



Jornada Técnica para Empresas Coordinadas



Martes 24 de marzo de 2026



Estudio de Seguridad de Abastecimiento



Juan Pablo Avalos

Subgerente de Programación y Análisis Económico

Raúl Cárdenas

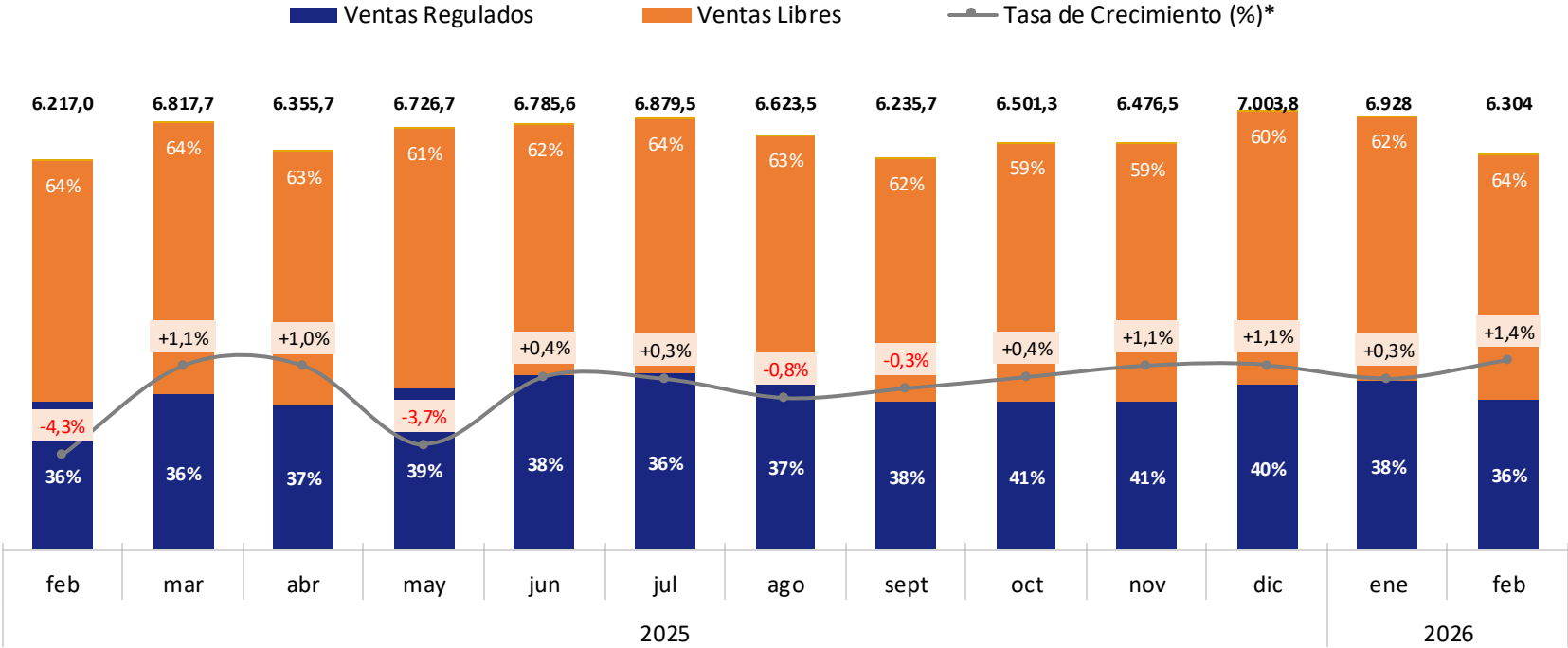
Jefe del Departamento Estudios y Análisis de Suministro

- 1 Demanda y Oferta Generación:** Diferencias entre 2025 vs proyección 2026
- 2 Estudio Seguridad de Abastecimiento:** análisis de riesgos
- 3 Comentarios finales**

1 **Demanda y Oferta Generación:** Diferencias entre 2025 vs proyección 2026:

- Comportamiento consumo
- Fuentes de energía

1.- Diferencias entre 2025 vs proyección 2026: Comportamiento del consumo



*Tasa de crecimiento de ventas de energía respecto de igual mes del año anterior

CRECIMIENTO ANUAL DE VENTAS DE ENERGÍA

Total 2025	81.147,96
Total 2026	81.663,00
Crecimiento	+1,9%

+0,3%	2023 vs 2022
+2,7%	2024 vs 2023
+0,02%	2025 vs 2024
+1,9	2026 vs 2025

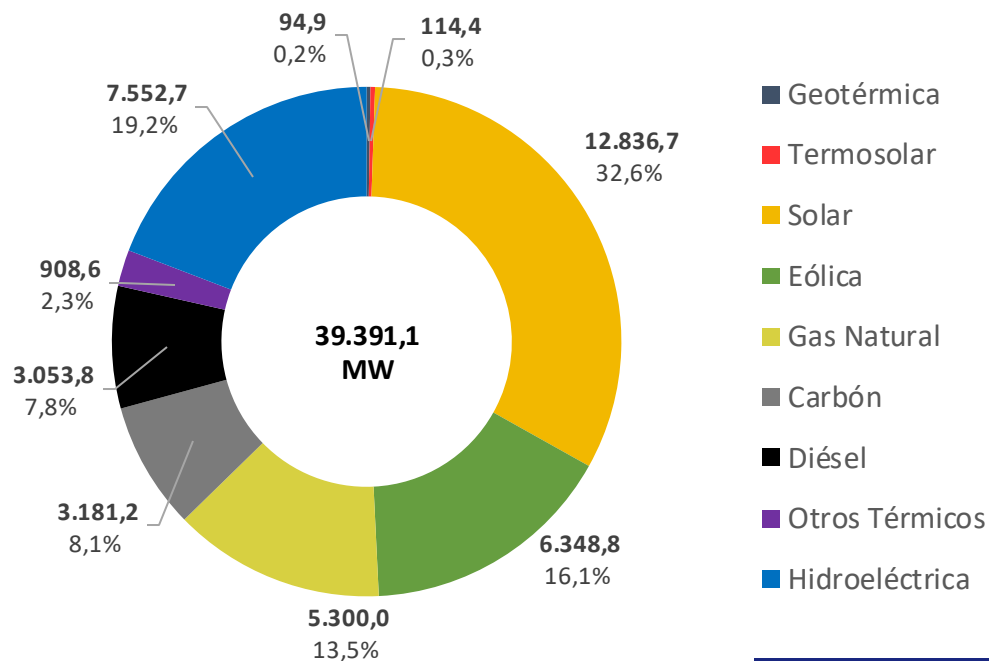
Ventas

6.303,6 GWh
+1,4% c/r a Feb25

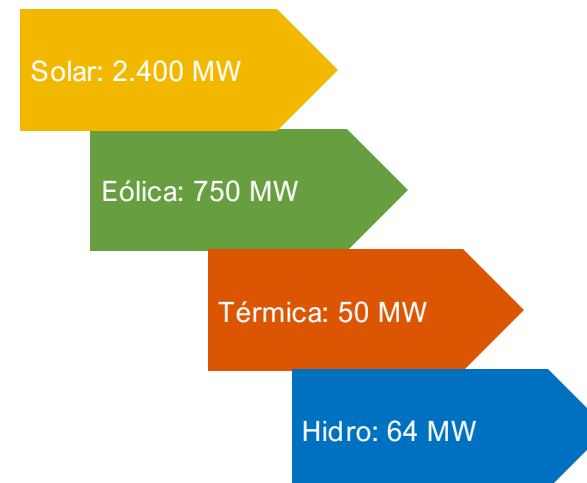
13.231,8 GWh
+0,82% c/r Acum. Feb25

1.- Diferencias entre 2025 vs proyección 2026: Capacidad Instalada

CAPACIDAD INSTALADA EN EL SEN (MW)



Proyectos previstos a interconectar durante 2026:



Highlights:

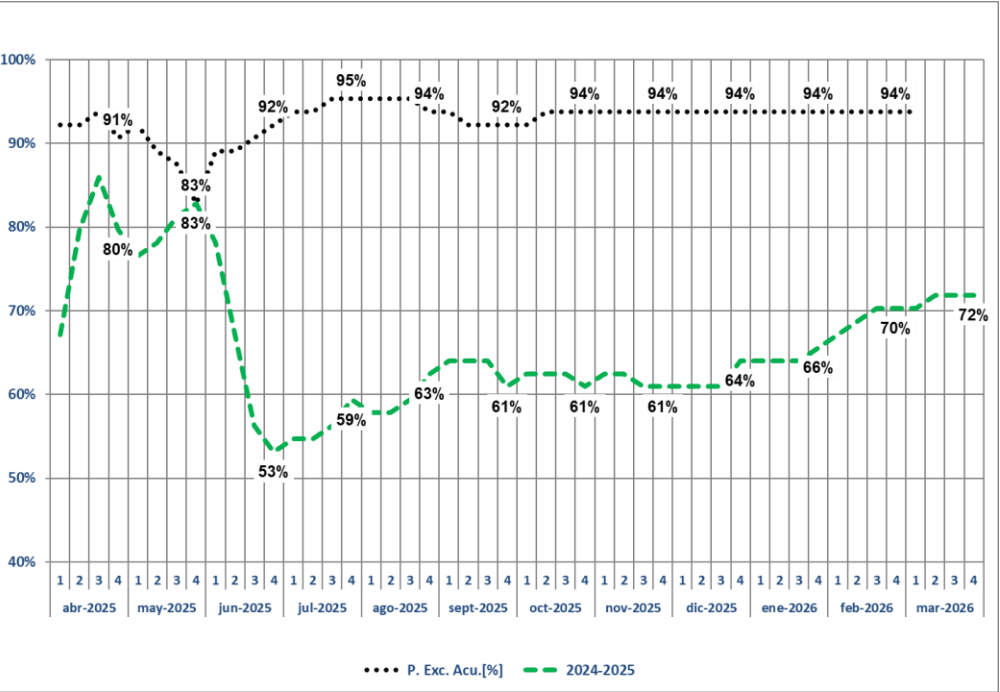
- Retiro de CTM1&CTM2 (334 MW) al 31 de diciembre de 2025.
- Inicio de reconversión IEM a gas natural: 01 enero al 30 junio de 2026.
- Inicio reconversión CTA/CTH (350MW): desde mayo 2027.
- Retorno central Las Lajas (278MW) de Alto Maipo: marzo 2026 (pruebas)
- Retorno CSP Cerro Dominador: 05 abril 2026.
- Se espera una conexión de 5.400 MW adicionales de BESS con duración promedio de 5 horas.

Notas:

- La tecnología no suma a la capacidad instalada.

1.- Diferencias entre 2025 vs proyección 2026: Estado Hidrológico y Proyección

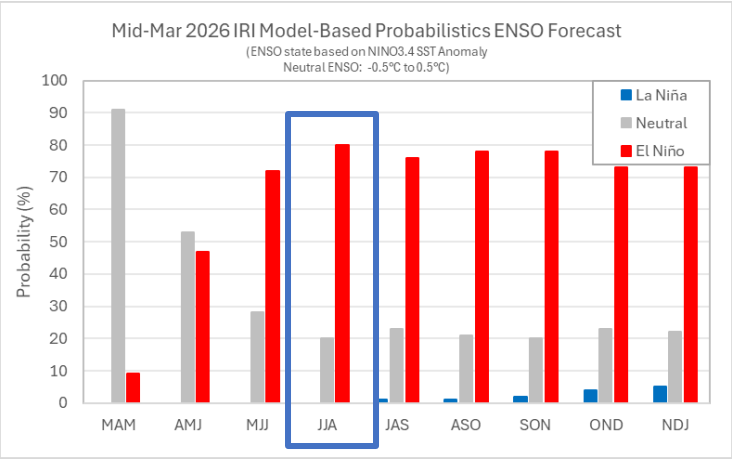
Probabilidad Excedencia Acumulada Energía Afluyente abr2025-mar2026



En base a pronósticos climáticos se prevé un año con mayores precipitaciones c/r al año 2025

¿Fenómeno del Niño/Niña Invierno 2026?

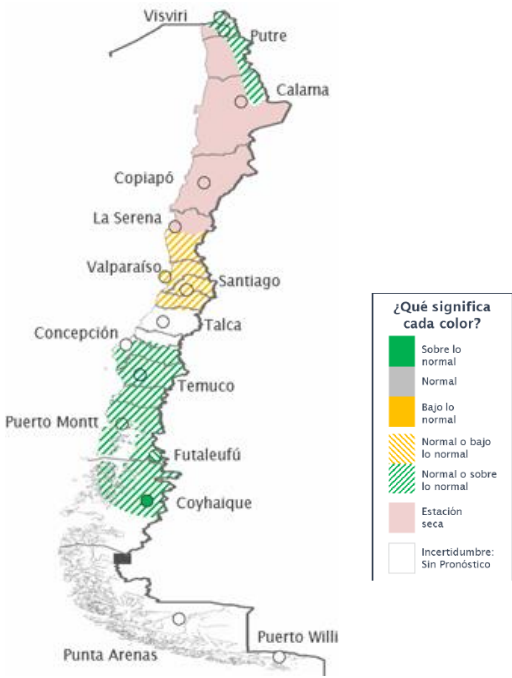
IRI Columbia presenta una proyección donde para el periodo invernal en Chile 2026 (JJA) existen mayores probabilidades de una **condición El Niño**.



<https://iri.columbia.edu/our-expertise/climate/forecasts/enso/current/>

Pronóstico DMC

El pronóstico para el trimestre MAM indica que entre las regiones de Concepción y Aysén se proyecta una condición favorable a precipitaciones normales o sobre lo normal. En centro del país se mantiene una condición normal o bajo lo normal.



