

# PANORAMA *renovable*

DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES Y EL ALMACENAMIENTO

**BALANCE 2025 Y PRIORIDADES 2026:**  
*DE LOS RÉCORDS A LA EJECUCIÓN*



**ACERA**

[ La batería renovable de Chile ]

**+230**  
organizaciones

**Transformando**  
juntos el sector  
energético

**¿Quieres ser socio?**

Acera A.G. te invita a informarte y ser parte de esta asociación que busca el desarrollo sustentable para Chile, a través de la promoción de las energías renovables y el almacenamiento de energía, su mejor complemento.

**¿Quieres saber más?**

Descubre los beneficios y alianzas estratégicas para los socios de Acera A.G.  
[www.acera.cl/socios](http://www.acera.cl/socios)

**Paula Bustos**  
Directora de Socios y  
Relaciones Públicas  
[p.bustos@acera.cl](mailto:p.bustos@acera.cl)

**Valentina van Yurick**  
Coordinadora de vinculación  
con socios  
[valentina.vanyurick@acera.cl](mailto:valentina.vanyurick@acera.cl)



# Índice



**02**

ECOSISTEMA  
ACERA

**03**

ÍNDICE DE  
CONTENIDOS

**04**

MENSAJE  
INSTITUCIONAL

**06**

ANÁLISIS DEL  
SECTOR ELÉCTRICO

**12**

2025 EN 6 CLAVES

**14**

MATRIZ Y  
OPERACIÓN

**16**

CAPACIDAD  
INSTALADA

**17**

ALMACENAMIENTO

**18**

VERTIMIENTOS +  
TRANSMISIÓN

**20**

RESILIENCIA Y  
SEGURIDAD DEL  
SISTEMA

**26**

PRIORIDADES 2026

**27**

BENEFICIOS  
SOCIOS ACERA

**29**

CONFERENCIA  
ACERA 2026

**30**

ENCUENTRO ANUAL  
ACERA 2026

**“La transición ya no se juega en récords: se juega en *ejecución, coordinación y habilitantes* que permitan capturar el valor de la energía limpia.”**

**Chile 2026: *transición en modo ejecución***



# Chile 2026:

## *transición en modo ejecución*



***El sistema ya cambió.***  
*Ahora toca capturar valor con transmisión, flexibilidad y reglas consistentes.*

El 2025 dejó un hito difícil de ignorar: Chile consolidó una matriz crecientemente renovable y elevó el estándar de conversación pública sobre el sistema eléctrico. Ese avance convive con una realidad igual de clara: hoy el desempeño del sistema ya no se define solo por nueva capacidad de generación, sino por **infraestructura habilitante, flexibilidad operacional y un marco regulatorio alineado** con una matriz intensiva en electrónica de potencia.

El apagón del **25F** reordenó prioridades: **resiliencia, coordinación, estándares y transmisión** pasaron al centro del debate. En 2026, el desafío es pasar de los récords a resultados medibles: **reducir recortes estructurales**, acelerar soluciones de **almacenamiento y flexibilidad**, y fortalecer señales que permitan que la energía limpia llegue cuando y donde se necesita.

LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA  
CONSTITUYE UNO DE LOS PILARES  
FUNDAMENTALES PARA LA SEGURIDAD  
Y CONFIABILIDAD DEL SISTEMA  
ELÉCTRICO NACIONAL (SEN)

# PROYECTO ITAHUE-HUALQUI:

el verdadero desafío de la transmisión:  
*construir con **excelencia** y **diálogo***

En un contexto de alta penetración de generación renovable variable y una mayor exposición a eventos climáticos extremos, la robustez de la red de transmisión deja de ser un atributo deseable para transformarse en una condición técnica indispensable.

En este marco, el proyecto Itahue–Hualqui, que construye actualmente Mataquito Transmisora de Energía perteneciente a Celeo, cumplirá un rol clave para las regiones del Maule, Ñuble y Biobío, que han presentado restricciones operativas y vulnerabilidades frente a contingencias del sistema.

Estamos hablando, en definitiva, de un verdadero “puente energético” diseñado y licitado por el Estado de Chile el año 2018, cuya función principal es reforzar la capacidad de transmisión y descongestionar zonas críticas del SEN. Con más de 400 kilómetros de extensión, el proyecto permitirá habilitar hasta 5,5 GW de capacidad de generación renovable ya aprobada para conexión, proveniente de múltiples proyectos

solares y eólicos. Sin esta obra, una parte relevante de dicha energía no podría ser evacuada, afectando tanto la eficiencia del sistema como el proceso de retiro progresivo de generación fósil comprometido por las empresas y la autoridad.

Desde el punto de vista estrictamente eléctrico, su aporte es concreto: mejora la estabilidad del sistema, reduce riesgos de sobrecarga, aumenta la capacidad de respaldo ante fallas y fortalece la resiliencia del sistema frente a eventos de severidad alta. En regiones donde los cortes de suministro impactan directamente a hogares, servicios esenciales, organismos e industrias, reforzar la transmisión es una medida técnica de primer orden.

No obstante, la viabilidad presente de proyectos de transmisión de esta magnitud no se define exclusivamente en la etapa de evaluación ambiental. La obtención de una Resolución de Calificación Ambiental favorable es una condición necesaria, pero el desempeño real del proyecto se juega en la fase de construcción y su posterior puesta en servicio. Es en esta etapa donde se materializan los compromisos ambientales, se gestionan los riesgos y se comprueba la fortaleza técnica de la obra.

**LA INFRAESTRUCTURA  
CRÍTICA NO SE SOSTIENE  
SOLO EN PERMISOS NI EN  
PLANIFICACIÓN, SINO EN  
EJECUCIÓN RIGUROSA Y  
CONTROL PERMANENTE  
DEL DESEMPEÑO**



**Alan Heinen**  
*Gerente General*  
**Celeo Chile**

En el caso de Itahue–Hualqui, la aprobación ambiental incorporó exigencias técnicas y ambientales estrictas, incluyendo medidas específicas de protección de bosque nativo, resguardo de especies, relocalización de flora, uso de tecnologías en zonas sensibles, entre otras. Cumplir adecuadamente estas condiciones requiere una ejecución de alto estándar y un control ambiental permanente.

Un elemento relevante en esta fase es la gestión del capital humano. Tanto en Celeo, como en Elecnor, nuestro principal contratista, estamos incorporando diversos servicios y mano de obra local. Equipos con conocimiento del territorio permiten reducir tiempos de respuesta ante contingencias y apoyar emprendimientos ubicados a corta distancia de las obras. En definitiva: un ganar, ganar.

