COORDINADOR
ELÉCTRICO NACIONAL

Funcionamiento del Sistema Eléctrico Nacional y medidas para aumentar su seguridad y confiabilidad

Comisión de Minería y Energía
Senado de la República
Santiago, 11 de mayo de 2026

El Coordinador Eléctrico Nacional

INSTITUCIÓN COMPROMETIDA

Estándar de transparencia creado con el apoyo de CHILE TRANSPARENTE TRANSPARENCY INTERNATIONAL

Great Place To Work. Certified ENE 2025–ENE 2026 CHILE

7 ENERGÍA ASEQUIBLE Y NO CONTAMINANTE

El Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) es un organismo técnico e independiente, sin fines de lucro, que es responsable de coordinar la operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Chile.

No posee instalaciones que formen parte del sistema, todas ellas son de empresas sujetas a su coordinación.

Emite instrucciones de coordinación y **no posee facultades de regulación, fiscalización, ni sanción** respecto de las empresas coordinadas.

Su actuar se encuadra en 3 principios de la operación:

- **Operación Segura**
- **A mínimo costo**
- **Con Acceso Abierto**

430

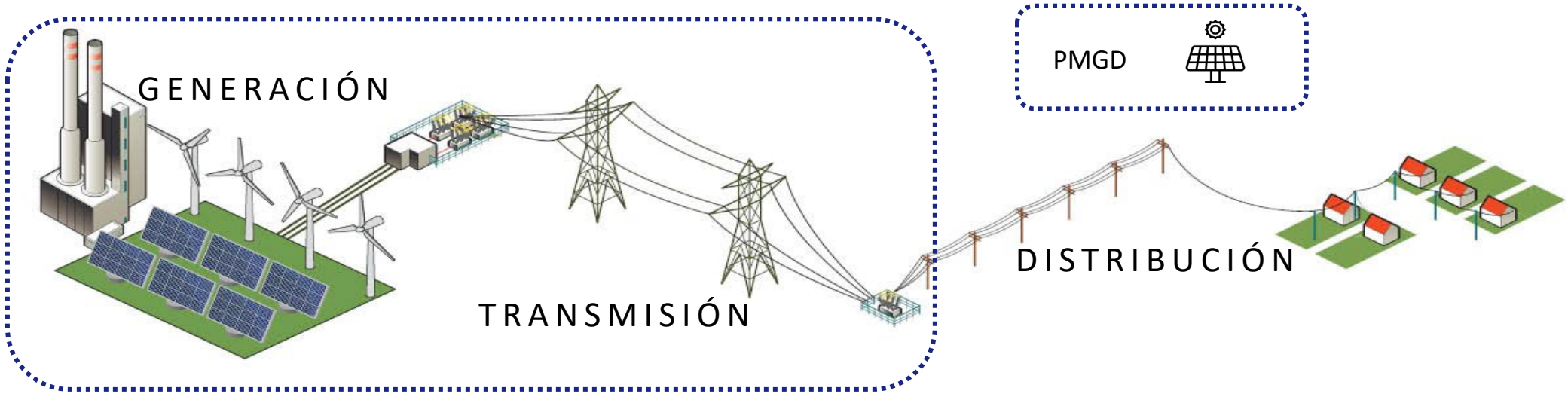
PERSONAS

trabajan en el CEN, de las cuales el 90% proviene de carreras de ingeniería.



Funciones Principales del Coordinador Eléctrico

- Coordinar la operación segura y económica del sistema, y el acceso abierto a los sistemas de transmisión
- Administrar el mercado mayorista de energía y SSCC, monitoreando la cadena de pagos
- Recomendar obras de expansión de la transmisión a la CNE
- Licitar obras de transmisión que decreta el Ministerio de Energía y hacer seguimiento del desarrollo de obras de transmisión
- Gestionar el proceso de conexión de proyectos
- Monitorear las condiciones de competencia en el mercado y realizar recomendaciones normativas
- Promover la innovación, investigación y desarrollo (I2D) en el sector eléctrico
- Promover, monitorear y verificar el cumplimiento del Estándar de Ciberseguridad para la Industria Eléctrica



Ecosistema institucional del sector

ORGANISMOS DEL ESTADO

REGULACIÓN

CNE COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

- Regulador
- Elabora Normas Técnicas
- Calcular tarifas reguladas
- Aprueba presupuesto del Coordinador y supervisa indicadores de gestión
- Asesora al gobierno en materias del sector

Ministerio de Energía – Gobierno de Chile

Ministerio de Energía

FISCALIZACIÓN

SEC

- Vigilar la adecuada operación de los servicios de electricidad, gas y combustibles
- Fiscalizador
- Interpreta la regulación

ORGANISMOS INDEPENDIENTES QUE NO FORMAN PARTE DEL ESTADO

COORDINA OPERACIÓN

COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

Coordina la operación del sistema de forma independiente

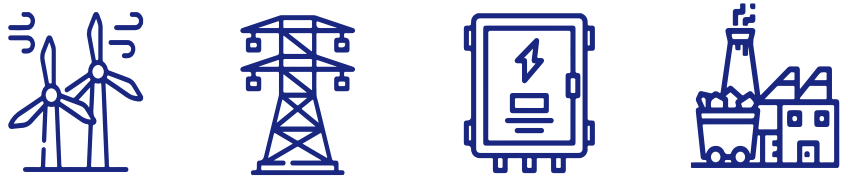
RESOLUCIÓN DE CONFLICTOS

PANEL DE EXPERTOS
LEY GENERAL DE SERVICIOS ELECTRICOS

Panel de Expertos

- Organismo independiente que dirime diferencias en el sector.
- Puede revisar todas las decisiones y actuaciones del CEN, así como algunas específicas de la CNE.

SECTOR PRIVADO



Empresas coordinadas

Sistemas Eléctricos de Chile

Sistema Eléctrico Nacional



Capacidad Instalada: 39.647 MW
Demanda Máxima: 13.110 MW *
Población: 98,5%



Entre Arica y Chiloé, la distancia es de 3.100 kilómetros, equivalente a varios países de Europa

Aysén

Capacidad Instalada: 69,8 MW
Demanda Máxima: 32 MW
Población: 0,6%

Magallanes

Capacidad Instalada: 101,7 MW
Demanda Máxima: 51 MW
Población: 0,9%

*Datos de 2025



La transición energética está aumentando la complejidad operacional del sistema eléctrico

RENOVABLES
Solar · Eólica
→ Mayor variabilidad e incertidumbre

NUEVOS RECURSOS
BESS · DER → Potencial de flexibilidad (requiere visibilidad, control y coordinación)

NUEVAS DEMANDAS
H_2V · Electromovilidad · Data centers
→ Mayor incertidumbre y nuevos patrones de consumo

DIGITALIZACIÓN DEL SISTEMA
IA · Datos · Modelos avanzados
→ Mayor complejidad y dependencia tecnológica

Esto se traduce en mayores exigencias para la operación del sistema

Desafíos operacionales del sistema eléctrico

INCERTIDUMBRE OPERACIONAL	• Mayor variabilidad de generación renovable • Mayor complejidad en pronósticos y operación
ESTABILIDAD Y FORTALEZA DE RED	• Reducción de inercia mecánica • Aumento de recursos basados en electrónica de potencia
USO DE LA INFRAESTRUCTURA	• Congestión • Maximizar uso de la red sin comprometer seguridad
COORDINACIÓN DE RECURSOS	• Integración de DER, BESS y demanda flexible • Mayor complejidad en la coordinación en tiempo real
RESILIENCIA	• Eventos extremos • Mayor exigencia en recuperación y robustez del sistema

Estos desafíos requieren desarrollar nuevas capacidades y adaptar soluciones a la realidad del sistema eléctrico chileno

COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

Coordinador viene trabajando desde 2019 en el proceso de retiro seguro de centrales térmicas y transición energética



