



REPORTES MENSUAL

Sector Eléctrico

Agosto 2026

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

© 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.

Efectos de la exclusión de septiembre del período de control de punta

La reciente decisión del Ministerio de Energía de excluir septiembre de 2026¹ del período de control de punta vuelve a poner en discusión la pertinencia de la señal económica actualmente aplicada a un segmento de los consumidores eléctricos. La medida busca reducir el impacto que esta señal genera sobre sectores productivos cuya actividad se concentra durante dicho mes. Sin embargo, el mecanismo de control de punta busca representar adecuadamente las condiciones de mayor exigencia del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). La señal de precio puede no solo es una señal que asigna adecuadamente los costos a aquellos consumidores que más exigen al sistema, incentivando a modificar el comportamiento de los consumidores, sino también orientar inversiones en tecnologías de gestión de demanda y almacenamiento.

En la presente editorial se revisa el fundamento de la medida, sus efectos sobre los costos y decisiones de consumo y la pertinencia del período de control de punta. Para ello, el documento se estructura en cinco ejes: (i) Antecedentes de una señal en revisión, (ii) ¿La exclusión de septiembre es una medida necesaria? (iii) Costos y señales para los consumidores, y (iv) Pertinencia del mecanismo de control de punta

Antecedentes de una señal en revisión

El período de control de punta busca entregar una señal económica que incentive la racionalización del consumo en aquellos períodos en que el sistema eléctrico presenta mayores requerimientos de capacidad. Esta señal permite gestionar la demanda y evitar concentraciones excesivas de consumo que puedan generar requerimientos adicionales de capacidad de generación, transmisión y distribución.

En el mercado de transferencias de potencia, la suficiencia del sistema se determina considerando la capacidad que aporta la generación y los requerimientos de potencia de la demanda. La referencia que utiliza el período de control de punta son las horas de punta, que es la ventana temporal para medir la demanda que debe ser respaldada por capacidad de generación suficiente. Actualmente corresponden al período comprendido entre las 18:00 y 22:00 horas, desde abril hasta septiembre de cada año según lo definido por la CNE en el decreto de Precios de Nudo de Corto Plazo (PNCP)².

La señal de horas de punta no afecta por igual a todos los consumidores. En el caso de los clientes regulados, incide directamente sobre las opciones tarifarias que consideran la demanda máxima de potencia en horas de punta. Este no es el caso para la tarifa residencial BT1, donde no aplica el control de

punta y actualmente no existe una señal económica desde la eliminación del cargo por energía adicional de invierno.

Según lo indicado en el Reglamento de Transferencias de Potencia³, la demanda de un cliente libre es representada por la Demanda de Punta Equivalente (DPE), calculada por el Coordinador eléctrico Nacional debe determinar de cada cliente libre. La DPE es el promedio de los 52 registros físicos máximos durante el período de control de punta, los cuales pueden o no coincidir con las horas de punta. Además, los clientes libres conectados en redes de distribución también reciben costos asociados al uso de dichas redes.

En consecuencia, la exclusión de septiembre beneficia principalmente a consumidores comerciales e industriales con esquemas tarifarios o de suministro expuestos a la medición de potencia en horas de punta, y reparte el costo de la necesidad de suficiencia sobre todos los clientes regulados de forma homogénea.

La suspensión del período de control de punta y sus efectos no constituyen una discusión nueva. Durante 2020 se suspendió excepcionalmente la medición en abril, mayo, agosto y septiembre. Luego en 2021, se efectuó la misma suplección que en 2020, a pesar de la diferencia identificada entre los horarios utilizados para medir la demanda de punta de los clientes regulados y aquellos en que se concentraba la demanda de punta del sistema de generación. Esta situación fue señalada tanto por Systep, en su editorial de abril de 2021⁴, como en el estudio elaborado por el Ministerio de Energía y el DICTUC⁵.

En consecuencia, Systep planteó la conveniencia de estudiar modificaciones a los períodos de medición mediante: 1) homologar los períodos de medición con los utilizados para determinar la punta en generación; 2) reducirlos, por ejemplo, a períodos de dos meses; o 3) proponer un período alternativo. Lo anterior buscaba mantener un incentivo estable para que los consumidores gestionen su demanda y, al mismo tiempo, evitar modificaciones coyunturales en el período de punta.

¿La exclusión de septiembre es una medida necesaria?

La decisión del Ministerio de Energía de excluir septiembre de 2026 del período de control de punta responde a las solicitudes de distintos sectores productivos, entre ellos la agricultura, la pesca, la industria alimentaria, la metalurgia y el sector químico. El argumento central es que septiembre coincide con un período de mayor actividad para algunas de estas actividades, cuyos procesos productivos presentan una capacidad limitada para desplazar sus consumos frente a la señal de punta¹.

Mientras algunos procesos requieren continuidad operacional y tienen poca capacidad para modificar sus patrones de consumo, otros consumidores comerciales e industriales sí pueden desplazar o reducir su demanda durante las horas de punta. Por

¹ Gobierno realiza relevante anuncio sobre el horario de control de punta eléctrico, Revista Electricidad, agosto 2026

² Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo Segundo Semestre 2026, CNE

³ Reglamento de Transferencias de Potencia, Ministerio de Energía

⁴ Reporte Mensual abril 2021, Systep Ingeniería y Diseños

⁵ Estudio del Tratamiento General de la Potencia para Clientes Finales en el Sistema Eléctrico Nacional, DictUC, 2021

ello, la exclusión de septiembre no solo beneficia a quienes presentan dificultades para responder a la señal, sino que también elimina durante ese mes el incentivo económico para aquellos consumidores que sí tienen capacidad de gestionar su demanda.

Sin embargo, la discusión no debe focalizarse solamente en quienes han emitido solicitudes por el perjuicio del control de punta, sino abrir una perspectiva más amplia del efecto del periodo a todos clientes finales.

