



REPORTE MENSUAL

# Sector Eléctrico

Julio 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.

## El auge de las instalaciones fotovoltaicas ante las alzas en tarifas

En julio las cuentas de electricidad experimentaron la primera de tres alzas debido al descongelamiento de precios en generación, transmisión y distribución. Así, en octubre se espera un alza de aproximadamente 44 % y en enero de 56%, comparados con una cuenta de junio para una tarifa AT4.3 en la RM<sup>1</sup>. Para clientes residenciales, los cálculos del Ministerio de Energía muestran alzas de 33% y 34% en la RM respecto a la tarifa vigente en junio, considerando efectos de energía y potencia<sup>2</sup>. En este contexto, la instalación de sistemas fotovoltaicos se ha presentado como una solución atractiva para reducir los costos de electricidad.

Existen asociaciones, por ejemplo, ACESOL, y varias empresas "llave en mano" que se encargan de los equipos, la instalación, la tramitación e incluso el monitoreo para comercios, industrias y hogares, quienes han reportado un aumento en consultas y cotizaciones<sup>3</sup>. Algunas razones que explican el mayor interés son:

- 1) **Disminución de costos de la tecnología:** La disminución de precios de los paneles solares, que han caído un 57% en los últimos años<sup>3</sup>, lo que ha disminuido el costo de su instalación.
- 2) **Financiamiento:** Es la principal barrera de entrada, por ello existen alternativas de financiamiento como el modelo ESCO, concursos o programas gubernamentales, e instrumentos financieros que ofrecen los bancos e instituciones privadas.

En el primer esquema algunas empresas ofrecen al cliente la compra de toda la energía de la instalación a un precio menor al que cobraría la distribuidora por el consumo<sup>4</sup>.

El segundo consiste en programas y concursos estatales que aportan financiamiento y buscan adjudicar a las empresas instaladoras. Destacan iniciativas como "Ponle Energía a Tu Empresa"<sup>5</sup>, "Ponle Energía a Tu Pyme"<sup>6</sup>, "Programa Casa Solar"<sup>7</sup>, entre otras en la plataforma de financiamiento del Ministerio de Energía<sup>8</sup>.

El tercero son instrumentos financieros diseñados tal que el valor de la cuota siempre sea menor que los ahorros producidos por la generación solar en la cuenta<sup>9,10,11</sup>.

- 3) **Ahorro:** Para los clientes el autoconsumo se traduce en la reducción de la energía demandada a la red mensualmente, lo que disminuye el cargo por generación, transmisión y distribución, lo cual otorga estabilidad ante las alzas tarifarias que se están experimentando.

Para las tarifas AT4.3 que incluyen un cargo adicional por la demanda en las horas punta<sup>12</sup>, se requeriría de baterías que almacenen el excedente de energía producida durante el día y la despachen durante las horas punta para reducir el cargo en esa franja horaria, debido a que la generación solar ocurre antes de las 18:00 durante dichos meses.

En caso de existir excedentes de generación, estos pueden inyectarse a la red y recibir una compensación económica mediante un descuento en la facturación a través de la Ley de Generación Distribuida, conocida como Net Billing, la cual solo aplica para los clientes regulados que hayan dimensionado su instalación para autoconsumo, el cual también depende del tamaño de la instalación<sup>13</sup>. La compensación por la energía inyectada es menor que el ahorro por autoconsumo de la misma energía, principalmente porque no considera los cargos de transporte de la energía, y consiste en créditos que se utilizan al demandar energía de la red en un futuro. En caso de que el crédito no se haya ocupado durante 5 años, se convierte en un pago a favor del cliente por parte de la distribuidora<sup>14</sup>.

Dentro de los principales beneficios que obtienen los usuarios finales que instalan sistemas fotovoltaicos, destacan los siguientes:

- **Económico:** El ahorro puede comenzar desde el primer día en que la instalación entra en funcionamiento, siempre y cuando el ahorro en la factura de luz sea mayor que la cuota mensual del financiamiento. El ahorro se sustenta durante los 25 años de vida útil del activo, el cual también tiene un bajo costo de mantención.
- **Energía "Verde":** La producción de los paneles no genera emisiones.
- **Seguridad a largo plazo:** La generación solar permite cambiar un costo variable (variaciones en las tarifas) a un costo fijo (costo de la instalación de paneles), que es más robusto ante fluctuaciones de precios en los combustibles fósiles, tarifas eléctricas y otros factores externos. Asimismo, para clientes de mayor tamaño puede ayudar a amortiguar variaciones de demanda que pueden producir distorsiones a la red.
- **Confiabilidad ante eventos:** Si se cuenta con almacenamiento, además de la instalación solar, se puede mantener el suministro eléctrico incluso durante cortes de suministro.

Existe el recurso solar en nuestro país para que las instalaciones solares generen beneficios económicos, ambientales y de estabilidad tanto para las empresas y el hogar. Asimismo, el almacenamiento es la solución que permite que la instalación fotovoltaica reduzca el consumo durante las horas punta.

Tanto el regulador como la industria deben buscar mecanismos adicionales para incentivar y promocionar las opciones de financiamiento, a fin de bajar barreras de entrada a los sectores residencial, comercial e industrial para que puedan acceder a los beneficios que ofrecen las instalaciones solares, más aún ante las alzas en las cuentas de la luz que se están presenciando.

<sup>1</sup> Considerando un cliente con consumo de 100 MWh/mes y demanda máxima y en horas de punta de 300 kW (máxima y en horas de punta).