Para avanzar en una transición energética segura **se requieren condiciones habilitantes:**

- Redes de transmisión robustas
- Almacenamiento
- Nuevas tecnologías para dar fortaleza
- Nuevos sistemas de modelación avanzada en el Coordinador
- Fortalecer operación de redes de distribución y subir exigencias a los PMGD
- Avanzar en un cambio del modelo de mercado mayorista

COORDINADOR
ELÉCTRICO NACIONAL

COORDINADOR
ELÉCTRICO NACIONAL

Funcionamiento del Sistema Eléctrico Nacional en 2025

Mercado eléctrico está en una transformación acelerada

Volumen del mercado eléctrico

US$ 3.750

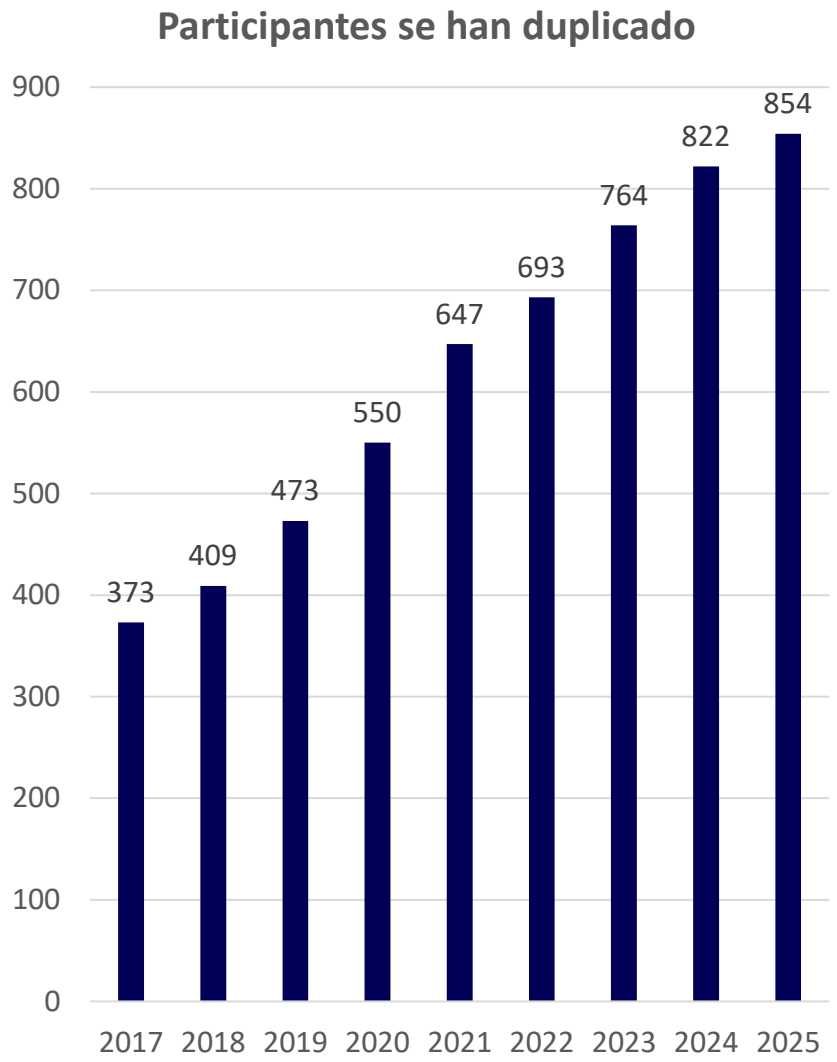
millones

anuales en transferencias de energía, potencia, servicios complementarios y pagos por transmisión.

US$ 1.700

millones

es el costo anual de operación del sistema, considerando costos de combustibles.



Tamaño de la operación

1.187

centrales

operando entre Arica y Chiloé.

40.393

kilómetros

de líneas tiene la red, en 1.200 activos.

1.249

subestaciones

Entre Arica y Chiloé.