Costos y señales para los consumidores

Para las MiPymes y otros clientes industriales, esta situación puede traducirse en decisiones operacionales que no necesariamente reducen el consumo efectivo. Como señala Héctor Sandoval, vicepresidente de Conapyme, cuando una empresa no puede reducir su demanda durante las horas de punta, una alternativa puede ser recurrir a generación propia de grupos electrógenos. La exclusión de septiembre permite evitar temporalmente estos costos adicionales y las restricciones que podrían derivarse de modificar la operación de los procesos productivos².

Otra alternativa se encuentra en la incorporación de generación fotovoltaica y sistemas de almacenamiento, la cual permite desplazar energía hacia las horas de punta y reducir la demanda tomada desde la red en esos periodos. Así, la señal de punta no solo puede inducir cambios en los patrones de consumo, sino también orientar decisiones de inversión en tecnologías destinadas a gestionar la demanda.

Desde esta perspectiva, el problema no radica en que medios utilizan los consumidores para disminuir su demanda de la red eléctrica en las horas de punta, sino en que los consumidores reciban y puedan responder a la señal de precio que representa la necesidad de suficiencia.

Pertinencia del mecanismo de control de punta

La necesidad de infraestructura de generación y distribución está determinada por las condiciones más exigentes que debe enfrentar el sistema. Una instalación que debe estar disponible para atender una demanda elevada durante un número reducido de horas puede generar costos que no se explican por el consumo promedio observado durante el resto del año. Teniendo en consideración esta necesidad del sistema, el periodo de control de punta se justifica como una señal económica destinada a identificar un periodo representativo de las condiciones de mayor exigencia y utilizarlo para efectos de asignación de costos, remuneración de la suficiencia y generación de señales económicas a la demanda.

La experiencia analizada por Systep y por el estudio del Ministerio de Energía y DICTUC muestra diferencias entre las horas utilizadas para medir la demanda de los clientes y aquellas en que se concentra la demanda del sistema de generación, lo que podría ser en parte consecuencia de la señal económica que incentiva a los consumidores a desplazar su consumo.

Dado lo anterior, la autoridad posee actualmente la posibilidad para una posible reformulación del mecanismo. Para generación,

podrían evaluarse indicadores de suficiencia, como la probabilidad de pérdida de carga (LOLP), el margen de reserva u otras métricas asociadas a la disponibilidad de capacidad. Desde la perspectiva de la demanda, debería analizarse la relación entre las horas de mayor utilización de las redes, las restricciones operacionales de los consumidores y su capacidad para gestionar el consumo. Asimismo, una señal adecuadamente diseñada puede orientar a aquellos consumidores que no pueden reducir su demanda mediante ajustes operacionales hacia inversiones eficientes en tecnologías que permitan gestionar sus requerimientos de potencia.

La exclusión de septiembre de 2026 pone en discusión la pertinencia del mecanismo de control de punta para satisfacer la necesidad de suficiencia y asignar eficientemente los costos asociados a dicha necesidad. La experiencia de 2020 y 2021 muestra que la suspensión del mecanismo puede modificar el comportamiento de la demanda, mientras que las diferencias observadas entre años con y sin control deben interpretarse considerando también los efectos de la pandemia y de la recuperación económica. Una eventual reformulación debe continuar con la asignación de los costos de mayor exigencia del sistema a aquellos consumidores que ocasionan dicha exigencia, y orientar a que los consumidores con capacidad de respuesta internalicen los costos que sus decisiones imponen sobre los requerimientos de punta, al mismo tiempo que facilite la adopción de alternativas tecnológicas que permitan reducirlos de manera eficiente.

1.

ANÁLISIS DE OPERACIÓN

GENERACIÓN

En julio, la generación total del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) alcanzó los 7.433 GWh/mes, lo que representa una disminución de -0,8% en comparación con junio de 2026 (7.494 GWh/mes) y un incremento del 0,9% en relación con julio de 2025 (7.369 GWh/mes) (Ver Figura 1.1).

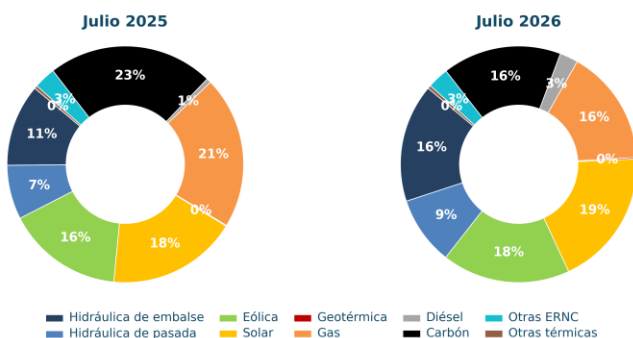
La participación de la generación gas, carbón se redujo en 23%, 27%, respectivamente, en comparación con julio de 2025. En contraste, la generación hidráulica de embalse, hidráulica de pasada, eólica, solar, geotérmica, diésel aumentó en un 46%, 29%, 12%, 7%, 65%, 314%, respectivamente, respecto al mismo período del año anterior.

En cuanto a la generación bruta registrada en julio, la potencia máxima alcanzó los 12.061 MW el día 5, mientras que la mínima fue de 7.274 MW el día 19. La Figura 1.2 ilustra el ciclo de generación a lo largo del mes, evidenciando una mayor producción durante los días hábiles y una disminución durante los fines de semana y días festivos.

Durante el mes de julio estuvieron en mantenimiento mayor las centrales hidráulicas: Canutillar (24 Días), La Confluencia (13 Días), Alfalfal (8 Días), Cipreses (7 Días) Y Pehuenche (5 Días); a gas: Nehuenco 9B (19 Días); a carbón: Iem (6 Días); y diésel: Antilhue (2 Días).