1.- Caracterización oferta y consumo: 2025 vs 2026

Energía embalsada gestionable

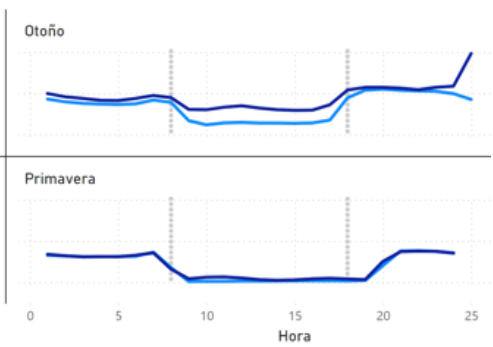
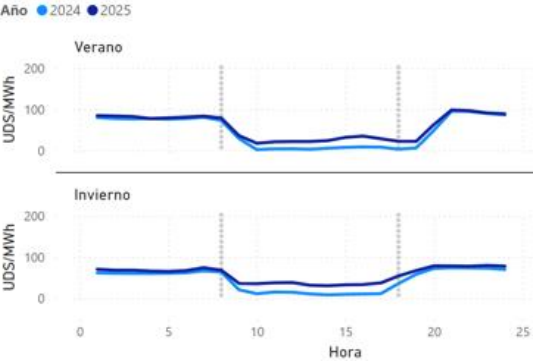
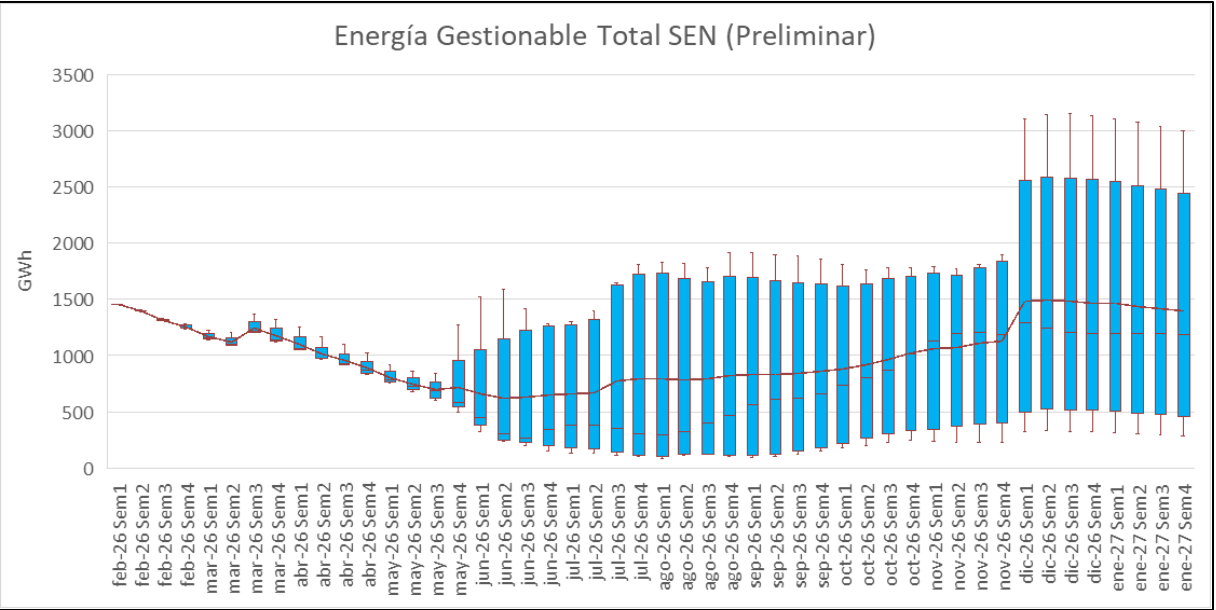
Energía embalsada a la fecha

Energía Embalsada GWh al 16/marzo de 2026 (Gestionable por el Coordinador)					
2021	2022	2023	2024	2025	2026
803	1148	930	2218	2769	1412

Considerando la condición hidrológica actual año 2025-2026 (Prob Exc 94%), que la ubica dentro de las 4 hidrologías más secas desde el año 1960, **el abastecimiento del SEN en 2025 se mantuvo en condiciones normales.**

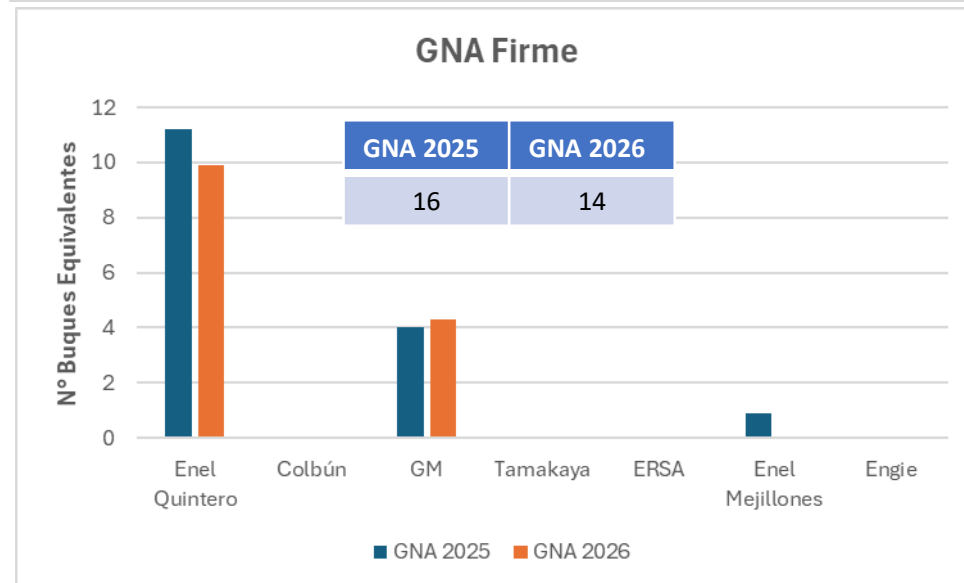
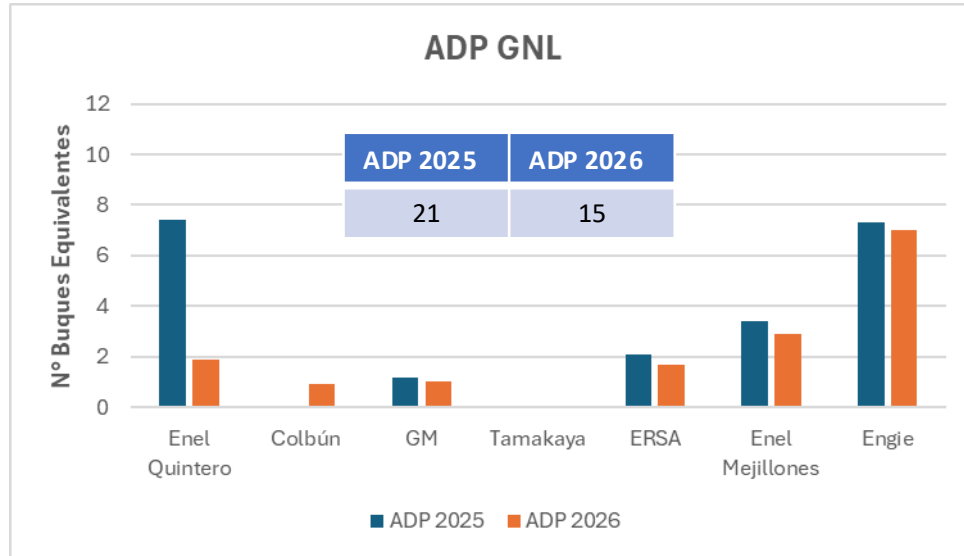
Muestra de aquello son los Costos Marginales de Energía:

Proyección energía embalsada gestionable 2026



1.- Caracterización oferta y consumo: 2025 vs 2026: Gas natural

GNL y GNA: 2025 y 2026



Totales 2026 Gas Natural GNL+GNA (número de barcos equivalentes)

	ADP GNL 2026	2026 GN Firme	2026 GN Interrumpible
Total	15	14	20

v/s

Consumo real 2025 (número de barcos equivalentes)

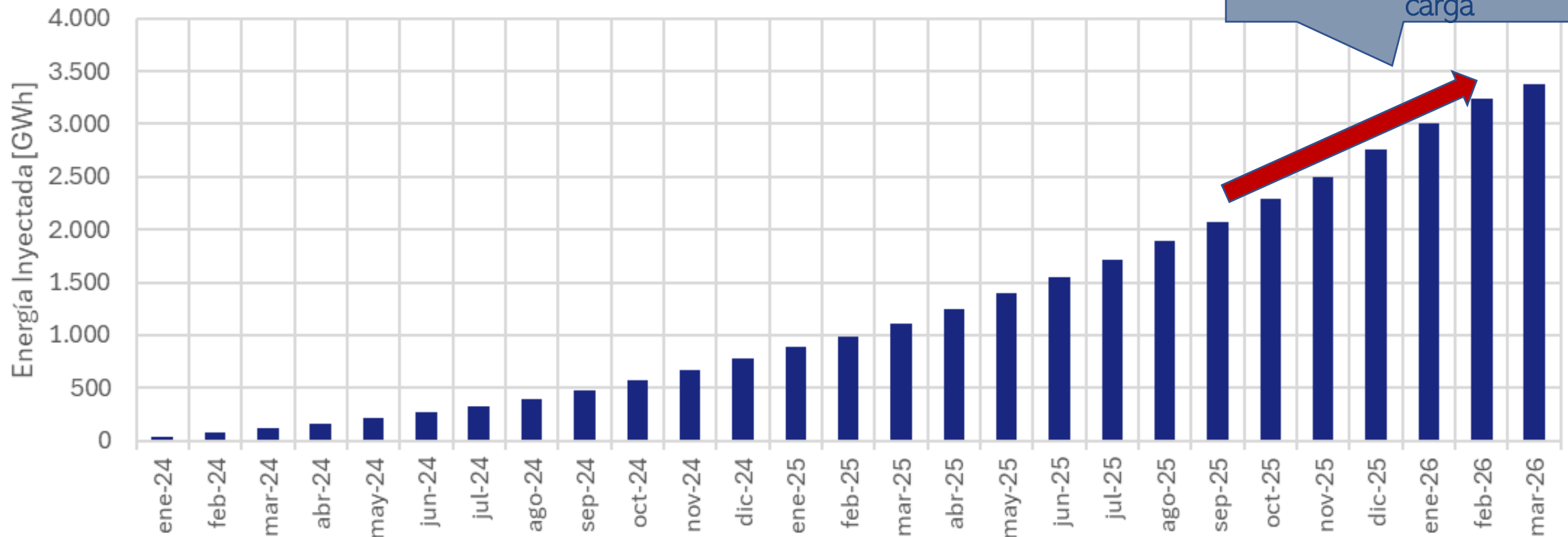
	Volumen consumidos GNL 2025	Volúmenes consumidos GN 2025
Total	14	20

- Se mantiene tendencia de reemplazar y complementar GNL por volúmenes de GN importado desde Argentina.
- El total de GN firme para 2026 es de 30 buques equivalentes, lo ascendería a 50 buques si se considera el gas argentino interrumpible.
- Lo anterior se compara un consumo real de 34 buques equivalentes del 2025.

* Se usó referencia 1 barco = 83.5 MMm3

1.- Caracterización oferta y consumo: 2025 vs 2026: Almacenamiento

Energía inyectada acumulada por BESS a la fecha

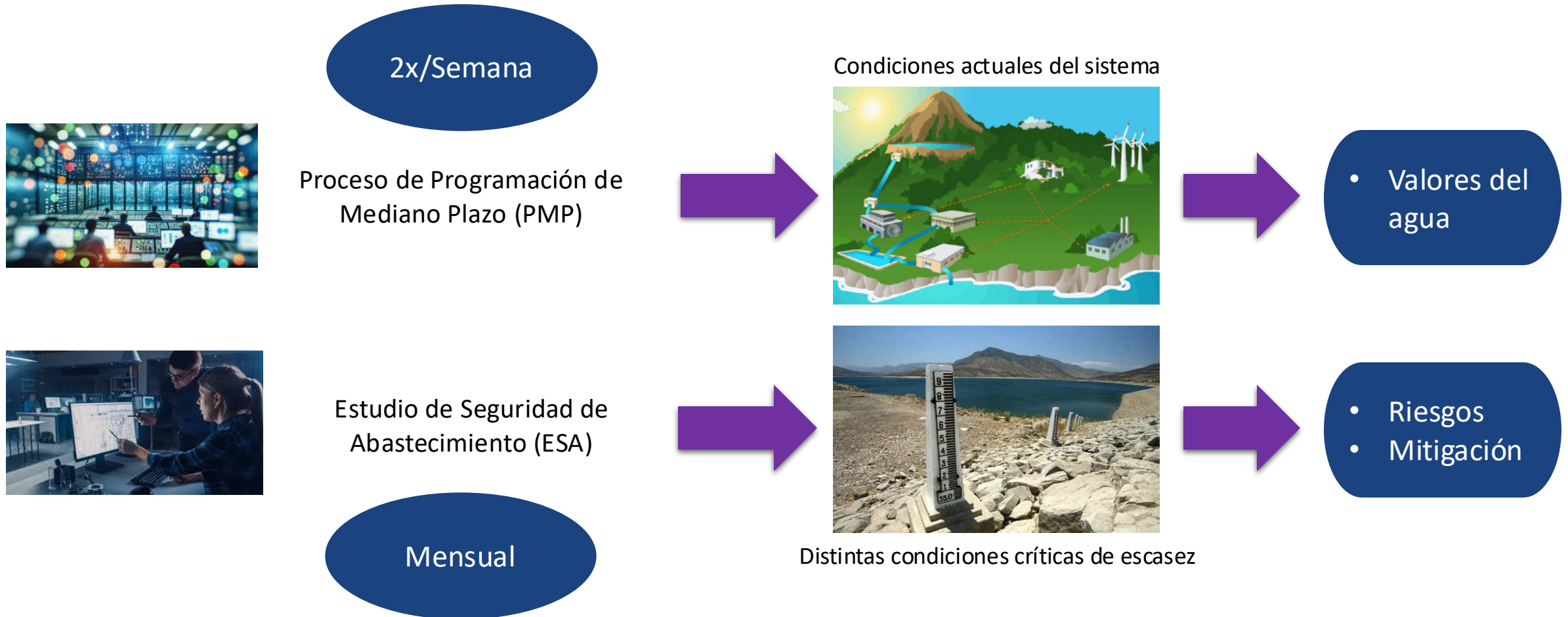


Crecimiento mensual de inyección de baterías equivale a la energía de una central a gas o carbón de 350MW operando 24 horas a plena carga

2 Proyección del abastecimiento SEN: análisis de riesgos

- ¿Qué es el Estudio de Abastecimiento?
- Supuestos
- Resumen resultados

¿Qué es el Estudio de Seguridad de Abastecimiento?



