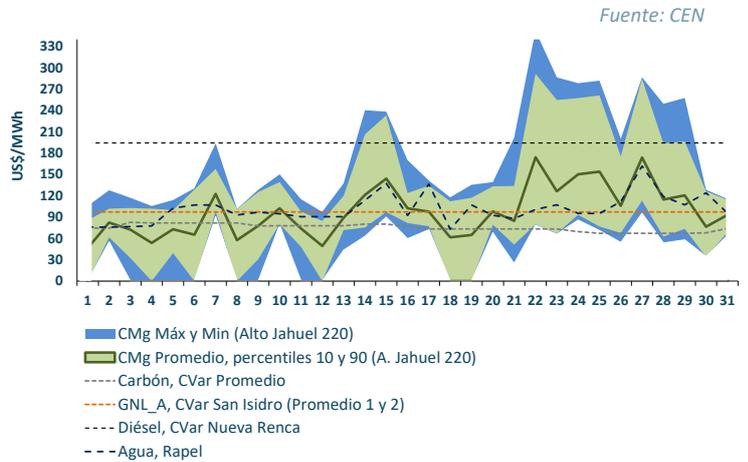
En mayo de 2024 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 78,9 US\$/MWh, lo cual registró una variación de 38,3% con respecto a abril de 2024 (57,1 US\$/MWh), y una variación de -25,8% respecto a mayo de 2023 (106,3 US\$/MWh). Los costos en demanda alta fueron determinados por el diésel (ver Figura 1.4).

Por su parte, el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220, en mayo de 2024 fue de 97,7 US\$/MWh, lo cual registró una variación de 48,5% con respecto a abril de 2024 (65,8 US\$/MWh), y una variación de -21,8% respecto a mayo de 2023 (125,0 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 abril para Crucero 220 kV



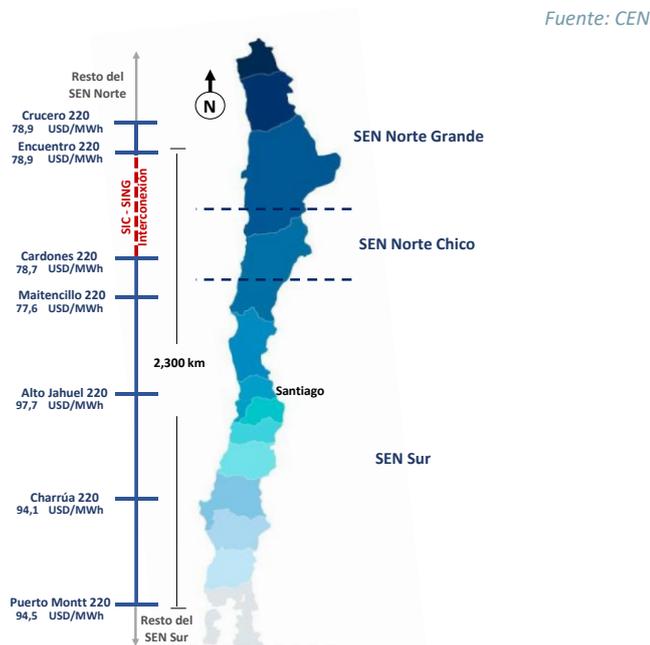
**Figura 1.5:**  
Principales costos variables y costo marginal promedio diario de abril para Alto Jahuel 220kV



Durante el mes de mayo 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 338 horas.

Los tramos que presentaron desacoples con mayores costos promedio fueron: Nirivilo 066 - Tap. Central S. Javier 066 (9 horas), Pinatas 066 - Tap. Manzano 066 (6 horas), La Ruca 110 - Ovalle 110 (1 horas), y Quillota 110 - S. Pedro 110 (12 horas), con un desacople promedio de: 177.1 US\$/MWh, 149.7 US\$/MWh, 137.8 US\$/MWh, y 91.2 US\$/MWh, respectivamente (ver Tabla 1.1).