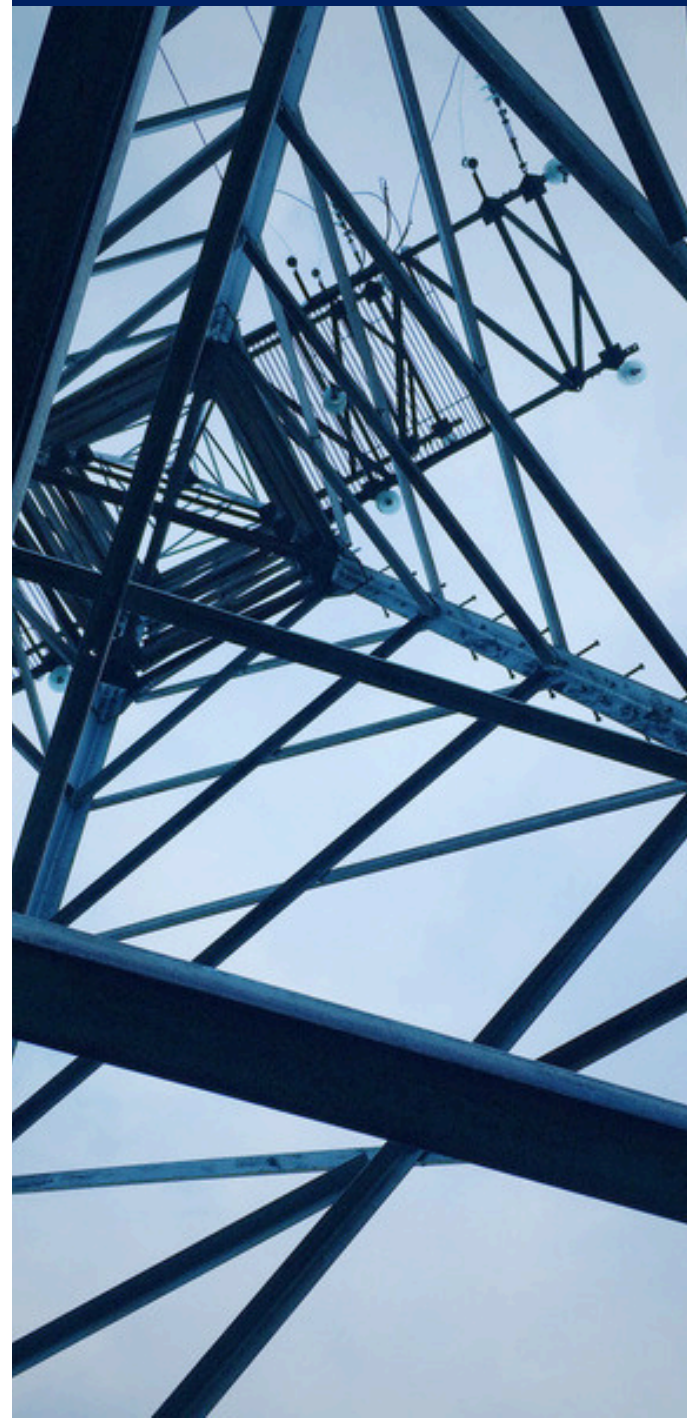
La experiencia acumulada estos años en Itahue–Hualqui refuerza una conclusión clave desde la ingeniería de proyectos: la infraestructura crítica no se sostiene solo en permisos ni en planificación, sino en ejecución rigurosa, equipos técnicos capacitados, contratista de primer nivel internacional y control permanente del desempeño. En un sistema eléctrico cada vez más exigente, postergar o bloquear proyectos estratégicos de transmisión implica mantener fragilidades estructurales que no pueden continuar.

Por último, un mensaje para las nuevas autoridades del sector: La planificación eléctrica de largo plazo, definida por el Estado, requiere continuidad regulatoria, señales técnicas coherentes y una coordinación eficaz entre los distintos organismos públicos involucrados. Sin ese apoyo, incluso los proyectos correctamente diseñados, evaluados y ejecutados enfrentan incertidumbres que retrasan la integración de energías renovables y afectan la seguridad del sistema.

Porque avanzar en transmisión no es solo una responsabilidad de los desarrolladores, sino una tarea compartida que también demanda de las autoridades liderazgo político y técnico.

**Alan Heinen**  
*Gerente General*  
**Celeo Chile**


**POSTERGAR  
TRANSMISIÓN  
ES MANTENER  
FRAGILIDADES  
ESTRUCTURALES**



# ALMACENAMIENTO EN CHILE:

un desafío *tanto normativo como de ejecución*

EN ALMACENAMIENTO BESS  
LA URGENCIA YA NO ES SOLO  
DISCUTIR LA PRÓXIMA REFORMA:  
**ES EJECUTAR, MEDIR Y  
CORREGIR HOY.**



**Alan Álvarez**  
*Gerente de Regulación*  
**Aes Andes**

Los sistemas de almacenamiento BESS representan hoy la mayor disrupción tecnológica del Sistema Eléctrico Nacional. Chile no solo está adoptando esta tecnología: ha sido pionero en su incorporación a gran escala, con los primeros BESS instalados ya en 2009 por AES, marcando un precedente regional en integración operativa y regulatoria.

Actualmente, la capacidad declarada en construcción bordea los 7.000 MW sumados a los 1.500 MW en operación, una magnitud tan significativa que incluso proyectos de transmisión estructurales, como el enlace HVDC Kimal-Lo Aguirre de 2.000 MW, comienzan a quedar relativamente eclipsados en términos de impacto sistémico. Este crecimiento no es casual: responde a una curva de aprendizaje acumulada por más de una década, donde el mercado chileno ha desarrollado experiencia técnica, regulatoria y operativa que hoy posiciona al país como referente internacional. De hecho, otros mercados están observando el modelo chileno para replicar mejores prácticas en integración, despacho y esquemas de remuneración.

La discusión, por tanto, ya no es si el almacenamiento BESS será relevante, sino si el sistema eléctrico está preparado para la escala del desafío —desde su regulación, operación y diseño de mercado— para despacharlo, coordinarlo y remunerarlo de manera eficiente y consistente con su verdadero valor sistémico.

El desafío es conocido y compartido transversalmente: se requiere actualizar herramientas y procesos de programación y despacho para capturar el valor intradiario de una tecnología capaz de retirar e inyectar energía con rapidez, y ajustar reglas de remuneración coherentes con esa operación. Nuestras herramientas actuales fueron desarrolladas bajo la lógica de optimizar un sistema Hidro-Térmico, donde la temporalidad dominante varía entre semanas y meses. Con las BESS, la temporalidad es de corto plazo: decisiones dentro del día tienen importantes consecuencias en la eficiencia, precios y confiabilidad.

En esa línea, la tramitación en curso de modificaciones al Reglamento de Coordinación de la Operación DS125 incorpora elementos esenciales:

1. Reconoce el valor intradiario de la energía almacenada para todo sistema de almacenamiento (costos de oportunidad),
2. Recalculo de costos de oportunidad buscando una mejor colocación en tiempo real, como también
3. La retribución de tales costos de oportunidad. Sin embargo, preocupa que la implementación se atrase.

Con miles de MW entrando, el riesgo es evidente: operar gran parte del parque BESS en un mercado aún en adaptación, con procedimientos que no alcanzan a internalizar el valor real del parque BESS.