2.- ABASTECIMIENTO SEN 2026: Casos de Estudio

Restictivos

- Insumos
- Indisponibilidades

Críticos

- Más indisponibilidades

Extremo

- Falla en Tx

Caso Base



- Se ejecuta modelo PLP con base del PMP. Considerando los escenarios hidrología más secos.

Caso 1



- Disminución de disponibilidad GNL con respecto al caso base (cancelación buques ADP).

Caso 2



- Caso base con restricción de diésel a 3500 m3/día en el sistema.

Caso 3



- Caso Marejadas: Caso base + indisponibilidad de centrales en zona central por cierre de terminales marítimos en la bahía Quintero por marejadas.

Caso 4



- Caso base más la indisponibilidad por seis meses de una central térmica relevante en zona centro-sur.

Caso 5



- Caso base más la indisponibilidad por seis meses de dos centrales térmicas relevantes en zona centro-sur.

Caso 6



- Caso 5 + restricción de diésel a 3500 m3/día en el sistema.

Caso 7



- Caso 6 + la indisponibilidad por seis meses de dos centrales térmicas relevantes en zona centro-sur (en períodos de tiempo distintos a las dos que ya se consideran F/S)

Caso 8



- Caso 7 + falla en circuito de 500kV NvaPandeAzucar-Polpaico durante una semana, en un mes crítico dentro del horizonte.

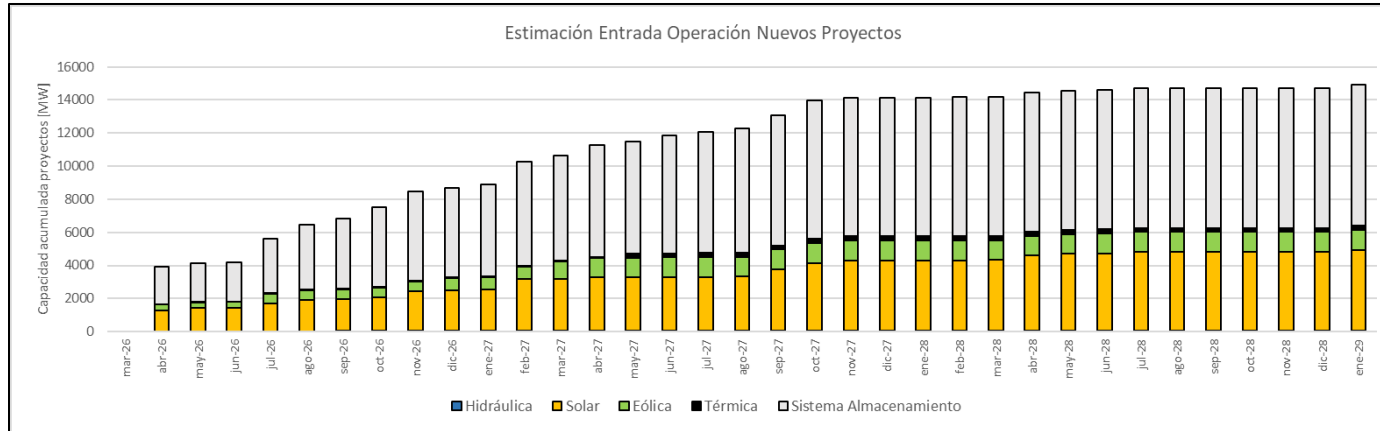
Casos de estudio
pretenden determinar si
existe riesgo de
abastecimiento

En base a los resultados,
se tiene como objetivo
establecer medidas de
mitigación sugeridas ante
eventuales riesgos.

Para todos los casos se
extraen los resultados de
las hidrologías más
extremas (secas)

2.- ABASTECIMIENTO SEN 2026: ESA marzo 2026 (Supuestos)

Tren de Entrada Proyectos



Hacia diciembre 2026 se espera la EO adicional de:



**5.400 MW
(21,5 GWh)**

**Sistemas de
Baterías**



2.400 MW

**Solar
Fotovoltaica**

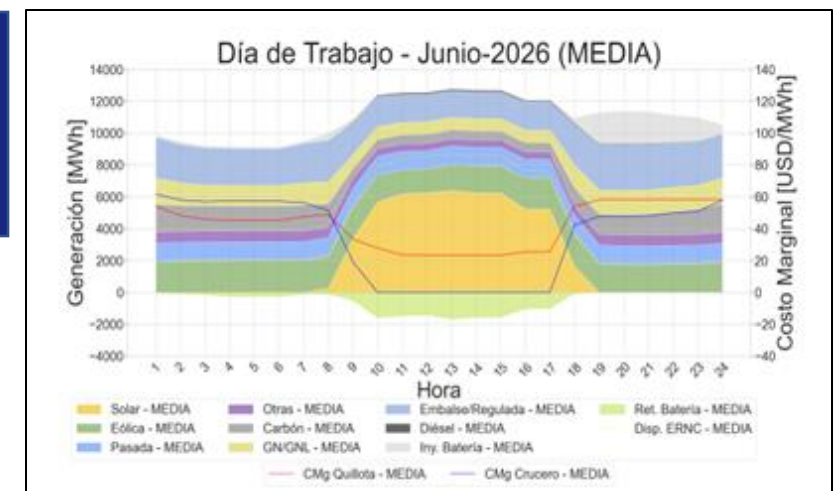
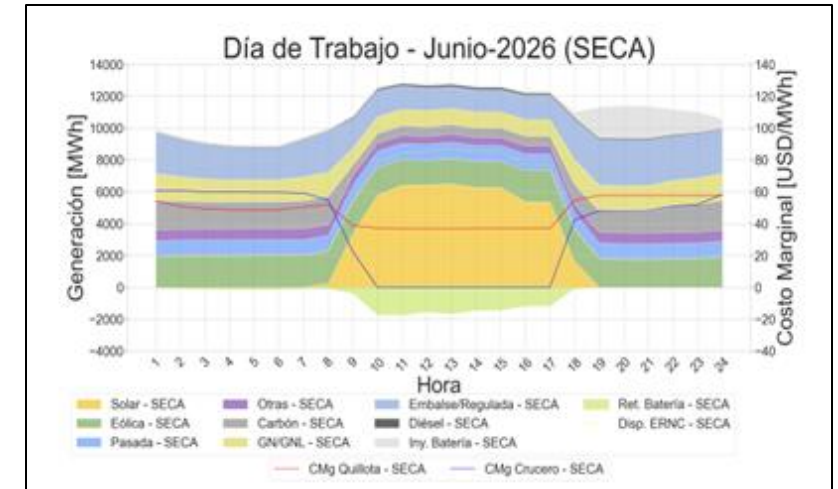


750 MW

Eólica

En condiciones
esperadas no se
verifica generación
con combustible
diésel

Condición Esperada de Operación (PO12Meses)



2.- ABASTECIMIENTO SEN 2026: ESA marzo 2026 (Resultados)

Consumo mensual diésel en Hidrología Crítica – jun26 (m3/día)

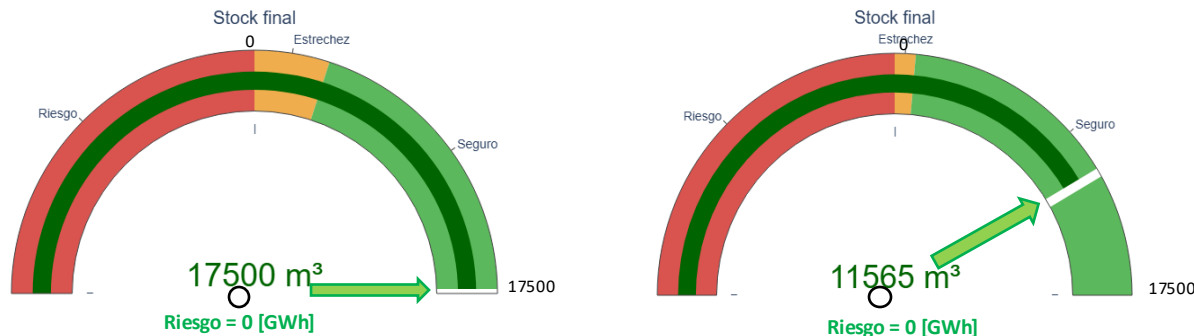
Caso Base	Caso 1	Caso 3	Caso 5	Caso 7	Caso 8
361	1.256	957	1.663	1.202	1.799

Junio 2026

Semana crítica el consumo promedio no supera los 2.000 m3/día.

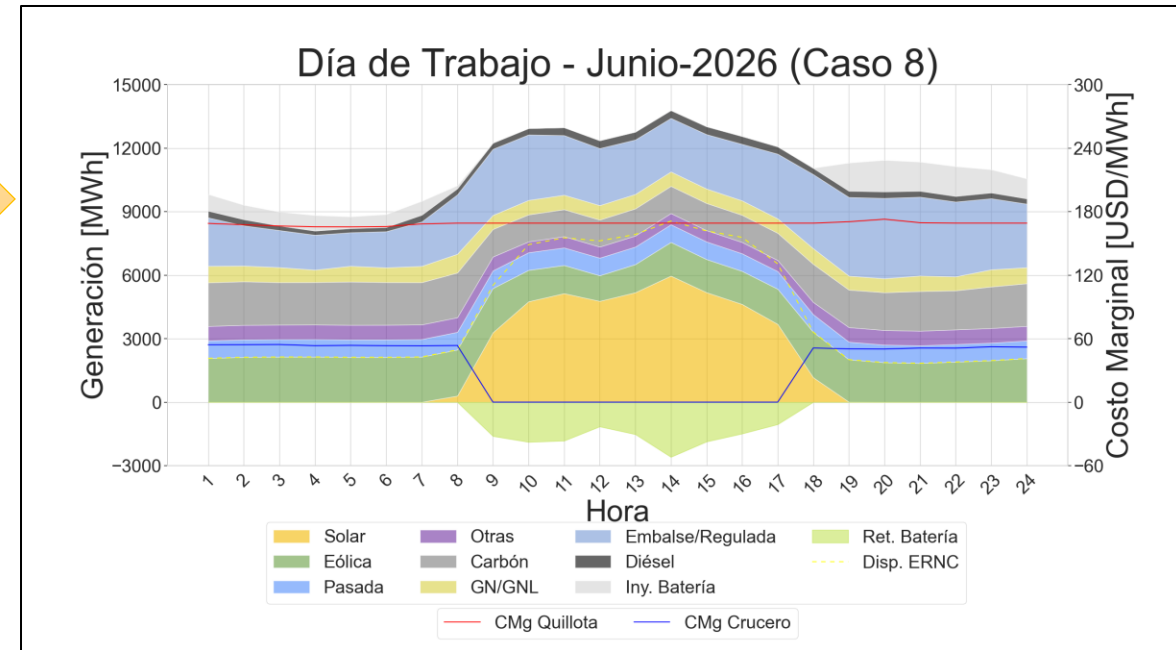
Analizando *stock* de semana crítica centro-sur (inicial = 17.500 m3)

Stock al final de la semana evaluada (Caso 8)



Reposición de 3.500 m3/día

Reposición de 1.000 m3/día



Principales resultados:

- **No se verifican riesgos de desabastecimiento.**
- Consumos esperados pueden ser soportados con stock inicial y bajo tasas de reposición de 3.500 m3/día y 1.000 m3/día.
- Adicionalmente, se está realizando un estudio para actualizar las tasas de reposición de diésel del SEN.

2.- ABASTECIMIENTO SEN 2026: Riesgo C. V. Laguna del Maule

Oficio MEN
Riesgo Cuenca
Maule

Caso 9



- Caso base más la indisponibilidad por **2 semanas** de las centrales de la Cuenca del Maule (1800 MW).

Caso 10

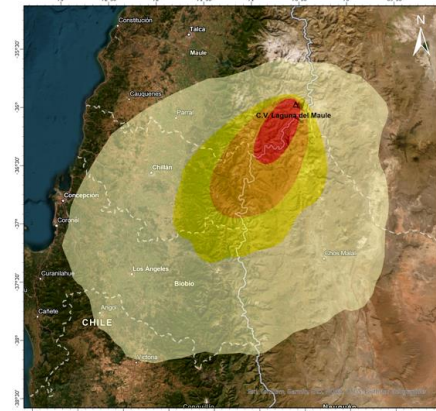
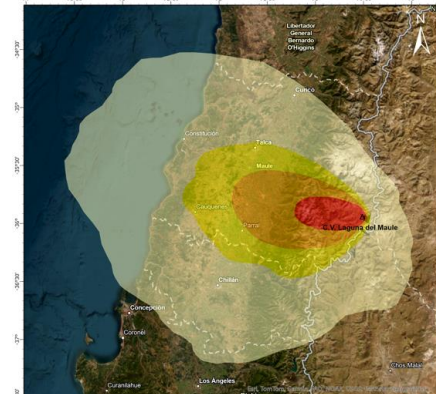
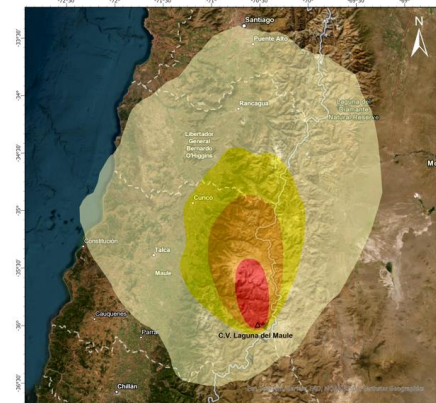


- Caso base más la indisponibilidad por **2 meses** de las centrales de la Cuenca del Maule (1800 MW).

