

INFORME ANUAL DEL GRADO DE CUMPLIMIENTO DE COORDINADOS

Artículo 1-14, Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
(versión marzo 2025 de la NTSyCS)

VERSIÓN FINAL – 2026
(CON DESEMPEÑO 2025 DE COORDINADOS)

Abreviaturas

CC:	Centro de Control de un coordinado
CDC:	Centro de Despacho y Control
CEN:	Coordinador Eléctrico Nacional
CNE:	Comisión Nacional de Energía
EDAC:	Esquema de Desconexión Automática de Carga
EDAG:	Esquema de Desconexión Automática de Generación
ERAG:	Esquema de Reducción Automática de Generación
IED:	Dispositivo Electrónico Inteligente (Intelligent Electronic Device)
NTCO:	Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión
NTSyCS:	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
PDC:	Phasor Data Concentrator.
PDCE:	Plan de Defensa contra Contingencia Extrema
PDCC:	Plan de Defensa contra Contingencias Críticas
PMGD:	Pequeño Medio de Generación Distribuida
PMU:	Phasor Measurement Unit
PRS:	Plan de Recuperación de Servicio
RTU:	Unidad Terminal Remota (Remote Terminal Unit)
SCL:	Sistema de Control Local
SEC:	Superintendencia de Electricidad y Combustibles
SITR:	Sistema de Información en Tiempo Real
SPD:	Subestación Primaria de Distribución.

RESUMEN EJECUTIVO

1

INTRODUCCIÓN	1
OBJETIVOS DEL INFORME	2
RESUMEN DE RESULTADOS	2
PRINCIPALES INCUMPLIMIENTOS DETECTADOS	4
RIESGOS ASOCIADOS A LOS INCUMPLIMIENTOS	5
CONCLUSIONES	6

SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (SEN)

8

1. SISTEMA DE INFORMACIÓN EN TIEMPO REAL	9
1.1. DISPONIBILIDAD DEL SITR	9
1.2. TIEMPOS DE ACTUALIZACIÓN DEL SITR	12
2. DISPONIBILIDAD CANALES DE VOZ	14
3. DISPONIBILIDAD CANALES DE TELEPROTECCIÓN	15
4. IMPLEMENTACIÓN DE ESQUEMAS EDAC; EDAG y ERAG	17
5. INFORMACIÓN TÉCNICA DE INSTALACIONES Y EQUIPAMIENTOS	19
6. IMPLEMENTACIÓN DE PLANES DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO (PRS)	20
6.1. IMPLEMENTACIÓN	20
6.2. PRUEBAS DE VERIFICACIÓN DEL PRS	20
7. IMPLEMENTACIÓN PLANES DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS (PDCE)	24
8. COMPENSACIÓN REACTIVA EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN	29
9. INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA Y FORZADA	30
9.1. RESUMEN DE GENERACIÓN	30
9.2. RESUMEN DE TRANSMISIÓN	31
10. SISTEMA DE MEDIDAS DE TRANSFERENCIAS ECONÓMICAS	37
11. SISTEMA DE MONITOREO MÓDULO DE MEDICIÓN FASORIAL (PMU)	44

RESUMEN EJECUTIVO

INTRODUCCIÓN

De acuerdo con lo establecido en el Artículo 1-14 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS en su versión de marzo 2025), el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) presenta el informe anual con el grado de cumplimiento de coordinados del Sistema Eléctrico Nacional en lo referido a dicho artículo.

La información se adjunta al presente Informe en los formatos definidos para tales efectos, los cuales fueran aprobados mediante Resolución Exenta CNE N° 879, de fecha 30 de diciembre de 2010.

El cumplimiento normativo constituye una condición necesaria para **la operación segura, coordinada y económicamente eficiente del Sistema Eléctrico Nacional**. Cuando la información no está disponible, no se entrega de manera oportuna o no refleja fielmente el estado real de las instalaciones, afecta la capacidad del Coordinador para ejercer sus funciones, supervisar la operación en tiempo real, así como anticipar, corregir y responder oportunamente ante contingencias, con impacto directo sobre la seguridad de servicio y la continuidad operacional.

La Ley General de Servicios Eléctricos establece que los Coordinados son **individualmente responsables** del cumplimiento de las obligaciones que emanan tanto de ella como de los reglamentos, normas técnicas e instrucciones del Coordinador. Asimismo, dispone que toda instalación sujeta a coordinación debe poner a disposición del Coordinador los antecedentes necesarios para determinar su desempeño, y que las **instalaciones cuyo desempeño se encuentre fuera de lo establecido en la normativa deben ser comunicadas a la autoridad** para la adopción de medidas administrativas.

Conforme a lo anterior, el presente documento informa a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) el grado de cumplimiento de las exigencias de cada Coordinado en las materias definidas en este artículo normativo en sus literales a) hasta i), los cuales se incorporan en la siguiente Tabla Comparativa 2025 vs 2024, y realiza una síntesis general de la evolución de éstos, cuyo detalle se incluye en archivo Excel anexo denominado “Inf Art 1-14 NTSyCS- 2024- Anexo Definitivo”, quedando desde ya este Coordinador Eléctrico a disposición para aportar aquella información que la Superintendencia requiera para el ejercicio de su función fiscalizadora respecto de las empresas que, no habiendo dado cumplimiento o habiéndolo hecho de manera parcial, se informan en condición de incumplimiento.

OBJETIVOS DEL INFORME

Este informe tiene como objetivo dar cumplimiento a la normativa vigente de levantar el cumplimiento e incumplimiento de las obligaciones que tienen las empresas que participan del sistema, para que la autoridad pueda tomar los cursos de acción que estime pertinente. Adicionalmente, permite a las empresas **alertar y orientar su acción a cerrar brechas** respecto de su cumplimiento, mostrando con claridad qué exigencias no están siendo satisfechas.

En consecuencia, este documento resulta fundamental para informar a la autoridad sobre el nivel de cumplimiento de esta normativa en el Sistema Eléctrico Nacional.

RESUMEN DE RESULTADOS

A continuación se presenta un resumen de los antecedentes que recopila el informe, los que dan cuenta del nivel de cumplimiento de las empresas que participan del sistema y las brechas en materias críticas de información operativa y comunicaciones, entre otras.

Disponibilidad del SITR

En 2025, el 32,3% de los Coordinados evaluados cumple la exigencia de disponibilidad del SITR, mientras 67,7% no cumple. Aunque el informe consigna una mejora de 19,60% respecto de 2024, el nivel de incumplimiento sigue siendo alto para una exigencia esencial para la supervisión en tiempo real. Además, un total de 125 Coordinados se encuentran ejecutando planes de mejora para corregir esta brecha.

Tiempos de actualización del SITR

En tiempos de actualización, el cumplimiento alcanza 48,8%, mientras 42,5% no cumple y 8,7% aparece sin información. Esto significa que más de la mitad de la muestra presenta incumplimiento o falta de trazabilidad suficiente en una exigencia que la NTSyCS vincula directamente con la oportunidad de la información operativa.

Canales de voz operativos

En canales de voz, la distribución observada para 2025 revela una robustez insuficiente en una fracción relevante de los enlaces. Sobre 65 canales principales evaluados, sólo 36,9% registró 100% de disponibilidad y 70,8% alcanzó al menos 90%; sin embargo, 23,1% quedó por debajo de 80%. En 64 canales de respaldo,

43,8% alcanzó 100%, 75,0% llegó al menos a 90% y 20,3% quedó bajo 80%. Esto evidencia que subsisten debilidades materiales tanto en el canal principal como en el respaldo.

En lo referido a Plan de Recuperación de Servicio, se constata una disminución del cumplimiento del 100% en 2024, al 80% al cierre de 2025 debido básicamente a Pruebas de Partida Autónoma no exitosas.

Otras materias críticas

El informe incorpora además capítulos específicos sobre teleprotección, EDAC/EDAG/ERAG, PRS, Planes de Defensa contra Contingencias Extremas (PDCE), compensación reactiva, indisponibilidad programada y forzada tanto en generación como en transmisión, medidas para transferencias económicas y módulo de medición fasorial PMU, confirmando que la evaluación abarca tanto la calidad de la información en tiempo real, como capacidades operacionales y de respuesta frente a contingencias.

La siguiente Tabla Comparativa 2025 vs 2024 presenta las variaciones alcanzadas en cada ítem, así como las comunicaciones (cartas) enviadas por el Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico al detectar eventuales incumplimientos de la correspondiente exigencia (disponibles para consulta en el ambiente público del Sistema de Correspondencia del Coordinador).

ítem	Cumplimiento en % 2024	Cumplimiento en % 2025	Carta a SEC
a) SITR – Tiempo de actualización	47,8%	48,8%	CD00016-25 CD00111-25
a) SITR – Disponibilidad	12,7%	32,3%	CD00016-25 CD00111-25
b) Disponibilidad Canales de Voz (considera principal y respaldo)	37,7%	40,3%	Sin carta específica a SEC
c) Disponibilidad Canales de Teleprotección	93,5%	89,8%	Sin carta específica a SEC
d) Implementación de EDAC, EDAG y ERAG y Sistemas de Protección Multi-área	EDAC:90,6% EDAG:100% ERAG:100% Prot.Multi.:No aplica	EDAC:63,2% EDAG:100% ERAG:100% Prot.Multi.:No aplica	CD00031-25 CD00032-25 CD00071-25

ítem	Cumplimiento en % 2024	Cumplimiento en % 2025	Carta a SEC
e) Información técnica de instalaciones y equipamiento	25,5%	29,4%	DE07448-25
f) Implementación de los Planes de Recuperación de Servicio	100%	80%	Sin carta específica a SEC
g) Implementación de los Planes de Defensa contra Contingencias	EDAC PDCE ZN: 0% --- EDAG ZN: 75% EDAG ZCS:20% PDCE ZN TX:0%	EDAC PDCE ZN: 9,1% EDAG ZN: 54,9% EDAG ZN Fase 0: 100% EDAG ZCS:70% PDCE ZN TX:82,1%	Sin carta específica a SEC
h) Cumplimiento de exigencias de compensación reactiva de Sistemas de Transmisión	Cumple	Cumple	Sin carta específica a SEC
i) Cumplimiento de los estándares de Disponibilidad programada y forzada aceptables de la Generación y de los Sistemas de Transmisión	HPROg: 55,0% HFORG: 37,6% HPROt: 69,3% HFORT: 77,3%	HPROg: 64,1% HFORG: 40,3% HPROt: 65,7% HFORT: 76,4%	CD00083-25
Sistema de Medidas de Transferencias Económicas	74,0%	73,0%	Sin carta específica a SEC
Sistema de Monitoreo Módulo Medición Fasorial (PMU)	76,8%	60%	Sin carta específica a SEC

nota:

EDAG ZN: Corresponde al porcentaje de coordinados que finalizaron implementación a dic.2025. En el año 2024: 21 de 29 unidades generadoras integradas o en plazo, mientras que en 2025: 28 de 51 unidades generadoras integradas o en plazo.