<sup>2</sup> Presentación Ley N°21.667, Ministerio de Energía, 2024.

<sup>3</sup> Paneles solares: la alternativa para reducir desde un 30% a un 100% la cuenta de la luz sin necesidad de pie para invertir. La Tercera, 2024

<sup>4</sup> Modelo ESCO en Chile: Energía Solar para empresas a COSTO INICIAL 0. Teslaenergy, 2024

<sup>5</sup> Ponle energía a tu empresa, Ministerio de Energía, 2023

<sup>6</sup> Evento en la USACH reconoce el compromiso de Empresas y MiPymes con la sustentabilidad energética, Ministerio de Energía, 2024

<sup>7</sup> Casa Solar, Ministerio de energía & Agencia de Sostenibilidad Energética

<sup>8</sup> Plataforma de Financiamiento, Ministerio de Energía

<sup>9</sup> Criterio ESG, BCI

<sup>10</sup> Mundo Verde, BancoEstado

<sup>11</sup> Crédito Verde, Santander

<sup>12</sup> Entre las 18:00 y 22:00 h desde abril a septiembre, exceptuándose a solicitud del cliente, los días sábados, domingos y festivos de dichos meses, siempre y cuando, y de ser necesario, el usuario asuma los costos de inversión correspondientes.

<sup>13</sup> Nueva Regulación de la Generación Distribuida para el Autoconsumo, Ministerio de Energía, 2019

<sup>14</sup> Decreto 57, Reglamento de Generación Distribuida para Autoconsumo, BNC, 2020

## GENERACIÓN

En el mes de junio, la generación total del SEN fue de 7.233 GWh/mes, con una variación de -3,3% respecto a mayo de 2024 (7.482 GWh/mes) y con una variación de 2,6% a la de junio de 2023 (7.050 GWh/mes) (Ver Figura 1.1).

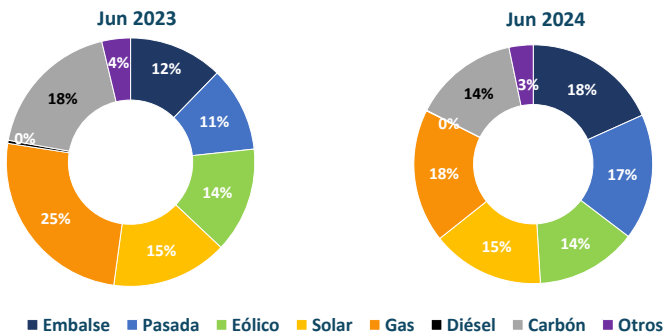
La participación de la generación gas, diésel, carbón se redujo en un 27%, 82%, 21% respectivamente en relación con junio de 2023. En contraste, la participación de la generación hidráulica, eólico, solar aumentaron en un 53%, 2%, 4% respectivamente en relación con junio de 2023.

Con respecto a la generación bruta del mes de junio, la potencia máxima generada fue de 11.843 MW el día 21, y la mínima fue de 7.939 MW el día 23. La Figura 1.2 muestra el ciclo de la generación durante el mes de junio, la cual es más alta durante los días hábiles y más baja durante los fines de semana y festivos.

Durante el mes de junio estuvieron en mantenimiento mayor las centrales hidráulicas: Rapel (30 días), Alfalfal 2 (14 días), Ralco (4 días), Alfalfal (3 días) y Chacayes (3 días); a gas: Atacama 2 (30 días), Nehuenco 9B (8 días), Atacama 1 (7 días) y Los Vientos (3 días); y diésel: Olivos (1 día).

Figura 1.1:  
Energía mensual generada en el SEN

Fuente: CEN



■ Embalse ■ Pasada ■ Eólico ■ Solar ■ Gas ■ Diésel ■ Carbón ■ Otros

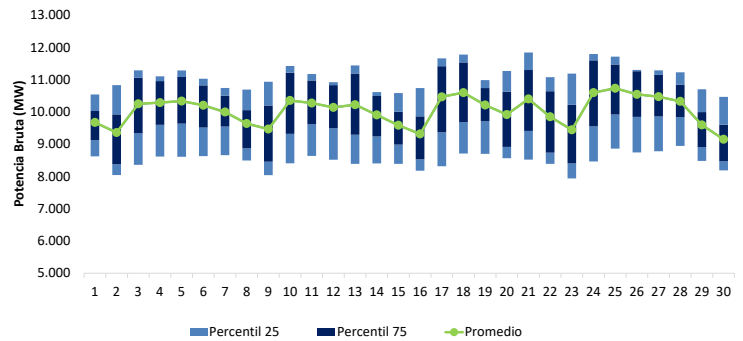
**7.050**  
GWh/mes

Generación  
total del mes

**7.233**  
GWh/mes

Figura 1.2:  
Generación bruta del SEN

Fuente: CEN



**11.843 MW**  
máxima

Potencia  
Mes

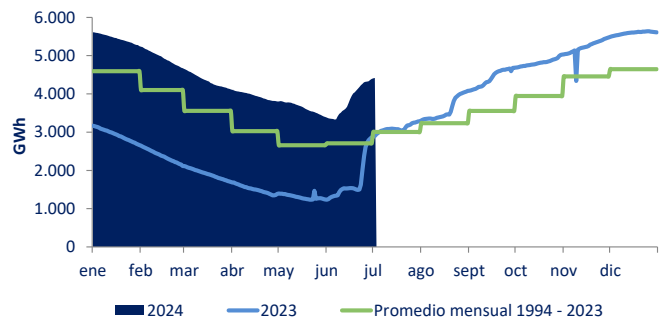
**7.939 MW**  
mínima

## 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 146% del promedio mensual histórico 1994 – 2023 (ver Figura 1.3). En lo que va del año hidrológico 2024/2025 (junio 2024), el nivel de excedencia observado es igual a 63,7%, es decir, se ubica en el 36,3% de las hidrologías más secas observadas a igual fecha.