Caso 11



- Caso 10 + la indisponibilidad sistema de transmisión en función de las áreas geográficas que eventualmente podrían verse afectadas por la emisión de ceniza volcánica.
(Muy baja probabilidad de ocurrencia)



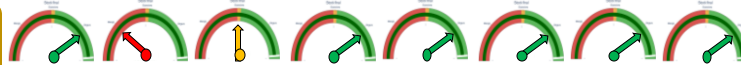
Analizando *stocks* de diésel
por semana

Mar-26

Abr-26

S1 S2 S3 S4 S1 S2 S3 S4

Caso 9



Caso 10



Caso 11



Reposición
1000 m3/día

Riesgo
GWh/semana

SEN
(% demanda)

19

1,1

25

1,5

93

5,5

Principales resultados:

- La pérdida de las centrales de la cuenca del Maule genera un período de estrechez en el SEN.
- Consumos de diésel son menores a 3.000 m3/día para el Caso 9 y Caso 10.
- Para mantener el consumo de combustible bajo los 1.000 m3/día se requieren **2,5 MMm3/día** de Gas Natural (Caso 11).

3 Comentarios finales

- Diferencias año 2025 vs 2026
- Resumen resultados Estudio Seguridad de Abastecimiento

3.- COMENTARIOS FINALES: RECOMENDACIONES GENERALES Y CONCLUSIONES

¿Diferencias entre el año 2025 y proyección 2026?

- Si. Los principales cambios c/r al 2025 favorecen las condiciones de abastecimiento:
 - ✓ Mayor probabilidad de aumento de precipitaciones en invierno → aumento generación hidro y energía embalsada.
 - ✓ Complementariedad entre GNL y GN Argentino → gestión de limitaciones o retrasos en descarga GNL
 - ✓ Plantas ERV + Plan de Obras de ERV/BESS → Contribuye al abastecimiento seguro y económico en la noche-madrugada.

¿Riesgos en el Abastecimiento del SEN próximos 12 meses?

- El Coordinador monitorea permanentemente riesgos que afecten el abastecimiento para detectar oportunamente acciones de mitigación.
- **No se verifican riesgos de déficit** de energía para los siguientes 12 meses. Sin embargo, se proyectan condición de estrechez para los escenarios extremos analizados.
- La disponibilidad de **Gas Natural** y **energía embalsada mitigan** gran parte de los **riesgos** vistos en el Estudio de Seguridad.
- Para **gestionar eventuales situaciones de estrechez**, es fundamental que las **empresas coordinadas cuenten con la disponibilidad de combustible** para cumplir con las instrucciones de despacho seguro y económico instruidas por el Coordinador.
- Consumos estimados de **diésel para casos críticos y extremos** estudiados **no producirían riesgos de quiebre de stock** bajo las tasas de reposición analizadas. En todo caso, el Coordinador esta conduciendo un estudio para actualizar la tasas de reposición de diésel para generación eléctrica.

“El Coordinador busca garantizar un sistema eléctrico **seguro, eficiente y confiable**, mediante una vigilancia permanente de su estado y desarrollo con el fin de apoyar una **transición ordenada** hacia un futuro renovable.”





GRACIAS

PRESENTACIÓN

Auditoría de inventarios de activos en el marco del Decreto 7T



Víctor Álvarez

Jefe del Departamento de Activos e Información Técnica



1. **Introducción**
2. **Marco normativo**
3. **Proceso general**
4. **Tiempos del proceso**
5. **Notificación**
6. **Ejecución**
7. **Revisión final**
8. **Próximos pasos**





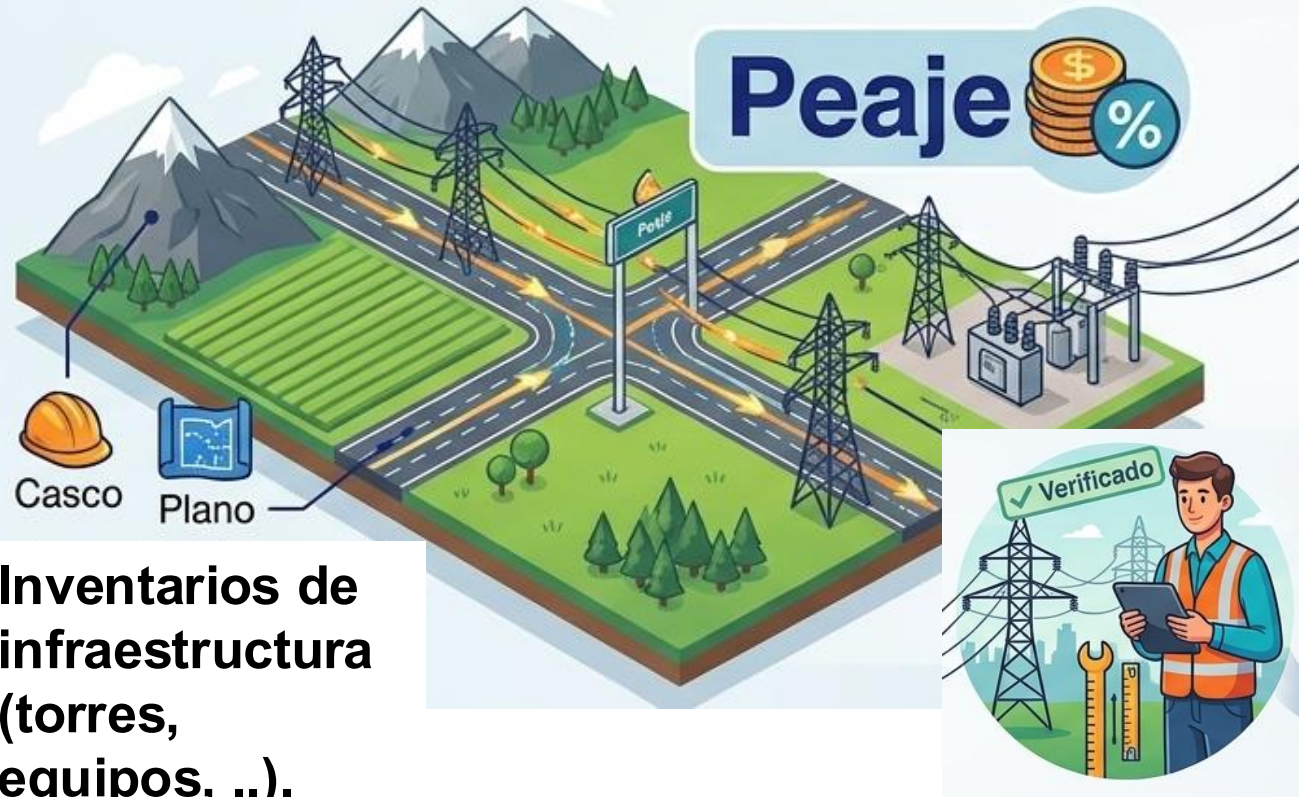
¿Qué estamos auditando?

Concepto: El sistema eléctrico puede entenderse como una red de “carreteras de energía”. Para establecer el “peaje” (tarifa) de esta red, es fundamental conocer con precisión la infraestructura efectivamente en operación: kilómetros de líneas, estructuras, obras civiles y equipos de maniobra, control y protección, entre otros.

El objetivo: Verificar que la información declarada por las empresas en sus registros (inventarios) coincida con la infraestructura existente en terreno. Estos datos son fundamentales para determinar el Valor Anual de la Transmisión por Tramo, que corresponde al monto reconocido a las empresas por el uso de estas instalaciones.

Alcance: Afecta a empresas de transmisión (Sistemas Nacionales, Zonales y Dedicados) bajo el marco del Decreto 7T.

Concepto: La red eléctrica es como una carretera.



**Inventarios de
infraestructura
(torres,
equipos, ..).**



Ley, Reglamento y Norma.

Ley General de Servicios Eléctricos

- Artículo 72-2
- Artículo 72-8
- Artículo 72-9

Reglamento de Calificación, Valorización, Tarificación y Remuneración de las Instalaciones de Transmisión. (Decreto 10/2019)



Auditorías a inventarios: Párrafo II

Detalles técnicos: Artículos 72 hasta el 80

Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio



Anexo Técnico: Desarrollo Auditorías Técnicas

Actores e independencia del proceso



El Coordinador : Es el responsable que dirige el proceso, selecciona al auditor y aprueba los resultados.

La Empresa Coordinada: Es la empresa dueña de las líneas o subestaciones que debe facilitar toda la información y el acceso a sus instalaciones.

El Auditor Técnico: Debe ser un tercero totalmente neutral. No puede haber participado en el diseño, construcción o mantenimiento de las instalaciones que va a revisar, ni tener vínculos de propiedad con la empresa propietaria.



¿Cuáles son las actividades de una auditoría?





¿Cuáles son los plazos estimados de cada actividad?

Licitación y Contratación

- Preparación de las bases, publicación, recepción de ofertas y adjudicación del contrato.



4-6 M

Verificación Documental

- Revisión de datos y su verificación con planos y emisión de informe etapa 1.



3-6 M

Verificación en Terreno

- Visitas a instalaciones y verificación de datos en terreno y emisión de informe etapa 2.



6-12 M

Cierre y resultados finales

- Elaboración de informe final, Cálculo del V.A.T.T. y carga de datos corregidos en SQL D7T.



1 M

El plazo depende del número de instalaciones a auditar.

Los procesos de auditoría se desarrollan en paralelo con distintas empresas.



1

- El Coordinador Eléctrico Nacional puede realizar estas auditorías por iniciativa propia.
- (de oficio) o a solicitud de la Comisión Nacional de Energía (CNE) o la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).

CNE OF. ORD. N° 771/2024

MAT.: Solicita auditoría en la materia que indica.

SANTIAGO, 30 de octubre de 2024

DE: MAURICIO FUNES HUERTA
SECRETARIO EJECUTIVO (S)
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

A: ERNESTO HUBER JARA
DIRECTOR EJECUTIVO
COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

Mediante el presente oficio, la Comisión Nacional de Energía (en adelante, "Comisión"), viene en solicitar a usted, en conformidad a lo dispuesto en el inciso tercero del artículo 72°-9 de la Ley General de Servicios Eléctricos (en adelante, "Ley" o "LGSE"), y en el artículo 72 del Reglamento de Calificación, Valorización, Tarifación y Remuneración de las Instalaciones de Transmisión, y considerando lo informado en audiencia de lobby por la empresa Transelec S.A. a esta Comisión, la realización de una auditoría técnica a los inventarios presentados por la referida empresa a que se refieren los literales a) y j) del artículo 72°-8 de la Ley, y que sirvieron de antecedente para la elaboración del Decreto 7T, de 2022, del Ministerio de Energía, que Fija Valor Anual de las instalaciones de Transmisión Nacional, Zonal y de las instalaciones de Transmisión Dedicada utilizada por parte de los usuarios sometidos a regulación de precios.

En particular, se solicita a Ud. la realización de la auditoría técnica a los inventarios informados por la referida empresa asociados a las instalaciones que componen cada tramo de subestación y tramo de transporte del Sistema Nacional y Zonal.

Finalmente, se solicita a Ud. tomar todas las providencias necesarias para la expedita realización de la antes referida auditoría.

Sin otro particular, se despide atentamente,

**MAURICIO
JAVIER FUNES
HUERTA**

Firmado digitalmente por
MAURICIO JAVIER FUNES HUERTA
Número de reconocimiento: 0786
C=CL, OU=ABOGADOS,
O=MAURICIO JAVIER FUNES
HUERTA,
email=mauriciofunes@coe.cl,
serialNumber=13027549-4
Fecha: 2024.10.30 16:55:34 -0500

SECRETARIO EJECUTIVO (S)
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

CNE OF. ORD. N° 1139/2025

MAT.: Solicita auditoría en la materia que indica.

SANTIAGO, 05 de diciembre de 2025

DE: MAURICIO FUNES HUERTA
SECRETARIO EJECUTIVO (S)
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

A: ERNESTO HUBER JARA
DIRECTOR EJECUTIVO
COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

Mediante el presente oficio, la Comisión Nacional de Energía (en adelante, "Comisión"), solicita a Ud., de conformidad con lo dispuesto en el inciso tercero del artículo 72°-9 de la Ley General de Servicios Eléctricos (en adelante, "Ley" o "LGSE"), así como con el artículo 72 del Reglamento de Calificación, Valorización, Tarifación y Remuneración de las Instalaciones de Transmisión, y atendidos los hallazgos informados por el Coordinador en la reunión sostenida con esta Comisión y el Ministerio de Energía el jueves 27 de noviembre de 2025, la realización de una auditoría técnica a los inventarios a que se refieren los literales a) y j) del artículo 72°-8 de la Ley, presentados por las empresas propietarias de instalaciones de Sistemas de Transmisión Nacional, Zonal y Dedicadas utilizadas por usuarios sometidos a regulación de precios, los cuales sirvieron de antecedente para la elaboración del Decreto 7T, de 2022, del Ministerio de Energía, que Fija Valor Anual de las instalaciones de Transmisión Nacional, Zonal y de las instalaciones de Transmisión Dedicada utilizada por parte de los usuarios sometidos a regulación de precios.