Figura 1.1:
Energía mensual generada en el SEN

Fuente: CEN



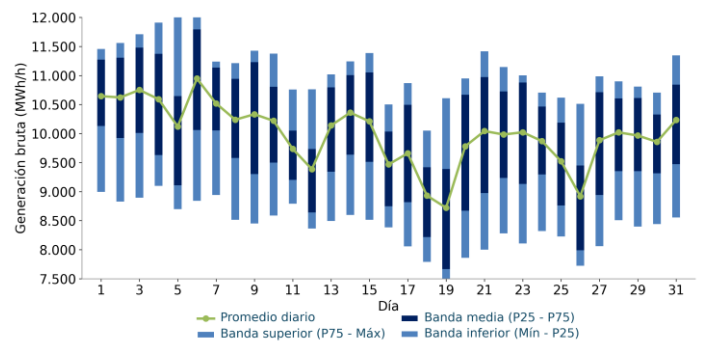
7.369
GWh/mes

Generación
total del mes

7.433
GWh/mes

Figura 1.2:
Generación bruta del SEN

Fuente: CEN



12.061 MW
máxima

Potencia
Mes

7.274 MW
mínima

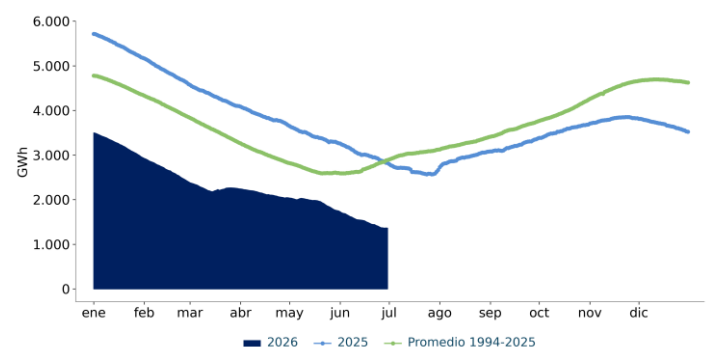
HIDROLOGÍA

En julio, la energía embalsada en el SEN fue inferior en comparación con 2025 (con una variación de -51.7%) y se ubicó por debajo del promedio histórico (1994-2025) (con una variación de -52.8%) (ver Figura 1.3).

La probabilidad de excedencia de este mes fue de 96,2%, es decir, el 3,8% de los registros fueron meses más secos que el mes actual.

Figura 1.3:
Energía almacenada en principales embalses

Fuente: CEN



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

COSTOS MARGINALES

En julio de 2026 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 72,4 US\$/MWh, lo cual registró una variación de -13,7% con respecto a junio de 2026 (83,9 US\$/MWh), y una variación de 23,2% respecto a julio de 2025 (58,7 US\$/MWh).

En julio de 2026 el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220 fue de 92,3 US\$/MWh, lo cual registró una variación de -7,4% con respecto a junio de 2026 (99,7 US\$/MWh), y una variación de 2,4% respecto a julio de 2025 (90,2 US\$/MWh).

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

Fuente: CEN

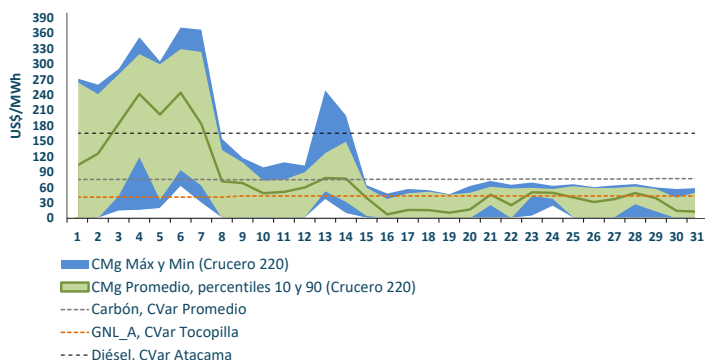
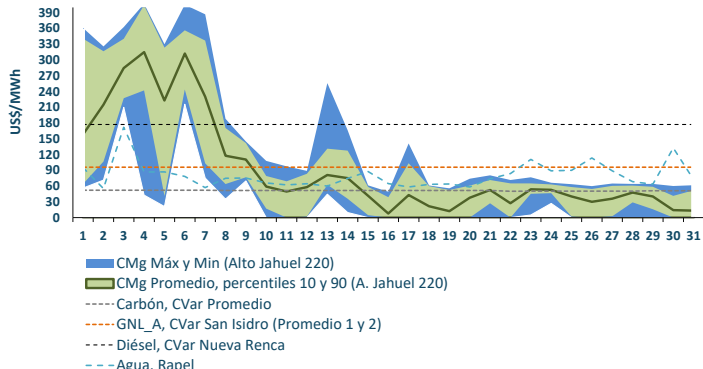


Figura 1.5:
Principales costos variables* y costo marginal promedio diario para Alto Jahuel 220kV

Fuente: CEN

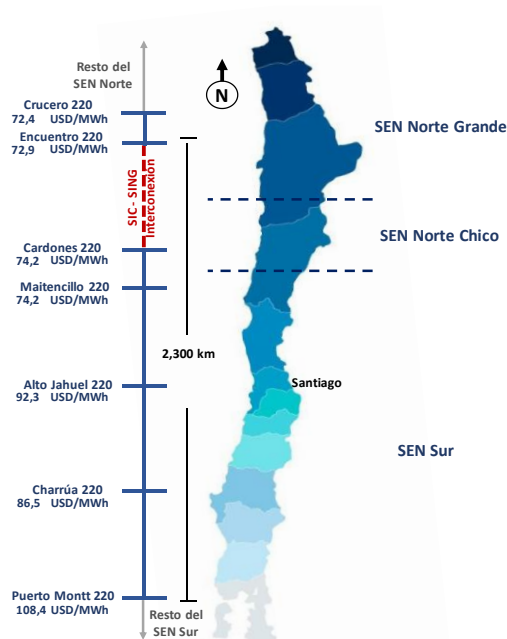


*Los costos variables corresponden al mes de enero de 2026, debido al retraso en la actualización del formato del Programa de Operación del Coordinador, cuya versión anterior se mantuvo vigente hasta el 31-01-2026.