Figura 1.3:  
Energía almacenada en principales embalses

Fuente: CEN



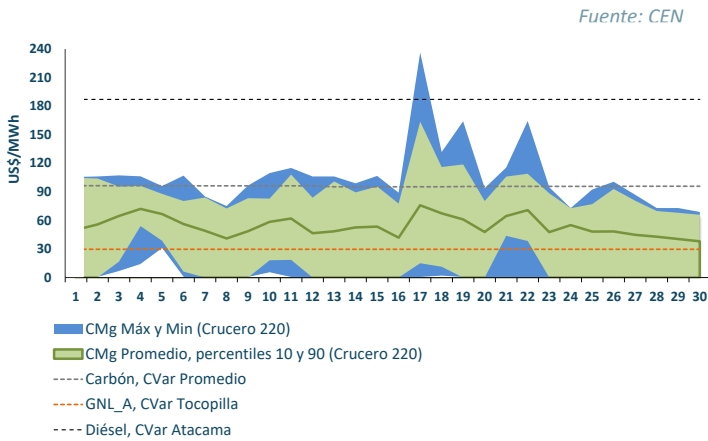
Para mayor detalle de la operación del Sistema, ver [Estadísticas Systemp](#), sección Datos de Operación del SEN.

# COSTOS MARGINALES

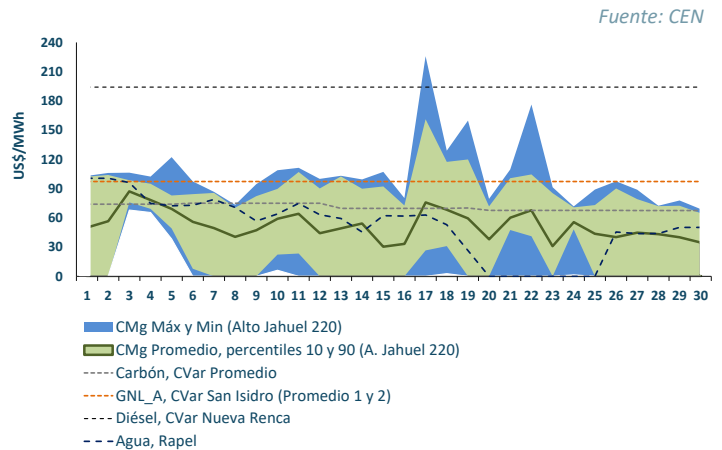
En junio de 2024 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 54,1 US\$/MWh, lo cual registró una variación de -31,5% con respecto a mayo de 2024 (78,9 US\$/MWh), y una variación de -42,1% respecto a junio de 2023 (93,3 US\$/MWh). Los costos en demanda alta fueron determinados por el diésel (ver Figura 1.4).

Por su parte, el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220, en junio de 2024 fue de 52,4 US\$/MWh, lo cual registró una variación de -46,4% con respecto a mayo de 2024 (97,7 US\$/MWh), y una variación de -50,1% respecto a junio de 2023 (105,0 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 junio para Crucero 220 kV



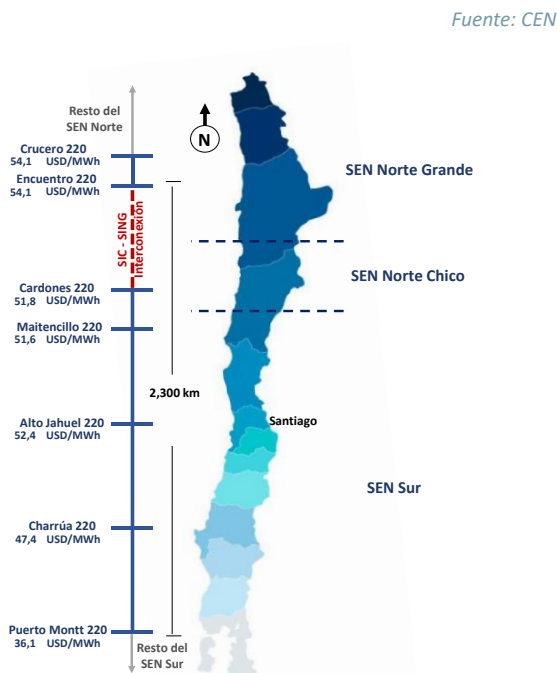
**Figura 1.5:**  
Principales costos variables y costo marginal promedio diario de junio para Alto Jahuel 220kV



Durante el mes de junio 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 496 horas.