Al respecto, se solicita al Coordinador proponer a esta Comisión una metodología para llevar a cabo la auditoría técnica antes referida, que permita su realización con la debida celeridad, sin comprometer la calidad, rigurosidad y trazabilidad del proceso. Para su elaboración, deberán aplicarse, en lo pertinente, los lineamientos establecidos en las últimas Bases de Licitación del proceso de auditoría de los activos de la empresa Transelec S.A., incorporando los ajustes que el Coordinador estime necesarios para su adecuada ejecución.

La propuesta metodológica antes solicitada deberá ser presentada a esta Comisión dentro del plazo de diez días hábiles, a contar de la notificación del presente oficio.

Sin otro particular, saluda atentamente,

**MAURICIO
JAVIER FUNES
HUERTA**

Firmado digitalmente por
MAURICIO JAVIER FUNES HUERTA
Número de reconocimiento: 0786
C=CL, OU=ABOGADOS,
O=MAURICIO JAVIER FUNES
HUERTA,
email=mauriciofunes@coe.cl,
serialNumber=13027549-4
Fecha: 2025.12.05 16:48:13 -0500

SECRETARIO EJECUTIVO (S)
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

Santiago, 04 de marzo de 2026
DE 01490-26

Señores
Encargados
Empresas Coordinadas
Según Lista de Distribución Adjunta
Presente

Ref.: Informa proceso de ejecución de Auditoría Técnica.

[1] CNE Oficio Ordinario N°1139-25, del 05 de diciembre de 2025 (Ingreso N° OP03104-25).

[2] CNE Oficio Ordinario N°210-26, del 20 de febrero de 2026 (Ingreso N° OP00422-26).

De mi consideración:

En relación con la materia de la Ref., informo que, conforme a lo solicitado por la Comisión Nacional de Energía mediante la comunicación indicada en la Ref. [1], este Coordinador procederá a realizar la Auditoría Técnica de los inventarios informados por su representada a que se refieren los literales a) y j) del artículo 72°-8 de la Ley General de Servicios Eléctricos, y que sirvieron de antecedente para la elaboración del Decreto 7T, de 2022, del Ministerio de Energía, que Fija Valor Anual de las instalaciones de Transmisión Nacional, Zonal y de las instalaciones de Transmisión Dedicada utilizada por parte de los usuarios sometidos a regulación de precios.

En este contexto, mediante la presente se informa a su representada que el Coordinador Eléctrico Nacional, en conformidad con las disposiciones del Anexo Técnico "Desarrollo de Auditorías Técnicas" de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, se encuentra realizando las gestiones necesarias para dar cumplimiento a lo requerido en las comunicaciones de las Ref. [1] y [2].

Asimismo, cabe señalar, en cumplimiento con lo dispuesto en la Ref. [1] y de acuerdo con lo establecido en el artículo 8-11 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, el costo asociado a las Auditorías Técnicas será de cargo del Coordinado



2

- El Coordinador solicita a la empresa transmisora el inventario rectificado de sus instalaciones.
- Prepara las bases de licitación.
- Adjudica el servicio de auditoría.
- El auditor elabora el protocolo.
- El Coordinador aprueba el protocolo.



Inventarios Rectificados

- a) La empresa debe validar sus inventarios actuales.
- b) Identificar y declarar formalmente las diferencias entre sus registros físicos y lo que figura en la base de datos oficial (SQL D7T).
- c) Registrar estas rectificaciones exclusivamente en el formato proporcionado por el Coordinador



Licitación

- a) El Coordinador prepara los términos técnicos y administrativos.
- b) Publicación de la invitación a participar en la licitación pública.
- c) Adjudicación al Auditor Técnico tras evaluar ofertas técnicas y económicas.
- d) Firma del Contrato entre el Coordinador y el Auditor seleccionado



Protocolo

- a) El Auditor entrega el Protocolo de Auditoría con el plan de trabajo detallado.
- b) El Coordinador aprueba u observa el protocolo.
- c) Inicio oficial de la auditoría. Solo puede comenzar con el protocolo aprobado.



3

- El Coordinador notifica e informa el método de pago a la empresa transmisora.
- El Coordinador notifica el inicio de la auditoría a la CNE y SEC.



Notificación

- a) Notificación a la empresa que incluye el protocolo de auditoría aprobado por el Coordinador
- d) Notificación a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles y a la Comisión Nacional de Energía



Método de pago

- a) La normativa establece explícitamente que es responsabilidad de la Empresa Coordinada (la dueña de las instalaciones) realizar los pagos que genere la Auditoría Técnica.
- b) El Coordinador define las formas de pago (generalmente por hitos de avance), y el proveedor del servicio debe acreditar estos pagos según lo pactado en el contrato de auditoría.



4

- Etapa 1: Verificación documental e informe etapa 1.
- Etapa 2: Verificación en terreno e informe etapa 2.



Verificación Documental

Plazo: 6 meses.

El Proceso: La empresa entrega un Formulario de Inventarios Rectificados. El auditor coteja estos datos contra **planos "As-built"** y memorias de cálculo informadas por la empresa Coordinada en la plataforma de activos de transmisión.

Homologación: Si faltan planos antiguos, se permiten técnicas para estimar cantidades, siempre que el Coordinador las autorice previamente.



Verificación en Terreno

Plazo: 12 meses.

¿Por qué ir al terreno?: Se realiza cuando no existen planos "As Built" o cuando no son claros, están incompletos o son contradictorios.

Tecnología: Se solicita al auditor el uso de **levantamientos topográficos y tecnologías de realidad virtual 3D** para capturar la realidad de las subestaciones.





5

- Aprobación u observaciones al informe final.
- Correcciones.
- El Coordinador informa los resultados a autoridades.
- Publicación del informe en el sitio web del coordinador.
- Las discrepancias del proceso de auditoria podrán someterse al dictamen del panel de expertos.

Una vez finalizada la auditoría, el Auditor carga estos inventarios corregidos en la Base de Datos SQL D7T.



Informe Final de auditoría:

Cálculo del Valor Anual de la Transmisión por Tramo (V.A.T.T.): Se recalculan los pagos que la empresa debe recibir (V.A.T.T.) basándose en la realidad técnica encontrada.

Determinación de Diferencias: Si el inventario rectificado final muestra diferencias superiores al 10% respecto a lo declarado originalmente (o información falsa), se considera una diferencia sustancial (Decreto 10).

En resumen, el inventario rectificado permite que se pague a las empresas por los activos que poseen y operan.



Aprobado: Notificación realizada.

Transelec S.A.:



- Notificación realizada 20 de marzo de 2026.
- Informe 1 revisión documental se entrega en mayo 2026.



En proceso: Iniciando Notificaciones.

5 Empresas (+):



- Notificación en proceso planificada para el 2° semestre.



Planificado: Notificaciones Pendientes.



- ### Empresas Restantes:
- Mediano plazo.



GRACIAS

Migración de conexiones y servicios críticos ante el cierre del Data Center de Apoquindo



Carola Díaz Quiroz

Subgerenta Ingeniería de Software y Arquitectura

Víctor Reyes Jara

Jefe del Departamento de SCADA y SITR



20
23



20
23



¿POR QUÉ ES NECESARIO EL TRASLADO?

- Cierre programado del Data Center Apoquindo.
- Consolidación de servicios tecnológicos críticos en el Data Center del Coordinador en ENEA.
- Modernización de la infraestructura que soporta la operación en tiempo real.
- Necesidad de mantener redundancia y disponibilidad de comunicaciones operacionales.
- **Sistemas críticos involucrados:**
SITR (SCADA) · WAMS · SLRP · PRMTE

Este proceso permite asegurar la continuidad operativa y la disponibilidad de información crítica para la operación segura del Sistema Eléctrico Nacional.

ALCANCE TÉCNICO DEL PROCESO

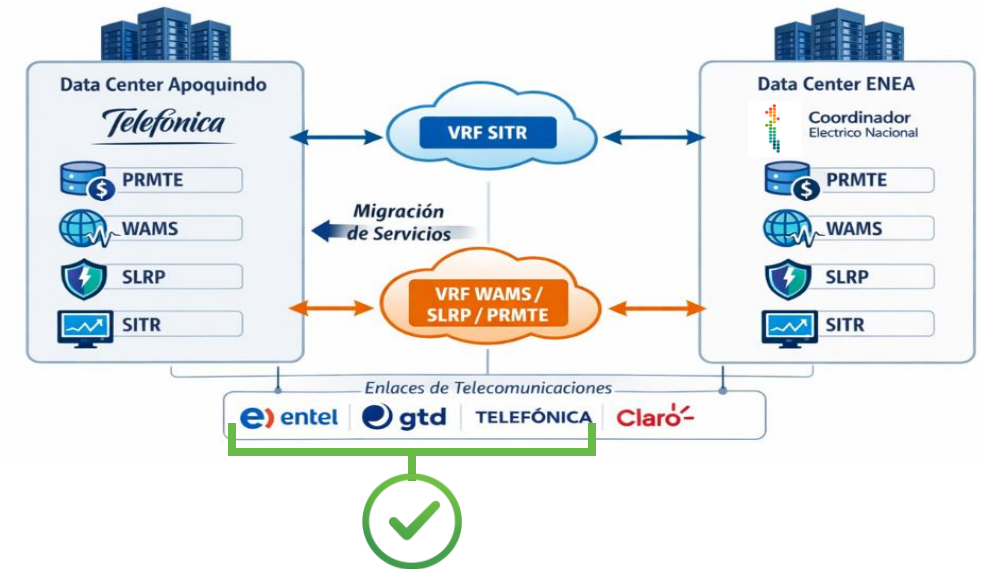
¿Qué se está adecuando realmente?

Adecuación de conectividad hacia el nuevo Data Center

- Migración de enlaces de comunicación asociados a servicios operacionales.
- Ajustes en la configuración de redes y segmentación (VRF).
- Integración y validación de conectividad hacia plataformas críticas del Coordinador.
- Uso de troncales de telecomunicaciones existentes de cada empresa coordinada.

Alcance para las empresas coordinadas

- La implementación es gestionada por cada empresa con su proveedor de telecomunicaciones.
- No implica el reemplazo total de la infraestructura tecnológica del coordinado.
- Requiere pruebas de conectividad y validación de redundancia operativa.



Se trata principalmente de una adecuación de conectividad necesaria para asegurar la continuidad de la comunicación operacional con el Coordinador.

ETAPAS DEL PROCESO DE MIGRACIÓN



Total Empresas Coordinadas : 845

326

*Empresas con
adecuación completada*

166

Empresas en proceso

353

*Empresas con
adecuación sin iniciar*

EVOLUCIÓN DEL PROCESO DE HABILITACIÓN DE ENLACES



El Coordinador ha facilitado las condiciones técnicas y el seguimiento del proceso; la ejecución final requiere la gestión directa de cada empresa coordinada con su proveedor de telecomunicaciones

- **SITR (SCADA):** continuará operando, pero sin capacidad de contingencia ante fallas de comunicaciones, aumentando la exposición operacional en la supervisión en tiempo real.
- **WAMS:** la falta de habilitación de los nuevos enlaces implicará indisponibilidad de información en línea para el análisis del comportamiento dinámico del sistema.
- **SLRP y PRMTE:** no será posible asegurar el intercambio oportuno de información requerida para procesos operacionales y de mercado.
- **Respaldo operacional:** reduce el impacto ante eventuales fallas o degradaciones de conectividad.
- **Cumplimiento normativo:** contribuye a mantener las condiciones técnicas requeridas para la operación segura del SEN.

La adecuada implementación de la redundancia de comunicaciones permite fortalecer la resiliencia de los servicios tecnológicos que soportan la operación en tiempo real del sistema eléctrico.

ACCIONES SUGERIDAS PARA EL CIERRE OPORTUNO



Empresas que aún no han iniciado

- Identificar responsable interno
- Coordinar implementación con proveedor Telco
- Contactar canales técnicos del Coordinador



Empresas en proceso

- Priorizar pruebas de conectividad
- Validar redundancia operativa
- Informar avances



Empresas con migración terminada

- Confirmar estabilidad operativa
- Mantener seguimiento preventivo

El avance oportuno de cada empresa es clave para asegurar el cierre exitoso del proceso y la continuidad operacional del sistema.

- La migración de enlaces forma parte del fortalecimiento tecnológico del sistema eléctrico – Es crítica y obligatoria
- El avance logrado refleja compromiso de la industria, estamos en la etapa final (31 marzo)
- El cierre oportuno permitirá consolidar condiciones adecuadas de monitoreo y comunicación

El estado de avance del proceso será informado a la SEC conforme a las obligaciones regulatorias vigentes, junto con las acciones realizadas por Coordinador orientadas a facilitar el cumplimiento oportuno del plazo establecido previo al cierre del Data Center de Apoquindo.



GRACIAS



Jornada Técnica para Empresas Coordinadas



Martes 24 de marzo de 2026



Hoja de Ruta de Investigación, Desarrollo e Innovación



Paulina Tapia Suvayke
Directora de la Unidad de Innovación

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

H₂V · 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
- 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



Hoja de Ruta de I+D+i

Respuesta estructurada a los desafíos operacionales

IDENTIFICAR
DESAFÍOS



DESARROLLAR
SOLUCIONES



IMPLEMENTAR Y
ESCALAR

- Priorización de desafíos del sistema
- Definición de líneas de investigación

- Investigación aplicada y pilotos
- Validación tecnológica

- Integración en operación
- Soporte a decisiones regulatorias



Del diagnóstico a la implementación
Proceso dinámico y en revisión continua

¿Cómo construimos la Hoja de Ruta?