Durante el mes de julio se observaron variaciones de costos marginales a lo largo del SEN, fundamentalmente debido a la congestión en las líneas de transmisión que unen el centro y sur del sistema (ver Figura 1.6).

Figura 1.6:
Costo marginal promedio de julio en barras representativas del sistema

Fuente: CEN



Para mayor detalle de la operación del Sistema, ver [Estadísticas Systep](#), sección Datos de Operación 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 del sistema a la fecha, la proyección de la demanda considera un crecimiento total de 0,46% para agosto de 2026 respecto a agosto de 2025. 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 6.691 MW de nueva capacidad, de los cuales 1.116 MW son solares, 508 MW son eólicos, 49 MW son pasada, 348 MW son gas, 40 MW son diésel y 4.630 MW son 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.

Figura 2.1:

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

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%).

Las proyecciones consideran el tercer pronóstico de deshielos publicado por el Coordinador a fines de agosto de 2026 para la temporada 2026-2027, en el cual se estima que la probabilidad de excedencia para esta temporada sería de un 50% en términos del promedio simple de todas las cuencas analizadas.

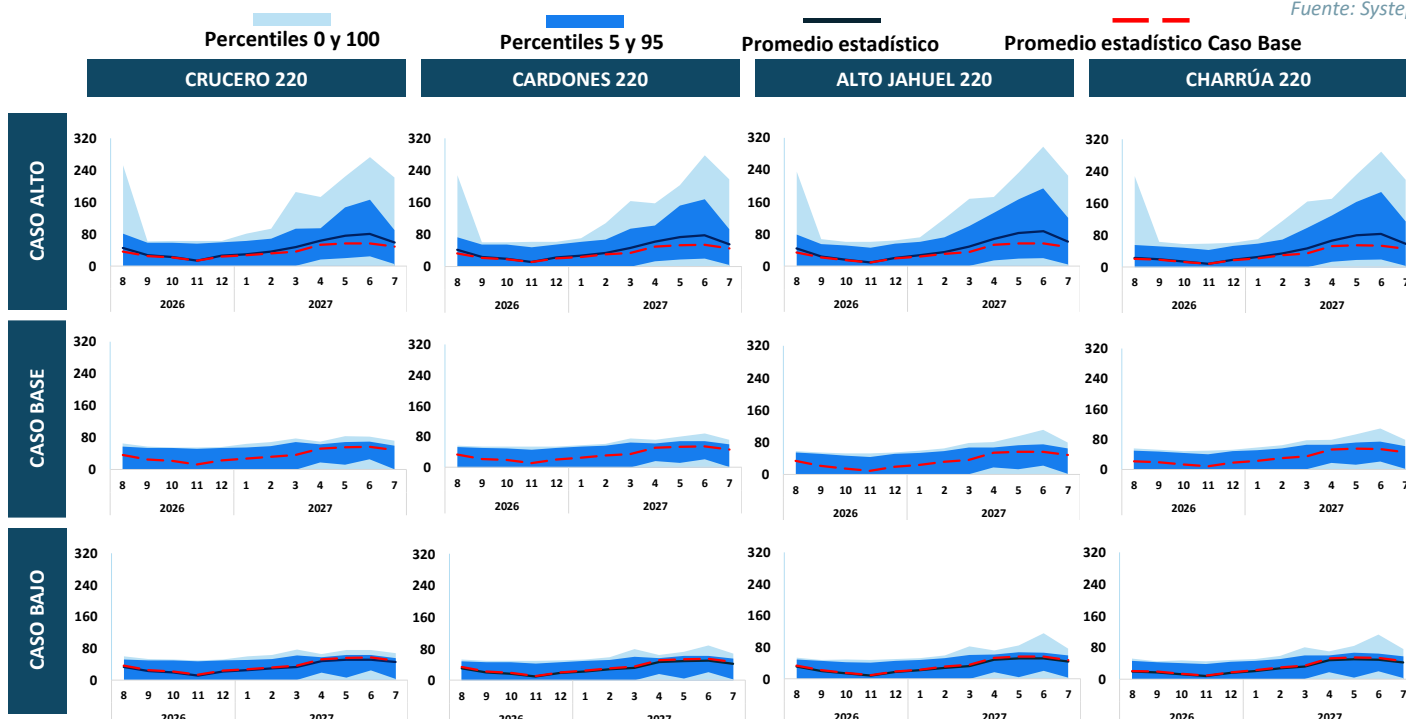
Tabla 2.1:

Supuestos considerados en las simulaciones

SUPUESTOS		BAJO	BASE	ALTO
Precios Combustibles				
CARBÓN US\$/Ton	Campiche	129	144	158
	Angamos*	113	125	138
	Guacolda*	121	135	148
	Andina	119	132	146
	Hornitos	119	132	146
	Santa María	118	131	144
	N. Ventanas	147	163	179
DIESEL US\$ / Bbl	Quintero	131	146	160
	Mejillones	151	168	184
GNL US\$ / MMBtu	San Isidro 1	17	18	20
	Nehuenco 1	8	8	-
	Mejillones CTM3	7	8	-
	U16	9	9	10
	Kelar	6	7	-
GN US\$ / MMBtu	San Isidro 2	7	7	-
	U16	6	7	-
	Nehuenco 2	7	7	-
	Nueva Renca	7	8	-

*Se considera el promedio de las unidades

Fuente: Systep



3.

ANÁLISIS POR EMPRESA

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

gas natural y solar. Por último, Tamakaya aumentó su producción en base a diésel.

En julio, las empresas Enel, Colbún, AES Andes, Engie, y Tamakaya fueron excedentarias.