Los tramos que presentaron desacoples con mayores costos promedio fueron: Nirivilo 066 - Tap. Central S. Javier 066 (2 horas), Itahue 154 - Maule 154 (2 horas), Pinatas 066 - Tap. Manzano 066 (20 horas), y Tapllanquihue 220 - P. Montt 220 (6 horas), con un desacople promedio de: 199.3 US\$/MWh, 178.1 US\$/MWh, 161.3 US\$/MWh, y 156.5 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	2	199,3
Itahue 154 - Maule 154	2	178,1
Pinatas 066 - Tap. Manzano 066	20	161,3
Tapllanquihue 220 - P. Montt 220	6	156,5
S. Miguel 066 - Talca2 066	0	72,0
Quillota 110 - S. Pedro 110	2	57,8
Ancoa 500 - A. Jahuel 500	9	52,3
Charrúa 220 - Santa Clara 220	139	48,2
Rio Malleco 220 - Cautín 220	1	48,2
Charrúa 154 - L. Ángeles 154	40	46,6

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 3,9% 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 2.873,6 MW de nueva capacidad, de los cuales 1.461,6 MW son solares, 680,5 MW son eólicos, 150,0 MW corresponden a embalses, 142,0 MW a biomasa, 40 MW a diésel y 399,5 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%).

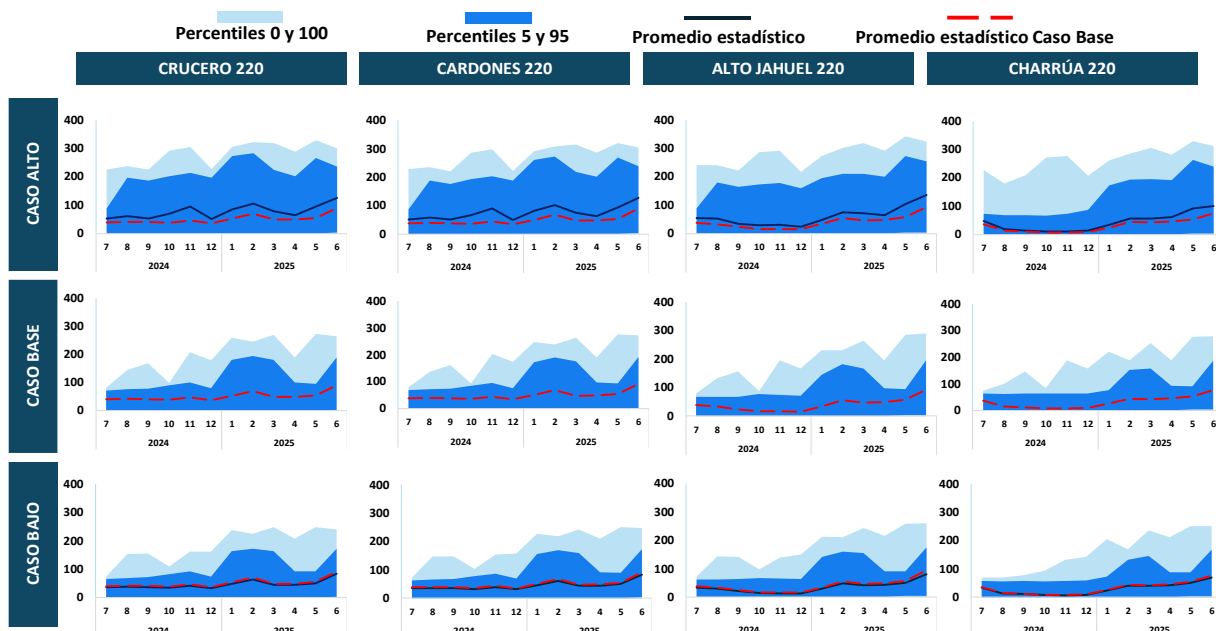
Durante este mes, la central hidroeléctrica La Higuera volvió a estar operativa después de estar un año fuera de servicio. Por otro lado, la inyección mediante sistemas de almacenamiento alcanzó un 1%, mostrando una tendencia creciente con respecto a los últimos meses.

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

SUPUESTOS		BAJO	BASE	ALTO
Crecimiento demanda		3,9%	3,9%	3,9%
<b>Precios Combustibles</b>				
CARBÓN US\$/Ton	Mejillones*	298	331	364
	Angamos*	140	156	172
	Guacolda*	140	155	171
	Andina	171	190	209
	Hornitos	171	190	209
	N. Ventanas	142	158	174
DIESEL US\$ / Bbl (Quintero)	Quintero	131	146	160
	Mejillones	116	129	142
GNL US\$ / MM Btu	San Isidro 1	6	7	7
	Nehuenco 1	9	10	-
	Mejillones CTM3	7	8	-
	U16	8	9	9
	Kelar (1)	7	8	-
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

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

Por último, Tamakaya disminuyó su generación en base a GNL. En junio, las empresas Colbún, AES Andes, Tamakaya fueron excedentarias, mientras que Enel, Engie fueron deficitarias.

**Empresa:**  
**ENEL CHILE**

### GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Jun 2023	May 2024	Jun 2024
Diésel	0	0	0
Carbón	0	56	11
Gas Natural	297	502	419
GNL	513	178	44
Hidro	811	934	1.361
Solar	223	242	237
Eólico	150	156	164
Geotérmica	38	30	27
<b>TOTAL</b>	<b>2.032</b>	<b>2.099</b>	<b>2.264</b>