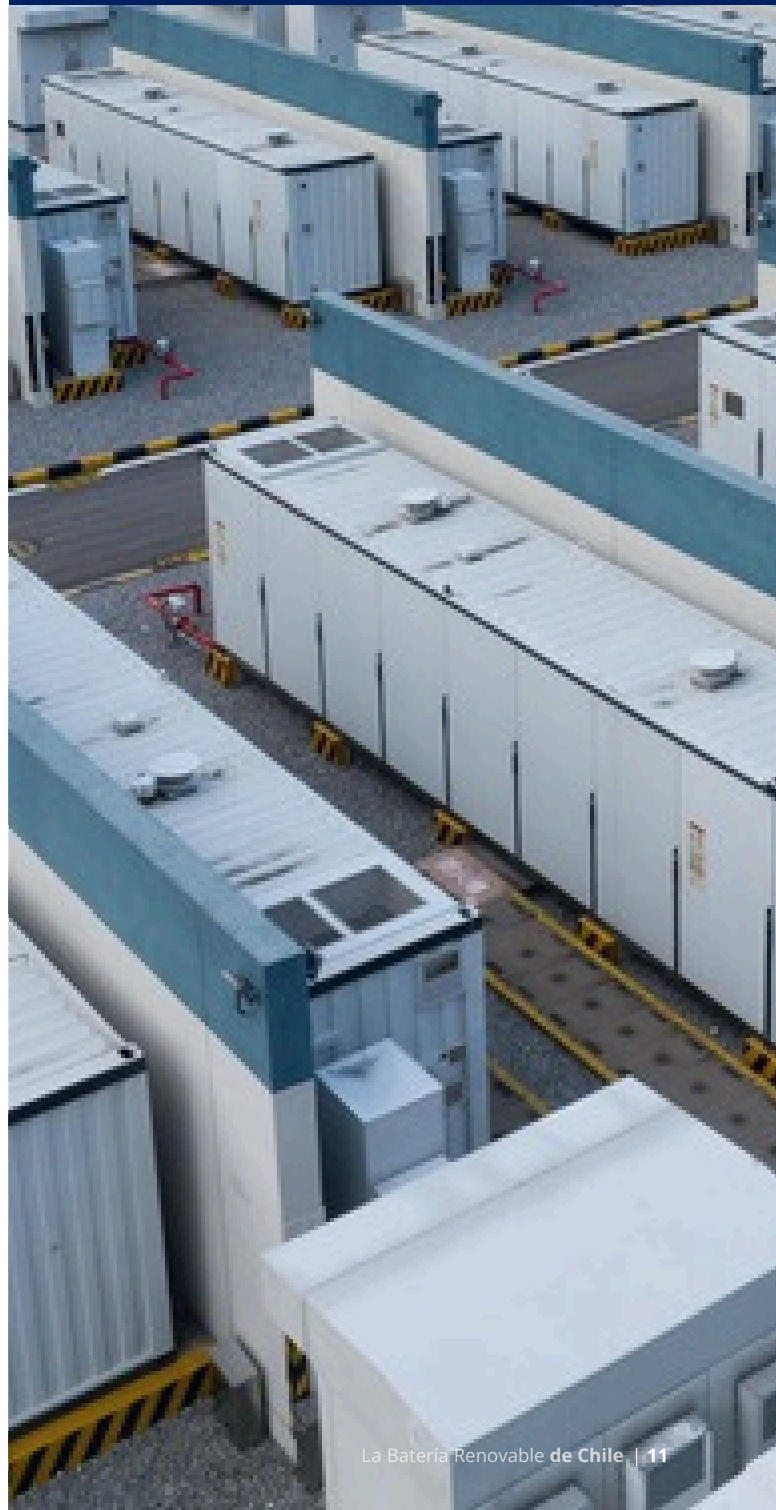
Por eso, el foco hoy debiera estar en la ejecución. Si el cambio normativo tarda, el Coordinador debe proponer y aplicar, dentro del marco técnico vigente, medidas operativas concretas que mejoren el despacho desde ya y reconozcan el impacto relevante del parque BESS que ya existe y por existir.

Finalmente, está el frente de los Servicios Complementarios. Si el sistema requerirá reservas, rampas, inercias u otros atributos, el almacenamiento puede aportar, pero solo si existen reglas y señales (técnicas y económicas) que habiliten participación real y sostenida. Crear el mercado “en el papel” no basta: se necesita monitorear resultados, detectar barreras y ejecutar ajustes rápidos en los procesos y definiciones que se requieran, en busca de lograr los resultados esperados.

Chile no carece de diagnósticos sobre el rol del almacenamiento BESS en la transición energética. El desafío es que esta disrupción tecnológica se traduzca en operación eficiente y beneficios sistémicos antes de que el parque BESS crezca más rápido que las herramientas y reglas que lo gobiernan. En almacenamiento BESS la urgencia ya no es solo discutir la próxima reforma: es ejecutar, medir y corregir hoy.

**Alan Álvarez**  
*Gerente de Regulación*  
**Aes Andes**

## EL PARQUE BESS ESTÁ CRECIENDO MÁS RÁPIDO QUE LAS REGLAS QUE LO GOBIERNAN



1

25F

El Gran Apagón

2

49,8%

Capacidad instalada ERNC

El 25F marcó un punto de inflexión: resiliencia, coordinación, estándares y desempeño de transmisión pasan de “tema técnico” a prioridad país. En 2026, el estándar de éxito se mide en continuidad operacional, recuperabilidad y protocolos que acompañen una matriz altamente renovable.

*Fuente: Minuta Conferencia de Prensa ACERA 2026.*

La composición del parque cambió de escala: **19.233 MW ERNC** sobre **38.613 MW** instalados. El hito ya no es solo “más capacidad”: la conversación se traslada a integración, gestión de congestión y flexibilidad para aprovechar energía disponible.

*ACERA con datos del Coordinador Eléctrico Nacional (Balance 2025).*

# Balance 2025: 6 señales del sistema

*Un sistema más renovable, con restricciones y mayores exigencias en flexibilidad*

3

**+0,4%**

Demanda 2025

El consumo crece más lento que la oferta: la electrificación avanza, pero aún sin la velocidad necesaria. Con electricidad en torno al **23% del consumo energético total**, acelerar nuevos usos eléctricos es condición para capturar valor renovable y reducir dependencia de importaciones fósiles.

Coordinador Eléctrico Nacional 2025 (compilado ACERA).

4

**6.084** GWh

Vertimientos ERNC

El recorte dejó de ser marginal: congestión, sobreoferta diurna y falta de flexibilidad ya tienen costo. En 2025, los vertimientos aumentaron **+7,8%** vs 2024. La señal 2026 es directa: ejecutar habilitantes para que la energía limpia no se pierda.

ACERA con datos del Coordinador Eléctrico Nacional, 2025.

5

**87 TWh**

Generación 2025 SEN

El SEN produjo **87 TWh** en 2025, con **63,3% renovable** y **42,4% ERNC** del total. La matriz demuestra madurez tecnológica, pero la brecha ya no es de generación: es de integración, señales y operación en una red exigida.

Conferencia de Prensa ACERA 2026 (7-ene-2026).

6

*hasta*  
**9 GW**

Almacenamiento al 2027

El almacenamiento entra a su fase sistémica: predominan soluciones híbridas y su aporte a la operación ya es visible. La proyección a 2027 refuerza la necesidad de reglas y programación consistentes para capturar atributos de flexibilidad y soporte operacional.

ACERA (proyección al 2027) basado en datos sectoriales públicos.

7

USD

**4.489 millones** (+80%)

Inversión 2025

Del anuncio a la ejecución: la inversión en generación y almacenamiento que inició operación en 2025 alcanzó USD 4.489 millones (+80% vs 2024), reflejando que el desafío principal ya no es interés inversionista, sino habilitantes para materializar proyectos oportunamente.