Empresa:
ENEL CHILE

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Jul 2025	Jun 2026	Jul 2026
Diésel	0	6	15
Carbón	0	0	0
Gas Natural	833	659	490
GNL	0	0	0
Hidro	741	723	1.006
Solar	232	275	265
Eólico	199	166	176
Geotérmica	9	14	15
TOTAL	2.014	1.844	1.968

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

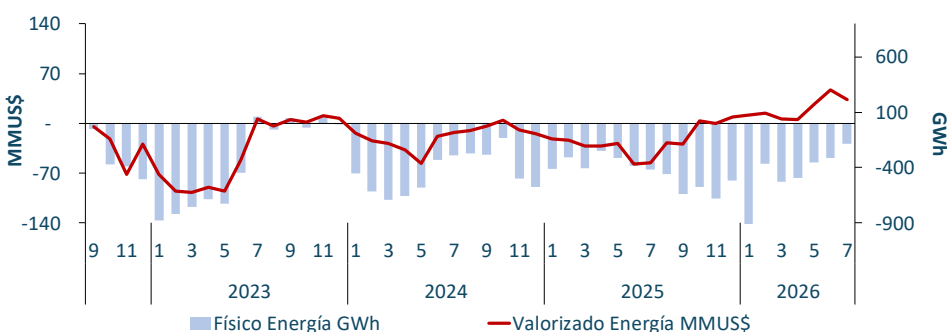
CENTRAL	Ene 2025	Ene 2026
Embalse Ralco	85	74

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Ene 2025	Ene 2026
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)	97,3	95,8
San Isidro GN_A (TG1+TV1, prom. I y II)	47,8	35,9
Taltal Diésel (Prom. I y II)	0,0	0,0
Atacama Diésel (TG1A+TG1B+TV1C)	174,5	0,0

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Jul 2026
Total Generación (GWh)	1.968
Total Retiros (GWh)	2.154
Transf. Físicas (GWh)	-187
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	33



Empresa:
COLBÚN

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Jul 2025	Jun 2026	Jul 2026
Diésel	7	19	29
Carbón	0	219	102
Gas Natural	225	380	344
GNL	0	0	0
Hidro	320	384	468
Solar	34	28	23
Eólico	132	186	245
Total	719	1.216	1.211

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

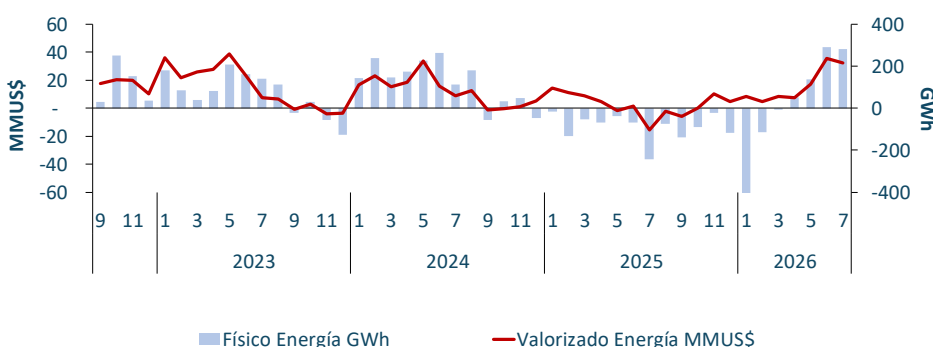
CENTRAL	Ene 2025	Ene 2026
Embalse Colbún	70	68

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Ene 2025	Ene 2026
Santa María	61,0	67,2
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	102,5	102,5
Nehuenco GN_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	52,1	42,6
Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)	180,3	0,0

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Jul 2026
Total Generación (GWh)	1.211
Total Retiros (GWh)	929
Transf. Físicas (GWh)	282
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	32,35



*Los costos variables corresponden al mes de enero de 2026, debido al retraso en la actualización del formato del Programa de Operación del Coordinador, cuya versión anterior se mantuvo vigente hasta el 31-01-2026.

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

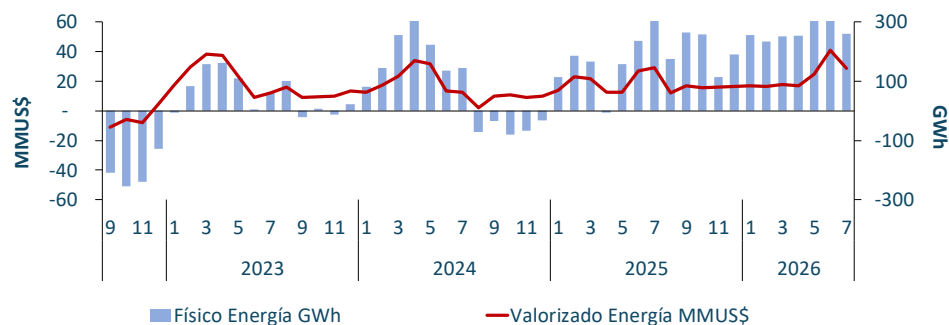
TECNOLOGÍA	Jul 2025	Jun 2026	Jul 2026
Diésel	0	0	0
Carbón	905	913	619
Gas Natural	0	0	0
GNL	0	0	0
Hidro	23	64	64
Solar	22	62	63
Eólico	59	44	44
Total	1.008	1.083	790

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Ene 2025	Ene 2026
N. Ventanas y Campiche	65,2	50,9
Angamos (prom. 1 y 2)	57,3	47,0
Norgener (prom. 1 y 2)	0,0	0,0

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Jul 2026
Total Generación (GWh)	790
Total Retiros (GWh)	530
Transf. Físicas (GWh)	260
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	29