Para abordar estos desafíos, definimos un proceso técnico, colaborativo y basado en evidencia



TENDENCIAS

- Benchmark internacional
- Análisis tecnologías emergentes



ECOSISTEMA

- Entrevistas
- Mesas de trabajo
- Industria · Academia · Regulador



PRIORIZACIÓN

- Impacto sistémico
- Madurez Tecnológica (TRL)
- Horizonte Temporal



Base para la definición de iniciativas de I+D+i



CENTRO DE INNOVACION UC
ANACLETO ANGELINI



Estructura de la Hoja de Ruta de I+D+i

4 dimensiones clave



OPERACIÓN

Tiempo real

Dimensiones

OPERACIÓN SEGURA Y ECONÓMICA

Subdimensiones

- a. Herramientas para la estabilidad y resiliencia operativa
- b. Integración de recursos distribuidos y nuevos actores
- c. Capacidades avanzadas de simulación y modelamiento
- d. Inteligencia artificial y analítica para la operación

PLANIFICACIÓN

Largo plazo

PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO DE LA RED

- a. Modernización de las herramientas de planificación
- b. Gestión eficiente de la infraestructura de transmisión

MERCADO Y FLEXIBILIDAD

Señales económicas

MERCADO ELÉCTRICO Y FLEXIBILIDAD SISTÉMICA

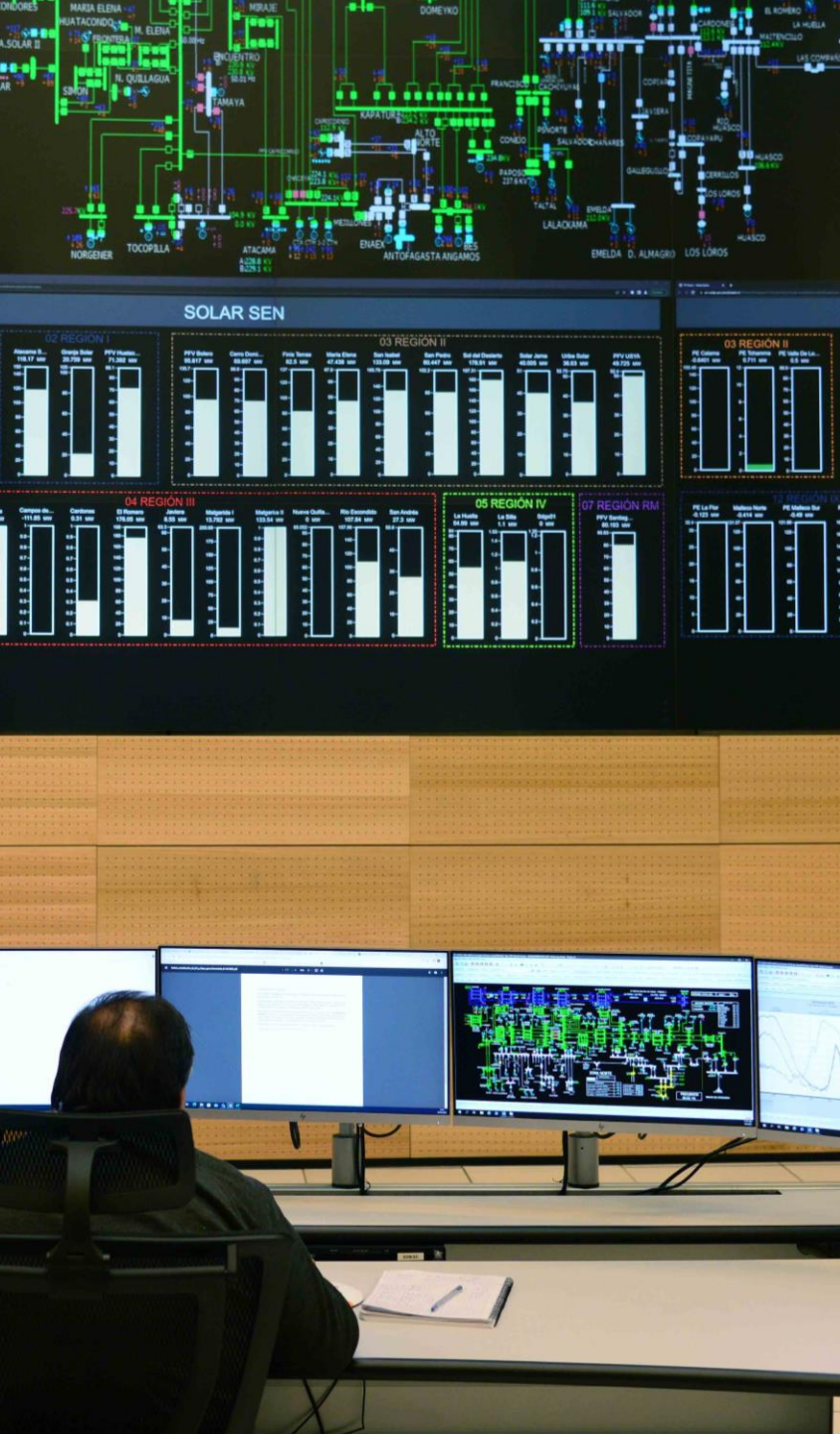
- a. Adaptación del mercado eléctrico a nuevas tecnologías y recursos
- b. Aplicación de IA y automatización en procesos de mercados
- c. Diseño y evaluación de herramientas para un futuro Mercado basado en ofertas
- d. Desarrollo de herramientas para la trazabilidad de emisiones y mercados de compensación

DIGITALIZACIÓN

Habilitador transversal

INNOVACIÓN TECNOLÓGICA Y DIGITALIZACIÓN

- a. Evaluación de tecnologías emergentes
- b. Modelo único del Sistema Eléctrico Nacional
- c. Ciberseguridad para sistemas críticos
- d. Exploración de inteligencia artificial para automatizar procesos



Operación segura y económica

Fortalecer la operación del sistema en un entorno de alta variabilidad y menor inercia, mediante capacidades avanzadas de monitoreo, modelamiento y control



Visión 2029+

- Operación predictiva basada en estimación de estado y monitoreo dinámico (*Advanced situational awareness*)
- Coordinación en tiempo real de recursos distribuidos y flexibles (BESS, DER, demanda flexible) (*Real-time coordination of DER*)
- Modelos dinámicos y simulación avanzada para validación operativa (*Dynamic security assessment*)
- Soporte a la operación mediante analítica avanzada e inteligencia artificial (*AI-assisted operations*)



**Operar el sistema de forma segura
con menor generación síncrona**

Planificación y desarrollo de la red

Avanzar hacia una planificación adaptativa que integre incertidumbre, seguridad del sistema y nuevas tecnologías en decisiones de largo plazo



Visión 2029+

- Planificación basada en escenarios y análisis probabilístico, incorporando incertidumbre en disponibilidad de infraestructura, comportamiento de recursos distribuidos, contexto regulatorio y evolución tecnológica (*Probabilistic & scenario-based planning*)
- Integración de criterios de estabilidad dinámica, fortaleza de red y resiliencia en la planificación (*System strength & resilience planning*)
- Optimización del uso de la infraestructura y de decisiones de expansión mediante tecnologías habilitantes como GETs (*Grid optimization & non-wire alternatives*)



Tomar decisiones de largo plazo mas robustas bajo incertidumbre



Mercado eléctrico y flexibilidad

Impulsar la evolución del mercado eléctrico para integrar flexibilidad, nuevos actores y señales económicas consistentes con la operación del sistema



Visión 2029+

- Integración de recursos distribuidos y demanda flexible en los mercados, habilitando agregación y participación (*DER participation & aggregation*).
- Evolución del diseño de mercado y servicios complementarios para sistemas con alta penetración renovable (baja inercia, flexibilidad, potencia de suficiencia) (*Market design for high renewables systems/ Resource adequacy*).
- Desarrollo de herramientas de simulación de mercado para evaluar escenarios y apoyar decisiones regulatorias (*Market simulation tools*).



Alinear incentivos económicos con las necesidades operacionales del sistema



Innovación tecnológica y digitalización

Desarrollar capacidades digitales avanzadas para soportar la operación, planificación y mercados en un sistema eléctrico complejo y dinámico



Visión 2029+

- Modelo único de red basado en estándar CIM, como fuente única de información (*Common Grid Model / Model exchange across planning, operations and markets*)
- Arquitectura de datos y analítica avanzada para la integración y explotación de datos operacionales a gran escala (*data-driven operations*)
- Aplicación de IA y computación de alto desempeño (*HPC*) para simulación, pronóstico y soporte a decisiones (*AI-enabled decision support*)
- Fortalecimiento de la ciberseguridad en sistemas críticos, alineado con estándares internacionales (*cyber-resilient grid*)



Capacidades digitales para gestionar la complejidad y habilitar la operación del sistema eléctrico del futuro

La hoja de ruta ya esta avanzando en su implementación

OPERACIÓN EN TIEMPO REAL



GridMetrix®

Medición de *system strength*, inercia y oscilaciones

PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO DE LA RED



GPT-T Grid Planning Tool

Herramienta avanzada de planificación de red

VALIDACIÓN Y PILOTOS



Testbed en Energía

Validación de tecnologías en entorno real



CAPACIDADES TRANSVERSALES



Vigilancia tecnológica

Análisis de soluciones emergentes y benchmarking internacional

Implementando capacidades clave para la operación del sistema eléctrico del futuro

Invitación a co-desarrollar soluciones para el sistema eléctrico



ACADEMIA

- Postulación conjunta a fondos ANID
- Desarrollo de investigación aplicada
- Acceso a problemas y datos reales del sistema eléctrico



INDUSTRIA

- Desarrollo de proyectos piloto
- Validación de tecnologías en operación real
- Colaboración en el desarrollo de soluciones aplicadas

ÁREAS PRIORITARIAS DE COLABORACIÓN

- Estabilidad y fortaleza de red
- Modelación y simulación avanzada
- Inteligencia artificial aplicada a la operación
- Flexibilidad y recursos distribuidos

Los desafíos del sistema requieren soluciones desarrolladas y validadas en conjunto con el ecosistema eléctrico

Marco para el desarrollo de proyectos piloto



Hoja de Ruta de I+D+i



paulina.tapia@coordinador.cl
barbara.basualto@coordinador.cl


Hoja de Ruta de I+D+i
Marzo 2026



GRACIAS

Fortaleza de Red: Aspectos técnicos y normativos



Eugenio Quintana

Jefe del Departamento Estudios Eléctricos

TEMARIO

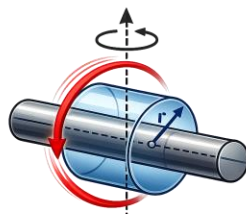
1. Motivación
2. Enfoque del Coordinador
3. La Nueva Normativa
4. Desafíos de Implementación
5. Avances y Próximos Pasos
6. Conclusiones



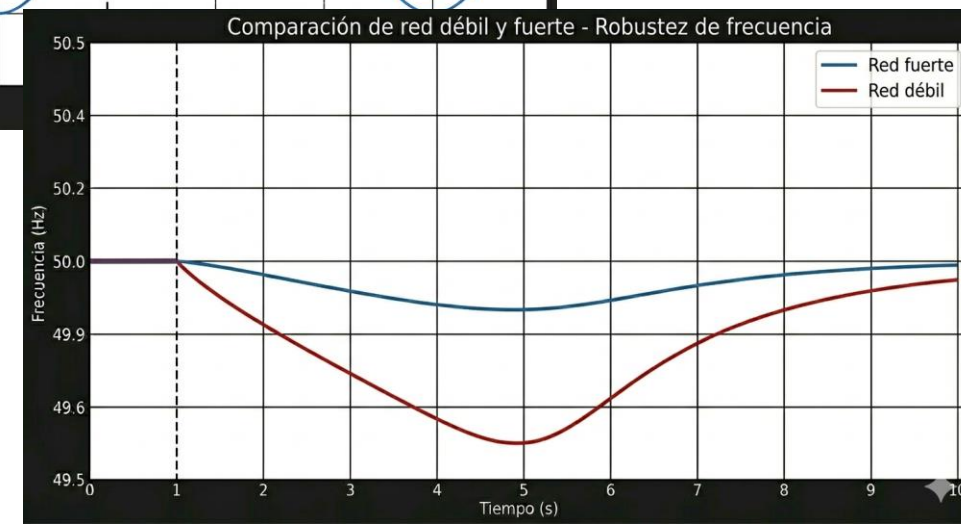
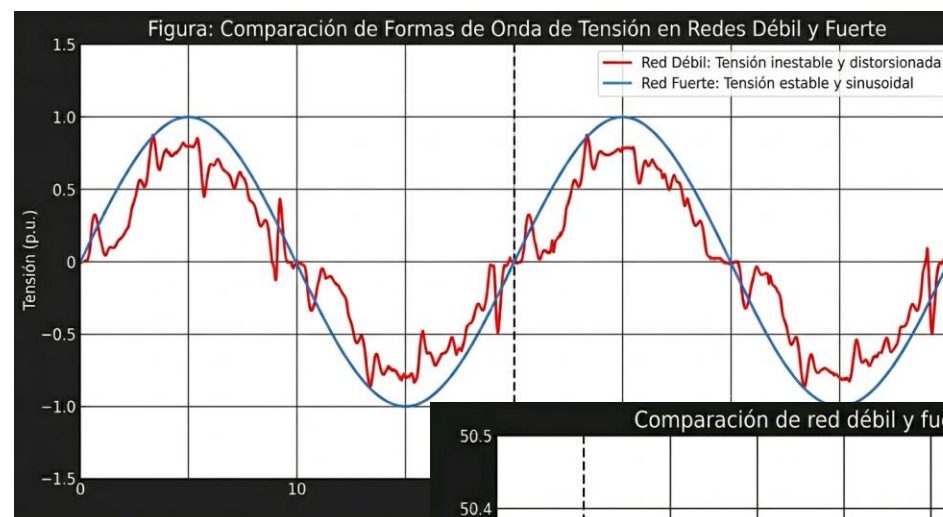
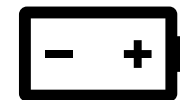
MOTIVACIÓN: UN CAMBIO DE PARADIGMA