Principales cifras del Sistema Eléctrico Nacional en 2025

CAPACIDAD INSTALADA

39.647 MW

DEMANDA MÁXIMA

13.110 MW

GENERACIÓN 2025

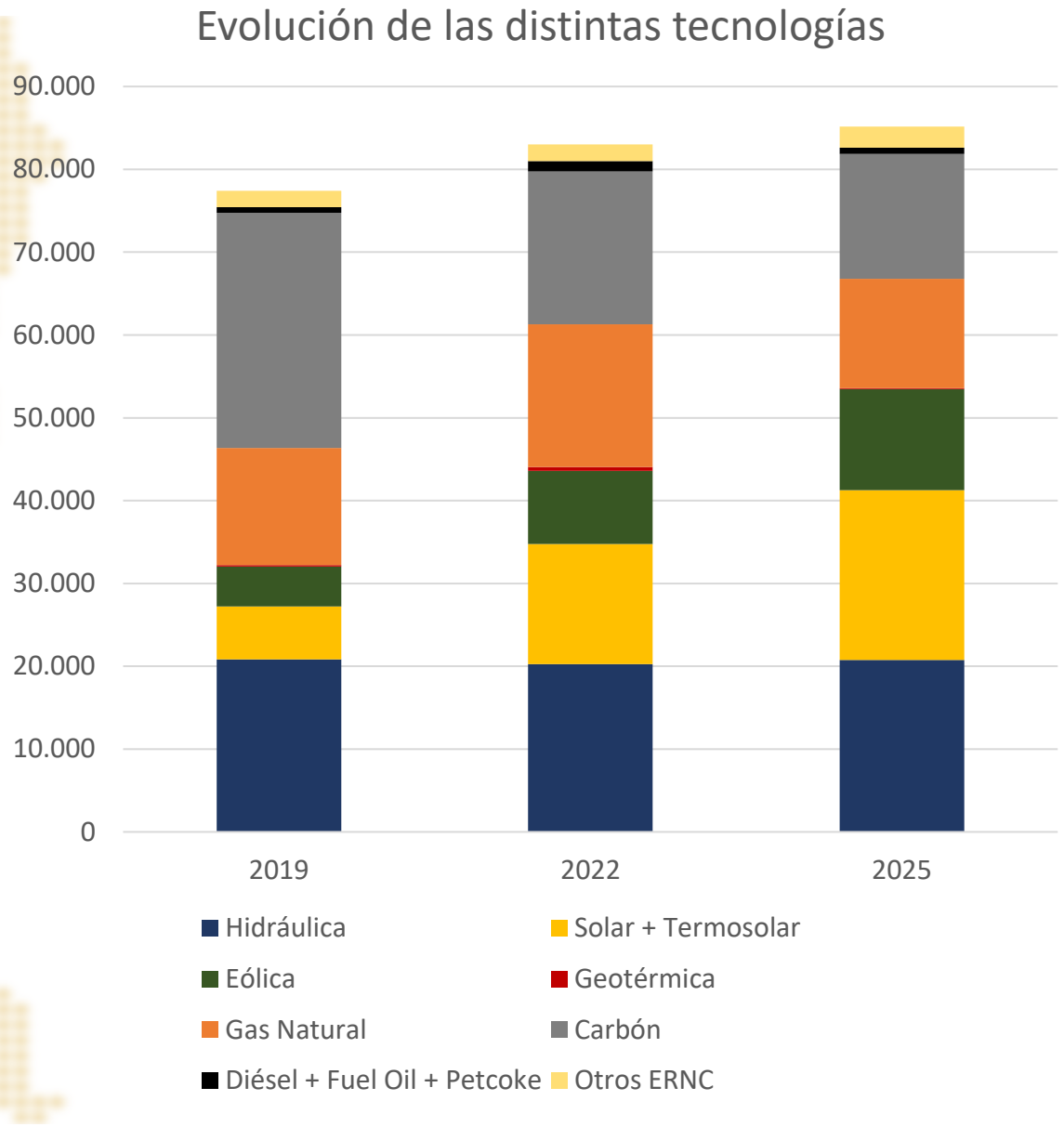
85.064 MW

ALMACENAMIENTO

4.291 MW*

19.740 MW/h

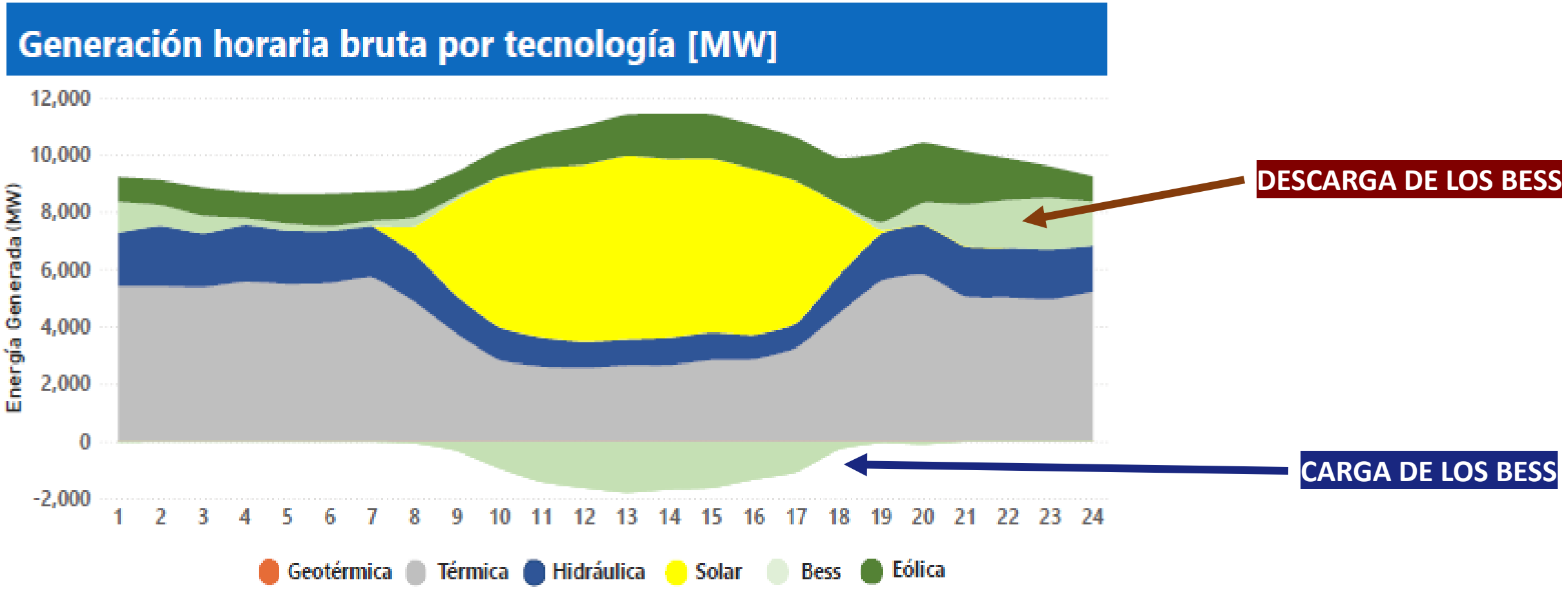
(*) Considera BESS en operación y pruebas



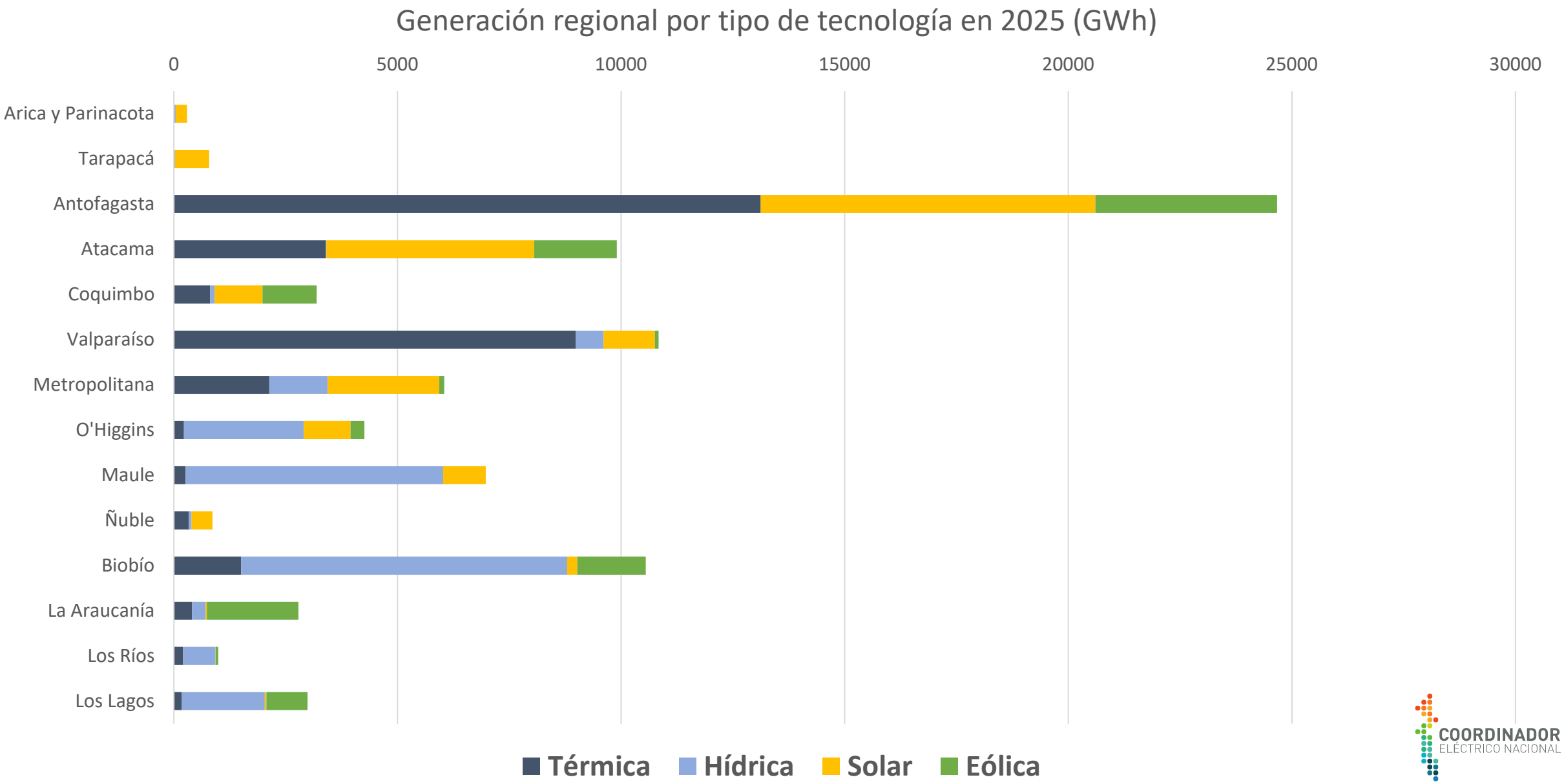
VARIACIONES ENTRE 2019 Y 2025

- Generación solar creció 220%
- Energía eólica subió 150%
- Termoeléctrica a carbón disminuyó 46%

Energía renovable y almacenamiento toman protagonismo en la operación diaria del sistema