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



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

Fuente: CEN

LÍNEAS CON DESACOPLES	HORAS	DESACOPLE PROMEDIO USD/MWh
Nirivilo 066 - Tap. Central S. Javier 066	9	177,1
Pinatas 066 - Tap. Manzano 066	6	149,7
La Ruca 110 - Ovalle 110	1	137,8
Quillota 110 - S. Pedro 110	12	91,2
Charrúa 154 - L. Ángeles 154	11	87,9
Lastarria 220 - Círculos 220	20	81,3
Polpaico 500 - N. P. Azúcar 500	97	77,1
N. P. Azúcar 500 - N. Maitencillo 500	18	71,7
Charrúa 220 - Zona Conce 220	6	71,7
Charrúa 220 - Santa Clara 220	21	71,3

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 a la fecha, la proyección de la demanda considera un crecimiento total de 3,5% 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 3.536 MW de nueva capacidad, de los cuales 1.888,4 MW son solares, 870,8 MW son eólicos, 150,0 MW corresponden a embalses, 142 MW de biomasa y 449,8 MW a almacenamiento.

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%).

Durante este mes, las recientes lluvias favorecieron a la generación hidroeléctrica, viéndose un aumento de aproximadamente un 10% en su participación total del sistema, pasando de un 23,9% en mayo de 2024 a un 34,5% en junio de 2024.

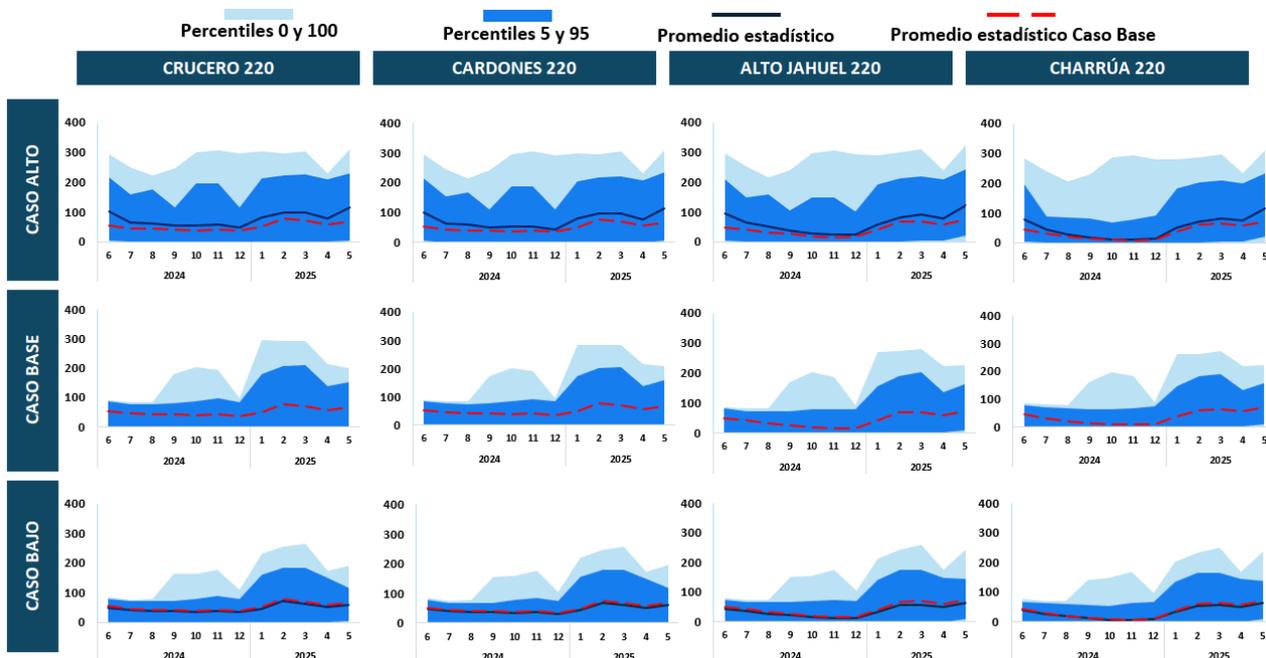
**Tabla 2.1:**  
*Supuestos considerados en las simulaciones*