Conferencia de Prensa ACERA 2026.

# UNA MATRIZ QUE YA CAMBIÓ EL ESTÁNDAR DEL SISTEMA

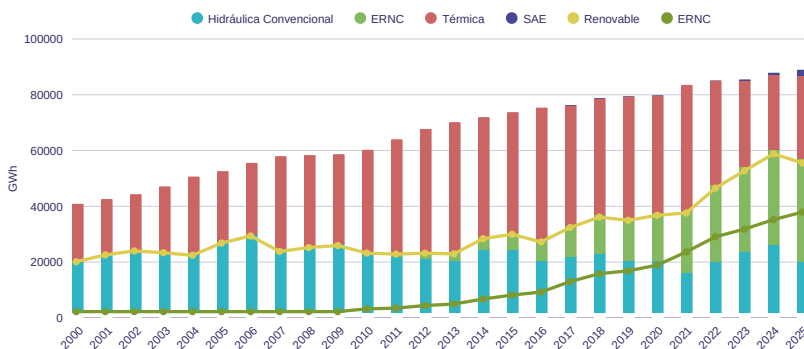
**Cuando el esquema se transforma, cambia la operación, las señales y la conversación pública.**

En 2025, la matriz confirmó su nueva configuración: más renovables y una operación más sensible a congestión, rampas y coordinación. Este escenario eleva la exigencia operacional y vuelve

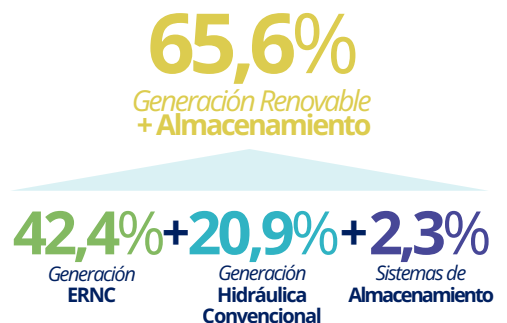
imprescindible acelerar habilitantes para desplazar energía desde polos de generación hacia centros de consumo, evitando recortes estructurales y capturando valor de la energía limpia disponible.

La señal estratégica para 2026 es clara: transmisión, almacenamiento, gestión de demanda y atributos operacionales pasan de “complemento” a condición de desempeño.

## GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD por tipo de fuente (GWh)

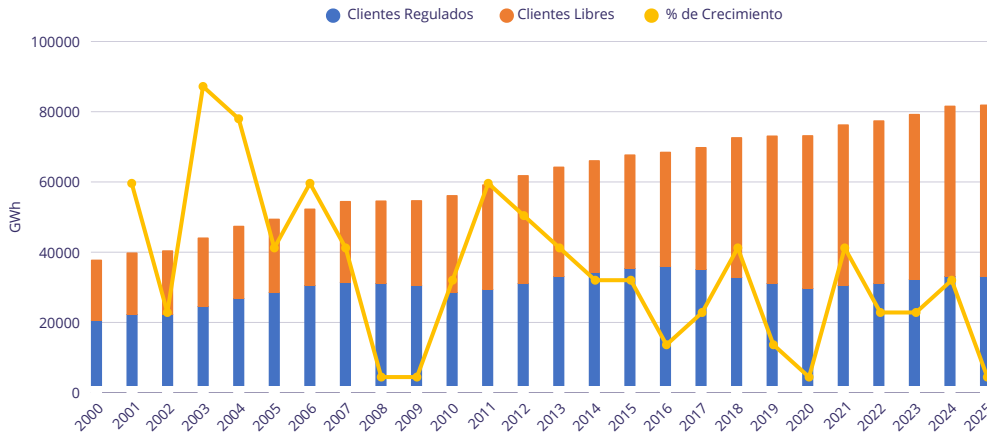


### PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2025



# GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

por tipo de fuente (GWh)



DEMANDA ELÉCTRICA 2025

**80**  
TWh

*Demanda Eléctrica 2025*

**+0,4%**

*Con respecto a 2024*

# PARTICIPACIÓN HORARIA ERNC 2025

Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
ene	25%	24%	24%	23%	23%	23%	22%	27%	52%	67%	72%	73%	74%	74%	74%	73%	72%	69%	62%	51%	34%	29%	27%	26%	
feb	24%	23%	22%	21%	21%	20%	19%	20%	40%	60%	69%	73%	73%	73%	73%	73%	72%	69%	60%	44%	28%	24%	24%	24%	
mar	20%	20%	20%	20%	20%	19%	19%	19%	34%	56%	66%	69%	70%	70%	70%	70%	69%	66%	55%	35%	26%	24%	22%	20%	
abr	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	25%	45%	59%	61%	61%	61%	61%	61%	61%	61%	61%	31%	22%	21%	21%	21%	20%	
may	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	24%	46%	58%	61%	63%	64%	65%	65%	64%	64%	64%	32%	23%	22%	20%	20%	19%	19%
jun	22%	23%	23%	24%	24%	25%	23%	24%	39%	51%	56%	58%	58%	59%	59%	56%	56%	56%	30%	22%	21%	20%	20%	21%	
jul	23%	24%	25%	26%	26%	26%	25%	25%	43%	57%	62%	62%	62%	62%	62%	62%	62%	62%	31%	23%	21%	21%	21%	23%	
ago	23%	24%	25%	25%	25%	24%	24%	29%	50%	61%	66%	67%	68%	68%	68%	68%	68%	68%	32%	26%	23%	22%	22%	22%	22%
sept	25%	25%	25%	25%	25%	24%	24%	26%	47%	65%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	33%	28%	23%	22%	22%	25%	25%
oct	26%	26%	26%	26%	27%	27%	26%	33%	56%	70%	76%	76%	78%	78%	79%	78%	77%	76%	71%	59%	37%	30%	28%	26%	26%
nov	25%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	39%	61%	72%	76%	78%	78%	79%	78%	77%	76%	72%	64%	43%	29%	26%	25%	25%	
dic	25%	26%	26%	26%	25%	25%	25%	37%	59%	71%	76%	77%	78%	78%	78%	77%	75%	72%	63%	49%	33%	28%	26%	26%	

Bloque A: De 23 :00 a 07:59 horas

Bloque B: De 08:00 a 17:59 horas

Bloque C : 18:00 y 22:59 horas

A lo largo de los años, en todos los bloques horarios se registra aumento de participación ERNC

Fuente: Elaborado por ACERA a partir de datos del Coordinador Eléctrico Nacional.

**La presencia renovable intensifica el valor de la flexibilidad:** almacenamiento, transmisión, gestión de demanda y servicios complementarios se vuelven críticos para estabilidad, eficiencia y seguridad de suministro en una red más exigida.