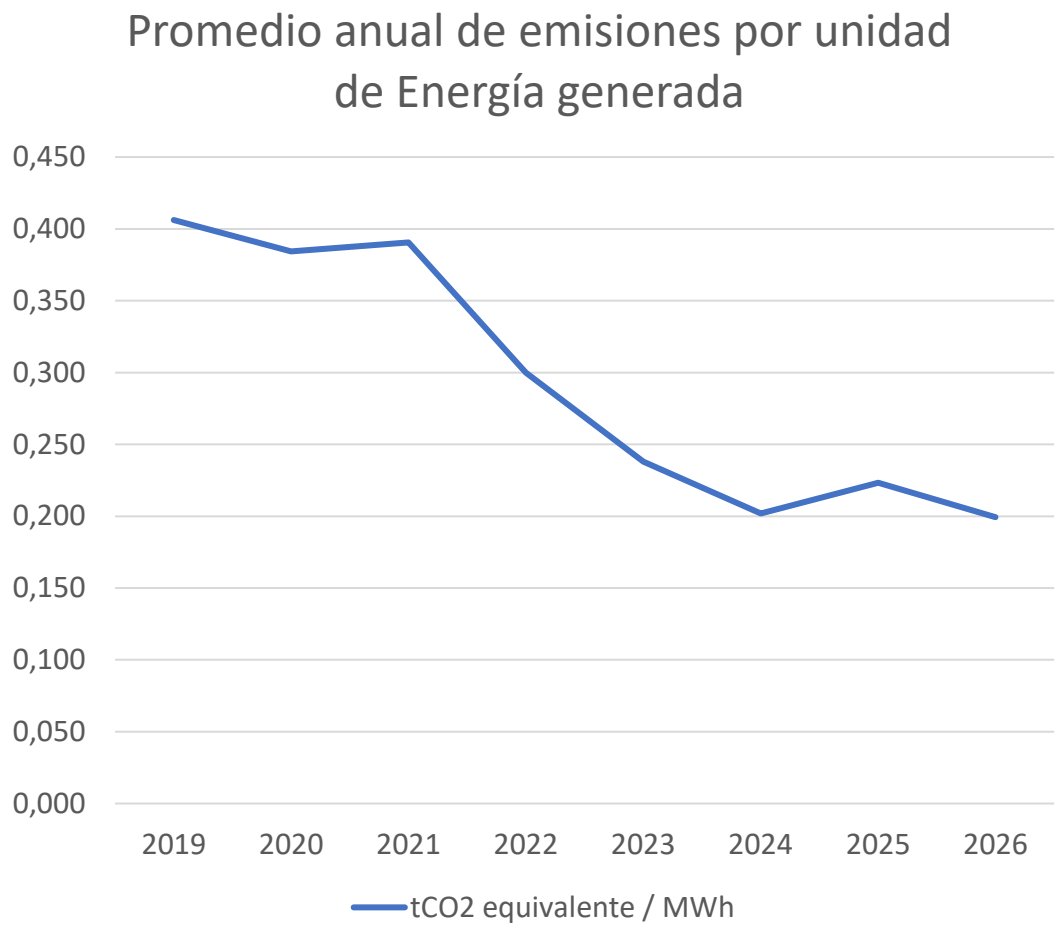


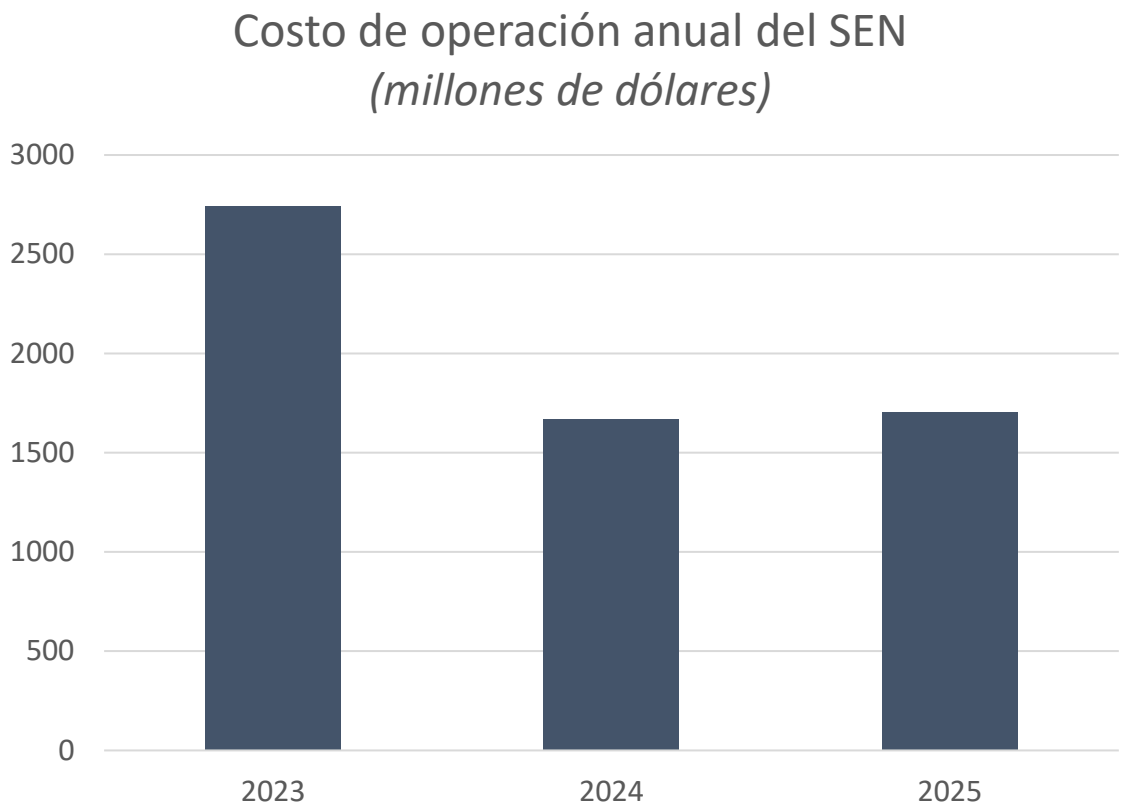
Regiones aportan energía eléctrica al país



COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

Emisiones de CO2 y costos de operación del sistema han disminuido pese a sequía





COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

COORDINADOR
ELÉCTRICO NACIONAL

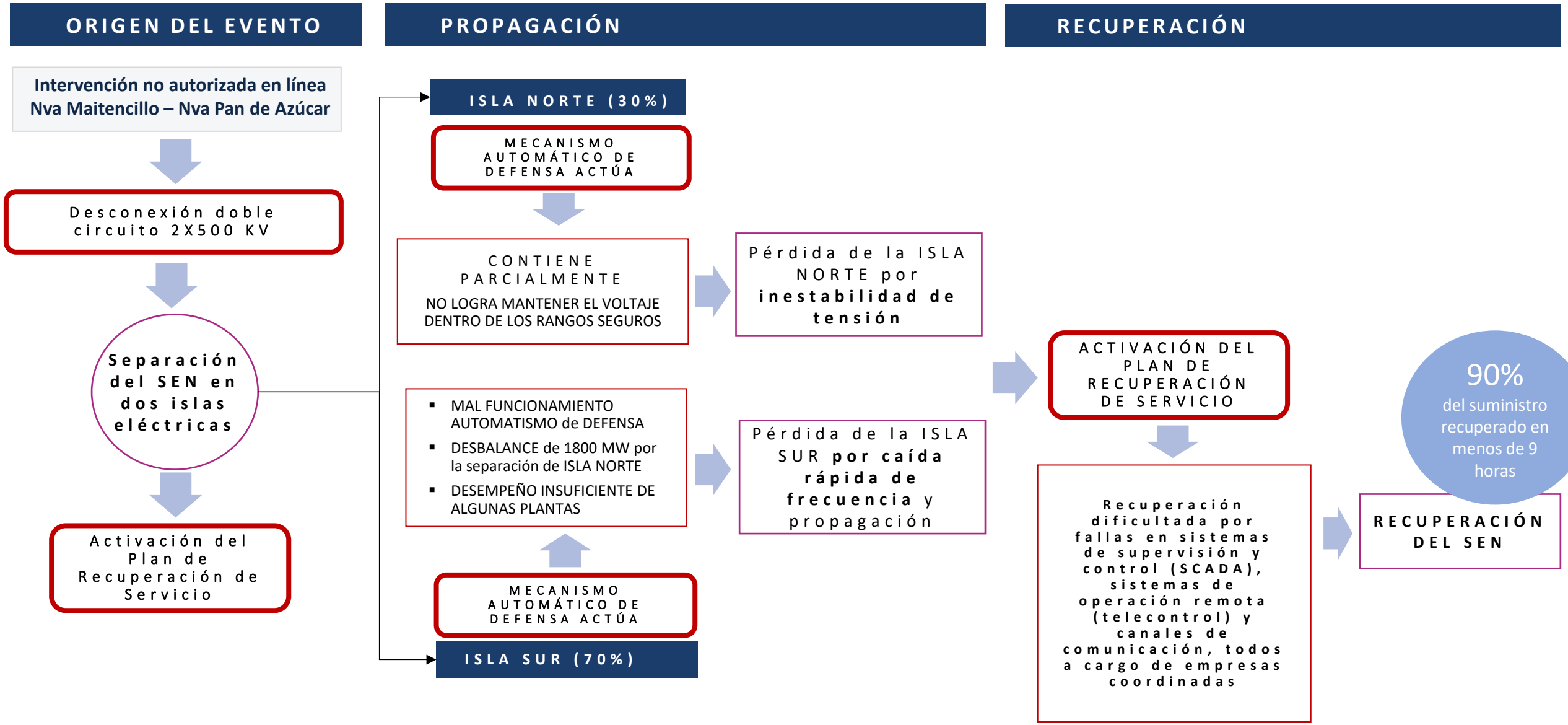
Medidas para aumentar la seguridad y confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional

A G E N D A

- Plan de medidas para preservar la seguridad del SEN
- Brechas de cumplimiento de empresas coordinadas
- Actualización del Plan de Recuperación del Servicio y simulacro
- Escenarios y desafíos para la operación

SERVIMOS
A CHILE CON
ENERGÍA

Causas del evento del 25 de febrero



Medidas para prevenir la ocurrencia de interrupciones

Acciones orientadas a fortalecer la prevención: monitoreo, capacidad de simulación, control de tensión y robustez de los sistemas de protección.

ORIGEN

Medidas para corregir debilidades relacionadas con el origen de la falla

✓ TAREAS COMPLETADAS

- Re-capacitar a empresas eléctricas coordinadas sobre el uso de permisos de trabajo
- Estudio de Fortaleza de Red 2030 y validación de condensadores síncronos
- Levantamiento de capacidades de control de tensión en parques renovables
- Guía técnica de simulaciones electromagnéticas (EMT)
- Definición de nuevas instalaciones a monitorear con medición fasorial
- Implementación inicial del esquema de defensa EDAG post-25F

▶ EN EJECUCIÓN

- Verificación en terreno de capacidades de parques renovables (dic-2026)
- Auditorías técnicas preventivas a sistemas de protección (jul-2026)
- Estudio de reproducción del 25F y modelo EMT del sistema nacional (dic-2026)
- Coordinación de protecciones en troncal 500 y 220 kV (dic-2026)
- Ampliación del sistema de medición fasorial (PMU) en instalaciones críticas (dic-2026)
- Plan de capacitación continua a empresas coordinadas (continuo)

Medidas para minimizar la propagación de fallas

Acciones orientadas a contener fallas locales: planes de defensa automática, monitoreo de generación distribuida y nuevas exigencias para inversores renovables.

PROPAGACIÓN

Medidas para corregir debilidades relacionadas con la propagación de la falla

✓ TAREAS COMPLETADAS

- Plan de Defensa Contra Emergencia (PDCE) 2025 con mejoras
- Estudio conceptual del PDCE con incorporación de HVDC
- Plataforma piloto de monitoreo en línea de generación distribuida (PMGD)
- Análisis de fortaleza de red para inversores renovables (ESCR)
- Planificación de criterios de asignación geográfica de control de frecuencia

▶ EN EJECUCIÓN

- Plataforma definitiva de monitoreo en línea de PMGD (jun-2026)
- PDCE y EDAC 2026 con escenarios exigentes y nuevas normas (dic-2026)
- Consultoría EPRI sobre fortaleza de red y métricas asociadas (sep-2026)
- Nuevas exigencias técnicas a inversores Grid Forming / Grid Following (dic-2026)
- Implementación del EDAG en zonas Norte y Centro-Sur (dic-2026)
- Estándares de medición de variables eléctricas y sistémicas (dic-2026)

Medidas para tener una recuperación más rápida del servicio

Acciones orientadas a reponer el suministro más rápido: actualización del PRS, formación certificada de operadores y mejora del SCADA y comunicaciones.

RECUPERACIÓN

Medidas para corregir debilidades relacionadas con la recuperación

✓ TAREAS COMPLETADAS

- Estudio del Plan de Recuperación de Servicio (PRS) 2025 publicado
- Definición de perfiles y malla de carrera para despachadores del CDC
- Verificación de pruebas SCADA en empresas coordinadas
- Plataforma de gestión de cumplimientos normativos en operación
- Dashboard de cumplimiento del Artículo 1-14 implementado

▶ EN EJECUCIÓN

- Consultoría internacional de actualización del PRS 2026 (oct-2026)
- Programa de certificación de operadores en simulador (dic-2026)
- Plan de auditorías SCADA a empresas coordinadas (jul-2026)
- Documento de buenas prácticas y recomendaciones SCADA (dic-2026)
- Propuesta normativa de respaldo para comunicaciones de voz (dic-2026)
- Automatización de la recepción de información técnica de fallas (dic-2026)
- Dashboard público de cumplimientos normativos (dic-2026)

A G E N D A

- Plan de medidas para preservar la seguridad del SEN
- Brechas de cumplimiento de empresas coordinadas
- Actualización del Plan de Recuperación del Servicio y simulacro
- Escenarios y desafíos para la operación

SERVIMOS A CHILE CON ENERGÍA

Brechas para la seguridad operacional en disponibilidad de datos y canales de comunicación

El Coordinador **supervisa e instruye** a las empresas coordinadas, **y reporta a la SEC** el desempeño de éstas respecto de las obligaciones que les son exigibles según lo establecido por la Comisión Nacional de Energía **(CNE)** a través de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS).

Disponibilidad Sistema Información Tiempo Real

● CRÍTICO

RIESGO · PÉRDIDA DE VISIBILIDAD OPERATIVA

68% no cumple

Apenas 82 de 254 coordinados cumplen la exigencia de mantener una disponibilidad de señales requeridas Sistema de Información en Tiempo Real (SITR) igual o superior a 99,5% mensual.

Sin un SITR confiable, el Coordinador no puede supervisar el sistema en tiempo real, ni adoptar medidas correctivas oportunas y adecuadas ante contingencias.

ACCIONES EN CURSO

Se exigieron planes de trabajo a las empresas coordinadas en incumplimiento. A la fecha existen 125 planes en desarrollo. También se habilitó monitoreo público *on line* del SITR por empresa.

Se informó incumplimientos a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).

Comunicaciones de voz operativas

● CRÍTICO

RIESGO · INTERRUPCIÓN DE LA CADENA DE MANDO

60% no cumple

De 65 canales principales, 23,1% presentan disponibilidad inferior a 80%. De 64 canales de respaldo, 20,3% también con disponibilidad bajo 80%. En ambos casos la exigencia normativa es mantener disponibilidad igual o superior a 99,5% en una ventana móvil de 12 meses.

Sin canales de comunicación operativos, no es posible entregar instrucciones necesarias para coordinar maniobras de recuperación.