SUPUESTOS		BAJO	BASE	ALTO
<b>Crecimiento demanda</b>		3,5%	3,5%	3,5%
<b>Precios Combustibles</b>				
<b>CARBÓN</b> US\$/Ton	Mejillones*	309	344	378
	Angamos*	148	164	181
	Guacolda*	148	164	180
	Andina	171	190	209
	Hornitos	171	190	209
	N. Ventanas	191	212	234
<b>DIESEL US\$ / Bbl</b> (Quintero)	Quintero	131	146	160
	Mejillones	121	135	148
<b>GNL</b> US\$ / MM Btu	San Isidro 1	6	7	7
	Nehuenco 1	9	10	-
	Mejillones CTM3	7	8	-
	U16	8	9	9
	Kelar (1)	9	11	-
<b>GN</b> US\$ / MM Btu	San Isidro 2	7	8	-
	U16 (2)	10	11	-
	Nehuenco 2	8	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

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

en base a solar. Por último, Tamakaya aumentó su producción en base a GNL.

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

### Empresa: ENEL CHILE

#### GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	May 2023	Abr 2024	May 2024
Diésel	22	0	0
Carbón	34	0	56
Gas Natural	311	431	502
GNL	452	148	178
Hidro	490	603	934
Solar	255	261	242
Eólico	167	135	156
Geotérmica	34	32	30
<b>TOTAL</b>	<b>1.765</b>	<b>1.610</b>	<b>2.099</b>

#### VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

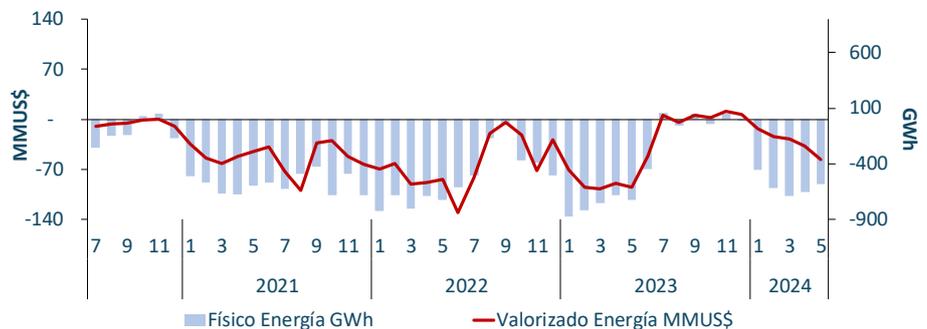
CENTRAL	May 2023	May 2024
Embalse Ralco	164	85

#### COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	May 2023	May 2024
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)	98,5	97,3
San Isidro GN_A (TG1+TV1, prom. I y II)	79,9	64,3
Taltal Diésel (Prom. I y II)	0,0	0,0
Atacama Diésel (TG1A+TG1B+TV1C)	168,7	187,1

#### TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	May 2024
Total Generación (GWh)	2.099
Total Retiros (GWh)	2.680
Transf. Físicas (GWh)	-581
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-56



### Empresa: COLBÚN

#### GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	May 2023	Abr 2024	May 2024
Diésel	18	2	9
Carbón	249	188	92
Gas Natural	115	81	184
GNL	462	312	269
Hidro	333	323	444
Solar	39	37	34
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>1.216</b>	<b>943</b>	<b>1.031</b>

#### VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

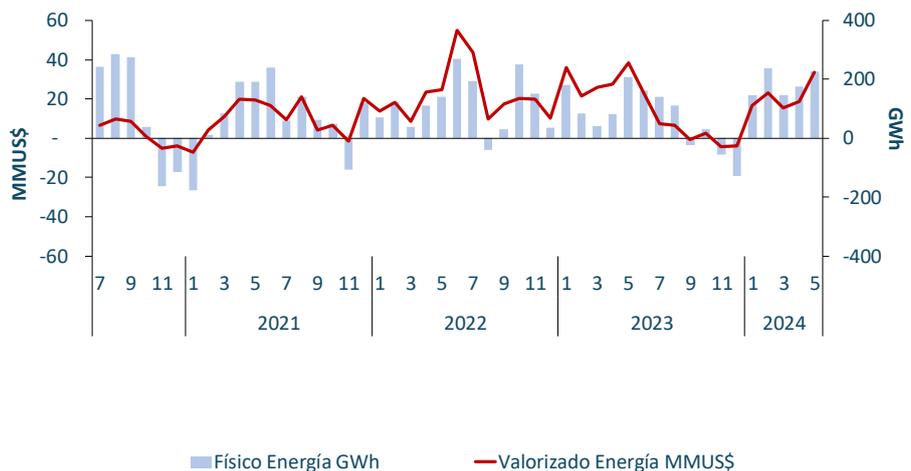
CENTRAL	May 2023	May 2024
Embalse Colbún	150	53

#### COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	May 2023	May 2024
Santa María	68,0	89,4
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	102,7	102,5
Nehuenco GN_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	80,0	65,3
Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)	144,0	180,3

#### TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	May 2024
Total Generación (GWh)	1.031
Total Retiros (GWh)	803
Transf. Físicas (GWh)	228
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	34



**GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)**

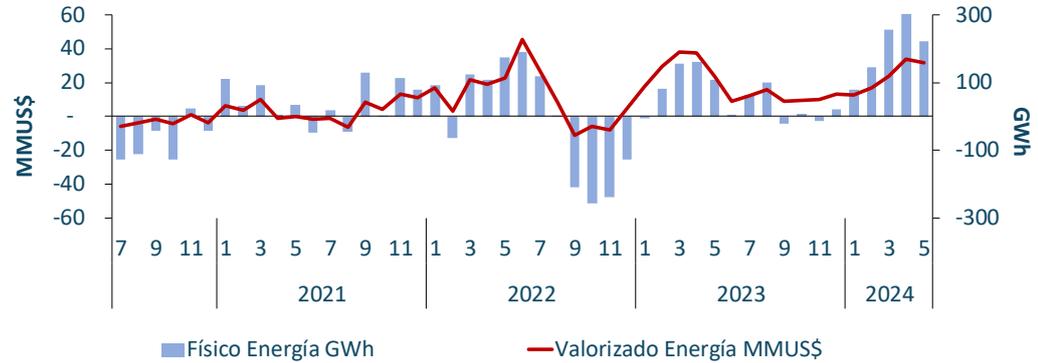
TECNOLOGÍA	May 2023	Abr 2024	May 2024
Diésel	0	0	0
Carbón	790	871	821
Gas Natural	0	0	0
GNL	0	0	0
Hidro	40	86	61
Solar	13	8	9
Eólico	51	44	38
<b>Total</b>	<b>894</b>	<b>1.009</b>	<b>930</b>

**COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)**

CENTRAL	May 2023	May 2024
N. Ventanas y Campiche	167,5	85,1
Angamos (prom. 1 y 2)	103,2	63,8
Norgener (prom. 1 y 2)	153,3	0,0

**TRANSFERENCIA DE ENERGÍA**

ÍTEM	May 2024
Total Generación (GWh)	930
Total Retiros (GWh)	707
Transf. Físicas (GWh)	223
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	32



**GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)**

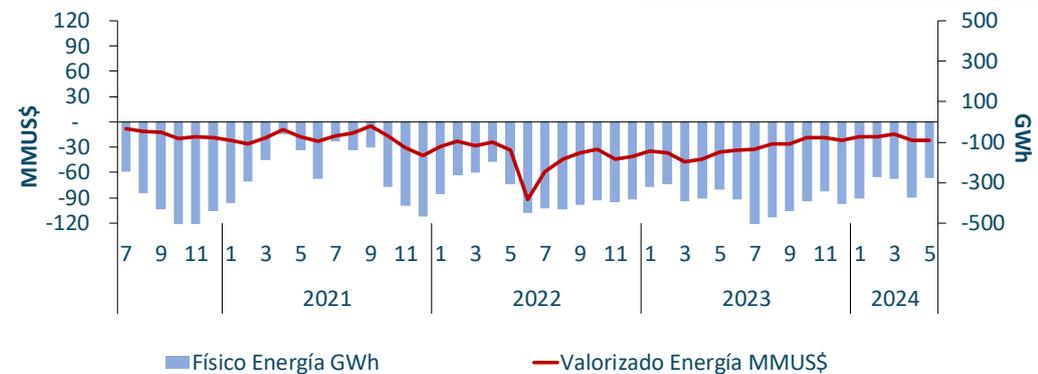
TECNOLOGÍA	May 2023	Abr 2024	May 2024
Diésel	0	0	0
Carbón	115	149	211
Gas Natural	207	112	182
GNL	0	0	0
Hidro	7	5	15
Solar	75	71	59
Eólico	33	32	36
<b>Total</b>	<b>437</b>	<b>369</b>	<b>504</b>

**COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)**

CENTRAL	May 2023	May 2024
Andina Carbón	174,4	81,4
Mejillones Carbón	181,3	180,0
Tocopilla GNL_A (U16-TG1+TV1)	71,8	29,7

**TRANSFERENCIA DE ENERGÍA**

ÍTEM	May 2024
Total Generación (GWh)	504
Total Retiros (GWh)	781
Transf. Físicas (GWh)	-277
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-22



**GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)**

TECNOLOGÍA	May 2023	Abr 2024	May 2024
Diésel	8	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
GNL	179	154	194
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>187</b>	<b>154</b>	<b>194</b>

**COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)**

CENTRAL	May 2023	May 2024
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)	108,0	82,2
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)	128,0	144,5

**TRANSFERENCIA DE ENERGÍA**

ÍTEM	May 2024
Total Generación (GWh)	194
Total Retiros (GWh)	9
Transf. Físicas (GWh)	185
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	19



## 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 mayo 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 mayo 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	120	7.600
ENEL GENERACIÓN	66	5.935
El Campesino	119	4.024
AES GENER	101	1.319
ACCIONA	99	1.111
COLBÚN	81	1.000
Abengoa	149	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	150	567
CONDOR ENERGÍA (Esperanza)	56	530
CONDOR ENERGÍA (C° Tigre)	54	463
CONDOR ENERGÍA (Tchamma)	51	441
San Juan SpA.	133	422
WPD MALLECO (Malleco)	65	398
HUEMUL ENERGÍA (Ckani)	55	375
Pelumpén S.A.	106	346
PUELICHE SUR EÓLICA	57	287
MARIA ELENA SOLAR	38	281
SONNEDIX COX	68	265
Ibereolika Cabo Leones I S.A.	116	196
WPD MALLECO (Malleco II)	64	192
Otros	99	1.565
<b>Precio Medio de Licitación</b>	<b>101</b>	<b>41.735</b>

\* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 5/2024, ponderado por energía contratada del año 2024

**Tabla 4.2:**  
**Precio medio de licitación indexado a mayo 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
<b>Precio Medio Muestra</b>	<b>101</b>	<b>32.469</b>

\* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 5/2024, 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 abril 2024 los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 6.078 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 992 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante abril fue igual a 2.587 GWh, es decir, se superó en un 161% la obligación ERNC.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 56% (1.439) seguido por el aporte eólico con un 30% (788 GWh), luego los aportes de tipo biomasa con un 7% (171 GWh) y finalmente la hidráulica, que representó un 6% (161 GWh). Por su parte, la generación geotérmica representa un 1% (27 GWh).