EDAG ZCS del PDCE Porcentajes corresponde al avance de los proyectos de implementación por central generadora requeridos a diciembre 2025.

PDCE ZN TX: % de avance con respecto a lo programado a dic2025 (8% de 9,75%).

PMU: Porcentaje de PMU ya implementadas o dentro de plazo, respecto de las que debiesen haber estado implementadas a dic-25. Disminución del porcentaje se explica porque la base 2024 es distinta a la 2025. En 2024: 156 implementadas o en plazo de un total de 203 vs 2025 se tienen 131 implementadas o en plazo de un total de 218.

PRINCIPALES INCUMPLIMIENTOS DETECTADOS

Del análisis de los antecedentes disponibles, se destacan:

Primero, persisten incumplimientos masivos en la **disponibilidad del Sitr**, precisamente en la capa de información que sostiene la visibilidad operacional del sistema. Que sólo 32,3% cumpla implica que la supervisión en tiempo real sigue dependiendo, en una proporción inaceptable, de información incompleta o no disponible.

Segundo, los tiempos de actualización del SITR muestran un desempeño insuficiente. El hecho de que 42,5% no cumpla y 8,7% no tenga información disponible revela no sólo incumplimiento técnico, sino también una debilidad de trazabilidad y control sobre la calidad del dato operativo.

Tercero, la infraestructura de comunicaciones de voz exhibe una fragilidad incompatible con la criticidad de su función. No resulta aceptable que una porción relevante de los canales principales y de respaldo presenten disponibilidades inferiores al 80%, considerando que estas comunicaciones son la vía operativa oficial entre los centros de control de coordinados y CDC del Coordinador. Ello se ve reflejado en la baja tasa de cumplimiento que sólo alcanza al 40,3%.

Cuarto, el informe evidencia focos de incumplimiento en el **módulo de medición fasorial (PMU)**, incluyendo instalaciones y puntos de monitoreo marcados expresamente como “NO CUMPLE”, lo que refuerza que las brechas no se limitan a disponibilidad agregada de información, sino que alcanzan también capacidades avanzadas de monitoreo del sistema.

RIESGOS ASOCIADOS A LOS INCUMPLIMIENTOS

La correlación entre incumplimiento normativo y riesgo operacional es directa. Cuando se presenta una **indisponibilidad del SITR**, el riesgo principal es la **pérdida de visibilidad operativa**. Sin información confiable y disponible en tiempo real, el Coordinador ve limitada su capacidad de supervisar el estado del sistema, detectar restricciones, verificar maniobras y adoptar acciones correctivas con oportunidad. La NTSyCS exige expresamente disponibilidad efectiva de la información y el DS 125 obliga a los Coordinados a proporcionar información en tiempo real necesaria para la supervisión y coordinación de la operación.

Cuando los **tiempos de actualización no se cumplen**, el riesgo es la **descoordinación temporal de la operación**. Información tardía equivale, en la práctica, a operar con una fotografía retrasada del sistema. En contingencias rápidas, segundos de atraso pueden degradar la calidad de la respuesta, retrasar decisiones, inducir maniobras ineficientes o agravar perturbaciones.

Cuando fallan los **canales de voz**, el riesgo es la **interrupción de la cadena de mando operativa**. La norma exige redundancias y respaldos que garanticen alta disponibilidad, precisamente porque las comunicaciones de voz siguen siendo esenciales para instrucción, confirmación, escalamiento y manejo de contingencias. Un canal principal o de respaldo con baja disponibilidad compromete la ejecución oportuna de instrucciones operativas.

En materias como **EDAC, EDAG y ERAG**, los incumplimientos o debilidades de información comprometen la capacidad del sistema para responder a desbalances severos de generación y demanda. La regulación exige que estos esquemas sean evaluados, mantenidos y auditables, porque son parte de las defensas del sistema frente a contingencias relevantes.

En **PRS y planes para contingencias**: un atraso o una deficiencia en la implementación o verificación puede traducirse **en recuperaciones más lentas, mayores áreas afectadas y pérdida de resiliencia sistémica** frente a eventos mayores.

En **indisponibilidad programada y forzada**, las brechas impactan la confiabilidad estructural del sistema y la NTSyCS exige identificar e informar incumplimientos mensuales a los estándares definidos para generación y transmisión.

CONCLUSIONES

En el balance general del desempeño al cierre del año 2025 se visualizan insuficiencias relevantes en obligaciones esenciales para la coordinación segura y económica del SEN.

En efecto, se visualizan disminuciones de cumplimiento tales como:

- Disponibilidad canales de teleprotección, disminución en el nivel de cumplimiento de un -3,7%.
- Sistema de medidas de transferencias económicas, disminución de -2,0% en el cumplimiento.
- Sistema de monitoreo de medición fasorial PMU: disminución del -16,8% en el cumplimiento.

Dentro de los avances respecto del año anterior, destacan:

- SITR tiempo de actualización, con una mejora en el cumplimiento de +1,0%.
- SITR disponibilidad, con mejora en el cumplimiento de +19,6%.
- Disponibilidad Canales de Voz, con una mejora del +2,6% en el cumplimiento.
- Información técnica de instalaciones, con una mejora del 3,9%.

En resumen, el diagnóstico central es que el nivel actual de incumplimiento sigue siendo alto para las exigencias que demanda una adecuada operación en tiempo real.

Los antecedentes del informe podrían justificar profundizar las acciones de fiscalización por parte de la autoridad, más aún en aquellas materias donde el incumplimiento compromete directamente la seguridad de

servicio, la coordinación en tiempo real y la resiliencia operativa, así como los incumplimientos relativos a la calidad, completitud y veracidad de la información entregada por las empresas coordinadas.

Finalmente, durante 2025 se puso en conocimiento de la autoridad situaciones de eventuales incumplimientos a la normativa eléctrica, las cuales se incluyen en este informe en el respectivo capítulo, encontrándose cada una de esas comunicaciones disponible para consulta de cualquier interesado accediendo en la página web del Coordinador al ambiente público de su Sistema de Correspondencia.

SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (SEN)

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN), tiene su origen en el año 2017, en el momento en que el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC), se interconectan.

Por las características de la geografía nacional, es un sistema caracterizado por su gran longitud, alcanzando los 3.100 km de extensión desde la ciudad de Arica por el norte, hasta la Isla de Chiloé, en el sur. Al cierre del año 2025, el SEN cuenta con un parque generador cuya potencia instalada alcanza a 39.199 MW, y un sistema de transmisión compuesto por 1.214 líneas eléctricas en el rango 23 kV hasta 500 kV y que totalizan 40.412 km, recorriendo una diversidad de climas y geografías, y abarcando casi la totalidad del territorio nacional, con una cobertura del 98,5% de la población del país.

Al cierre de diciembre 2025, existe un total de 864 coordinados, con la siguiente pertenencia por segmento:

- Cliente Libre: 77
- Transmisores: 69
- Distribuidor: 24
- Generador PMG: 15
- Generador PMGD: 329
- Otros Generadores (No PMG ni PMGD): 350

1. SISTEMA DE INFORMACIÓN EN TIEMPO REAL

La disponibilidad del Sistema de Información en Tiempo Real (SITR), hace referencia al porcentaje de tiempo total medido en un intervalo de tiempo determinado, en el cual el CEN recibió la información de tiempo real correspondiente a las variables de cada coordinado, del tipo análogos, estados, y alarmas. Para estos efectos, la plataforma del SITR entre cada coordinado y el Centro de Despacho y Control (CDC) del Coordinador Eléctrico Nacional debe contar con la arquitectura adecuada para cumplir la disponibilidad exigida por la NTSyCS.

1.1. DISPONIBILIDAD DEL SITR

El Artículo 4-12 de la NTSyCS establece que el equipamiento que deben disponer los coordinados para establecer el enlace de datos con el Coordinador deberá garantizar una disponibilidad de la información, tanto en los equipos del CC respectivo como en los del Coordinador, mayor o igual a 99,5% mensual, incluyendo en el cómputo a los canales de comunicación de datos. Lo referido a aspectos del SITR se encuentra disponible en el Anexo Técnico: Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el Envío de Datos al SITR.

Se ha considerado en esta evaluación la información del SCADA/EMS, analizando el flag de calidad de señales de telemidas enviado por los coordinados. A estos efectos, una señal en el SCADA/EMS del CEN se considera indisponible cuando el flag de calidad tiene un valor incorrecto, lo que implica que este punto no está siendo actualizado en tiempo real.

Los flag de calidad pueden verse afectados debido a múltiples razones, para citar algunas:

- Comunicación defectuosa entre coordinado y Coordinador.
- Pérdida de comunicación entre SCADA de coordinado y RTU o SCL de la S/E.
- Pérdida de comunicación entre RTU, IED u otro equipo que entregue información a la RTU o SCL de la subestación.
- Transductor fallado.
- Cambio en la configuración de los equipos del coordinado que no fue informado al Coordinador Eléctrico.

Para cada señal analógica y de estado se determina el tiempo total de indisponibilidad durante un mes. Posteriormente se realiza la totalización de estas indisponibilidades por empresa coordinada.

La fórmula usada para el cálculo de la disponibilidad mensual de cada coordinado es la siguiente:

$$\text{Disponibilidad} = (1 - \text{Indisponibilidad}) \times 100$$

Donde:

$$\text{Indisponibilidad} = \frac{\sum \text{Indisponibilidades individuales [seg]}}{(\text{segundos del mes}) \times (\text{N}^\circ \text{ de puntos teledados})}$$

A diciembre de 2025, se dispone de la información correspondiente a 254 coordinados correspondientes a las señales recibidas desde generadores (excluidos PMGD en base a Art-2 del Anexo Técnico del SISTR), transmisores, clientes libres y distribuidores que deben enviar sus señales al SISTR del Coordinador., con el siguiente detalle de cumplimiento de esta exigencia: 82 coordinados cumplieron y 172 coordinados incumplieron.