ACCIONES EN CURSO

Se estableció y comunicó a las empresas los tipos de vínculos telefónicos admisibles. Se realizan pruebas periódicas de canales principal y de respaldo con registro por empresa.

Se informó incumplimientos a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).

Brechas en actualización de datos y esquemas de desconexión automática

Actualización Información para SITR

● ALTO

RIESGO · DESCOORDINACIÓN TEMPORAL DE LA OPERACIÓN

43% no cumple

Más de la mitad de las empresas coordinadas no cumple exigencia de actualización de sus señales en el SITR cada 5 segundos o menos. De un total de 254 coordinados, un 42,5% (108) No Cumple y un 8,7% (22) no tienen información disponible.

Información tardía equivale a operar con una fotografía retrasada del sistema: las decisiones se toman sobre estados ya superados.

ACCIONES EN CURSO

Se solicitó planes de mejora a coordinados en incumplimiento y se realiza seguimiento. De los 108 coordinados en incumplimiento el 49% (53) presentan un incumplimiento sistemático y se ha priorizado su seguimiento. Los 55 restantes se les da seguimiento estadístico.

Se informó incumplimientos a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).

Esquemas de Desconexión Automática de Carga

● ALTO

RIESGO · FALLA EN LA PRIMERA LÍNEA DE DEFENSA

37% no cumple

19 coordinados en incumplimiento. Cumplimiento cayó de 90,6% en 2024 a 63,2% en 2025. Los Esquemas de Desconexión Automática de Carga (EDAC) actúan sin intervención humana ante un evento de reducción de la frecuencia cuya magnitud (según parámetros definidos previamente) ponga en riesgo la estabilidad del sistema eléctrico.

Deterioro compromete la contención de eventos sistémicos.

ACCIONES EN CURSO

Se instruyó la adecuación de los esquemas EDAC por baja frecuencia desde el año 2021. En 2025 se intensificó la instrucción mediante 9 comunicaciones adicionales dirigidas a las empresas responsables.

Se informó incumplimientos a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).

Brechas en esquemas de defensa

Los esquemas de defensa son piezas estructurales para garantizar la resiliencia del sistema eléctrico nacional (SEN). El cierre de brechas ha sido reiteradamente instruido por el Coordinador desde 2020-2021, y aquellas que permanecen abiertas es por causas atribuibles a las empresas coordinadas.

Zona Centro-Sur · Desconexión Generación

● CRÍTICO

RIESGO · PROPAGACIÓN INCONTROLADA FALLAS ZONA CENTRAL 70% no cumple

Sólo COLBUN (Nehuenco Turbina Vapor) implementó Esquema Desprendimiento Automático de Generación (EDAG) en 2025. Pendientes: INNERGEX, ENGIE, EDF, ENEL (Rapel unidades 1 a 5 y San Isidro Turbina Vapor) y TRANSELEC (celda maestra y señal de desenganche en S/E Charrúa).

Implementación completa se requiere para enfrentar sobrecargas en principales líneas de transmisión en 220 kV.

ACCIONES EN CURSO

Se mantiene seguimiento individual a cada coordinado con cronograma de implementación. Se verifica e informa el estado de implementación por empresa. De 13 unidades generadoras 11 unidades no han cumplido con el plazo y 1 tiene plan vigente.

Se informó incumplimientos a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).

Zona Norte · Desconexión Generación

● CRÍTICO

RIESGO · INESTABILIDAD SISTÉMICA SISTEMA 500 kV NORTE 45% no cumple

De 51 unidades requeridas, sólo 28 están integradas o en plazo de integración de acuerdo a cronograma. Instrucción se encuentra vigente desde enero 2020 con plazo original 2021.

Sin EDAG 100% implementados en la zona norte, la defensa ante contingencias críticas en tramo Kimal-Lo Aguirre queda incompleta.

ACCIONES EN CURSO

Se instruyó modificación de ajustes de centrales renovables en esquema designado “EDAG Fase 0”, mientras avanza integración del EDAG del PDCE. Se permitió retirar del esquema de desconexión a unidades vapor-carbón mejorando la el control dinámico de tensión.

Se informó incumplimientos a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).

Brechas en PRS y monitoreo dinámico de estabilidad

El PRS y el monitoreo dinámico (PMU) también contribuyen para mantener la resiliencia del sistema eléctrico nacional (SEN). El cierre de brechas ha sido reiteradamente instruido por el Coordinador desde 2020-2021, y aquellas que permanecen abiertas es por causas atribuibles a las empresas coordinadas.

Plan de Recuperación del Servicio

● MEDIO

RIESGO · RECUPERACIÓN MÁS LENTA DE UN APAGÓN

20% no cumple

5 unidades no completaron verificación en plazo. 175 coordinados no remitieron pruebas SCADA dentro del plazo (dic. 2025). El PRS es el plan operativo que ejecuta el sistema tras un apagón total.

Sin EDAG 100% implementados en la zona norte, la defensa ante contingencias críticas en tramo Kimal-Lo Aguirre queda incompleta.

ACCIONES EN CURSO

En enero de 2026 se actualizó el Estudio PRS publicado en octubre de 2025. Se requirió planes de trabajo para pruebas SCADA a 257 empresas coordinadas de las cuales remitieron informe 175. Se mantiene seguimiento de cronograma de verificación de instalaciones.

Se informó incumplimientos a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).

Implementación módulo PMU* (medición fasorial)

● ALTO

RIESGO · MONITOREO INSUFICIENTE DE ESTABILIDAD DINÁMICA

40% no cumple

El cumplimiento cae de 77% (2024) a 60% (2025). Solo 131 de 218 Unidades de Medición Fasorial(PMU) implementadas o en plazo conforme a plan de acción. Con el despliegue de Energía Renovable Variable (ERV), la necesidad y exigencia ha crecido más rápidamente que la implementación.

Sin cobertura PMU – aún más en un sistema con alta penetración ERV (por tanto de inversores electrónicos) - , se pierde capacidad de detectar oscilaciones de voltaje/frecuencia (alertan riesgo de pérdida de estabilidad).

ACCIONES EN CURSO

Se verifica cumplimiento por coordinados respecto de la implementación de PMU requeridas. Se mantiene cronograma de instalación con seguimiento periódico por empresa, y se reporta mensualmente el estado de avance en sitio web.

Se informó incumplimientos a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).

* PMU: en inglés Phasor Measurement Unit

A G E N D A

- Plan de medidas para preservar la seguridad del SEN
- Brechas de cumplimiento de empresas coordinadas
- Actualización del Plan de Recuperación del Servicio y simulacro
- Escenarios y desafíos para la operación

SERVIMOS
A CHILE CON
ENERGÍA

El Coordinador inició una revisión integral y un simulacro del Plan de Recuperación de Servicio (PRS)

- El PRS establece el procedimiento para recuperar el suministro ante un evento de alto impacto.
- En 2025 se actualizó el PRS con nuevos escenarios y más actores involucrados en base a la experiencia del 25F.
- Actualmente se trabaja en mejoras para la actualización anual del 2026.

SIMULACRO 2026

PARTICIPANTES
Quiénes ejecutan el PRS

- Centro de Despacho y Control (CDC) del CEN
- Centros de Operación Regional (COR)
- Centros de Control de Empresas Coordinadas (CCEC)
- Operadores y despachadores del sistema
- Consultoría internacional

PLANIFICACIÓN
Cómo se actualiza anualmente el PRS

- Actualización con observaciones de los coordinados
- Revisión integral con consultoría internacional (2° semestre 2026)
- **Simulacro PRS Agosto 2026:** validación operativa de alcance nacional

ENTREGABLES
Qué se busca lograr

- Estudio PRS actualizado anualmente
- Modelo de coordinación CDC–COR–CCEC reforzado
- Programa de certificación de operadores
- Aprendizajes para nuevo PRS 2027

PRS 2027

- Evaluar capacidades disponibles, identificar brechas durante la revisión integral del PRS y la realización del ejercicio de simulacro 2026.
- Detectar oportunidades de mejora en gobierno, estructura, organización, alternativas de recuperación y responsabilidades de los actores.
- A partir de lo anterior, y junto a los aprendizajes del 25F, proponer e impulsar adecuaciones normativas que establezcan un estándar mínimo para las capacidades de los diferentes tipos de centros de control, en función de las exigencias para la recuperación del servicio.