Durante mayo de 2024 se registró 158,0 GWh de energía solar y eólica vertida, lo que refleja una disminución del -47,0% con respecto a abril de 2024 (297,9 GWh) y un aumento del 3,5% con respecto a mayo del 2023 (152,7 GWh), ver Figura 5.2.

Figura 5.1: Generación ERNC histórica reconocida

Fuente: CEN

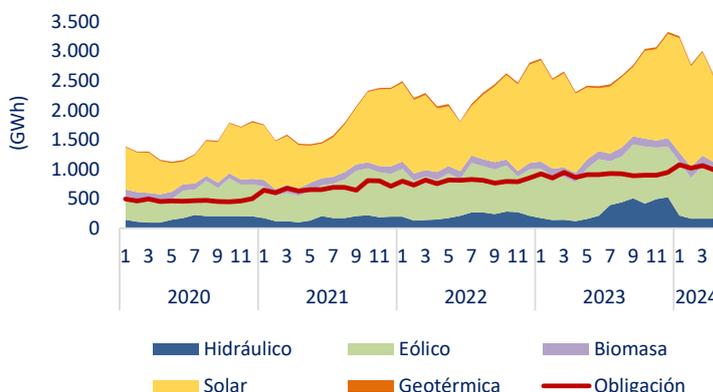
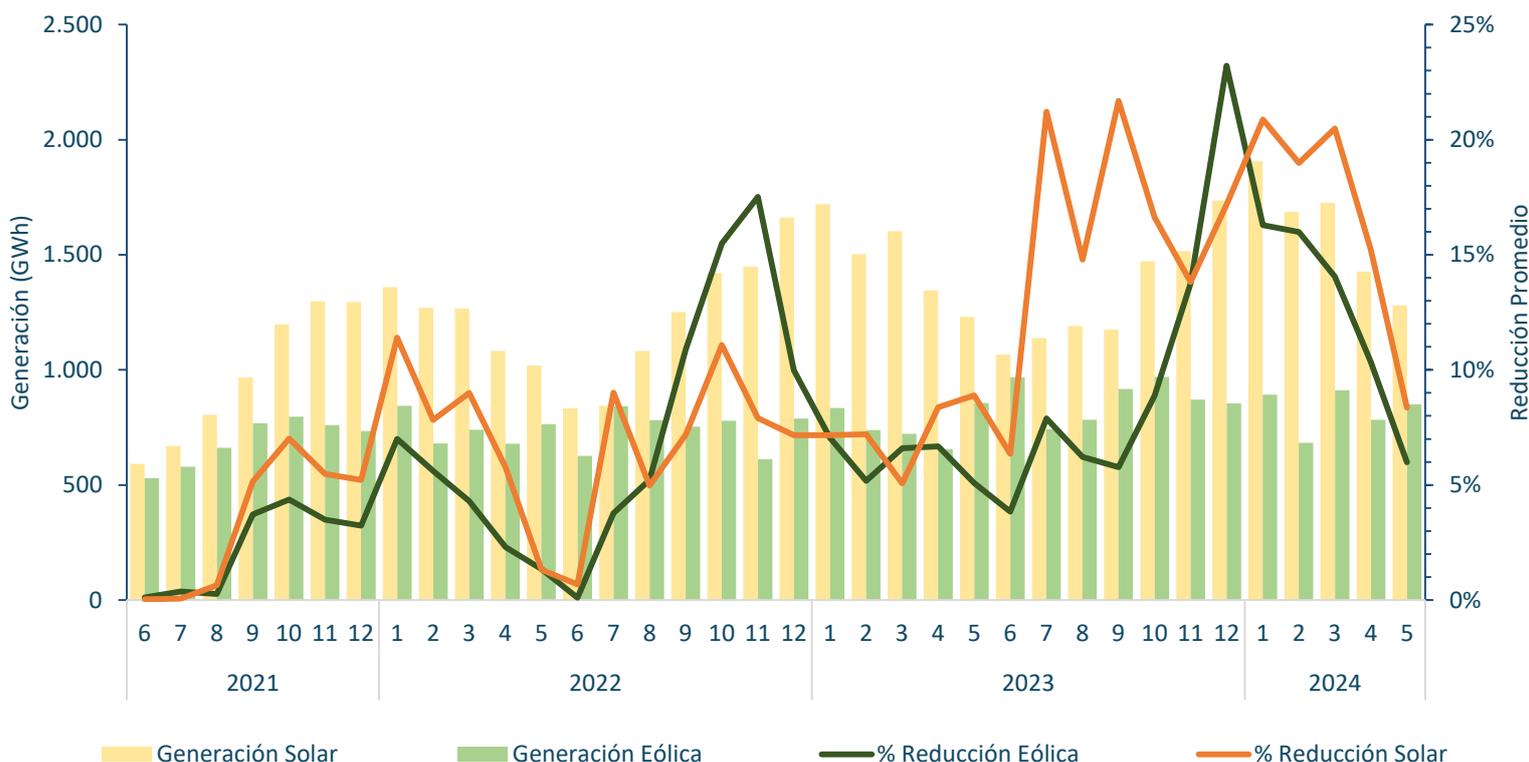