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

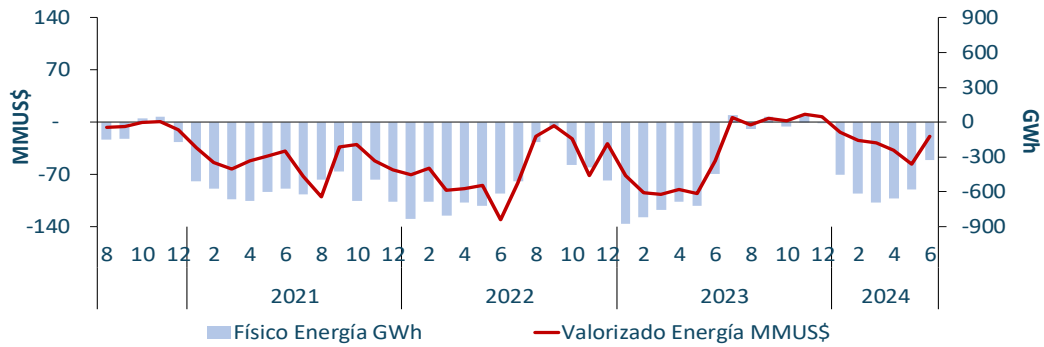
CENTRAL	Jun 2023	Jun 2024
Embalse Ralco	122	58

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

CENTRAL	Jun 2023	Jun 2024
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)	98,4	97,3
San Isidro GN_A (TG1+TV1, prom. I y II)	78,5	60,6
Taltal Diésel (Prom. I y II)	0,0	0,0
Atacama Diésel (TG1A+TG1B+TV1C)	156,9	187,1

### TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Jun 2024
Total Generación (GWh)	2.264
Total Retiros (GWh)	2.591
Transf. Físicas (GWh)	-327
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-19



**Empresa:**  
**COLBÚN**

### GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Jun 2023	May 2024	Jun 2024
Diésel	7	9	0
Carbón	154	92	43
Gas Natural	48	184	153
GNL	409	269	107
Hidro	509	444	554
Solar	33	34	33
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>1.160</b>	<b>1.031</b>	<b>891</b>

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

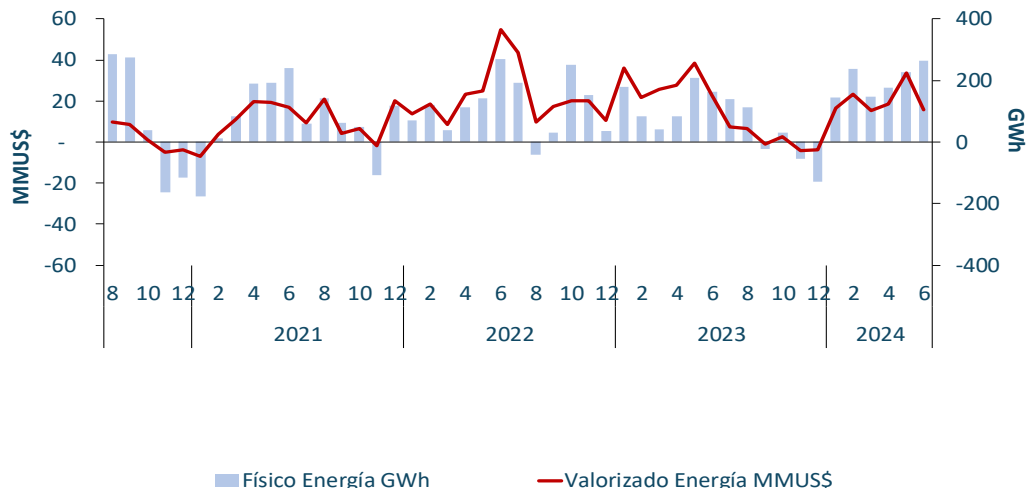
CENTRAL	Jun 2023	Jun 2024
Embalse Colbún	111	47

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

CENTRAL	Jun 2023	Jun 2024
Santa María	99,8	74,2
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	102,5	102,5
Nehuenco GN_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	79,7	63,1
Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)	139,1	180,3

### TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Jun 2024
Total Generación (GWh)	891
Total Retiros (GWh)	628
Transf. Físicas (GWh)	263
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	16



**GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)**

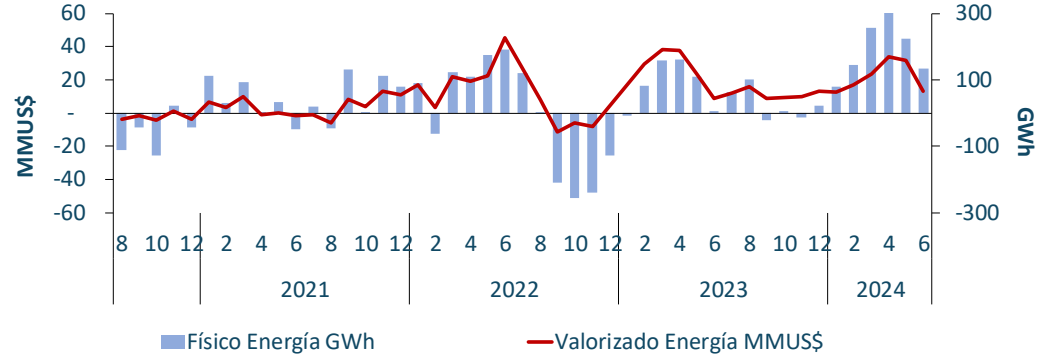
TECNOLOGÍA	Jun 2023	May 2024	Jun 2024
Diésel	0	0	0
Carbón	711	821	654
Gas Natural	0	0	0
GNL	0	0	0
Hidro	26	61	56
Solar	15	9	10
Eólico	52	38	57
<b>Total</b>	<b>805</b>	<b>930</b>	<b>777</b>