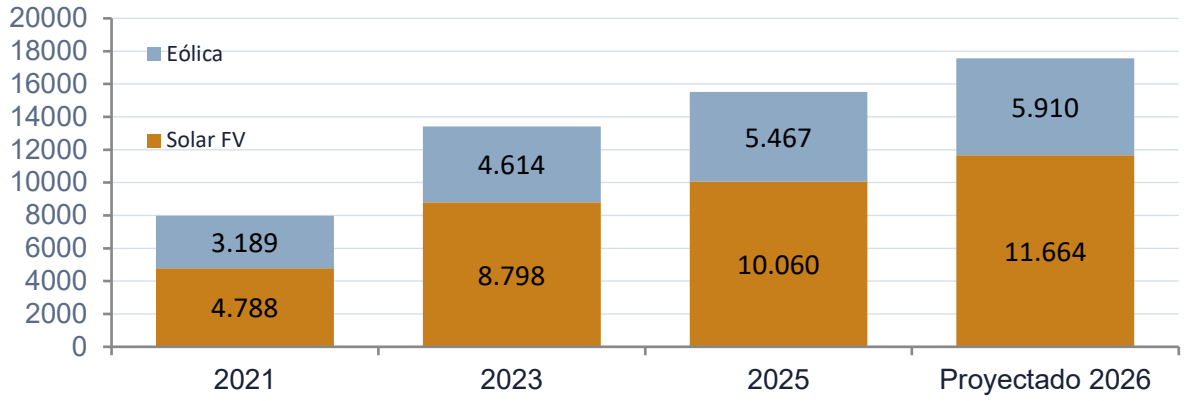
A G E N D A

- Plan de medidas para preservar la seguridad del SEN
- Brechas de cumplimiento de empresas coordinadas
- Actualización del Plan de Recuperación del Servicio y simulacro
- Escenarios y desafíos para la operación

SERVIMOS
A CHILE CON
ENERGÍA

Generadoras renovables variables representan el 50% de la capacidad, exigiendo nuevas capacidades para coordinación y operación segura

Solar + Eólica — capacidad instalada [MW]

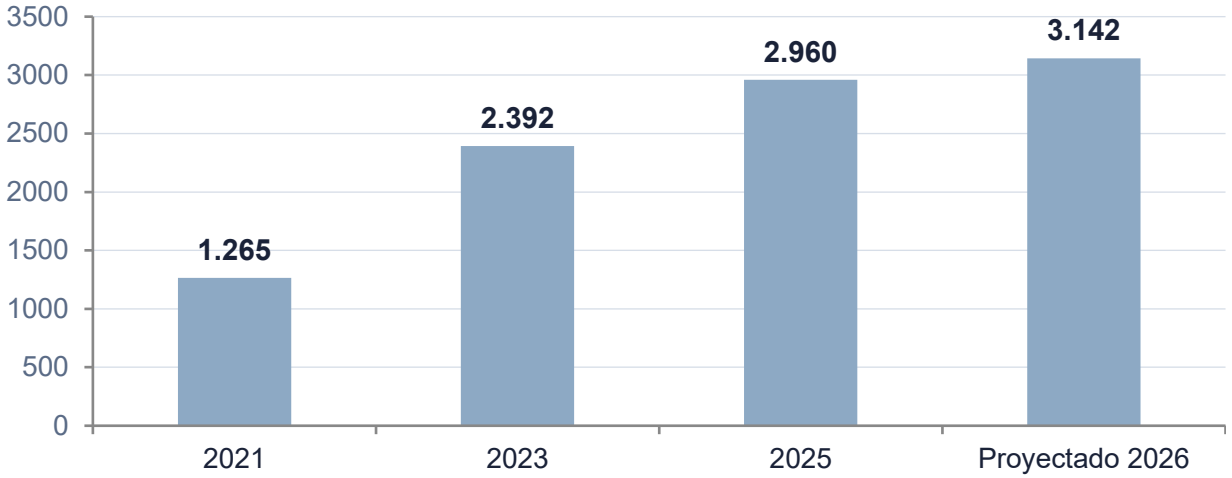


APORTES Acelera la descarbonización y reduce el uso de combustibles fósiles, incorporando energía de bajo costo variable.

DESAFÍOS Su producción depende del sol y del viento: exige mejores pronósticos, más flexibilidad, control de tensión, gestión de caídas de generación.

ACCIONES Mejora en los pronósticos, estudios de seguridad y estabilidad, definición de restricciones operativas cuando corresponde, medidas para integrar generación renovable sin comprometer la seguridad del suministro.

PMGD — capacidad instalada [MW]



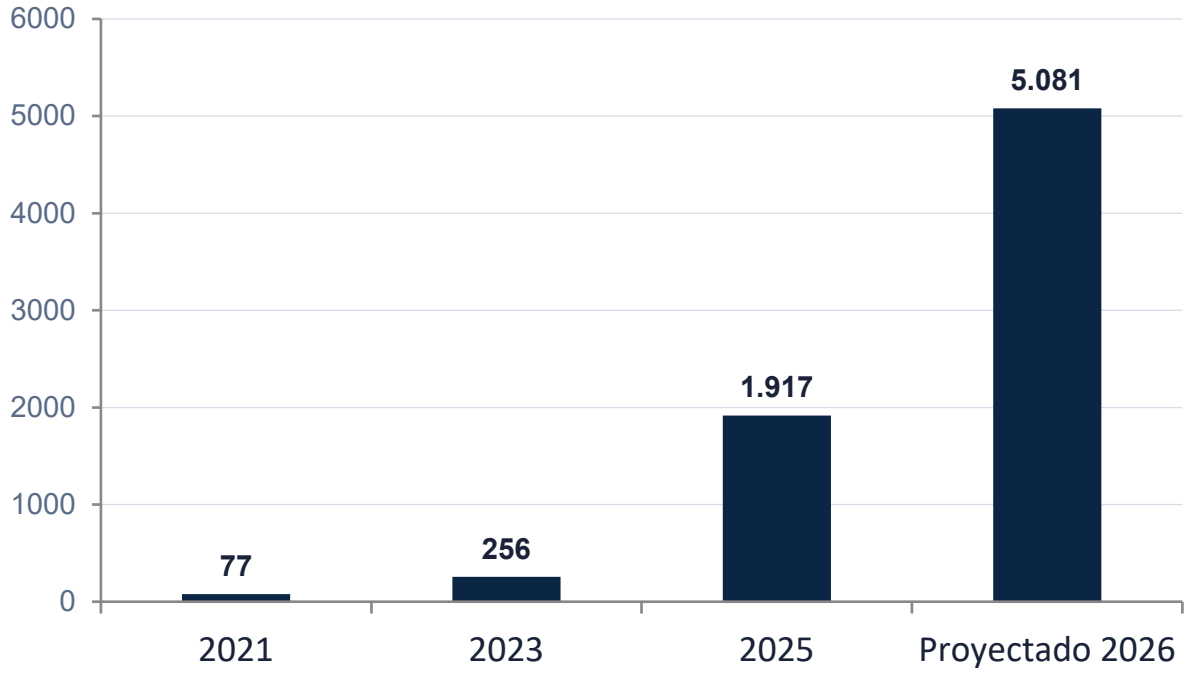
APORTES Incorpora generación renovable, acerca producción eléctrica al consumo, moviliza inversión descentralizada en redes de distribución.