- La generación ERV basada en inversores (IBR) ha incrementado su participación y seguirá desplazando el aporte sincrónico
- La reducción del aporte de máquinas sincrónicas trae consigo nuevos desafíos para la estabilidad del SEN
- Particularmente por la disminución sostenida de atributos intrínsecos a la generación sincrónica como:

Inercia

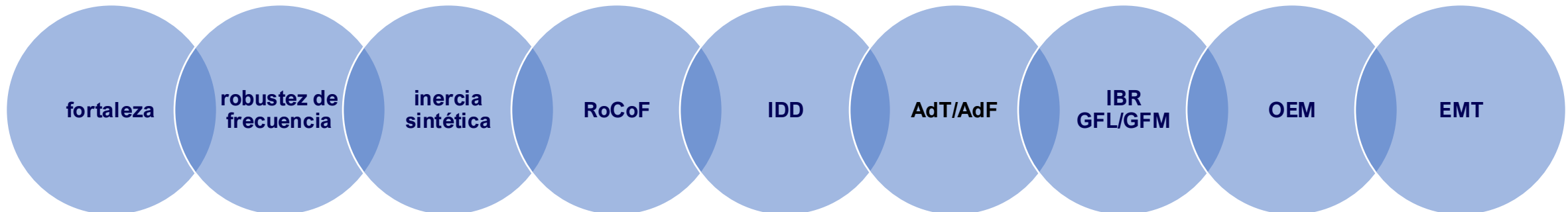
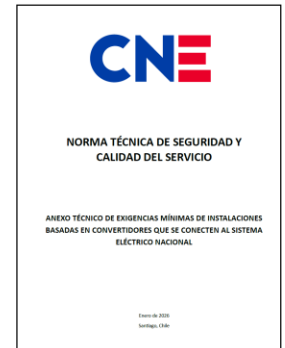


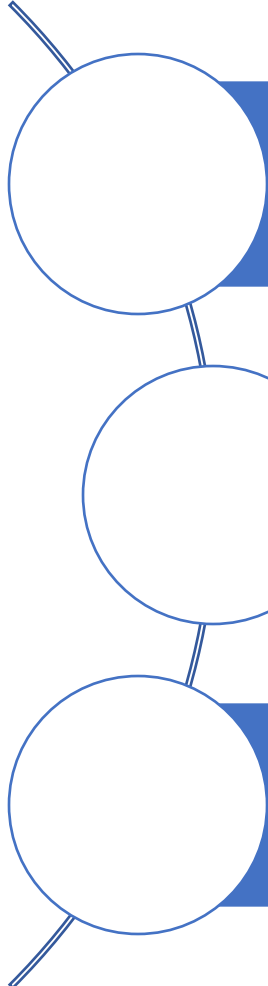
Cortocircuito



MOTIVACIÓN: MEDIDAS HABILITANTES

- El Coordinador viene estudiando el tema desde el año 2019.
- Los análisis resultaron en el lanzamiento de la licitación de SSCC de CT caracterizado por un requerimiento de cortocircuito, la cual adjudicó el 98% del requerimiento.
- En febrero de 2026 se publicó una actualización de la NTSyCS en conjunto con el AT IBR y AT Estudio de Robustez.
- Esta actualización representa un gran avance, pero existen desafíos en la implementación y temas por definir.

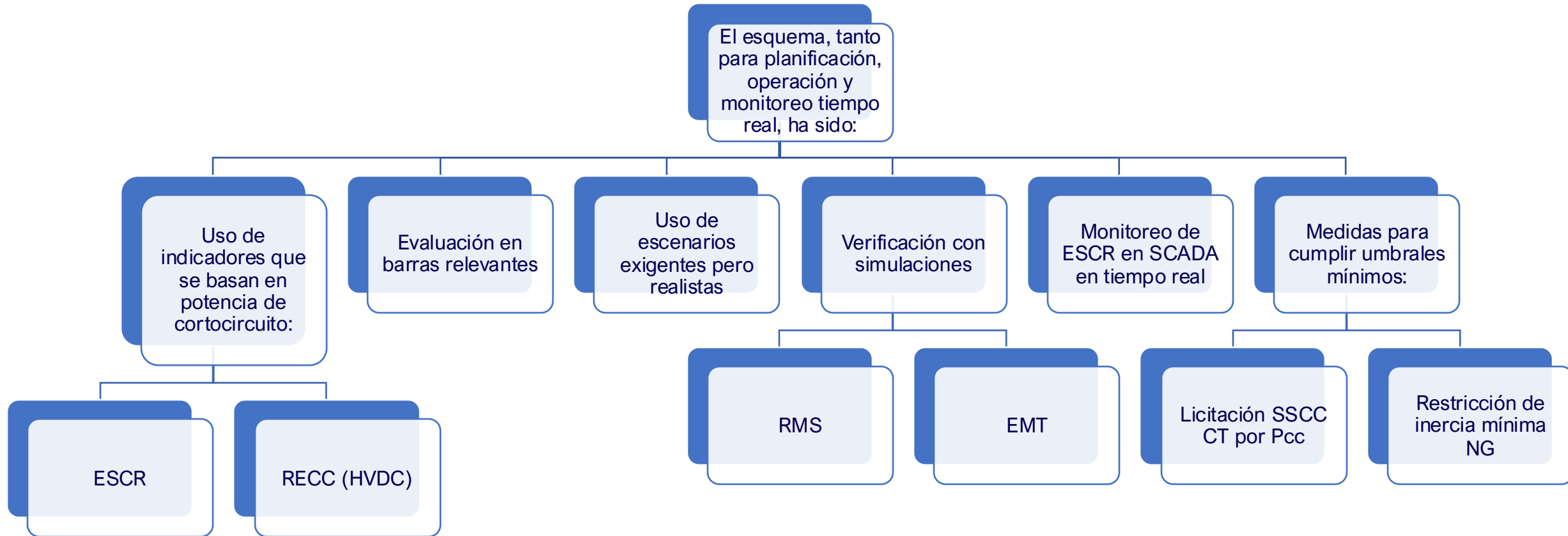




El 2021 el Coordinador llevó a cabo estudios con DIGSILENT, que concluyeron que la mejor aproximación para resolver el desafío para el SEN en un enfoque dual: métrica de escaneo y validación dinámica de casos críticos.

Desde entonces se ha seguido este enfoque práctico y trazable: cálculo de ESCR y simulaciones RMS y EMT para chequear estándares de recuperación dinámica.

Debido a la brecha detectada, el 2023 se lanzó la licitación de SSCC de CT por Pcc, la cual adjudicó el 98% del requerimiento de cortocircuito con nuevos condensadores sincrónicos y una reconversión, en las barras óptimas o cerca de ellas.



Ventajas:

Es simple de implementar en la programación y en tiempo real

Tiene trazabilidad técnica

Sirve para definir requerimientos “licitables” y restricciones.

Limitaciones:

El despacho forzado de generación sincrónica sirve, pero no es una solución estructural

El recorte ERV NO resuelve la causa de fondo

Para análisis de fenómenos rápidos se necesita modelos OEM EMT y registros de alta resolución.

- No hay que abandonar las métricas estáticas, pero hay que complementarlas con otros análisis, herramientas y modelos *ad hoc*.

LA NUEVA NORMATIVA: ESTUDIO DE ROBUSTEZ

La nueva lógica del Estudio de Robustez:

Define áreas de tensión y frecuencia (AdT y AdF)

Usa escenarios creíbles pero exigentes

Evaluación con simulaciones RMS

EMT como complemento o cuando el fenómeno lo requiera.

La norma también separa las medidas en 3:

SC con recursos existentes

SC con nuevos recursos o infraestructura

Ajustes en lógica de control de IBR.

Fortaleza

IDD

Robustez de frecuencia

Frecuencia Mínima

RoCoF



Se califican las áreas como débiles o no.

Las medidas para robustecer entregan insumos técnicos, pero no gatillan por sí solas restricciones o requerimientos.



Se publican niveles mínimos esperados de SCL y factores K_i en barras ≥ 66 kV para el proceso de conexión.

Exigencia para IBR GFL
en el punto de conexión



$SCR \geq 3$



$ESCR \geq 1,5$

Art. 4-8 AT IBR

No aplica para los IBR con $DC < DO$

03/02/2026



Todo almacenamiento que se interconecte al SEN debe tener la capacidad de ser GFM.

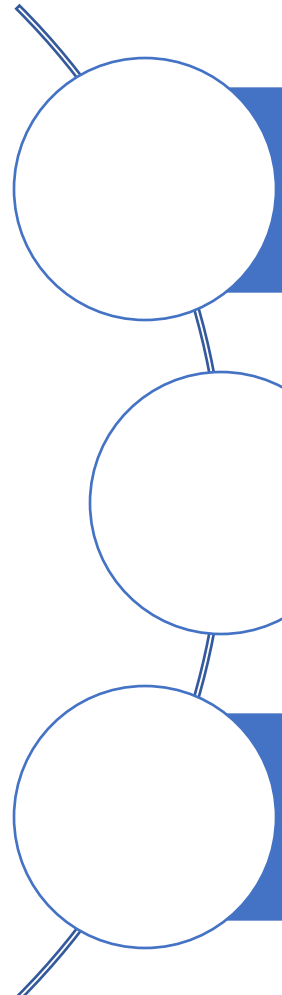


El Coordinador podría instruir cambios de modo de operación según los resultados del Estudio de Robustez.



Se exige validación de modelos EMT OEM previa a la EO.

LA NUEVA NORMATIVA: DESAFÍOS DE IMPLEMENTACIÓN



El Estudio identifica áreas débiles, establece criterios de conexión y propone medidas no vinculantes. El desafío es cómo traducir esos resultados a los procesos del Coordinador.

La nueva normativa exige un modelo EMT OEM y permite, o incluso requiere, análisis EMT cuando el fenómeno lo amerite. En la práctica, esta información ha llegado de manera gradual y será un desafío la incorporación masiva en un periodo acotado de tiempo.

La definición de áreas requiere procesar información por barra considerando la restricción de conectividad topológica. Implementar la metodología en una red extensa es un desafío metodológico y computacional relevante. Si bien la norma acota el problema, aún existen definiciones que se deben tomar basados en las mejores prácticas.

LA NUEVA NORMATIVA: DESAFÍOS DE IMPLEMENTACIÓN

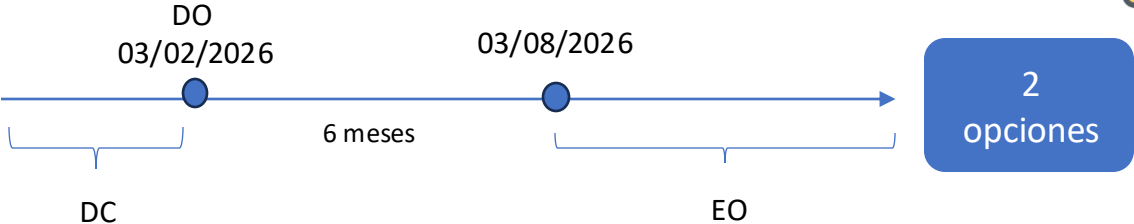
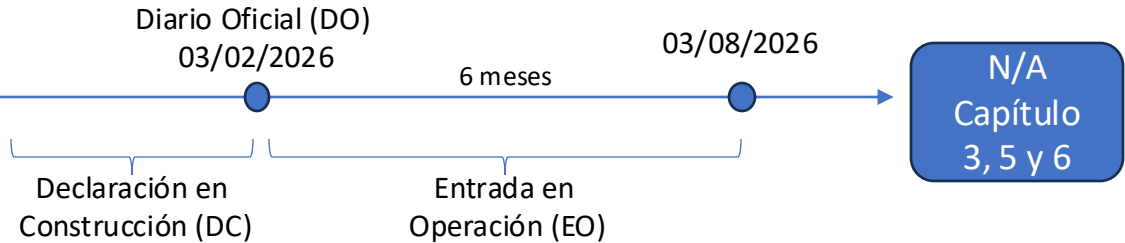
Artículo 7-1 Entrada en vigencia del Anexo

Las disposiciones del Anexo entrarán en vigencia a contar de la publicación, en el Diario Oficial, de la resolución exenta que lo aprueba.