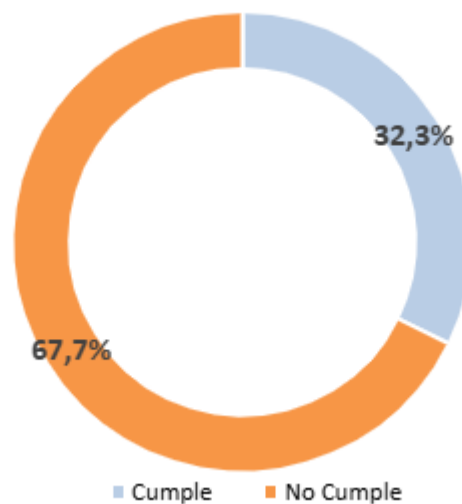


Figura 1: Cumplimiento de disponibilidad del SISTR año 2025

El detalle de esta información se encuentra disponible en archivo Anexo, en la hoja “SISTR Disp. Info - SEN 2025”.

Como criterio general, para las empresas que lograron mejorar sus indicadores y mantuvieron una disponibilidad igual o superior al 99,5% durante al menos los últimos tres meses del año, el cálculo se realizó

desde el mes en que comenzó dicha mejora. Esto se consideró únicamente en los casos en que existía un programa de trabajo aprobado por el CEN, destinado a mantener o mejorar ese nivel de disponibilidad.

La Figura-2 muestra el histórico de disponibilidad del Sitr en los últimos 5 años, la cual mejoró en 2025 un 19,60% con respecto al año anterior. El detalle de esta información, así como también el estado de cumplimiento, o incumplimiento, normativo según corresponda por empresa se encuentra disponible en archivo Anexo, en la hoja “Sitr Disp. Info - SEN 2025”.

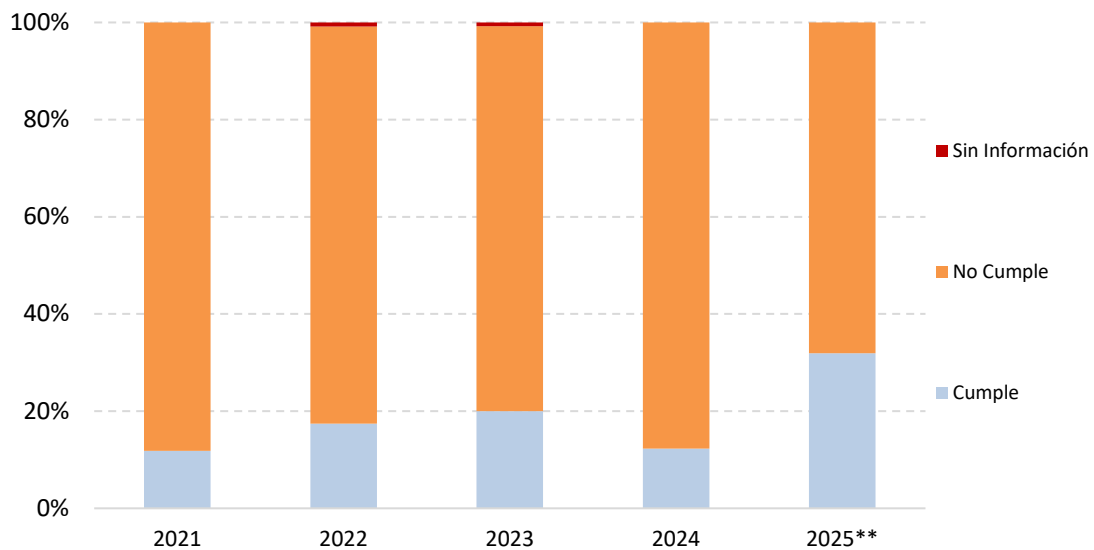


Figura 2: Cumplimiento de disponibilidad del Sitr en los últimos 5 años.

Durante el ejercicio correspondiente al año 2025 el Coordinador solicitó a los coordinados un plan de trabajo para lograr cumplir con el requerimiento normativo. Como resultado, 125 coordinados han informado al Coordinador que se encuentran trabajando en la implementación de sus planes de mejora, coordinados que se pueden identificar en la tabla disponible en la hoja “Sitr Disp. Info - SEN 2025”, seleccionando en la columna “levantamiento”, los estados “En Revisión” y “Plan Recibido”, incorporando una nota (observación) sobre la materia.

Finalmente, y en el ámbito Sitr, el Coordinador ha puesto a disposición de los coordinados una herramienta que permite visualizar la información referida al cumplimiento de la disponibilidad establecida en la norma técnica. Esta herramienta se encuentra habilitada para su uso en la página web del CEN, en: <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/disponibilidad-online-de-sitr/> .

En esta herramienta se presenta el estado disponible o indisponible de la información proporcionada por cada coordinado en los últimos 6 meses y el valor en tiempo real, incluyendo un detalle de las señales y su calidad

actual. Esto permite a los coordinados evaluar su nivel de cumplimiento en cualquier momento, teniendo como principal beneficio proveer a las empresas coordinadas información cercana al tiempo real que les permita tomar medidas para dar debido cumplimiento a la exigencia de la norma. Esto no sólo mejora la visibilidad de su desempeño individual, sino que también contribuye a una visión global más clara y transparente del desempeño global de los coordinados.

1.2. TIEMPOS DE ACTUALIZACIÓN DEL SITR

De acuerdo con lo definido en el artículo 4-16 de la NTSyCS, los tiempos de actualización de la información requerida para el SITR deberán ser menores a 5 segundos y contar con la debida sincronización horaria para lo cual será transmitida desde las instalaciones de los coordinados al Coordinador con su marca de Tiempo Real de ocurrencia, entendiéndose por tal, la indicación de la Hora Oficial de ocurrencia de cada evento, con un error máximo de +100 [µs], respecto de la base de tiempo establecida por el reloj patrón. El reloj patrón se ha definido en esta Norma como la señal GPS ajustada a la Hora Oficial.

Las variables en las cuales se verificaron los tiempos de actualización, requeridas por el SITR para cada uno de los coordinados, corresponden a:

- a) Alarmas
- b) Estados.

A continuación, se presenta el detalle de Cumplimiento/Incumplimiento de esta exigencia para los valores medios de los tiempos de actualización, con respecto a los 5 segundos exigidos por la NTSyCS, de los coordinados que cuentan con información disponible durante el año 2025, y cuyo detalle por empresa se incluye en archivo Anexo, en hoja "SITR Tiempo Actualiz- SEN 2025". Aquellos coordinados en estado "Sin información S/I" significa que no hubo movimiento de equipos para poder medir la edad del dato (lo que no implica incumplimiento).

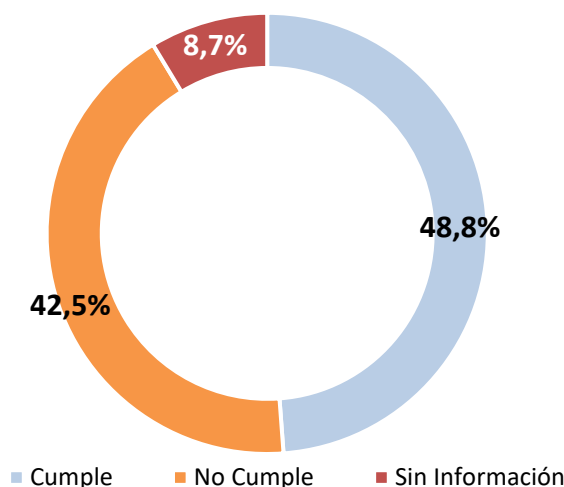


Figura 3: Cumplimiento de Tiempos de Actualización de SITR año 2025

Donde:

Cumple: El tiempo de actualización es inferior o igual a 5 segundos.

No cumple: El tiempo de actualización es mayor a 5 segundos.

Sin información: El coordinado no evidencia movimientos efectivos de equipamiento en terreno para ejecutar una medición de tiempo de actualización. No significa incumplimiento.

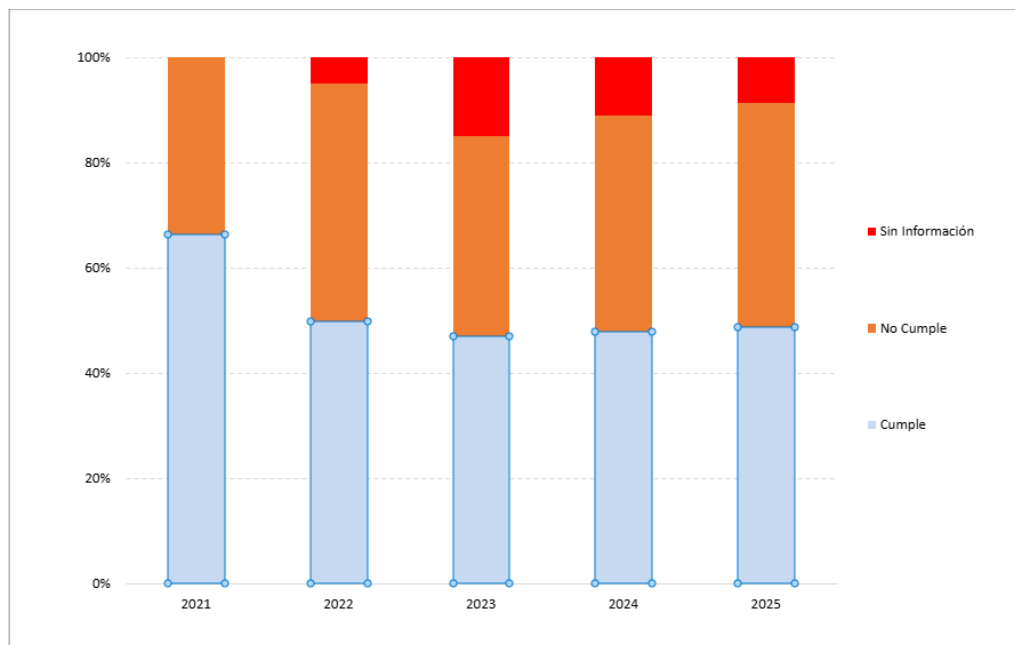


Figura 4: Cumplimiento de Tiempo de Actualización del Sitr en los últimos 5 años.

El detalle de esta información, incluyendo el estado de cumplimiento, o incumplimiento normativo según corresponda, se encuentra disponible en archivo Anexo, hoja “Sitr Tiempo Actualiz- SEN 2025”.

Finalmente, durante 2025 se informó a la SEC los incumplimientos en esta materia por medio de:

- Carta CD00016-25 con motivo del Incumplimiento de varias empresas coordinadas a la obligación establecida en el artículo 4-12 (disponibilidad del Sitr) de la NTSyCS.
- Carta CD00111-25, con motivo del Incumplimiento de disponibilidad Sitr marzo-junio 2025 (relacionado a carta DE 04538-25 de 24 de julio de 2025).