# LA MITAD DE LA

# CAPACIDAD YA ES

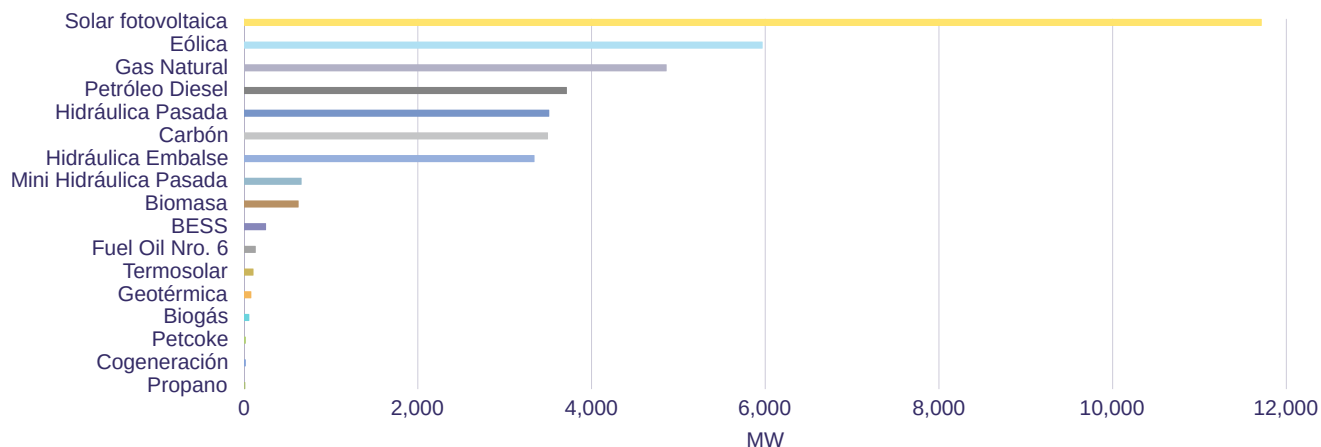
# ERNC

El parque de generación alcanzó **38.613 MW** de capacidad instalada. Las ERNC representan **19.233 MW (49,8%)**: un hito que confirma un cambio estructural que obliga a modernizar cómo se planifica, coordina y opera el sistema. Con más electrónica de potencia y recursos variables, el foco 2026 se desplaza a la red disponible, estándares y flexibilidad para que la energía limpia sea efectivamente aprovechada.

***Eólica supera al gas por primera vez: 5.971 MW vs 4.865 MW.***

## CAPACIDAD INSTALADA

*Diciembre 2025 (GWh)* Considera proyectos en operación.



Fuente: Elaborado por ACERA a partir de datos del Coordinador Eléctrico Nacional.

### Desafío 2026:

*Que la energía disponible sea energía efectivamente aprovechada.*

A diciembre de 2025:

**1.575 MW**  
en Operación

**737 MW**  
en Pruebas

**6.770 MW**  
en Construcción

**La magnitud confirma un cambio de escala:**  
*flexibilidad deja de ser piloto y pasa a ser variable sistémica.*

**Almacenamiento**

# De promesa a pilar: *flexibilidad que habilita integración*

El almacenamiento se consolida como un habilitador central para un sistema con alta penetración renovable. Hacia 2027, la proyección considera **hasta 9 GW** en operación con duración promedio **4,3 horas** y predominio de soluciones híbridas. Esta expansión no solo aporta arbitraje, sino que también entrega flexibilidad, soporte operacional y mejores condiciones para integrar generación variable.

En lo regulatorio, un hito fue el ingreso a Contraloría del **DS 32/2025**, que modifica el **DS 125/2017**, incorporando disposiciones relevantes para programación y operación de sistemas de almacenamiento, fortaleciendo certeza para inversiones de flexibilidad.



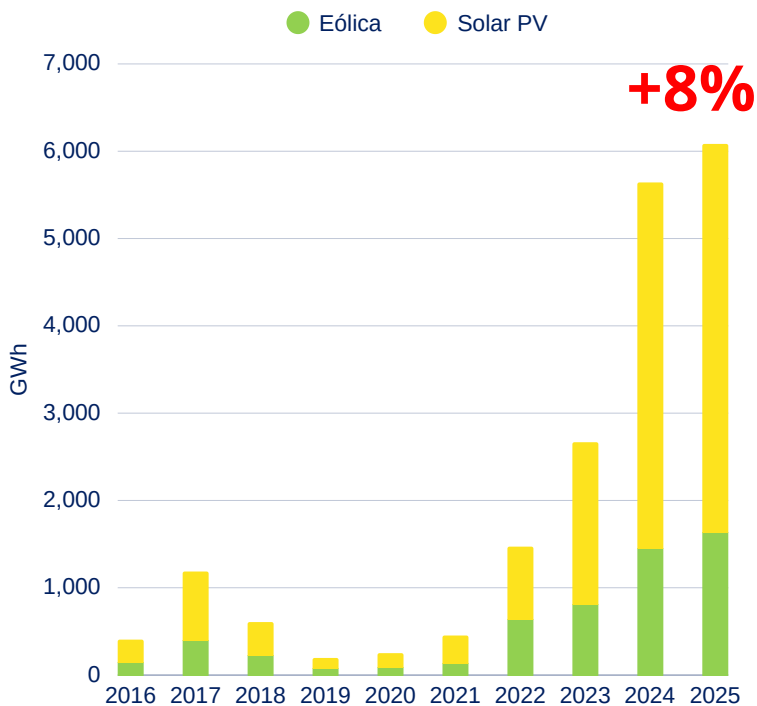
**DETALLE REGULATORIO**  
*y cifras completas de  
la conferencia.*

# VERTIMIENTOS Y CONGESTIÓN:

cuando la energía limpia no se captura

En 2025, el vertimiento dejó de ser un evento puntual: pasó a ser parte permanente de la operación. La energía ERNC recortada acumulada alcanzó **6.084 GWh** (+7,8% vs 2024). El contraste muestra magnitud: sin recortes, la participación ERNC del año habría llegado a **49,4%**, en lugar de **42,4%** observada.

## RECORTES ERNC: 2024/2025



Fuente: Elaborado por ACERA a partir de datos del Coordinador Eléctrico Nacional.



**LOS VERTIMIENTOS YA NO SON EXCEPCIÓN: SON SÍNTOMA ESTRUCTURAL.**

La transmisión confirma su rol como habilitante crítico. Durante 2025 se implementó por primera vez el proceso de **Obras Necesarias y Urgentes (ONyU): 10 obras** (6 nuevas y 4 ampliaciones) por **USD 86,4 millones**, orientadas a mejorar las condiciones de seguridad y el abastecimiento en el corto plazo.

# 10 OBRAS NECESARIAS y urgentes

N°	OBRA	TIPO	TIPO DE SISTEMA DE TRANSMISIÓN - UBICACIÓN
1	Nueva S/E y Nuevo Transformador para Raluncoyán	Nueva	Sistema Nacional – La Araucanía
2	Nuevos equipos de transformación S/E Raluncoyán	Nueva	Sistema Nacional – La Araucanía
3	Nueva Línea Raluncoyán - Temuco	Nueva	Sistema Nacional* – La Araucanía
4	Nuevo Transformador S/E Temuco	Nueva	Sistema Nacional* – La Araucanía
5	Ampliación de barra y patio de S/E Temuco	Ampliación	Sistema Nacional* – La Araucanía
6	Nueva S/E Punilla	Nueva	Sistema Zonal – Ñuble
7	Nueva S/E Quinchamalí	Nueva	Sistema Zonal – Ñuble
8	Aumento capacidad línea 1x66 kV Curicó–Rauquén	Ampliación	Sistema Zonal – Maule
9	Ampliación S/E Ranguilí + almacenamiento	Ampliación	Sistema Zonal – Maule
10	Ampliación S/E Guindo (NTR ATMT)	Ampliación	Sistema Zonal – Biobío

\* La S/E Temuco está calificada como Transmisión Nacional.