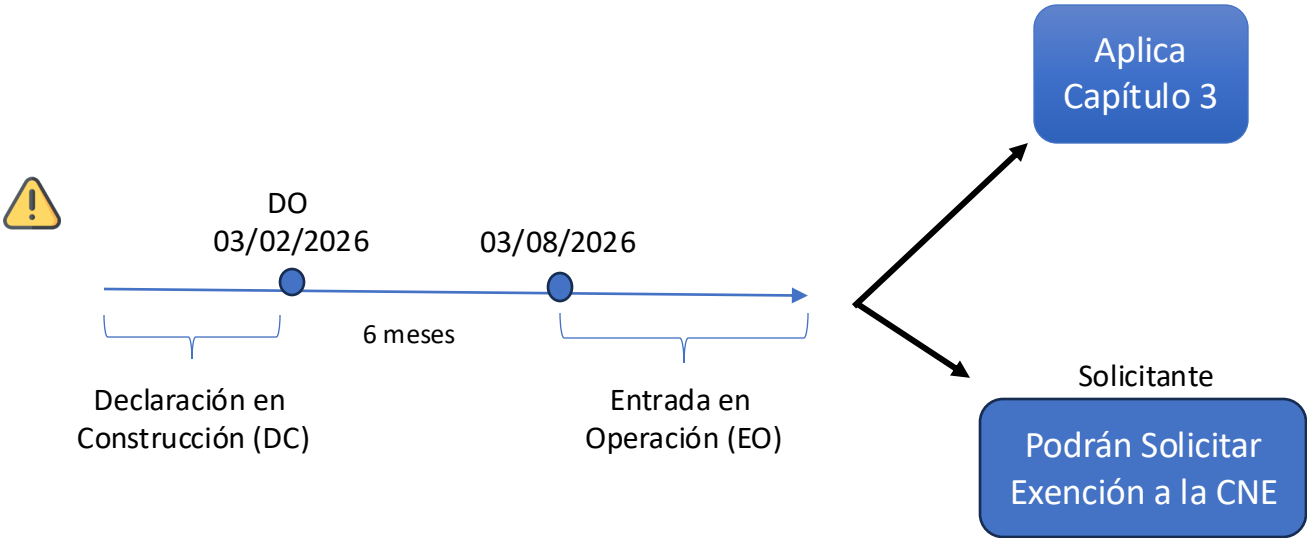
No obstante,

IBR GFM

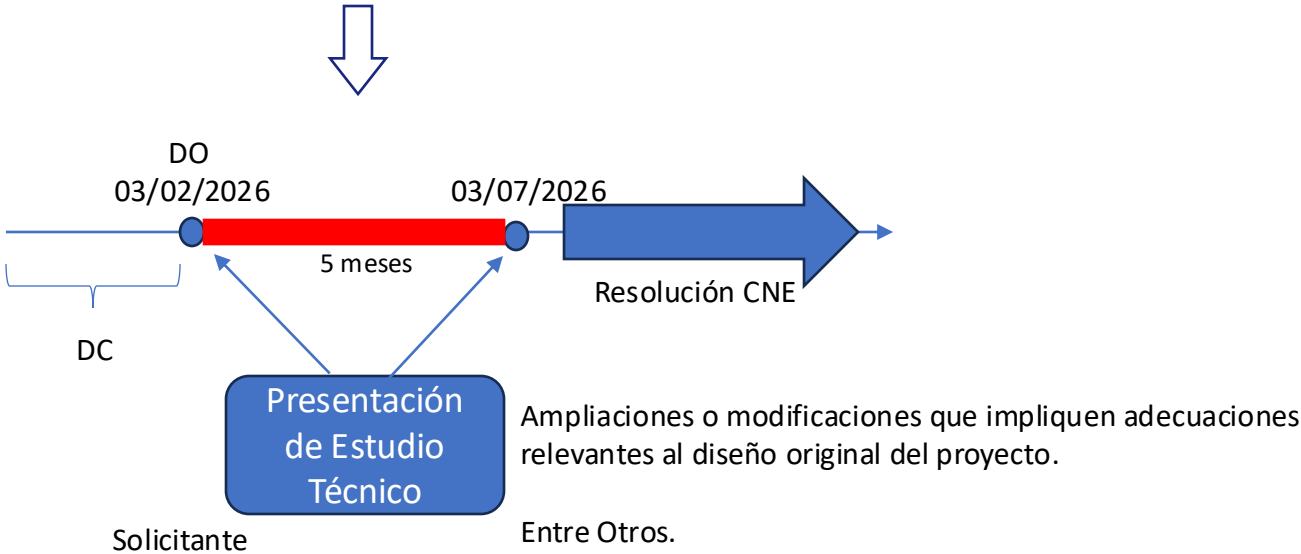
Título 3 Exigencias mínimas para IBR GFM	7	Título 5 Modelos y pruebas	21
Artículo 3-1 Exigencias generales para IBR GFM	7	Artículo 5-1 Requisitos generales para modelos EMT	21
Artículo 3-2 Controlador de Tensión.....	8	Artículo 5-2 Requisitos específicos de modelos EMT	21
Artículo 3-3 Requerimientos al Controlador de Tensión en operación normal.....	9	Artículo 5-3 Parámetros técnicos de modelos EMT de las IBR GFM	23
Artículo 3-4 Requerimientos del Controlador de Tensión en operación ante fallas.....	10	Artículo 5-4 Informes de validación de modelos EMT.....	24
Artículo 3-5 Control de inyección rápida de corriente	10	Artículo 5-5 Desempeño de la IBR GFM	24
Artículo 3-6 Controlador Frecuencia/Potencia	11	Artículo 5-6 Desempeño de la IBR GFL.....	24
Artículo 3-7 Respuesta inercial	12	Artículo 5-7 Validación del desempeño de los modelos EMT	24
Artículo 3-8 Control activo de salto de fase.....	12	Título 6 Monitoreo y actualización de parámetros.....	26
Artículo 3-9 Control de amortiguamiento de potencia	12	Artículo 6-1 Señales adicionales de monitoreo	26
Artículo 3-10 Capacidad de operar en una Isla Eléctrica	13	Artículo 6-2 Actualización de parámetros de control.....	26
Artículo 3-11 Capacidad de Partida Autónoma	13		
Artículo 3-12 Exigencias a la interconexión de los Sistemas de Almacenamiento de Energía .	14		



LA NUEVA NORMATIVA: DESAFÍOS DE IMPLEMENTACIÓN



Título 3	Exigencias mínimas para IBR GFM	7
Artículo 3-1	Exigencias generales para IBR GFM	7
Artículo 3-2	Controlador de Tensión	8
Artículo 3-3	Requerimientos al Controlador de Tensión en operación normal	9
Artículo 3-4	Requerimientos del Controlador de Tensión en operación ante fallas	10
Artículo 3-5	Control de inyección rápida de corriente	10
Artículo 3-6	Controlador Frecuencia/Potencia	11
Artículo 3-7	Respuesta inercial	12
Artículo 3-8	Control activo de salto de fase	12
Artículo 3-9	Control de amortiguamiento de potencia	12
Artículo 3-10	Capacidad de operar en una Isla Eléctrica	13
Artículo 3-11	Capacidad de Partida Autónoma	13
Artículo 3-12	Exigencias a la interconexión de los Sistemas de Almacenamiento de Energía	14

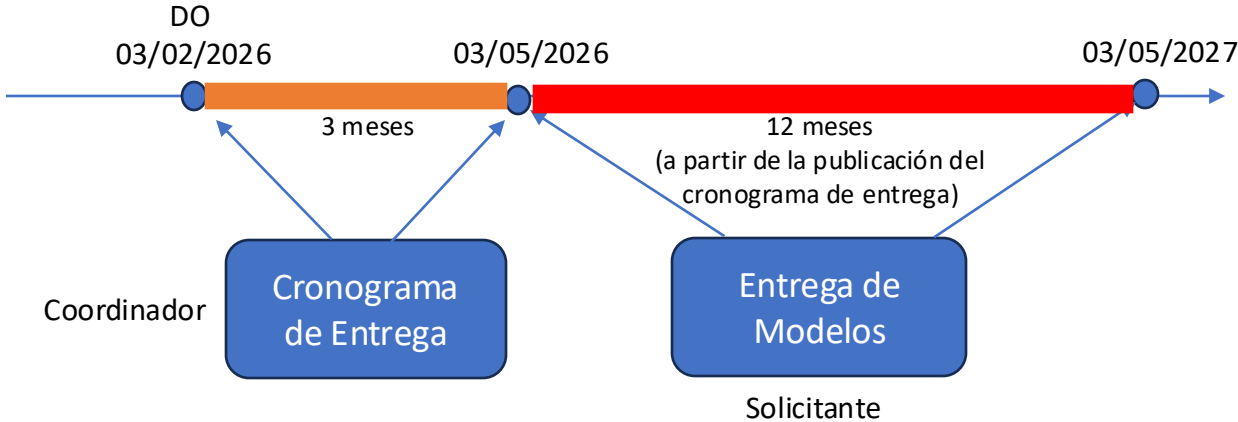


Título 5 Modelos y pruebas21

Artículo 5-1 Requisitos generales para modelos EMT 21

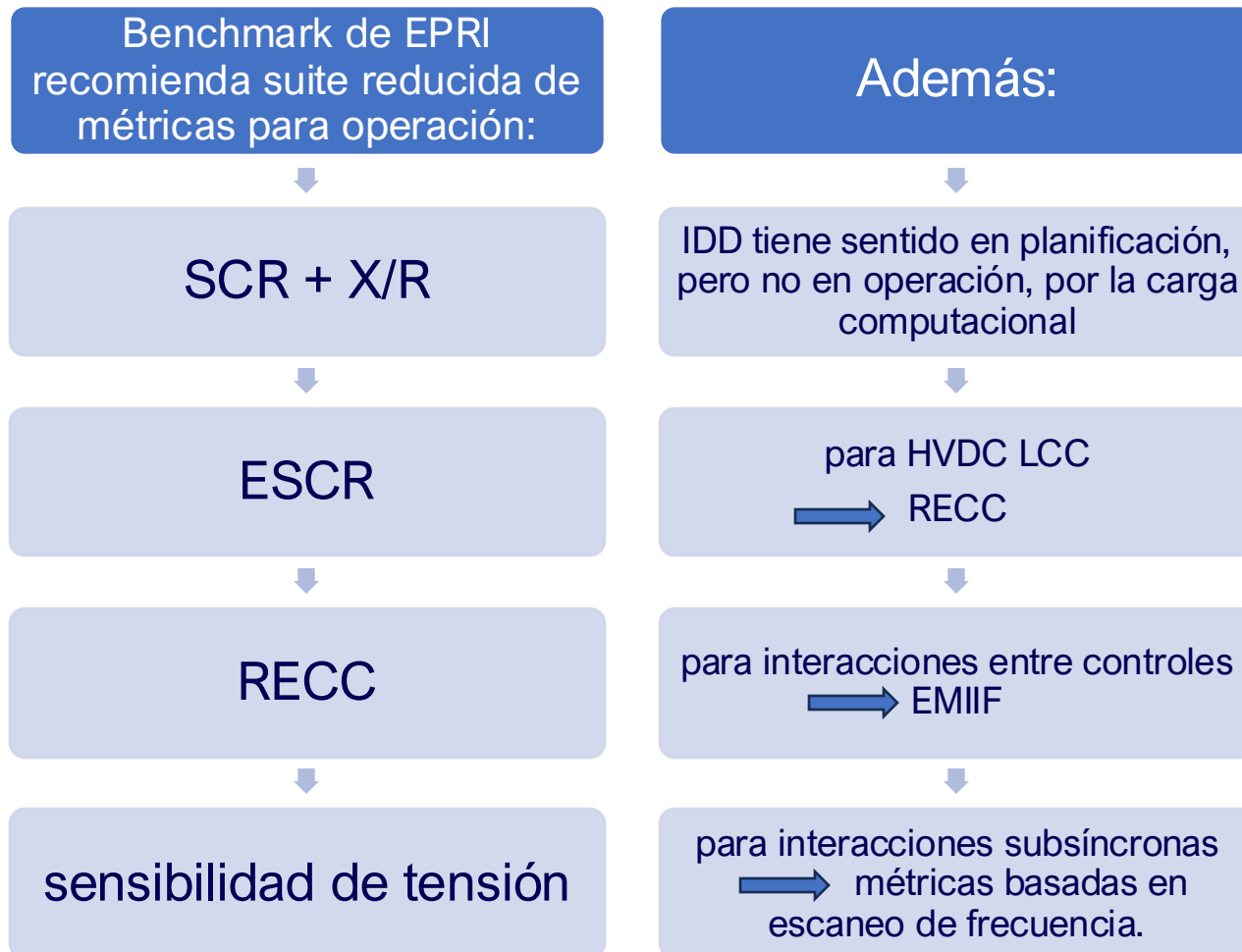


El Coordinador deberá validar los modelos en un plazo no mayor a **45 días hábiles**, contados desde la recepción de estos.



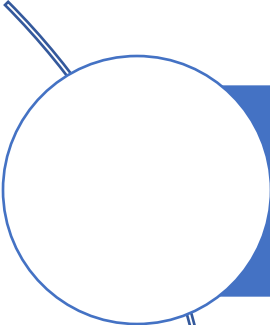
La asignación de fechas deberá considerar, entre otros, criterios de seguridad e impacto en la operación del SI.

AVANCES Y PRÓXIMOS PASOS: ANÁLISIS INTERNOS

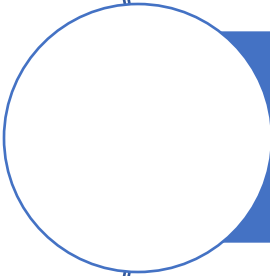


La recomendación de EPRI complementa lo que ya ha venido haciendo el Coordinador.

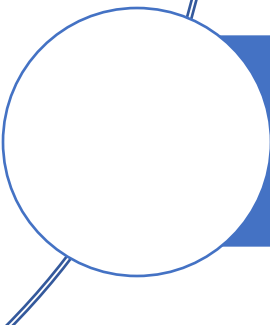
Refuerza un esquema híbrido incorporando más métricas y análisis.



Las medidas para robustecer las áreas que resulten débiles no son vinculantes. El cálculo de requerimientos y restricciones aún son materia de discusión -> definición de Servicios Complementarios



Las métricas tipo ESCR no capturan bien la mejora que aportan recursos GFM. Esto probablemente exigirá el planteamiento de una métrica complementaria.



Si la causa de una inestabilidad es un problema de controles, la asignación de responsabilidad y ajuste de parámetros requiere registros de alta resolución, modelos EMT OEM y un proceso trazable para establecer medidas de remediación.

- ✓ El enfoque que ha seguido el Coordinador ha sido práctico, trazable y útil para la planificación, operación y monitoreo en tiempo real.
- ✓ La nueva normativa define un estándar, estableciendo metodologías para la determinación de áreas y su debilidad. Además, establece requerimientos exigentes para IBR GFL/GFM y requiere la validación de modelos EMT OEM previo a la EO.
- ✓ El Coordinador considera utilizar un conjunto de herramientas para abordar los desafíos de esta nueva realidad del Sistema Eléctrico:
 - Métricas estáticas para monitoreo y definición inicial de requerimientos o restricciones,
 - RMS y EMT para validación,
 - Mejor data, mayor resolución y muestreo
 - Modelación acorde a las nuevas dinámicas del sistema.



GRACIAS