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

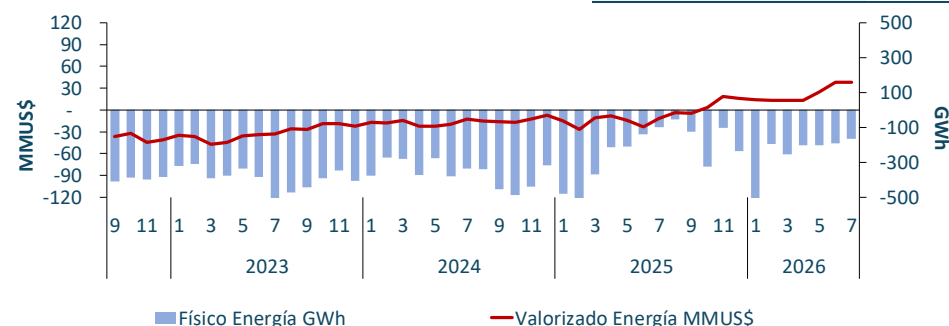
TECNOLOGÍA	Jul 2025	Jun 2026	Jul 2026
Diésel	0	3	22
Carbón	397	187	207
Gas Natural	215	177	126
GNL	0	0	0
Hidro	12	11	20
Solar	29	56	56
Eólico	97	120	155
Total	749	554	586

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Ene 2025	Ene 2026
Andina Carbón	75,0	50,2
Mejillones Carbón	180,0	0,0
Tocopilla GNL_A (U16-TG1+TV1)	37,3	42,9

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Jul 2026
Total Generación (GWh)	586
Total Retiros (GWh)	751
Transf. Físicas (GWh)	-165
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	38



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

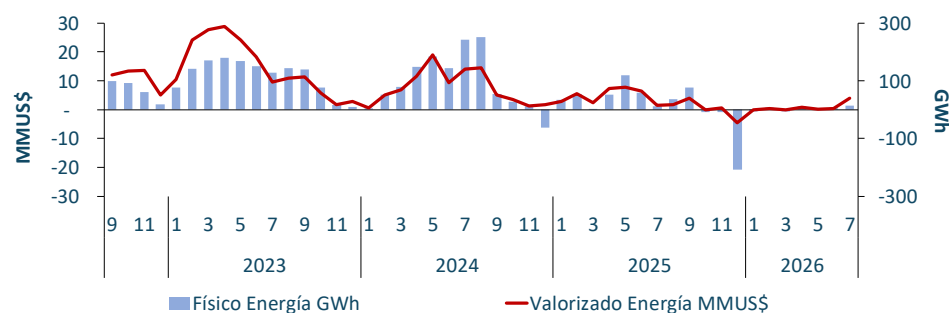
TECNOLOGÍA	Jul 2025	Jun 2026	Jul 2026
Diésel	14	8	16
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
GNL	0	0	0
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	14	8	16

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Ene 2025	Ene 2026
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)	57,4	60,1
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)	138,6	0,0

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Jul 2026
Total Generación (GWh)	16
Total Retiros (GWh)	2
Transf. Físicas (GWh)	14
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	4



*Los costos variables corresponden al mes de enero de 2026, debido al retraso en la actualización del formato del Programa de Operación del Coordinador, cuya versión anterior se mantuvo vigente hasta el 31-01-2026.

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 julio de 2026, es de 99 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 CGE accede a menores precios, mientras que Enel accede a los precios más altos en comparación con las distribuidoras restantes.

Los valores de la Tabla 4.1 y 4.2 consideran los contratos adjudicados hasta el proceso 2021/01*, y los contratos del proceso 2025/02, que corresponde a los contratos vigentes al mes de julio de 2026.

Tabla 4.1:
Precio medio de licitación indexado a julio de 2026 por generador, en barra de oferta*

Fuente: CNE
Elaboración: Systep

EMPRESA GENERADORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO GWh
E-CL	130	7.597
ENEL GENERACIÓN	72	8.585
ENDESA	122	1.870
El Campesino	135	4.021
ACCIONA	107	1.111
Abengoa	158	955
IBEREÓLICA CABO LEONES II S.A.	65	860
Aela Generación S.A.	105	858
HUEMUL ENERGÍA (Caman)	53	640
HUEMUL ENERGÍA (Coihue)	54	640
PANGUIPULLI	133	165
CONDOR ENERGÍA (Esperanza)	59	530
CONDOR ENERGÍA (C° Tigre)	58	463
CONDOR ENERGÍA (Tchamma)	55	441
San Juan SpA.	141	422
WPD MALLECO (Malleco)	69	398
Pelumpén S.A.	117	350
SONNEDIX COX	73	265
Ibereoica Cabo Leones I S.A.	123	196
WPD MALLECO (Malleco II)	68	192
Otros	64	3.672
Precio Medio de Licitación	99	34.230

* Todos los procesos hasta la fecha indexados a julio de 2026, ponderado por energía contratada del año 2026

Tabla 4.2:
Precio medio de licitación indexado a julio de 2026 por distribuidora, en barra de oferta*

Fuente: CNE
Elaboración: Systep

EMPRESA DISTRIBUIDORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO GWh
Enel Distribución	103	10.569
CGE Distribución	94	9.294
Chilquinta	100	2.731
SAESA	101	1.949
Precio Medio Muestra	99	24.543

* Todos los procesos hasta la fecha indexados a julio de 2026, ponderado por energía contratada del año 2026

*Para efectos del análisis no han sido considerados aquellos contratos con término anticipado de contratos aprobado.

En julio la mayor generación renovable corresponde a la producción solar que representó 29,5% (1.407,7 GWh), seguida por la generación eólica que representó 27,5% (1.313,8 GWh), luego, hidráulica de embalse que representó 25,4% (1.211,3 GWh), hidráulica de pasada que representó 14,7% (701,8 GWh), bio masa que representó 2,3% (108,4 GWh), geotérmica que representó 0,3% (15,0 GWh), y finalmente, bio gas que representó 0,3% (14,9 GWh).

Durante junio* de 2026 se registraron 67,4 GWh de energía solar y eólica vertida. Esto representa una disminución de 65,5% en comparación con mayo de 2026 (195,4 GWh) y una disminución de 76,6% en relación con junio de 2025 (287,7 GWh). Véase la Figura 5.2.