2. DISPONIBILIDAD CANALES DE VOZ

La exigencia dice relación con asegurar un sistema de comunicaciones de voz que permita en todo momento una comunicación entre los Centros de Control (CC) y el Centro de Despacho y Control (CDC). Este sistema de comunicación deberá ser:

- **Efectivo:** Capacidad del canal de comunicación para permitir el correcto intercambio de instrucciones entre el CDC y el Centro de Control, asegurando su adecuada recepción y comprensión.
- **Oportuno:** Capacidad de establecer comunicación en todo momento en que el CDC lo requiera por razones operativas, sin demoras que afecten la ejecución de instrucciones.
- **Eficiente:** Capacidad del canal de comunicación para operar de forma continua, sin interrupciones ni interferencias, y con un nivel de calidad que permita la transmisión clara de las instrucciones emitidas por el CDC.

Para cumplir con lo indicado anteriormente, el Coordinador ha definido los tipos de vínculos telefónicos que cumplan con lo dispuesto en el Título 4-3 Comunicaciones de Voz Operativas de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS). En particular, el Art 4-24 de este Título señala que “El equipamiento que deben disponer los Coordinados para establecer las comunicaciones de voz operativas, entre los Coordinados y el CC que los coordina y entre los CC y el CDC, deberán disponer de las redundancias y respaldos necesarios, que garantice una disponibilidad 99,5%, medida en una ventana móvil de 12 meses.

El canal oficial de comunicación es el Hot Line de cada CC. Asimismo, las vías de comunicación de carácter alternativo, teléfono celular o satelital, así como el respaldo al Hot Line, también son consideradas vías oficiales de comunicación. La siguiente tabla muestra la distribución de la disponibilidad de los canales registrados durante el año 2025:

Tabla 1: Resumen de pruebas realizadas de disponibilidad de canal principal y respaldo.

Disponibilidad	Canal Principal	Canal Respaldo
100%	24	28
De 90% a 100%	22	21
De 80% a 90%	4	2
Menos de 80%	15	13
Total	65	64

Fuente: DISPONIBILIDAD DE CANALES DE VOZ DE CENTROS DE CONTROL

El detalle de esta información, incluyendo el estado de cumplimiento, o incumplimiento, normativo según corresponda por empresa, se encuentra disponible en archivo Anexo, en hoja “Disponib Canal Voz - SEN 2025”.

3. DISPONIBILIDAD CANALES DE TELEPROTECCIÓN

Las teleprotecciones son esquemas de protección que emplean señales de comunicación entre los extremos de una línea o entre distintas subestaciones para actuar de forma coordinada, permitiendo detectar y despejar fallas con alta rapidez y selectividad. Para su funcionamiento, dependen de los canales de teleprotección, que son los medios de comunicación encargados de transmitir dichas señales (fibra óptica, onda portadora, radio microondas, entre otras), y que deben cumplir estrictos requisitos de velocidad, confiabilidad y disponibilidad. En este contexto, los respaldos de las teleprotecciones corresponden a configuraciones redundantes destinadas a asegurar la operación del esquema ante fallas del canal o del sistema principal de comunicación, tales como el uso de canales alternativos independientes o equipos duplicados, de modo de mantener la continuidad y confiabilidad de protección ante contingencias.

De acuerdo con la normativa vigente, esto es, con el artículo 90 del “Anexo Técnico: Exigencias mínimas para el diseño de instalaciones de transmisión”, el Coordinado debe diseñar el esquema de teleprotección de modo de garantizar una disponibilidad mínima de 99,95%, la cual se mide anualmente.

En este contexto, el artículo 1-14 literal c) de la NTSyCS tiene por objeto verificar el cumplimiento de este nivel mínimo de disponibilidad de las teleprotecciones instaladas en el SEN, con el fin de asegurar un adecuado monitoreo y actuación oportuna ante fallas en las líneas del sistema de transmisión. Cabe señalar que, actualmente, se cuenta con aproximadamente 735 teleprotecciones asociadas a líneas de transmisión sobre 200 kV (fuente Infotecnica).

A continuación, se muestran de forma estratificada, en los intervalos que se indican, aquellas teleprotecciones que presentan disponibilidad menor a 100% (por lo que el resto de las instalaciones cuenta con disponibilidad anual de 100%), que corresponde a un total de 24 circuitos de líneas, las que fueron obtenidas a partir de los registros de trabajos programados e informes de limitación de transmisión ingresados en el sistema de información disponible para esos fines. El detalle de esta información, incluyendo el estado de cumplimiento o incumplimiento normativo según corresponda por empresa, se encuentra disponible en archivo Anexo, en pestaña “Disp. Teleproteccion - SEN 2025”.

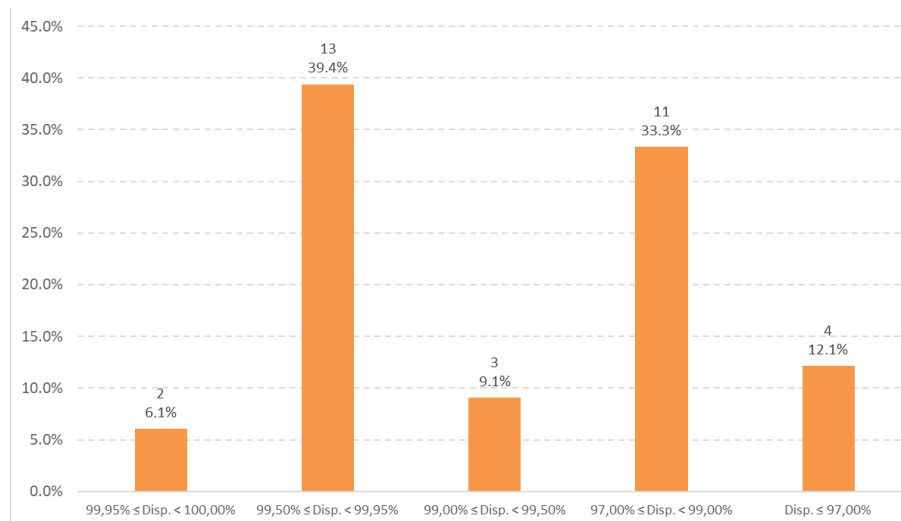


Figura 5: Cumplimiento de Disponibilidad de Canales de Teleprotección en 2025.

En virtud de lo anterior, se detalla a continuación la lista de Coordinados que presentan incumplimientos en la disponibilidad mínima de las teleprotecciones en, al menos, una de sus líneas.

Tabla 2: Coordinados que presentan incumplimientos en la disponibilidad de mínima las teleprotecciones.

Coordinado	Cumplimiento / No Cumplimiento % Disp. Anual Teleprotección
AES Andes S.A.	No Cumple
Alfa Transmisora de Energía S.A.	No Cumple
Bioenergías Forestales SpA	No Cumple
Casablanca Transmisora de Energía S.A.	No Cumple
Charrúa Transmisora de Energía S.A.	No Cumple
Edelnor Transmisión S.A.	No Cumple
Engie Energía Chile S.A.	No Cumple
Minera Escondida Ltda.	No Cumple
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	No Cumple
Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	No Cumple
Transmisora Parinas S.A.	No Cumple

Cabe señalar que todas las líneas sobre 200 kV cuyas teleprotecciones no cumplieron la disponibilidad mínima anual durante el periodo anterior, correspondientes al año 2024, corrigieron dicho incumplimiento durante el año 2025. En consecuencia, se constata que todas las teleprotecciones informadas en el informe pasado han dado cumplimiento a la exigencia normativa durante la medición anual de disponibilidad correspondiente al año 2025.

4. IMPLEMENTACIÓN DE ESQUEMAS EDAC; EDAG y ERAG

En archivo excel adjunto Anexo en hoja "Implem Automatismos - SEN 2025", se presenta el estado de los distintos automatismos para el control de contingencias disponibles en el SEN e incluye a los coordinados que cuentan con instalaciones habilitadas y que han cumplido con la implementación de los esquemas de EDAC, EDAG y ERAG correspondientes, así como aquellos que no han cumplido con la mencionada implementación. Con respecto a los EDAC, mediante cartas DE02698-21, DE04455-21 y DE04404-21 se instruyó a los Clientes libres y regulados, la adecuación de sus esquemas EDAC por subfrecuencia (EDAC BF). Asimismo, en diversas instancias posteriores, se han emitido comunicaciones adicionales con el objetivo de dar continuidad y seguimiento al cumplimiento de dicha instrucción. Durante el año 2025 se ha intensificado esta gestión por parte del Coordinador, por ejemplo, mediante comunicaciones DE3407-25, DE03371-25, DE6200-25, DE06938-25, DE06939-25, DE06940-25, DE06941-25, DE06942-25, DE06943-25, requiriendo actualizaciones a los coordinados del envío detallado de cronogramas y planes de trabajo destinados a la implementación de las adecuaciones instruidas (habida cuenta también de la necesidad de no considerar alimentadores con PMGD en los EDAC), solicitando actualizaciones permanentes vía correo según el plazo informado.

En este contexto, en la hoja "Implem Automatismos - SEN 2025" del Anexo, se ha establecido como criterio para considerar el cumplimiento del esquema EDAC BF el que, además del estado de avance reportado de implementación y verificación del EDAC, el que las actividades se encuentren dentro de los plazos comprometidos por cada coordinado, motivo por el cual el nivel de cumplimiento al cierre 2025 presenta una disminución respecto de 2024.

Adicionalmente, en la misma hoja del Anexo, se ha incorporado la columna "Observaciones", en la cual se consigna el grado de cumplimiento de la instrucción de adecuación del esquema EDAC BF. Lo anterior, sin perjuicio de que cada coordinado pueda disponer en servicio del esquema EDAC BF original implementado con anterioridad a la instrucción de adecuación. De esta manera, cada coordinado se encuentra en alguna de las siguientes condiciones o etapas respecto de la adecuación solicitada:

- (1) Implementada adecuación de esquema EDAC BF
- (2) Implementado esquema antiguo, y la propuesta de adecuación del esquema EDAC BF se encuentra aprobada, pero no ha enviado protocolo con pruebas de habilitación.
- (3) Implementado esquema antiguo, además, envió propuesta de adecuación al Coordinador, la cual se encuentra en proceso de revisión para su posterior aprobación.
- (4) No ha enviado propuesta de adecuación del esquema EDAC BF para aprobación del Coordinador, aunque tiene implementado esquema antiguo.