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

CENTRAL	Jun 2023	Jun 2024
N. Ventanas y Campiche	154,3	76,0
Angamos (prom. 1 y 2)	92,9	64,5
Norgener (prom. 1 y 2)	142,9	0,0

**TRANSFERENCIA DE ENERGIA**

ÍTEM	Jun 2024
Total Generación (GWh)	777
Total Retiros (GWh)	643
Transf. Físicas (GWh)	135
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	13



**GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)**

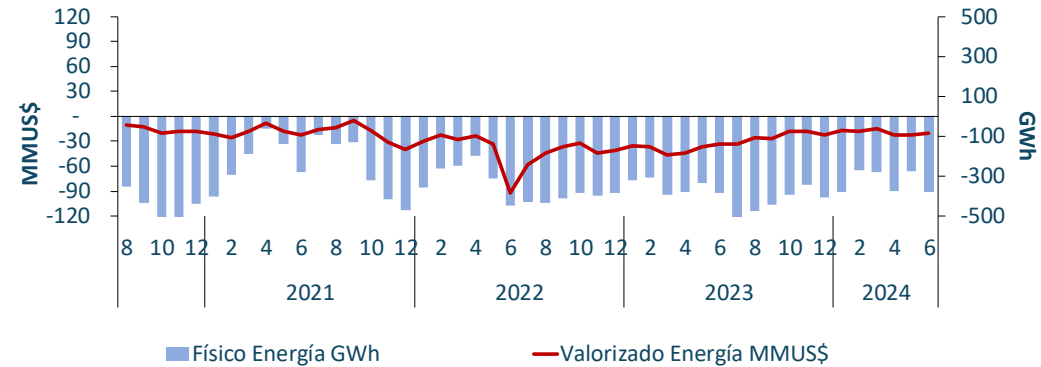
TECNOLOGÍA	Jun 2023	May 2024	Jun 2024
Diésel	0	0	0
Carbón	114	211	98
Gas Natural	174	182	198
GNL	0	0	0
Hidro	16	15	24
Solar	68	59	49
Eólico	40	36	33
<b>Total</b>	<b>412</b>	<b>504</b>	<b>403</b>

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

CENTRAL	Jun 2023	Jun 2024
Andina Carbón	173,4	81,4
Mejillones Carbón	180,4	180,0
Tocopilla GNL_A (U16-TG1+TV1)	71,7	29,7

**TRANSFERENCIA DE ENERGIA**

ÍTEM	Jun 2024
Total Generación (GWh)	403
Total Retiros (GWh)	781
Transf. Físicas (GWh)	-379
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-20



**GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)**

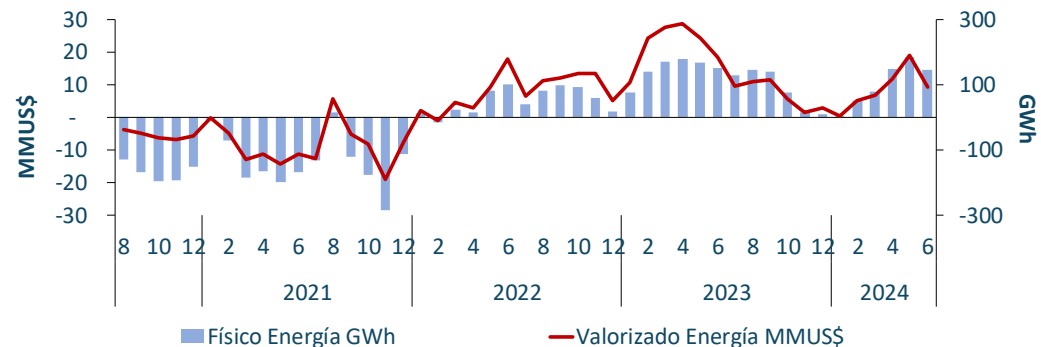
TECNOLOGÍA	Jun 2023	May 2024	Jun 2024
Diésel	0	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
GNL	169	194	172
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>169</b>	<b>194</b>	<b>172</b>

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

CENTRAL	Jun 2023	Jun 2024
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)	108,4	82,2
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)	124,1	144,5

**TRANSFERENCIA DE ENERGIA**

ÍTEM	Jun 2024
Total Generación (GWh)	172
Total Retiros (GWh)	28
Transf. Físicas (GWh)	144
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	9





## 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 junio de 2024, es de 100 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 junio de 2024 por generador, en barra de oferta\***

Fuente: CNE  
Elaboración: Systep

EMPRESA GENERADORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO 2024 GWh
ENDESA	117	10.465
E-CL	118	7.600
ENEL GENERACIÓN	66	5.935
El Campesino	117	4.024
AES GENER	100	1.319
ACCIONA	100	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)	52	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	69	265
Ibereolica Cabo Leones I S.A.	116	196
WPD MALLECO (Malleco II)	65	192
Otros	99	1.565
<b>Precio Medio de Licitación</b>	<b>100</b>	<b>41.735</b>

\* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 6/2024, ponderado por energía contratada del año 2024

**Tabla 4.2:**  
**Precio medio de licitación indexado a junio 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	109	12.254
Chilquinta	95	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 6/2024, 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 mayo 2024 los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 6.759 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 1.118 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante mayo fue igual a 2.528 GWh, es decir, se superó en un 126% la obligación ERNC.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 52% (1.304) seguido por el aporte eólico con un 34% (858 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico con un 7% (181 GWh) y finalmente la biomasa, que representó un 6% (160 GWh). Por su parte, la generación geotérmica representa un 1% (25 GWh).