Figura 5.1:
Generación renovable histórica

Fuente: CEN

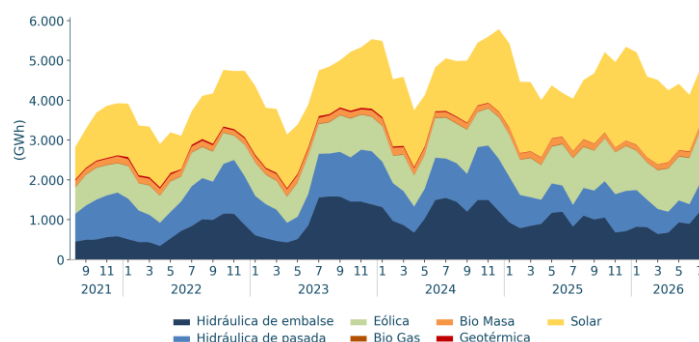
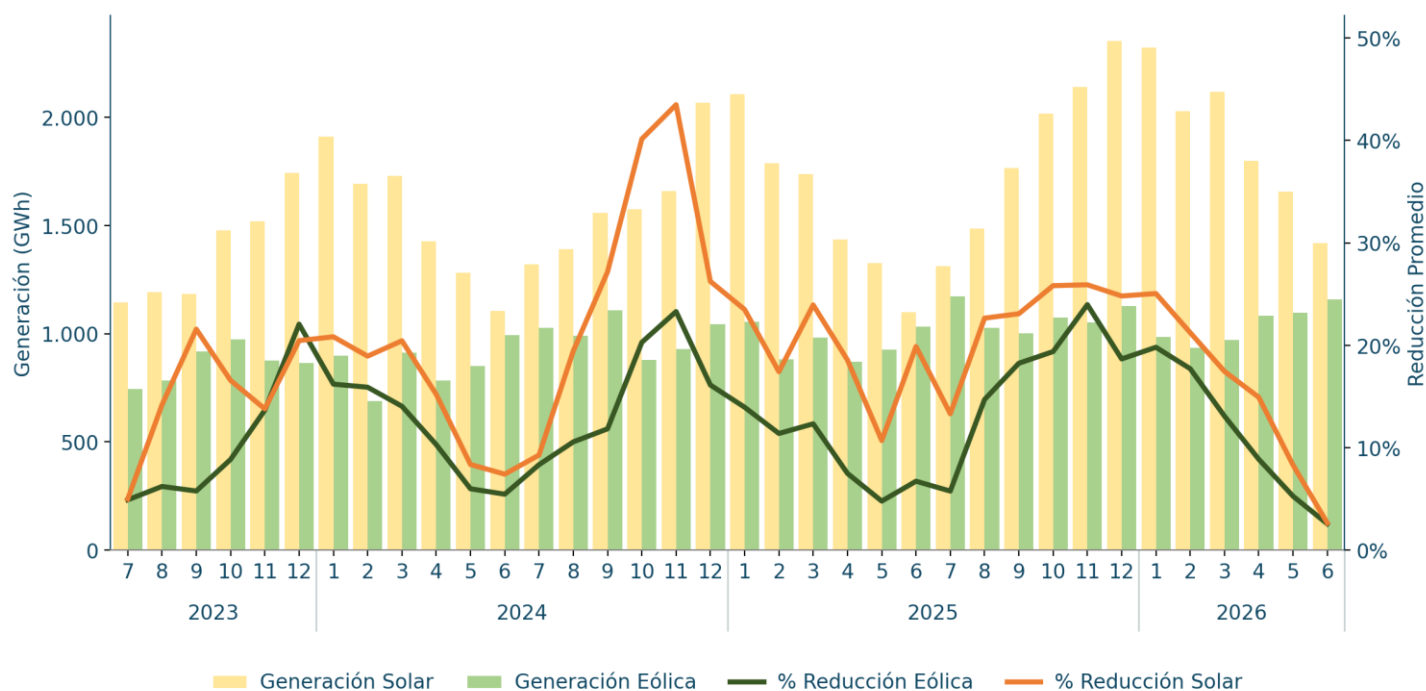


Figura 5.2:
Vertimiento renovable histórico

Fuente: CEN



*La Figura 5.2 presenta el vertimiento renovable histórico hasta junio de 2026, debido al retraso en la actualización de la información de reducciones.

6.

EXPANSIÓN DEL SISTEMA

PLAN DE OBRAS

De acuerdo con la RE N° 394 CNE (31-07-2026) que declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción, se espera la entrada de 5.182 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 14% corresponde a tecnología solar (703 MW), un 2% a tecnología eólica (128 MW), un 1% de tecnología hidráulica (49 MW), un 13% de tecnología solar con BESS (696 MW), un 69% de tecnología BESS (3.566 MW) y un 1% de tecnología térmica (40 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 Atacama II	ago-26	BESS	150,0
BESS Azabache	dic-26	BESS	58,1
BESS Cardonal	jul-26	BESS	20,0
BESS Copiapó Solar	ago-26	BESS	233,0
BESS Copihue Nuevo	dic-26	BESS	20,0
BESS de Generación Solar – Etapa 2	ene-27	BESS	15,0
BESS DUNE	mar-27	BESS	306,3
BESS Gran Teno	sept-26	BESS	200,0
BESS La Pampina	mar-27	BESS	159,0
BESS Las Salinas	oct-26	BESS	200,0
BESS Luna de Verano	sept-26	BESS	300,0
BESS Luz del Norte	oct-26	BESS	141,0
BESS Mirlo	nov-26	BESS	16,4
BESS Monte Águila	may-27	BESS	240,0
BESS Parque Fotovoltaico Malgarida II	abr-27	BESS	200,0
BESS Proyecto Algarrobal 200 MW	ene-27	BESS	200,0
BESS Tamango	jun-27	BESS	28,0
BESS Tarapacá	mar-27	BESS	336,0
BESS Valle de los Vientos	ene-27	BESS	36,0
BESS Valle del Sol	ene-27	BESS	150,0
CH Los Lagos	jun-27	Hidráulica	48,7
Copiapó Solar	ago-26	Solar + BESS	255,0
CRCA La Pampina	mar-27	Solar + BESS	159,0
CRCA Luna de Verano	sept-26	Solar + BESS	82,0
Doña Luzma	dic-26	Térmica	40,0
Etapa 1 Atacama Solar – BESS fase III	mar-27	BESS	100,0
Librillo BESS	ene-27	BESS	117,0
Pampas (almacenamiento)	oct-26	BESS	340,0
Pampas (componente eólico)	oct-26	Eólica	128,0
Pampas (componente Solar)	oct-26	Solar	220,0
Parque Fotovoltaico Monte Águila	mar-27	Solar	240,0
Parque Fotovoltaico Planchón 75 MW	dic-26	Solar	75,0
Parque Solar Fotovoltaico Tarapacá	mar-27	Solar	168,0