Los antecedentes disponibles sobre la materia, incluyendo el estado de cumplimiento, o incumplimiento, normativo según corresponda por empresa, se presentan en Anexo, hoja "Implem Automatismos - SEN 2025", en el cual se individualizan 19 coordinados que se encuentran en condición de incumplimiento de la instrucción

de coordinación, 6 referidas a disponer de una propuesta de adecuación del esquema EDAC de Baja Frecuencia en los términos requeridos en las cartas señaladas, junto con 13 coordinados que no informaron o que no cumplieron los plazos comprometidos para la implementación de sus adecuaciones. Por otro lado, los Cumplimientos consideran al coordinado en alguna de las 4 etapas del Proceso de Adecuación EDAC BF, según el alcance indicado en Anexo.

Finalmente, durante 2025 se informó a la SEC incumplimiento en esta materia por medio de las siguientes comunicaciones:

- Carta CD00031-25 sobre Incumplimiento de varias empresas coordinadas por no entregar información – o entregarla parcialmente- solicitada por el Coordinador mediante cartas DE01734-25 y DE01743-25, necesaria para el análisis del apagón del 25 de febrero de 2025.
- Carta CD00032-25, con motivo del Incumplimiento de varias empresas coordinadas por no entregar información solicitada por el Coordinador mediante carta DE017443-25, respecto de los EDAC BF y EDAC CE, necesaria para el análisis del apagón del 25 de febrero de 2025.
- Carta CD00071-25 donde se informó el Incumplimiento de varias empresas coordinadas a la instrucción emitida por el Coordinador mediante cartas DE01734-25, DE01743-25, DE01744-25 y DE01831-25, relativa a realizar verificación de EDAC BF y EDAC por contingencias específicas (EDAC CE) y remitir el informe con los resultados de dicha verificación hasta el 30 de abril de 2025.

5. INFORMACIÓN TÉCNICA DE INSTALACIONES Y EQUIPAMIENTOS

De acuerdo con lo dispuesto en el Título 6-2 información técnica de instalaciones y equipamientos de la NTSyCS, el Coordinador evalúa la entrega de la Información Técnica a partir de la cantidad de datos entregados por coordinados como porcentaje del total de información que debe ingresar a las fichas técnicas de sus instalaciones, determinadas según las instalaciones informadas por cada coordinado.

El porcentaje de la entrega de la información consolidada de los coordinados para el año 2025, calculado y publicado en el sitio web del Coordinador, es del orden del 94% en completitud y un 64% en calidad. El detalle de la información utilizada para efectos de identificar el nivel de cumplimiento, o incumplimiento, según corresponda por empresa, se proporciona en archivo Anexo, en hoja "Regist Inf. Técnica - SEN 2025".

A continuación, se muestra la distribución de la entrega de la información de coordinados para el año 2025, donde se agrupan la cantidad de coordinados de acuerdo con su nivel de completitud.

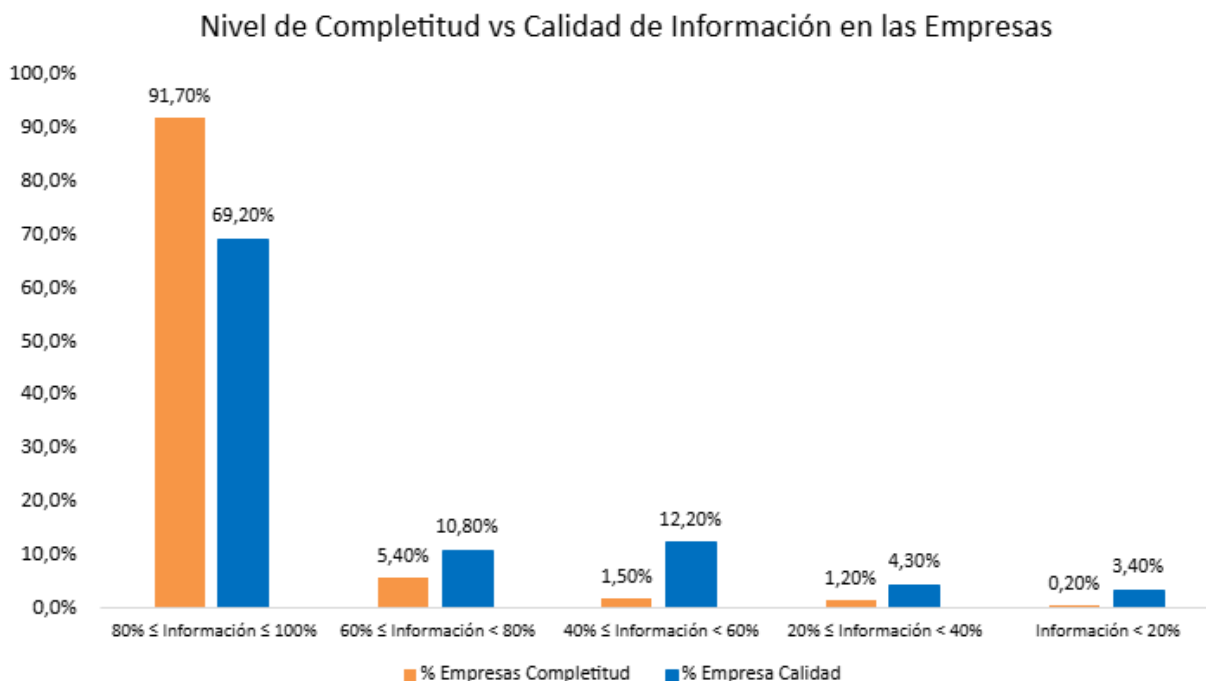


Figura 6: Distribución del cumplimiento de la entrega de información de coordinados para el año 2025.

El cumplimiento detallado de todas las empresas coordinadas en la entrega de información técnica de instalaciones y equipamiento se reporta diariamente. El reporte actualizado se puede consultar desde el siguiente enlace: <https://infotecnica.coordinador.cl/sobre-infotecnica>.

Finalmente, durante 2025 se informó a la SEC sobre los incumplimientos en esta materia por medio de la carta DE07448-25.

6. IMPLEMENTACIÓN DE PLANES DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO (PRS)

6.1. IMPLEMENTACIÓN

De acuerdo con lo indicado en el Estudio para PRS vigente y lo dispuesto en el Título 7-6 de la NTSyCS, de las medidas propuestas y los porcentajes de implementación, se dispone de un conjunto de 5 requerimientos en desarrollo:

- Dos tienen relación con la implementación de una partida autónoma en área de Cardones.
- Tres tienen relación con la implementación de equipos de vinculación en el área de Interconexión.

Tabla 3: Resumen porcentaje de implementación PRS – SEN 2025

Coordinado	SSCC	% Implementación	Cumplimiento
GENERADORA DEL PACÍFICO SpA	Partida Autónoma en Área Cardones	0%	No Cumple (**)
CENTRAL CARDONES (regulación de frecuencia)		100%	Cumple
INTERCHILE	Equipo de Vinculación Área Interconexión	100%	Cumple
TRANSMISORA ELÉCTRICA DEL NORTE S.A.		100%	Cumple
TRANSELEC S.A		100%	Cumple

(*) Estimado en base a la información entregada por la empresa.

(**) El Coordinado Generadora del Pacífico SpA implementó la PA en la central Termopacífico, no obstante, las pruebas de verificación resultaron no exitosas y se están analizando alternativas de energización.

El detalle de los requerimientos, así como el nivel de cumplimiento o incumplimiento, según corresponda, por empresa, se encuentran disponible en el Anexo que acompaña este informe, en hoja "Implementación PRS - SEN 2025".

6.2. PRUEBAS DE VERIFICACIÓN DEL PRS

Pruebas de verificación Servicio Complementario Partida Autónoma para PRS

El Proceso de Verificación de Instalaciones existentes consiste en la realización de pruebas por parte de los titulares de las instalaciones y en la revisión de la documentación pertinente que determine el Coordinador. La referida verificación se efectúa de acuerdo con las instrucciones que el Coordinador elabore para dicho efecto,

en los Instructivos Técnicos para la Verificación de Instalaciones, y lo dispuesto en el Capítulo 4 de la NTSSCC referido al Proceso de Verificación de las Instalaciones para la Prestación de SSCC.

El cronograma de verificación de SSCC 2025, que incorpora todas aquellas actividades que fueron requeridas en el ESTUDIO DE PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO 2025 publicado durante el mes de octubre 2025, se encuentra disponible en el sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional.

Respecto del cumplimiento de este cronograma de verificación, que considera un total de 42 unidades de generación correspondientes al universo de unidades a verificar hasta el año 2025, se indica lo siguiente:

- Un total de 37 unidades generadoras finalizaron su proceso de verificación.
- Un total de 5 unidades de generación no cumplieron su proceso de verificación que estaba planificado durante el 2025. Estas corresponden a las siguientes:
 - TER Diego de Almagro U1 del Coordinado Eléctrica Moka SpA.
 - HE El Toro U1 del Coordinado Empresa Eléctrica Pehuenche S.A
 - TER Yungay U1 del Coordinado Central Yungay S.A.
 - TER Yungay U2 del Coordinado Central Yungay S.A.
 - TER Yungay U3 del Coordinado Central Yungay S.A.
- Un total de 41 unidades se encuentran en proceso de verificación, en cumplimiento del cronograma establecido, dado que su verificación está programada para años posteriores al 2025.

Tabla 4: Resumen cumplimiento de cronograma de verificación de Partidas Autónomas (PA).