Durante junio de 2024 se registró 136,2 GWh de energía solar y eólica vertida, lo que refleja una disminución del -13,8% con respecto a mayo de 2024 (158,0 GWh) y un aumento del 29,8% con respecto a junio del 2023 (104,9 GWh), ver Figura 5.2.

Figura 5.1: Generación ERNC histórica reconocida

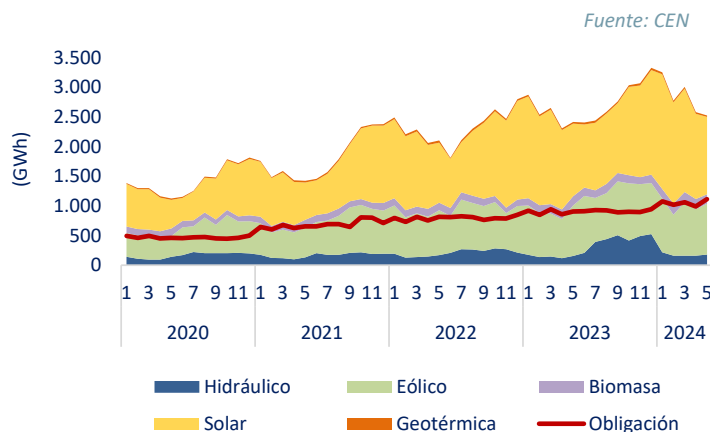
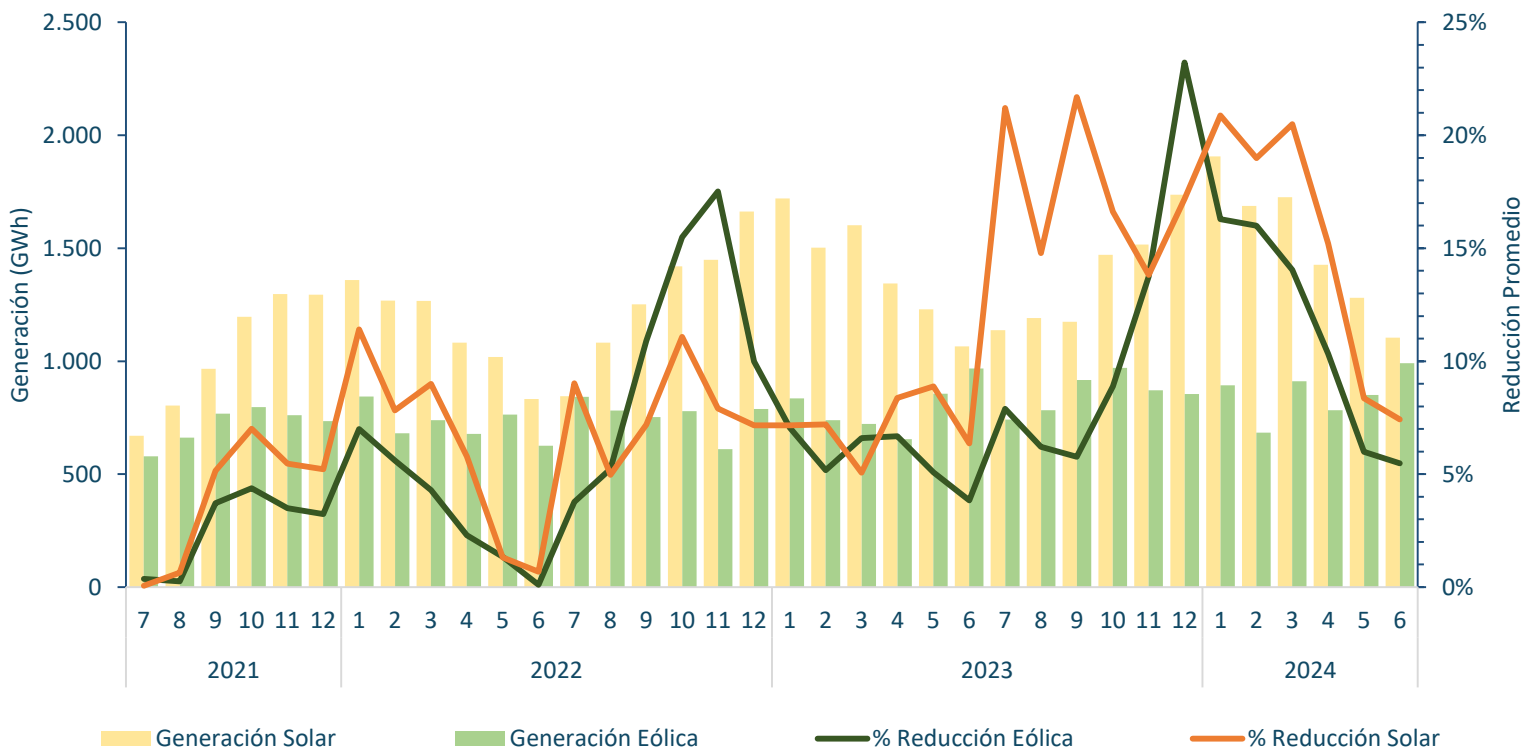