Figura 5.2: Vertimiento renovable desde Nogales al norte histórico

Fuente: CEN



## 6.

## EXPANSIÓN DEL SISTEMA

## PLAN DE OBRAS

De acuerdo con la RE278 CNE (31 de mayo de 2024) que declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción, se espera la entrada de 3.737 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 35% corresponde a tecnología solar (1.299 MW), un 30% a tecnología eólica (1.106 MW), un 4% de tecnología hidráulica (136 MW), un 6% de tecnología solar con BESS (220 MW), un 25% de tecnología BESS (926 MW) y un 1% 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	
Parque Fotovoltaico Don Humberto	may-24	Solar	73,0
Parque Solar Fotovoltaico Tamarico	jun-24	Solar	144,7
Parque Eólico Horizonte - Etapa 2	jun-24	Eólica	400,0
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
Planta Fotovoltaica Aurora Solar	mar-25	Solar	187,0
PFV Gabriela + BESS	abr-25	Solar + BESS	220,0
Parque Eólico Antofagasta	may-25	Eólica	364,0
Andes III (Etapa 1)	may-25	Solar	175,9
Ampliación BESS Parque Eólico La Cabaña	may-24	BESS	33,0
BESS de Generación Solar SpA	may-24	BESS	60,5
BESS Parque Fotovoltaico Don Humberto	jun-24	BESS	60,0
Andes Solar IIA Baterías	sept-24	BESS	80,0
BESS Tamaya	nov-24	BESS	68,2
Sistema de Almacenamiento Central Desierto de Atacama	dic-24	BESS	110,0
BESS Capricornio	dic-24	BESS	48,0
Quillagua BESS 95MW	ene-25	BESS	95,0
BESS del Desierto	ene-25	BESS	200,0
BESS Andes III (Etapa 1)	may-25	BESS	171,3
<b>Capacidad próximos 12 meses</b>			<b>3.736,8</b>

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

## PROYECTOS EN EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL (SEIA)

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación, a mayo de 2024, totalizan 15.213 MW con una inversión de MMUS\$ 17.792, mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 82.207 MW con una inversión de MMUS\$ 139.917 (ver Tabla 7.1).