CENTRAL	COORDINADO	PLAZO Cronograma Definitivo de Verificación de Servicios Complementarios 2025.02.18 (DE01036-25)	Cumplimiento
HE CANUTILLAR U1	Colbún S.A.	Proceso finalizado	Cumple
HE CANUTILLAR U2	Colbún S.A.	Proceso finalizado	Cumple
HE COLBÚN U1	Colbún S.A.	Proceso finalizado	Cumple
HE COLBÚN U2	Colbún S.A.	Proceso finalizado	Cumple
TER DIEGO DE ALMAGRO U1 - DIESEL	Eléctrica Moka SpA	jun-25	No Cumple
HE PEHUENCHE U1	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Proceso finalizado	Cumple
HE PEHUENCHE U2	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Proceso finalizado	Cumple
HE EL TORO U1	Enel Generación Chile S.A.	may-25	No Cumple
HE EL TORO U2	Enel Generación Chile S.A.	Proceso finalizado	Cumple
HE EL TORO U3	Enel Generación Chile S.A.	Proceso finalizado	Cumple
HE EL TORO U4	Enel Generación Chile S.A.	Proceso finalizado	Cumple
HE RALCO U1	Enel Generación Chile S.A.	Proceso finalizado	Cumple
HE RALCO U2	Enel Generación Chile S.A.	Proceso finalizado	Cumple
HE RAPEL U1	Enel Generación Chile S.A.	Proceso finalizado	Cumple

CENTRAL	COORDINADO	PLAZO Cronograma Definitivo de Verificación de Servicios Complementarios 2025.02.18 (DE01036-25)	Cumplimiento
HE RAPEL U2	Enel Generación Chile S.A.	Proceso finalizado	Cumple
HE RAPEL U3	Enel Generación Chile S.A.	Proceso finalizado	Cumple
HE RAPEL U4	Enel Generación Chile S.A.	Proceso finalizado	Cumple
HE RAPEL U5	Enel Generación Chile S.A.	Proceso finalizado	Cumple
TER QUINTERO U1 - GNL	Enel Generación Chile S.A.	Proceso finalizado	Cumple
TER QUINTERO U2 - GNL	Enel Generación Chile S.A.	Proceso finalizado	Cumple
HP CHAPIQUIÑA U1	Engie Energía Chile S.A.	Proceso finalizado	Cumple
HP CHAPIQUIÑA U2	Engie Energía Chile S.A.	Proceso finalizado	Cumple
TER ARICA GMAR U1 - DIESEL	Engie Energía Chile S.A.	Proceso finalizado	Cumple
TER ARICA GMAR U2 - DIESEL	Engie Energía Chile S.A.	Proceso finalizado	Cumple
TER ARICA GMAR U3 - DIESEL	Engie Energía Chile S.A.	Proceso finalizado	Cumple
TER ARICA GMAR U4 - DIESEL	Engie Energía Chile S.A.	Proceso finalizado	Cumple
TER ARICA M1AR U1 - DIESEL	Engie Energía Chile S.A.	Proceso finalizado	Cumple
TER ARICA M1AR U3 - DIESEL	Engie Energía Chile S.A.	Proceso finalizado	Cumple
TER ARICA M2AR U1 - DIESEL	Engie Energía Chile S.A.	Proceso finalizado	Cumple
TER ARICA M2AR U2 - DIESEL	Engie Energía Chile S.A.	Proceso finalizado	Cumple
TER TOCOPILLA TG1 - DIESEL	Engie Energía Chile S.A.	Proceso finalizado	Cumple
TER TOCOPILLA TG2 - DIESEL	Engie Energía Chile S.A.	Proceso finalizado	Cumple
TER HUASCO U3 -DIESEL	Guacolda Energía SpA	Proceso finalizado	Cumple
TER HUASCO U4 - DIESEL	Guacolda Energía SpA	Proceso finalizado	Cumple
TER HUASCO U5 - DIESEL	Guacolda Energía SpA	Proceso finalizado	Cumple
TER YUNGAY U1 - DIESEL	Central Yungay S.A	sept-25	No Cumple
TER YUNGAY U2 - DIESEL	Central Yungay S.A	sept-25	No Cumple
TER YUNGAY U3 - DIESEL	Central Yungay S.A	sept-25	No Cumple
TER KELAR CC1-TG1 - DIESEL	Tamakaya Energía SpA	Proceso finalizado	Cumple
TER KELAR CC1-TG1 - GNL	Tamakaya Energía SpA	Proceso finalizado	Cumple
TER KELAR CC1-TG2 - DIESEL	Tamakaya Energía SpA	Proceso finalizado	Cumple
TER KELAR CC1-TG2 - GNL	Tamakaya Energía SpA	Proceso finalizado	Cumple

El detalle del total de unidades de generación establecidas en el cronograma de verificación publicado el año 2025, junto con el grado de cumplimiento, o incumplimiento, según corresponda por empresa, se encuentra disponible en archivo Anexo, hoja “Pruebas Verific PRS - SEN 2025” en la sección N°1 *Prueba de partida autónoma centrales*.

Pruebas de verificación funcionamiento SCADA

De acuerdo con lo instruido en el Estudio PRS 2025, en relación con el sistema SCADA, y con el objetivo de garantizar un adecuado comportamiento durante la ocurrencia de un Apagón, se establece que los coordinados deberán realizar, una vez al año, una prueba e informe técnico desarrollado por una empresa externa no relacionada con el coordinado, bajo la cual se verifique el correcto funcionamiento del SITR y de los sistemas de supervisión y control de sus instalaciones, simulando condiciones equivalentes a las que produciría un apagón total o parcial.

Al respecto, en base a los informes de verificación recibidos para el año 2025, se indica el nivel de cumplimiento o incumplimiento según corresponda, por empresa, en archivo Anexo hoja "Pruebas Verific PRS - SEN 2025.", en la sección N°2 *Prueba de Verificación SCADA*, donde se constata lo siguiente:

- Un total de 45 Coordinados cumplieron satisfactoriamente la realización de las pruebas SCADA.
- Un total de 24 Coordinados cumplieron con tres pruebas SCADA de un total de cuatro.
- Un total de 2 Coordinados cumplieron con dos pruebas SCADA de un total de cuatro.
- Un total de 5 Coordinados cumplieron con una prueba SCADA de un total de cuatro.
- Un total de 6 Coordinados no cumplieron con las pruebas SCADA pese a presentar informe.
- Un total de 175 Coordinados no remitieron respuesta al requerimiento dentro del plazo establecido, correspondiente al 31 de diciembre de 2025, según lo informado mediante la correspondencia DE 07436-25.

Finalmente, cabe destacar que durante el año 2025 se requirió a los Coordinados la presentación de planes de trabajo relacionados con esta materia, cuyo plazo de entrega fue fijado inicialmente para fines de noviembre de 2025, siendo posteriormente extendido hasta el 31 de diciembre de 2025.

7. IMPLEMENTACIÓN PLANES DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS (PDCE)

En el último informe del Estudio de Plan de Defensa Contra Contingencias, elaborado y publicado en el 2024, se verificó la eficacia de los PDCC llamados “PDCE Fase 1 (2x220 kV Quillota-Polpaico)” y “PDCE Fase 3 (2x220 kV San Luis-Quillota)”, que corresponden al PDCC (Plan de Defensa contra Contingencias Críticas) vigente en el Sistema Eléctrico Nacional.

Cabe considerar que, históricamente, los Planes de defensa para afrontar las fallas de las líneas de transmisión 2x220 kV Quillota-Polpaico y 2x220 kV San Luis-Quillota se han denominado PDCE, pero bajo la nueva definición de la normativa, corresponden a PDCC (mientras el PDCC sirve para afrontar contingencias que podrían generar un apagón parcial, el PDCE aplica a fallas que podrían generar un apagón total).

De acuerdo con lo anterior, actualmente en el SEN se encuentra implementado un PDCC, el cual contempla las siguientes fases:

- **Fase 1:** Falla y apertura (desvinculación) de la línea de doble circuito Quillota-Polpaico 220 kV: Su objetivo es hacer frente a la sobrecarga de la línea Quillota-Nogales 2x220 kV, luego de la pérdida de ambos circuitos de la línea Quillota-Polpaico 2x220 kV.
- **Fase 3:** Falla y apertura (desvinculación) de la línea de doble circuito San Luis - Quillota 220 kV: Su objetivo es hacer frente a las sobrecargas e impacto de estabilidad en la zona de V Región costa provocadas por la falla del vínculo San Luis-Quillota 2x220 kV. Cabe mencionar que la versión del Estudio de Plan de Defensa Contra Contingencias del año 2020 no contempla las obras de la nueva línea 2x220kV Agua Santa-La Pólvora-Las Dichas-Nueva Alto Melipilla, ni el segundo transformador 300 MVA 220kV/115kV/60kV de la S/E Agua Santa. Estas obras fueron incluidas en el Estudio de Plan de Defensa Contra Contingencias, elaborado y publicado en el año 2024.

PDCE Zona Norte (PDCE ZN)

Por otra parte, se mantiene el incumplimiento de la implementación el PDCE Zona Norte, asociado a lograr la separación en islas del SEN y recursos estabilizantes de tensión luego de producida una contingencia de severidad 6 en el sistema de 500 kV entre S/E Kimal y S/E Lo Aguirre, instruido en enero de 2020, a las empresas TEN, TRANSELEC e INTERCHILE, el cual debía estar en servicio el segundo semestre de 2021, conforme lo instruido a estas 3 empresas en carta DE02449-21. En el Estudio de Plan de Defensa Contra Contingencias del año 2024 se definieron las adecuaciones al PDCE de la Zona Norte, debido a la entrada en servicio de la SSEE Jadresic (ex Parinas) y que secciona el tramo 2x500kV Changos-Cumbre. Sin perjuicio de lo indicado, el avance registrado a la fecha corresponde a que durante el año 2025 este esquema del PDCE fue adjudicado, comprometiendo estas empresas un plazo de 18 meses para su implementación, es decir,

hasta abril del año 2027, lo cual de acuerdo con el cronograma del proyecto presenta, a febrero de 2026, un porcentaje de avance del 27,65% (97,88% respecto de lo programado).

La siguiente tabla muestra el estado de cumplimiento 2025 de la implementación de los esquemas que componen este PDCE.