Figura 5.2: Vertimiento renovable desde Nogales al norte histórico

Fuente: CEN



## 6.

## EXPANSIÓN DEL SISTEMA

## PLAN DE OBRAS

De acuerdo con la RE340 CNE (28 de junio de 2024) que declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción, se espera la entrada de 3.570 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 34% corresponde a tecnología solar (1.226 MW), un 31% a tecnología eólica (1.106 MW), un 4% de tecnología hidráulica (136 MW), un 6% de tecnología solar con BESS (220 MW), un 23% de tecnología BESS (833 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	
BESS Parque Fotovoltaico Don Humberto	jun-24	BESS	60,0
Ñuble	jun-24	Hidráulica	136,0
Parque Eólico Horizonte - Etapa 2	jun-24	Eólica	400,0
Parque Solar Fotovoltaico Tamarico	jun-24	Solar	144,7
Las Salinas -Etapa 6	jul-24	Solar	24,2
Andes Solar IIA Baterías	sept-24	BESS	80,0
Libertad II	sept-24	Solar	122,0
Libertad III	sept-24	Solar	122,0
PFV Leyda	sept-24	Solar	80,0
Central Desierto de Atacama (DDA)	oct-24	Solar	270,0
Parque Eólico Lomas de TalTal	oct-24	Eólica	342,0
Ampliación Central Gas Teno 10 MW	nov-24	Térmica	10,0
BESS Tamaya	nov-24	BESS	68,2
BESS Capricornio	dic-24	BESS	48,0
Doña Luzma	dic-24	Térmica	40,0
Parque Fotovoltaico Sol de Vallenar	dic-24	Solar	100,0
Sistema de Almacenamiento Central Desierto de Atacama	dic-24	BESS	110,0
BESS del Desierto	ene-25	BESS	200,0
Quillagua BESS 95MW	ene-25	BESS	95,0
Planta Fotovoltaica Aurora Solar	mar-25	Solar	187,0
PFV Gabriela + BESS	abr-25	Solar + BESS	220,0
Andes III (Etapa 1)	may-25	Solar	175,9
BESS Andes III (Etapa 1)	may-25	BESS	171,3
Parque Eólico Antofagasta	may-25	Eólica	364,0
<b>Capacidad próximos 12 meses</b>			<b>3.570,3</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 junio de 2024, totalizan 15.755 MW con una inversión de MMUS\$ 18.691, mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 82.760 MW con una inversión de MMUS\$ 140.670 (ver Tabla 7.1).

Durante el mes de junio, 5 proyectos entraron en calificación aportando una capacidad de 1134,8 MW, de los cuales destacan el Parque Eólico Altos de Tablaruca de 304 MW ubicado en Quellón-Chonchi y la Central de Bombeo Paposo para almacenamiento, generación y transporte de energía de 800 MW ubicada en Taltal.

En este mes se aprobaron 7 proyectos, todos ellos solares (552,5 MW), mientras que no se registraron proyectos rechazados.

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	3.326	4.446	16.159	27.081
Hidráulica	0	0	3.926	6.654
Solar	5.343	6.119	40.680	66.189
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	800	1.400	50	160
<b>Total</b>	<b>15.755</b>	<b>18.691</b>	<b>82.760</b>	<b>140.670</b>

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

## COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA



- Se publica en el Diario Oficial Decreto N°7T de 2024 que fija el Precio Nudo Promedio en el Sistema Eléctrico Nacional, de acuerdo con el Artículo 158° de la Ley General de Servicios Eléctricos y fija ajustes y recargos por aplicación del mecanismo de equidad tarifaria residencial ([ver más](#)).
- Contraloría General de la República ratifica legalidad de la eliminación de la compensación tipo B del impuesto verde aplicada por la CNE ([ver más](#)).

## MINISTERIO DE ENERGÍA



- Senado despacha proyecto de ley que modifica la Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de transición energética que posiciona a la transmisión como un sector habilitante para la carbono neutralidad. El proyecto se encuentra en su segundo trámite constitucional ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial extracto de resolución exenta número 26 de 2024, que aprueba anteproyecto Plan de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático Sector Energía ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial la Resolución exenta número 26.226 de 2024, que establece obligatoriedad del trámite TE7 sobre instalaciones de PMGD por medios electrónicos (SEC – [ver más](#)).
- Se inician Mesas de Trabajo de actualización de los Reglamentos de Medios de Generación de pequeña escala (DS N°88) y para Generación Distribuida para Autoconsumo (DSN°57) ([ver más](#)).
- Cámara de Diputados y Diputadas inicia tramitación del proyecto de ley que regula y actualiza los sistemas medianos ([ver más](#)).

## PANEL DE EXPERTOS



- Se declaran admisibles las discrepancias que Acciona Energía Chile ha efectuado en contra de la Resolución N°287 de la CNE, que resolvió sobre la solicitud de revisión de precios de la energía de los contratos de suministro de energía y potencia para el servicio público de distribución correspondientes a la Licitación de Suministro 2015/01 ([ver más](#)).

## COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL



- Se publican las bases del proceso de licitación para las obras incluidas en los Decretos Exentos N°58/2024 y N°04/2024 del Ministerio de Energía ([ver más](#)).
- Se publica el Procedimiento Interno de Programa de Retiro de Unidades Generadoras Térmicas Convencionales ([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](mailto:rjimenez@systep.cl)

**Pablo Lecaros V.**  
Gerente de Mercados Eléctricos y Regulación

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

**Bryan Bizarro A.**  
Líder de Proyectos

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

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

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

| RRSS