**Fuente:** Elaborado por ACERA a partir de datos de la CNE: "Propuesta definitiva de obras necesarias y urgentes" y el Panel de Expertos "Discrepancia N°42-2025".

## CLAVE 2026:

REDUCIR RECORTES REQUIERE EJECUCIÓN SIMULTÁNEA: **TRANSMISIÓN + ALMACENAMIENTO + OPERACIÓN + SEÑALES DE MERCADO.**

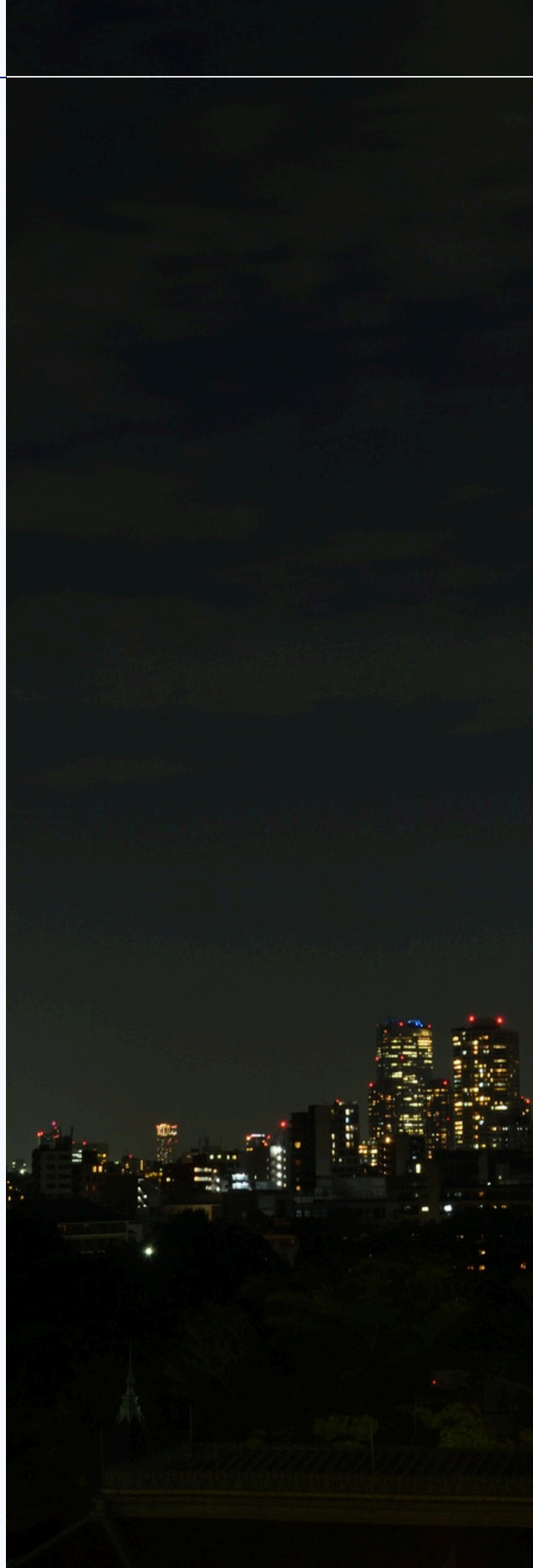
**SI UNO FALLA, LA ENERGÍA LIMPIA DISPONIBLE PIERDE VALOR SISTÉMICO Y ECONÓMICO.**

# RESILIENCIA Y SEGURIDAD DEL SISTEMA: LECCIONES DEL 25F PARA UN SEN RENOVABLE

La transición se sostiene *si el sistema es firme y recuperable: el 25F movió el debate hacia la calidad de integración.*

## LA TRANSICIÓN REQUIERE

UN **SISTEMA FIRME Y RECUPERABLE**, Y EL DESEMPEÑO **DEPENDE DE LA CALIDAD DE INTEGRACIÓN**, NO SOLO DEL VOLUMEN RENOVABLE.



## LA TRANSICIÓN SE SOSTIENE SI EL SISTEMA ES FIRME Y RECUPERABLE

Esa frase, que hoy cruza directorios, mesas técnicas y conversaciones ciudadanas, quedó instalada con fuerza tras el apagón del 25 de febrero de 2025 (25F). El evento no solo tensionó la cadena de suministro eléctrico; tensionó la narrativa completa de la transición: ¿puede un sistema cada vez más renovable operar con estándares “N-1” robustos, recuperarse rápido y mantener continuidad operacional ante contingencias severas?

Desde la perspectiva de ACERA, la respuesta es sí, pero con una condición no negociable: la discusión 2026 debe moverse desde el volumen de renovables hacia la calidad de su integración. Porque más renovables no equivale a más fragilidad. Lo que define el desempeño es el “stack” completo: transmisión disponible, flexibilidad suficiente, reglas consistentes y protocolos de defensa y restauración que permitan prevenir, contener y recuperar.

## EL MINUTO CERO: UNA FALLA QUE SE VOLVIÓ SISTÉMICA

El Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) ha descrito el 25F como un evento que parte con una desconexión de transmisión crítica y evoluciona, en segundos, hacia un colapso sistémico. En su análisis presentado en abril de 2025, el CEN consigna que previo al apagón se transportaban **1.800 MW** por la línea **2x500 kV Nueva Maitencillo–Nueva Pan de Azúcar**, cerca de **90%** de su capacidad máxima, con un sistema que operaba estable y bajo criterio **N-1**. En ese minuto, la generación era mayoritariamente solar y eólica (aprox. **73%**) y el sur dependía parcialmente de transferencias desde el norte.

La secuencia operacional que comparte el CEN es clave para entender la lección principal: la desconexión de ambos circuitos fue prácticamente instantánea y, tras ello, en **1,5 segundos** se formaron dos islas eléctricas. En el norte, aún con esquemas automáticos actuando, la isla se mantuvo del orden de minutos y luego colapsó por inestabilidad de tensión y frecuencia. En el centro-sur, la dinámica fue más rápida: en unos pocos segundos la isla se volvió inestable, impulsada por un desbalance relevante respecto de la demanda, y por un desempeño insuficiente —en tiempo y magnitud— de mecanismos automáticos de defensa y control.



Hay un dato técnico que el CEN deja sobre la mesa y que, para ACERA, es un insight estructural: el evento no es solo “pérdida de transferencia” (MW), sino degradación del control (Hz y kV) en condiciones de estrés. El propio análisis identifica aumentos de voltaje asociados a falta de control de tensión de centrales renovables variables y a la desconexión de un equipo de compensación reactiva.

**En simple: el 25F fue un test A/B de resiliencia real, con un resultado duro: la defensa y la restauración fallaron como cadena, no como activo aislado.**

## LA DISCUSIÓN INCÓMODA: CUMPLIMIENTO, COORDINACIÓN Y GOBERNANZA


A partir de ahí, la conversación se bifurca. Por un lado, la dimensión técnica (protecciones, EDAC/EDAG, PMGD, SCADA, protocolos). Por otro, la dimensión institucional (responsabilidades, coordinación, gobernanza).