• Tabla-5: EDAG ZONA NORTE (EDAG PDCE ZN)

Unidad generadora	Coordinado	Cumplió implementación durante el año 2025
Angamos U1	Empresa Eléctrica Angamos SpA	SI
Angamos U2	Empresa Eléctrica Angamos SpA	SI
Cochrane U1	Empresa Eléctrica Cochrane SpA	SI
Cochrane U2	Empresa Eléctrica Cochrane SpA	SI
Cerro Dominador PV	CERRO DOMINADOR CSP S.A.	SI
FV Bolero	Bolero SpA	SI
Huatacondo	AUSTRIANSOLAR CHILE CUATRO SpA	SI
Cerro Pabellón	Enel Green Power Chile S.A.	SI
Finis Terrae	Enel Green Power Chile S.A.	SI
PE Sierra Gorda	Enel Green Power Chile S.A.	SI
Valle de los Vientos	Enel Green Power Chile S.A.	SI
PFV Capricornio	Engie Energía Chile S.A.	SI
Parque Eólico Calama	Engie Energía Chile S.A.	SI
CTA (Mejillones)	Engie Energía Chile S.A.	SI
CTH (Mejillones)	Engie Energía Chile S.A.	SI
CTM 3 TG (Mejillones)	Engie Energía Chile S.A.	SI
CTM 3 TV (Mejillones)	Engie Energía Chile S.A.	SI
IEM (Mejillones)	Engie Energía Chile S.A.	SI
U16 (Tocopilla)	Engie Energía Chile S.A.	SI
Granja Solar	COPEC RENOVABLES SPA	SI
PAS2	POZO ALMONTE SOLAR 2 S.A.	SI
PAS3	POZO ALMONTE SOLAR 3 S.A.	SI
PFV La Huayca II	ENLIGHT INVESTMENTS SPA	SI
CC Kelar TG1	TAMAKAYA ENERGÍA SPA	SI
CC Kelar TG2	TAMAKAYA ENERGÍA SPA	SI
CC Kelar TV	TAMAKAYA ENERGÍA SPA	SI
Cerro Dominador CSP	CERRO DOMINADOR CSP S.A.	N/A (CENTRAL INDISPONIBLE POR FALLA)
María Elena	GENERACIÓN SOLAR SPA	NO
Solar Jama	PLANTA SOLAR SAN PEDRO III SPA	NO
Uribe Solar	FOTOVOLTAICA NORTE GRANDE 5 SPA	NO
PFV ANDES SOLAR	AES ANDES S.A.	NO
PFV ATACAMA SOLAR II	AES ANDES S.A.	NO
PFV ANDES SOLAR IV	ANDES SOLAR IV SPA	NO
PE HORIZONTE NORTE Y SUR	COLBÚN S.A.	NO
PE CERRO TIGRE	CÓNDOR ENERGÍA SPA	NO
PE TCHAMMA	CÓNDOR ENERGÍA SPA	NO

Unidad generadora	Coordinado	Cumplió implementación durante el año 2025
PFV LAS SALINAS	ENEL GREEN POWER CHILE S.A.	NO
PE KALLPA (EX LOMAS DE TALTAL)	ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.	NO
PFV TAMAYA SOLAR	ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.	NO
PFV CEME 1	GM HOLDINGS S.A.	NO
PFV GABRIELA	GR LENGA SPA	NO
PE LLANOS DEL VIENTO	HUEMUL ENERGÍA SPA	NO
PFV PAMPA TIGRE	HUEMUL ENERGÍA SPA	NO
PE CKHURI	HUEMUL ENERGÍA SPA	NO
PFV WILLKA	INVERSIONES FOTOVOLTAICAS SPA	NO
PE ANTOFAGASTA	PARQUE EÓLICO ANTOFAGASTA SPA	NO
PFV NUEVO QUILLAGUA	PARQUE FOTOVOLTAICO NUEVO QUILLAGUA SPA	NO
PFV SOL DEL DESIERTO	PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO SOL DEL DESIERTO SPA	NO
PFV TAIRA (EX TOCOPILLA)	PLANTA SOLAR TOCOPILLA SPA	NO
PFV ESTELA SOLAR (EX AURORA SOLAR)	Tamarugal Solar 1 S.A.	N/A (AÚN NO ENTRA EN OPERACIÓN)
PFV SANTA ISABEL	TSGF SPA	NO
CELDA CONTROL MAESTRA	ENGIE S.A.	SI

• Tabla-6: EDAG CENTRO-SUR (EDAG PDCE CS)

Unidad generadora	Coordinado	Cumplió Implementación el año 2025
PE Aurora	INNERGEX	NO
PE Cuel	INNERGEX	NO
PE San Pedro	ENGIE S.A.	NO
PE San Pedro II	ENGIE S.A.	NO
Santiago Solar	EDF	NO
Rapel U1	ENEL GENERACIÓN CHILE S.A.	NO
Rapel U2	ENEL GENERACIÓN CHILE S.A.	NO
Rapel U3	ENEL GENERACIÓN CHILE S.A.	NO
Rapel U4	ENEL GENERACIÓN CHILE S.A.	NO
Rapel U5	ENEL GENERACIÓN CHILE S.A.	NO
San Isidro TV	ENEL GENERACIÓN CHILE S.A.	NO
Nehuenco TV	COLBUN S.A.	SI
PE Aurora	INNERGEX	NO

CELDA CONTROL MAESTRA Y TRIP A POSICIONES S/E CHARRÚA	TRANSELEC S.A.	NO
---	----------------	----

• Tabla-7: ESQUEMA SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y RECURSOS ESTABILIZADORES DE TENSIÓN

Coordinado	Cumplió Implementación el año 2025
INTERCHILE S.A.	NO
TEN S.A.	NO
TRANSELEC S.A.	NO

• Tabla-8: EDAC PDCE BF ZONA NORTE (EDAC PDCE BF ZN)

Escalón CEx	Coordinado	Subestación	Cumplió Implementación 2024	Comentarios
I	Minera Escondida Ltda.	Domeyko 1 (Laguna Seca)	NO	
	Corporación Nacional del Cobre	MMH	NO	
	Minera Spence S.A.	Spence	NO	
	Sociedad Contractual Minera El Abra	El Abra	NO	
	Minera Centinela	Esperanza	NO	
	Minera Antucoya	Minera Antucoya	NO	
	Compañía Doña Inés de Collahuasi SCM	Collahuasi (Barra 1)	NO	
	Sierra Gorda SCM	Sierra Gorda	NO	Verificado (pendiente señales SITR)
	Sociedad Química y Minera de Chile S.A.	El Loa	NO	
	Compañía Minera Zaldívar SpA	Zaldívar	NO	
	Compañía General de Electricidad S.A.	SPD	SI	Finalizando pruebas SITR según plazo informado
II	Minera Escondida Ltda.	OGP1	NO	
	Corporación Nacional del Cobre	Chuquicamata km-6	NO	
	Corporación Nacional del Cobre	10A	NO	
	Minera Spence S.A.	S/E de conexión	NO	
	Soc. Contractual Minera El Abra	S/E de conexión	NO	
	Minera Centinela	S/E de conexión	NO	
	Minera Antucoya	Minera Antucoya	NO	
	Compañía Doña Inés de Collahuasi SCM	Collahuasi (Barra 1)	NO	
	Sierra Gorda SCM	Sierra Gorda	NO	Verificado (pendiente señales SITR)

Escalón CEx	Coordinado	Subestación	Cumplió Implementación 2024	Comentarios
	Sociedad Química y Minera de Chile S.A.	El Loa	NO	
	Compañía Minera Zaldívar SpA	Zaldívar	NO	
	Compañía General de Electricidad S.A.	SPD	SI	Finalizando pruebas SITR según plazo informado
III	Minera Escondida Ltda.	Domeyko 2 (Óxidos)	NO	
	Corporación Nacional del Cobre	Gaby	NO	
	Minera Spence S.A.	SE de conexión	NO	
	Soc.Contractual Minera El Abra	S/E de conexión	NO	
	Minera Centinela	S/E de conexión	NO	
	Minera Antucoya	S/E de conexión	NO	
	Compañía Doña Inés de Collahuasi SCM	S/E de conexión	NO	
	Sociedad Química y Minera de Chile S.A.	S/E de conexión	NO	
	Compañía Minera Zaldívar SpA	Zaldívar	NO	
	Compañía General de Electricidad S.A.	SPD	SI	Finalizando pruebas SITR según plazo informado

SPD: Subestación Primaria de Distribución.

De acuerdo con lo informado en carta DE00172-20 que instruye la implementación del PDCE de la zona norte del SEN, se considera un plazo de 10 meses para esa implementación contados desde el momento en el cual el coordinado inicia el proceso de licitación del servicio.

El detalle de esta información, junto con el nivel de cumplimiento, o incumplimiento, según corresponda por empresa, se encuentra disponible en ANEXO, hoja "Implementación PDCE - SEN 2025".

8. COMPENSACIÓN REACTIVA EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

Dentro del marco de los estudios y exigencias asociados a la NT SSCC el Coordinador debe determinar las reservas de potencia reactiva necesarias en el sistema y la adecuada distribución de estos recursos, que permitan afrontar las contingencias simples más probables en escenarios desfavorables, sin compromiso de la estabilidad de la tensión del sistema y que cumplan con los estándares correspondientes al control de tensión (CT) y despacho de potencia reactiva, dispuestos en la NT.

Para el año 2025, y según los estudios realizados sobre control de tensión y requerimiento de potencia reactiva cuyas versiones anuales se encuentran disponibles en el sitio web del CEN, en el link: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/control-de-tension-y-requerimientos-de-potencia-reactiva/>, se concluye que el sistema cuenta con los recursos para satisfacer estos requerimientos. Sin embargo, se observan condiciones operacionales locales donde, considerando los recursos disponibles, la apertura de líneas y la maniobra de puenteo de condensadores serie resultó ser la única solución técnica disponible para mantener las tensiones dentro de los rangos normales de operación establecido en la NT. Estas condiciones operativas locales se producen principalmente en las zonas Norte Grande, Norte Chico y Sur del SEN y ocurren debido a que las instalaciones de transmisión no están debidamente auto compensadas para condiciones de bajas transferencias.

Debido a lo anterior, se realizó un análisis adicional, en el cual se evalúa el efecto de disponer de todos los parques ERV basados en inversores según su Diagrama PQ establecido en la NT, y con ello evitar las maniobras mencionadas con anterioridad, debido a que estas corresponden a medidas operacionales de última instancia según la NT.

De este análisis, es posible concluir que al tener disponibles todos los parques ERV con el Diagrama PQ requerido se logra evitar las medidas operacionales excepcionales, llegando a niveles de tensión en la banda de estado normal para las tensiones de servicio e incluso para tensiones nominales tanto para el sistema de 500 kV del Norte (Norte Grande y Norte Chico), como para el sistema de 220 kV del Sur.

9. INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA Y FORZADA

Para efectos de cuantificar la Calidad de Suministro en instalaciones de generación y transmisión del SEN, el Coordinador efectúa el cálculo de los índices de indisponibilidad forzada y programada en unidades de generación, transformadores de poder, líneas de transmisión y equipos de compensación. La metodología de cálculo de los índices se realiza de acuerdo con lo dispuesto en el Título 5-12 de la NTSyCS, sobre Estándares de Calidad del Suministro en Instalaciones de Generación y Transmisión.

La evaluación del cumplimiento indicado y que se expone en las siguientes gráficas, ha sido realizada sobre la base de la información estadística del período enero 2021 – diciembre 2025.

Similar al tratamiento efectuado en ocasiones anteriores, para el año 2025 no se consideraron instalaciones con menos de 5 años de historia desde su puesta en servicio, ni equipos conectados a niveles de tensión inferiores a 23 kV.

De acuerdo con lo indicado en la NTSyCS, el cálculo de los índices de indisponibilidades de Generación-Transmisión se realiza mensualmente y sus resultados quedan disponibles en el sitio web del Coordinador Eléctrico para consulta de los interesados, en la sección “Calidad de Suministro, Índices de Indisponibilidad” del sitio web del CEN.