DESAFÍOS Su crecimiento masivo aumenta la necesidad de capacidades de observación, coordinación con distribuidoras, y evaluación de su impacto agregado en contingencias, protecciones y congestiones locales.

ACCIONES Se refuerza el seguimiento del segmento, se requiere mayor información técnica, se analizan congestiones asociadas a inyección PMGD y verifican ajustes operacionales y de protección.

*PMGD: Pequeños Medios de Generación Distribuida, con excedentes hasta 9 MW, conectados a redes de distribución, sujetos al Decreto Supremo N°88 y a la coordinación del CEN en los términos de la normativa vigente.

El Coordinador ha trabajado en estándares que verifiquen la respuesta ante contingencias del almacenamiento



A marzo de 2026, el Sistema Eléctrico Nacional cuenta con **2.283 MW de potencia instalada operando** y **9.346 MWh de energía gestionable**.

Para el **cierre de 2026**, la proyección total alcanza **5.081 MW** y **18.643 MWh**.

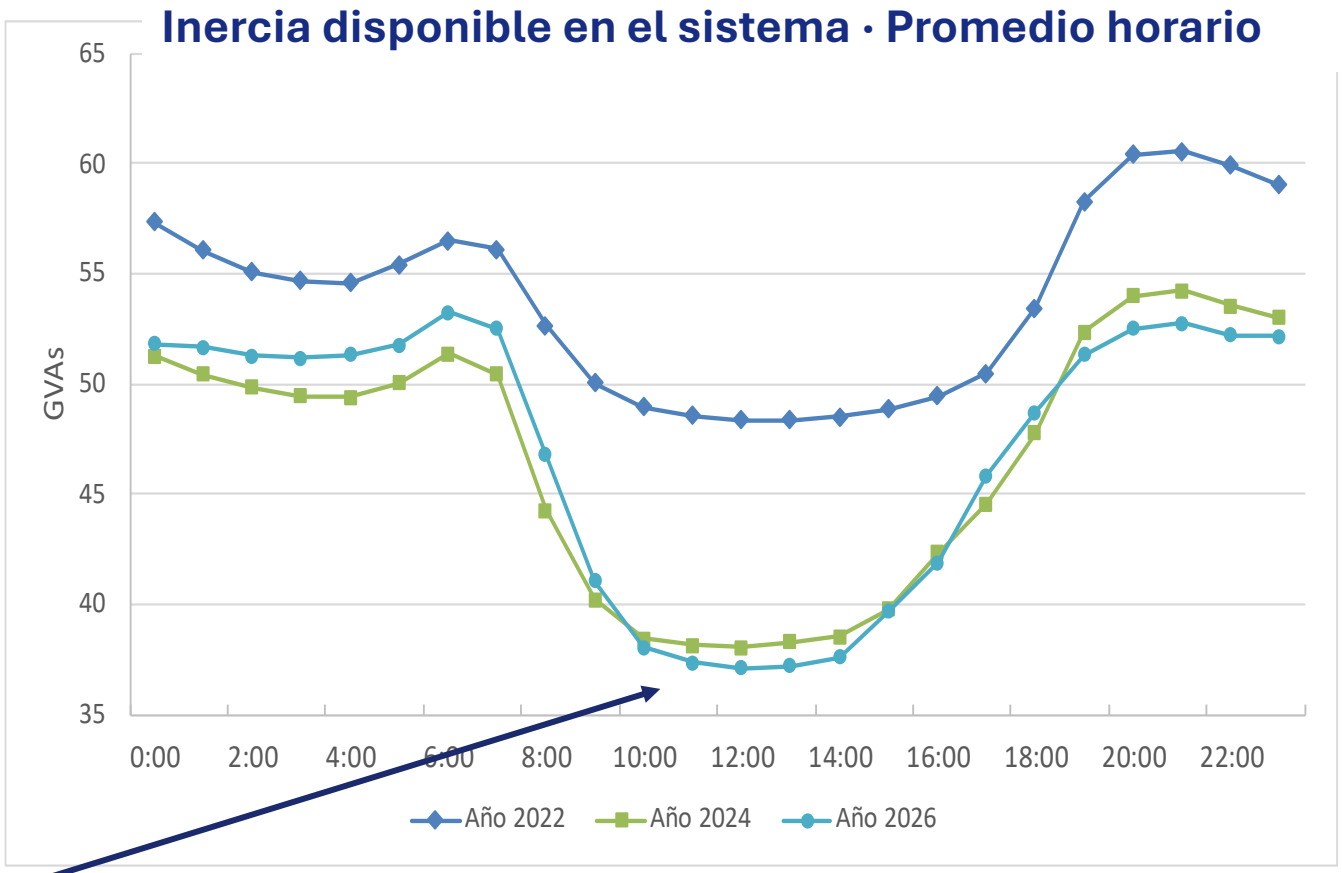
APORTES Convierte energía renovable variable en energía gestionable: permite almacenar excedentes solares durante el día y utilizarlos en horas de mayor demanda, reduciendo recortes y aportando flexibilidad operacional.

DESAFÍOS Su integración masiva exige coordinar ciclos de carga y descarga, validar modelos dinámicos, verificar su respuesta ante contingencias y asegurar que su operación no agrave congestiones locales o zonales.

ACCIONES Se fortalecen exigencias para la conexión, modelamiento y pruebas de puesta en servicio; se habilita participación en Servicios Complementarios y se desarrollan estudios para integrar almacenamiento de forma segura y eficiente.

*BESS: Battery Energy Storage System

La fortaleza de la red se ha ido reduciendo por el cambio tecnológico y se requieren nuevos atributos para dar estabilidad



*** ¿QUÉ ES LA INERCIA?**

Es el **mecanismo de ajuste dinámico** del sistema: absorbe los primeros segundos de una perturbación, suaviza la variación de frecuencia y entrega tiempo operativo para que actúen las reservas de control de frecuencia.

La aportan las máquinas síncronas conectadas al sistema.

La inercia **cae a su mínimo al mediodía**, cuando la generación solar desplaza a las máquinas síncronas.

Por este fenómeno, el Coordinador ha venido realizando desde 2019 estudios y tomando medidas operacionales para mitigar la carencia en este atributo.

El Coordinador está impulsando habilitadores técnicos para sostener frecuencia, tensión y fortaleza de red en un sistema con alta participación renovable

Condensadores Síncronos (CCSS)

≈ **1.000 MVA** adjudicados · **5 proyectos** · **3 empresas**

CCSS: máquina rotatoria que aporta inercia y potencia de cortocircuito al sistema sin generar energía. Licitación iniciada en **abril 2023** · adjudicación **mayo 2024** · construcción **2025-2026 · inicio de operación desde 2027.**

APORTE	Aporta inercia y potencia de cortocircuito, habilitador técnico clave para la descarbonización.
DESAFÍO	Plazos asociados a la entrada en operación de las obras adjudicadas.
ACCIONES	Estudios iniciales, licitación, control de avance de obras y estudios de nuevos requerimientos post-2027.

Baterías con capacidad Grid Forming

Grid Forming: tecnología de control que permite a baterías e inversores comportarse como fuentes formadoras de red, contribuyendo a sostener tensión y frecuencia en sistemas con alta participación renovable.

APORTE	Soporte de frecuencia y de tensión además de restablecimiento de servicio.
DESAFÍO	Tecnología en despliegue · modelos dinámicos en validación · exigencias técnicas en definición.
ACCIONES	Adoptar a la nueva Normativa Técnica con exigencias específicas; estudios obligatorios para nuevos generadores.

COORDINADOR
ELÉCTRICO NACIONAL

Funcionamiento del Sistema Eléctrico Nacional y medidas para aumentar su seguridad y confiabilidad

Comisión de Minería y Energía
Senado de la República
Santiago, 11 de mayo de 2026