Durante el mes de mayo, 13 proyectos entraron en calificación aportando una capacidad de 1040,3 MW, de los cuales destacan el Parque Fotovoltaico Las Cunas de 522 MW ubicado en Vallenar, el Parque Fotovoltaico Zaldívar de 250 MW ubicado en Antofagasta y la Planta Fotovoltaica Vernazza de 150 MW ubicada en Puchuncaví-Quintero que incluye almacenamiento de energía.

En este mes se aprobaron 10 proyectos, uno diésel (8 MW), uno híbrido (9 MW), dos eólicos (422,4 MW) y seis solares (892,5 MW), mientras que 1 fue rechazado y otro 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	3.063	4.240	16.159	27.081
Hidráulica	0	0	3.926	6.654
Solar	5.864	6.827	40.127	65.436
Gas Natural	1.616	524	6.408	6.314
Geotérmica	0	0	170	710
Diesel	16	5	2.965	6.570
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)	2.349	3.240	514	1.134
Híbrido (Eólico + BESS)	1.480	2.115	432	801
Almacenamiento	0	0	50	160
<b>Total</b>	<b>15.213</b>	<b>17.792</b>	<b>82.207</b>	<b>139.917</b>

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

## COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA



- Se publica en el Diario Oficial Decreto N°5T de 2024, que fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan, efectuados por las empresas concesionarias de distribución que se indican ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial la Resolución Exenta CNE N°315 de 2024, que aprueba Informe Técnico Definitivo para la fijación de los cargos a que se refieren los artículos 115° y 116° de la Ley General de Servicios Eléctricos ([ver más](#)).
- Se publica la Resolución Exenta CNE N°317 de 2024, que aprueba “Informe de Proyecciones de Precios de Combustibles 2024-2044”, de junio de 2024. ([ver más](#)).
- Se publica la Resolución Exenta CNE N°329 de 2024, que rectifica Resolución Exenta N° 57, de 15 de febrero De 2024, de la Comisión Nacional de Energía, que aprueba “Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2023-2043 Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos”, de febrero de 2024, y fija su texto refundido ([ver más](#)).
- Se publica la Resolución Exenta CNE N°336 de 2024, que rectifica y complementa Informe Técnico Definitivo para la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional, de junio de 2024, correspondiente al primer semestre de 2024, aprobado mediante Resolución Exenta N° 318, de 21 de junio de 2024, de la Comisión Nacional de Energía ([ver más](#)).

## MINISTERIO DE ENERGÍA



- Se publica en el Diario Oficial el Decreto Supremo N°70 de 2023, que modifica decreto N° 62, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos e introduce modificaciones a decretos que indica ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial el Decreto Supremo N°13 de 2022 que aprueba Reglamento de Seguridad de Instalaciones de Hidrógeno e introduce modificaciones al Reglamento de Instaladores de Gas ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial Decreto Exento N°136 de 2024 que establece para los años 2024, 2025 y 2026 subsidio transitorio al pago del consumo de energía eléctrica y regula el procedimiento de concesión, pago y demás normas necesarias para su otorgamiento ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial Resolución Exenta N°18 de 2024 que determina plazos de postulación al subsidio transitorio al pago del consumo de energía eléctrica del segundo semestre del año 2024 y el monto máximo de recursos disponibles para el mismo ([ver más](#)).
- Congreso despacha a ley norma que perfecciona sistema de concesiones de energía geotérmica ([ver más](#)).



Descargue las estadísticas del Reporte System 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@system.cl](mailto:rjimenez@system.cl)

**Pablo Lecaros V.**

Gerente de Mercados  
Eléctricos y Regulación

[plecaros@system.cl](mailto:plecaros@system.cl)

**Bryan Bizarro A.**

Líder de Proyectos

[bbizarro@system.cl](mailto:bbizarro@system.cl)

[reporte@system.cl](mailto:reporte@system.cl)

| [www.system.cl](http://www.system.cl)

| RRSS