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

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación, a julio de 2026, totalizan 13.209 MW con una inversión de MMUS\$ 18.525, mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 98.533 MW con una inversión de MMUS\$ 160.361 (ver Tabla 7.1).

Durante el mes de julio, 2 proyectos entraron en calificación, correspondientes al proyecto eólico “Parque Eólico Viento Pacífico Verde” de 154 MW ubicado en las comunas de Chanco y Constitución, región del Maule y a un proyecto híbrido que combina energía solar, eólica y baterías llamado “Parque Híbrido Eólico, Solar y Almacenamiento de Energía Las Quintas (PHLQ)” de 190,25 MW ubicado en las comunas de Litueche y San Pedro, regiones de O'Higgins y Metropolitana.

Durante este mes se aprobaron 5 proyectos, de los cuales 3 corresponden a proyectos híbridos (solar + BESS) (133,14 MW) y 2 corresponden a proyectos solares (23,13 MW). Dentro de ellos, se destaca el proyecto híbrido “Parque fotovoltaico El Coipo Solar” de 120 MW de capacidad instalada.

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	2.825	4.503	19.171	31.314
Hidráulica	0	0	3.926	6.654
Solar	2.022	2.145	44.936	71.149
Gas Natural	60	59	7.506	6.343
Geotérmica	0	0	170	710
Diesel	0	5	2.980	6.575
Biomasa/Biogás	0	0	463	932
Carbón	-128	12	7.030	13.603
Termosolar	0	0	1.635	8.450
Mixto (Solar + Eólico)	1.520	1.707	2.590	2.282
Mixto (Solar + Diesel)	0	0	9	2
Híbrido (Solar + BESS)	5.027	6.995	6.269	9.809
Híbrido (Solar + Eólico + BESS)	190	200	557	624
Híbrido (Eólico + BESS)	1.693	2.899	1.234	1.748
Almacenamiento	0	0	50	160
Total	13.209	18.525	98.533	160.361

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

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA



- Se publica la Resolución exenta N°432, que informa los nuevos valores del costo de falla de corta y larga duración, tanto en el SEN como en los SSMM ([ver más](#)).
- Se publica la Resolución exenta N°412, que establece medidas excepcionales para la implementación del período de transición de 6 meses otorgado a los PMGD para actualizar sus protecciones conforme a la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD ([ver más](#)).
- Se publica la Resolución exenta N°437, que prorroga hasta el 31 de diciembre de 2032, por única vez, la clasificación de las instalaciones de transmisión definida por la CNE en 2024, manteniendo vigente dicha calificación y sus modificaciones durante este período ([ver más](#)).
- Se publica la Resolución exenta N°405, que informa precios a traspasar por las empresas distribuidoras de energía que abastecen a clientes regulados desde las subestaciones que indica ([ver más](#)).

MINISTERIO DE ENERGÍA



- Se publica el decreto 8T, que fija precios de nudo promedio en el SEN, y fija ajustes y recargos por aplicación del mecanismo de equidad tarifaria residencial ([ver más](#)).
- Se publica el decreto 10T, que fija precios estabilizados para medios de generación de pequeña escala ([ver más](#)).
- Se publica la Resolución exenta N°55, que inicia el proceso de elaboración del plan nacional de eficiencia energética ([ver más](#)).
- Se publica la Resolución exenta N°56, que aprueba el listado y monto total del subsidio al pago del consumo de energía eléctrica, del segundo semestre de 2026 ([ver más](#)).

COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL



- El CEN propuso a la CNE un cronograma estructurado para actualizar registros de valorización de la transmisión, de cara al proceso de valorización 2029-2032 ([ver más](#)).
- Coordinador informa plazo hasta el 31 de diciembre para la corrección voluntaria de inventarios de transmisión según la Ley N° 21.833 ([ver más](#)).

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES



- SEC adopta como medida provisional la suspensión de la aprobación por parte del CEN del Procedimiento Interno "Factor de Incertidumbre de Disponibilidad de Combustible Diésel" ([ver más](#)).

Panel de Expertos



- AES Andes presentó una discrepancia contra el Coordinador Eléctrico Nacional por cómo se calculó el descuento tarifario asociado al transformador Nueva Ventanas 220 kV/Ventanas 110 kV: pedía usar el porcentaje de uso regulado de la instalación, mientras el Coordinador usó los retiros físicos efectivos. El Panel rechazó la solicitud, dándole la razón al Coordinador ([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

Revisa SystepAI, nuestra nueva plataforma para el monitoreo del
mercado eléctrico:



CONTÁCTENOS PARA MAYOR INFORMACIÓN:

Iván Rudnick G.

Director

irudnick@systep.cl

Pablo Lecaros V.

Gerente de Mercados
Eléctricos y Regulación

plecaros@systep.cl

Guillermo Retamal V.

Líder de Proyectos de Mercados
Eléctricos y Regulación

gretamal@systep.cl

reporte@systep.cl

| www.systep.cl

| RRSS