Valgesta, en un análisis posterior, fue explícita: el blackout no debe leerse como un evento técnico aislado, sino como una señal de debilidades estructurales que exigen atención urgente. Entre sus propuestas, Valgesta empuja reformas que “no requieren reformas legales complejas”, pero sí mueven la aguja en gestión: KPI del Coordinador con foco en resiliencia (tiempos de recuperación, robustez), mecanismos de supervisión independiente y fortalecimiento de coordinación CEN-SEC-empresas.

System, desde otra vereda, pone una alerta de “riesgo de overreaction”: sostiene que, post evento, se han observado medidas conservadoras que podrían tensionar la eficiencia y la integración renovable si se aplican límites no respaldados normativamente. Su ejemplo es ilustrativo: bajo criterio N-1 el flujo máximo típico permitiría 1.800 MW en dirección norte-sur, pero se habría aplicado un límite de 800 MW, con efectos potenciales sobre el despacho de renovables.

Desde el ISCI, el académico Rodrigo Moreno ha planteado que el 25F no debe interpretarse como una falla intrínseca de las tecnologías renovables, sino como un desafío de integración en sistemas con alta penetración de recursos basados en inversores. Su énfasis ha estado en la necesidad de profundizar modelos dinámicos de simulación, fortalecer estándares de desempeño para plantas inverter-based y acelerar la adopción de capacidades grid-forming que permitan dotar al sistema de mayor estabilidad transitoria y soporte de frecuencia en escenarios de alta severidad.

PREVIO AL APAGÓN,  
EL CEN CONSIGNA **1.800 MW** POR LA LÍNEA **2x500 KV NUEVA MAITENCILLO-NUEVA PAN DE AZÚCAR**, CERCA DE **90%** DE SU CAPACIDAD, CON CRITERIO **N-1**. LA GENERACIÓN ERA APROX. **73%** SOLAR Y EÓLICA. TRAS LA DESCONEXIÓN, EN **1,5 SEGUNDOS** SE FORMARON DOS ISLAS.



Desde la consultora Vinken, ha aportado una lectura desde el diseño de mercado: el evento evidenciaría una brecha entre la valorización económica de la energía y la valorización de la firmeza y los servicios de estabilidad. Su análisis apunta a que el mercado chileno requiere señales más explícitas para remunerar flexibilidad, capacidad efectiva y control dinámico, reduciendo así riesgos sistémicos y mejorando la bancabilidad de inversiones en almacenamiento y servicios complementarios.

En tanto, Inodú ha subrayado la importancia de revisar integralmente los esquemas de protección, telemetría y coordinación operacional entre transmisión y generación distribuida. Su foco ha estado en la consistencia entre normativa técnica y desempeño real en terreno, particularmente en el universo PMGD y en la trazabilidad de ajustes de protecciones, planteando que la resiliencia requiere disciplina operativa verificable y no solo marco regulatorio.

Para ACERA, ambos puntos convergen en una misma tesis: la resiliencia no se compra con medidas ad hoc; se construye con reglas estables, enforcement consistente y un modelo de coordinación que funcione en régimen y en emergencia. El “gap” no es entre renovables y seguridad; el “gap” es entre un sistema que cambia tecnológicamente a alta velocidad y una institucionalidad que no siempre actualiza estándares, monitoreo y fiscalización al mismo ritmo.

## LECCIONES TÉCNICAS: DONDE SE GANA O SE PIERDE EL PARTIDO

A nivel de “operational excellence”, el CEN identifica ámbitos críticos vinculados a protecciones y esquemas automáticos (EDAC/EDAG), desempeño de centrales (incluyendo PMGD), y capacidades de monitoreo/telemando. ACERA lo traduce a un checklist claro:

**Defensa sistémica basada en performance verificable, no en supuestos.**

Si EDAC/EDAG y protecciones son la última línea de defensa, entonces deben operar con cumplimiento auditado, trazabilidad de ajustes y pruebas periódicas. El CEN, en su presentación, reporta desempeño deficiente de algunos EDAC y de algunas centrales, incluidos PMGD, y enlista medidas de ajuste y verificación.

### Control de tensión y potencia reactiva como “core business” en un SEN con alta penetración inverter-based.

El 25F expuso que el control de voltaje no es accesorio: es un factor de estabilidad que define si una isla sobrevive o colapsa. El CEN asocia el aumento de voltaje en el norte, entre otros factores, a falta de control de tensión en renovables variables.

### Recuperación: telemando, SCADA y protocolos de restauración como activos críticos.

En un sistema moderno, restaurar no es solo “energizar líneas”; es coordinar secuencias con visibilidad completa y capacidad de mando remoto. Donde no hay telemando, el mean time to recover se dispara. El propio CEN apunta a estas fricciones y a medidas sobre presencia operativa y capacidades de control.

### LA PROPUESTA ACERA: RENOVABLES + ALMACENAMIENTO, PERO CON CINTURÓN DE SEGURIDAD

ACERA no cambia su estrategia pro-renovable: la refuerza. Pero coloca un gating factor: sin flexibilidad y servicios de estabilidad, la transición se vuelve financieramente más riesgosa y operacionalmente más frágil.

Aquí entra el rol del almacenamiento —y, en particular, de sistemas BESS avanzados— como tecnología habilitante para resiliencia: Fast Frequency Response y contención de RoCoF; soporte de tensión y gestión de reactivos; grid-forming; black start y energización de corredores; y servicios complementarios bankables cuando hay reglas claras, reduciendo tail risk y mejorando la bancabilidad del portafolio renovable.

No es casualidad que el CEN, dentro de sus medidas y líneas de trabajo post-25F, haya empujado guías y propuestas normativas para inversores grid-forming y grid-following orientadas a que plantas renovables aporten servicios para seguridad del sistema, y además haya activado análisis externos e internacionales.

Dicho en lenguaje de gestión: la resiliencia es un producto, y el sistema debe tener un mercado y un estándar para comprarlo.

## VOCES CONSULTORAS: ¿QUÉ PONEN SOBRE LA MESA?

### | Valgesta |

Llama a leer el *blackout como señal de debilidades estructurales* y propone KPI de resiliencia del Coordinador, supervisión independiente y coordinación CEN-SEC-empresas.

### | Systep |

Advierte *riesgo de overreaction* y ejemplifica límites conservadores: si el flujo típico bajo N-1 permitiría **1.800 MW** norte-sur, se habría aplicado un límite de **800 MW**, con efectos sobre despacho renovable.

### | ISCI - Rodrigo Moreno |

Enfatiza *integración inverter-based, modelos dinámicos y capacidades grid-forming*.

### | Vinken |

Pone foco en señales de mercado para *remunerar firmeza y servicios de estabilidad*.

### | Inodú |

Releva *coherencia entre norma y desempeño*, especialmente en PMGD, y disciplina operativa verificable.

## DE LA CONTINGENCIA A LA HOJA DE RUTA: PREVENIR, CONTENER, RECUPERAR, APRENDE

En septiembre de 2025, el Coordinador presentó públicamente un set de estudios y un plan de medidas estructurado en cuatro ejes: prevenir la ocurrencia, contener la propagación, minimizar tiempos de recuperación y aprendizaje/mejora continua. Esa estructura es exactamente la que ACERA considera correcta como marco de gobernanza del riesgo operacional.

En el mismo seminario (Universidad de Chile), se explicitó un punto que el sector debe internalizar sin sesgos: el colapso total podría haberse evitado si unidades generadoras hubiesen operado conforme a norma y si EDAC hubiese cumplido montos instruidos sin gatillar desconexiones simultáneas de PMGD.

Para ACERA, esa frase tiene una implicancia dura: la transición no puede descansar en “buenas intenciones tecnológicas”; requiere disciplina operacional multi-actor. La seguridad es un bien público del sistema, pero se construye con obligaciones privadas verificables.

## EL MENSAJE A LA CIUDADANÍA Y AL MERCADO: RESILIENCIA COMO CONDICIÓN DE CRECIMIENTO

El 25F dejó costos sociales evidentes. Pero también dejó un mandato estratégico: si Chile quiere electrificación profunda —industria, minería, movilidad, edificios— entonces necesita un SEN que combine más renovables con más firmeza.

La conclusión ACERA para 2026 no es defensiva, es proactiva: acelerar transmisión y gestión de congestión; escalar flexibilidad (almacenamiento, control avanzado, servicios complementarios, demanda flexible); actualizar estándares y fiscalización para recursos inverter-based y para el long tail de PMGD; e industrializar la recuperación mediante telemando, SCADA, pruebas, simulación, entrenamiento y protocolos.

En síntesis: el apagón del 25F no contradice la transición; la profesionaliza. Y el almacenamiento no es solo un asset comercial: es, cada vez más, un componente de seguridad operacional y de capacidad de recuperación. En un sistema renovable, resiliencia no es un adjetivo; es un KPI.

## Transmisión en ejecución



Acelerar obras críticas, mejorar coordinación y fortalecer certezas para reducir congestión y habilitar nueva capacidad. La red es el habilitante que convierte energía disponible en energía útil, ya que si no llega a tiempo, suben recortes y riesgos operacionales.

## Almacenamiento a escala



Pasar de proyectos a sistema: condiciones de operación, reconocimiento de atributos y señales adecuadas para flexibilidad. Con trayectoria a **9 GW** hacia 2027, el foco es capturar valor operacional y económico, no solo arbitraje.

# PRIORIDADES 2026: MENOS RUIDO, MÁS RESULTADOS

La agenda en cuatro ejes: red, flexibilidad, demanda y señales.

## Demanda y electrificación



Destruir barreras para nuevos consumos eléctricos y alinear redes, tarifas y planificación para capturar valor renovable. Con demanda 2025 en **+0,4%** y electricidad cerca de **23%** del consumo energético, la electrificación es el habilitante estratégico.

## Mercado y conversación pública



Más trazabilidad técnica para explicar precios, subsidios y reglas sin erosionar certeza de inversión. Elevar la calidad del debate público es parte de la ejecución: precisión, pedagogía y foco en habilitantes.



**Sé parte del gremio que agrupa a toda la cadena de valor del sector de las energías renovables y el almacenamiento y descubre sus beneficios**

# #SoySocioACERA

## Gremial



- Pertenecer a ACERA, reconocido portavoz de las energías renovables y los sistemas de almacenamiento en Chile.
- Ser representado en los debates y discusiones de la industria, nacional e internacional, a través de una vocería confiable y validada ante la opinión pública y el mercado eléctrico.
- Mantenerse informado, involucrándose en la construcción colaborativa de normativa y regulaciones que incrementen la participación de las energías renovables y almacenamiento en el sector energético.

## Networking



- Acceder y participar en una red de más de 230 organizaciones entre empresas desarrolladoras, generadoras y proveedoras de bienes y servicios de toda la cadena de valor de la industria renovable y del almacenamiento.
- Contar con una plataforma de relacionamiento con los principales representantes de la industria, autoridades y medios.
- Participar de eventos, desayunos, charlas, reuniones y actividades con relevantes actores del sector.

## Acceso a información y conocimiento



- Acceder diariamente al reporte de noticias y prensa del sector eléctrico y energético.
- Servicios de información estadística especializada y procesos regulatorios en discusión.
- Participar en comités temáticos de ACERA: instancias de encuentro, análisis y debate respecto de materias regulatorias y técnicas.
- Charlas exclusivas para socios con análisis de tendencias y riesgos del sector.

## Canales de difusión y participación



- Newsletter ACERA se distribuye trimestralmente a más de 17.000 personas en Chile y el extranjero.
- Relación y conocimiento de nuestras empresas socias, con sus productos, proyectos e iniciativas.
- Contar con diversas plataformas para la difusión de su marca en mailings y redes sociales.
- Auspiciar los eventos organizados por ACERA que convocan a los principales actores y autoridades del sector energía, como el "Encuentro Anual de Energías Renovables y Almacenamiento".
- Patrocinio y difusión de congresos, seminarios y ferias de terceros.

## Tarifas preferenciales a eventos, capacitaciones y otros



- Descuentos exclusivos en actividades de terceros y en la publicidad y auspicios de las distintas plataformas y eventos de ACERA.
- Descuentos o pases liberados en actividades o eventos de terceros relevantes para el sector.
- Desde 15% de descuento en cursos y diplomados en distintas Universidades y Centros de Formación Técnica (CFT) en convenio con la Asociación.

#SoySocioACERA

# JUNTOS HACIA UNA ENERGIA SOSTENIBLE

## TU SOCIO A LARGO PLAZO



Más de  
**80 PARQUES  
EÓLICOS**  
construidos



**3**  
continentes



Portafolio Global  
**18 GW**

[www.uka-group.com/cl](http://www.uka-group.com/cl)



Powering Every Tomorrow

# REVIVE LA CONFERENCIA ACERA 2026

*Accede a los contenidos clave del balance 2025 y la agenda 2026.*

Para profundizar en cifras, gráficos y análisis del balance 2025 y las prioridades 2026, hemos dejado disponibles los materiales oficiales presentados durante la conferencia.

*Descarga la presentación*

**Balance 2025 /**  
*Proyecciones 2026.*



*Lee la minuta*

**Hitos, tendencias**  
*y prioridades 2026.*



*Accede al Kit de Prensa*

**Comunicado**  
*y materiales.*



*Próximos hitos ACERA*

**Calendario /**  
*agenda.*





ENCUENTRO ANUAL  
DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES  
Y EL ALMACENAMIENTO



LA  
**BATERÍA**  
RENOVABLE  
DE  
**CHILE**

ACERA invita a toda la comunidad de la industria de las energías renovables y el almacenamiento a **participar en el encuentro más importante del sector energético: un espacio de diálogo** entre autoridades, el mundo académico, la sociedad civil y nuestras empresas socias, **comprometidas con la transformación de la industria energética.**

Una instancia clave de vinculación para seguir construyendo juntos un futuro 100% renovable.

**04.06.26**

METROPOLITAN SANTIAGO  
19:00 HORAS



# ECOSISTEMA ACERA

*Socios, Alianzas nacionales e internacionales*

# 236

*Organizaciones trabajando en conjunto para fortalecer el sector energético*





PANORAMA  
**renovable**

Comunicaciones  
**ACERA**  
comunicaciones@acera.cl