El cálculo considera las instalaciones, sus propietarios y topología existentes al 31 de diciembre de 2025, y su detalle, incluyendo el grado de cumplimiento o incumplimiento, según corresponda por empresa, se presenta en Anexo, hoja “Indisp GxTx Prg-Forz SEN 2025”.

9.1. RESUMEN DE GENERACIÓN

De acuerdo con el artículo 5-54 de la NTSyCS se tiene la siguiente definición de índices para unidades o parques generadores:

HPROg: Límite de horas de desconexión promedio anual de generación por concepto de Indisponibilidad Programada, con una ventana móvil de 60 meses.

HFORg: Límite de horas de desconexión promedio anual de generación por concepto de Indisponibilidad Forzada, con una ventana móvil de 60 meses.

FFORg: Límite de frecuencia de desconexiones promedio anual de generación por concepto de Indisponibilidad Forzada, con una ventana móvil de 60 meses.

Sobre un universo de 616 unidades generadoras, de las cuales 471 cuentan con 5 o más años de antigüedad para efectos de cálculo, se presentan a continuación las estadísticas asociadas a estos indicadores. En Anexo que se acompaña a este informe, en hoja “Indisp GxTx Prg-Forz SEN 2025”, se presenta el detalle de Cumplimiento/No-Cumplimiento por empresa/Unidad generadora, para cada uno de estos 3 índices.

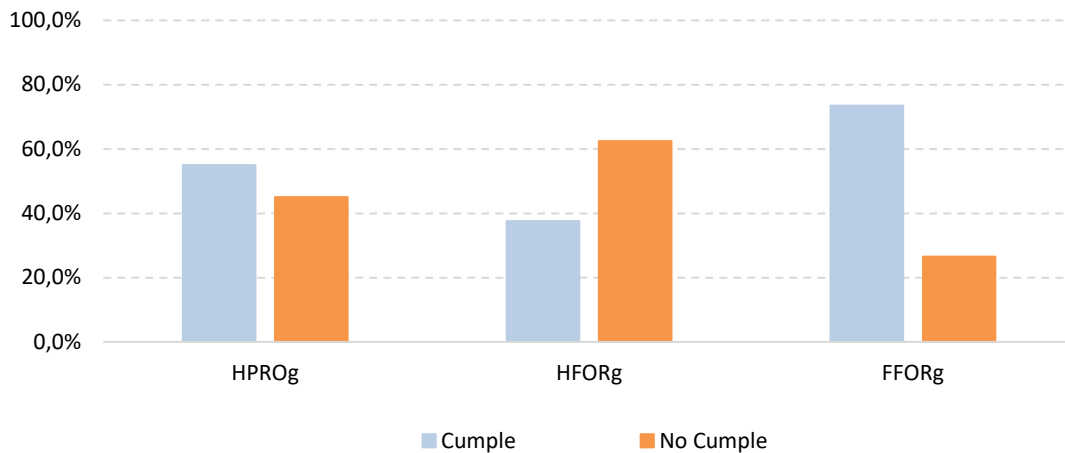


Figura 7: Cumplimiento de índices de generación.

A modo de análisis y comentario general, para el caso del Índice **HPROg**, los mayores incumplimientos lo registran la central PARQUE EÓLICO SIERRA GORDA ESTE con diferencia de 2.461% (20 como standard versus un valor calculado de 512,1). Por otro lado, próximo a cumplir el estándar se encuentra la central PARQUE EOLICO LA ESPERANZA con diferencia de 0,167% respecto del estándar exigido (20 como estándar versus un valor calculado de 20,03).

Por otro lado, para el caso del Índice **HFORg**, el mayor incumplimiento lo registra la central MAITENES Unidad 2 con diferencia del orden del 17.430% respecto del estándar exigido (50 como estándar versus un valor calculado de 8.765). Por otro lado, próximo a cumplir el estándar se encuentra la central CMPC PACIFICO Unidad 1 con diferencia de 1,62% respecto del estándar exigido (200 como estándar versus un valor calculado de 203).

Finalmente, al revisar lo referido al caso del Índice **FFORg**, el mayor incumplimiento lo registra la central PARQUE CUMBRES Unidad 1, con diferencia de 585% respecto del estándar exigido (4 como estándar versus un valor calculado de 27,4). Por otro lado, próximo a cumplir el estándar se encuentran: YUNGAY Unidad 3, FLORIDA III Unidad 1, QUINTERO Unidad 1, SAN CLEMENTE, SAN IGNACIO Unidad 1, SAUZAL Unidad 3 y LAJA 1 Unidad 1, con una diferencia de 5% respecto del estándar exigido (4 como estándar versus un valor calculado de 4,2).

9.2. RESUMEN DE TRANSMISIÓN

En instalaciones de transmisión para circuitos de líneas de hasta 300 [km] de longitud, transformadores, equipos serie y compensación, se tienen las siguientes definiciones de acuerdo con el artículo 5-55 de la NTSyCS:

HPROt: Límite de horas de desconexión promedio anual de transmisión por concepto de Indisponibilidad Programada, con una ventana móvil de 60 meses. En caso de líneas, el valor corresponde por cada 100 [km] de circuito de línea.

HFORt: Límite de horas de desconexión promedio anual de transmisión por concepto de Indisponibilidad Forzada, con una ventana móvil de 60 meses. En caso de líneas, el valor corresponde por cada 100 [km] de circuito de línea.

FFORt: Límite de frecuencia de desconexiones promedio anual de transmisión por concepto de Indisponibilidad Forzada, con una ventana móvil de 60 meses. En caso de líneas, el valor corresponde por cada 100 [km] de circuito de línea.

9.2.1. TRAMOS DE TRANSMISIÓN

Sobre un universo de 2240 tramos, de los cuales 1853 tienen 5 o más años de antigüedad para efectos de cálculo de índices, se presentan a continuación análisis generales respecto de las estadísticas asociadas a estos indicadores, diferenciando por segmento de pertenencia.

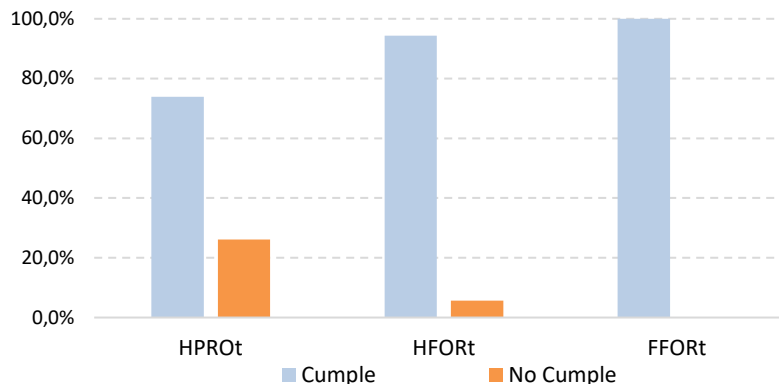


Figura 8: Cumplimiento de índices de transmisión – Tramos Nacional

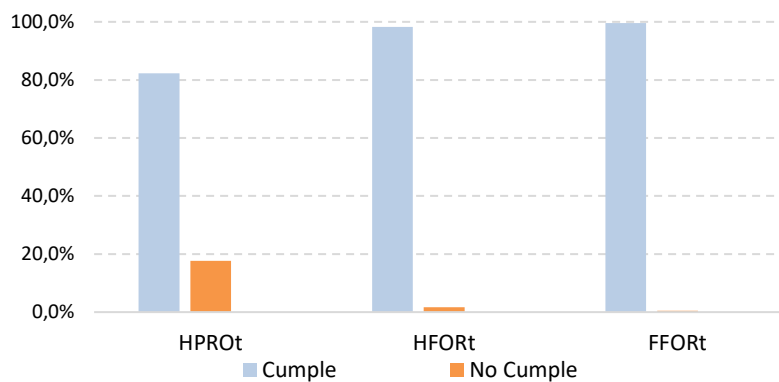


Figura 9: Cumplimiento de índices de transmisión – Tramos Zonal

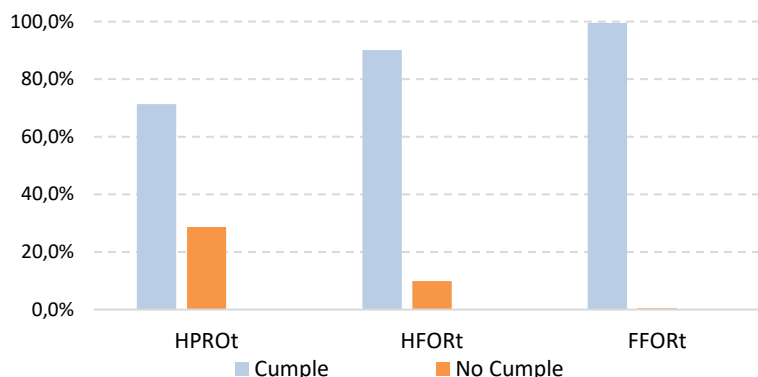


Figura 10: Cumplimiento de índices de transmisión – Tramos Dedicado

En Anexo que se acompaña a este informe, en hoja “Indisp GxTx Prg-Forz SEN 2025”, se presenta el detalle de Cumplimiento/No-Cumplimiento por empresa/nombre tramo/segmento de pertenencia, para cada uno de estos 3 índices.

A modo de análisis general, y utilizando el mismo criterio de comparación aplicado anteriormente para el caso generación, el siguiente cuadro resume los tramos de cada segmento de transmisión con los incumplimientos respecto de los estándares que le son aplicables (más lejanos de zona de cumplimiento, así como más próximos a lograr cumplimiento).

Tabla 9: Valores mayores y menores de incumplimiento de índices de transmisión

TRAMO	Índice	Nacional		Zonal		Dedicado	
		Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.
ATACAMA - MIRAJE 220KV C1	HPROt	3.840%					
CHARRUA - HUALPEN 220KV C1	HPROt		0,5%				
POLPAICO - QUILAPILUN 220KV C1	HFORT	17.543%					
PAN DE AZUCAR - DON GOYO 220KV C2	HFORT		7,4%				
Se verifica 100% cumplimiento	FFORT	0%					
Se verifica 100% cumplimiento	FFORT		0%				
DIEGO DE ALMAGRO - LLANTA 110KV C2	HPROt			17.606%			
AGUA SANTA - TAP PLACERES 110KV C2	HPROt				0,7%		
LAS COMPANIAS - TAP ROMERAL 110KV C1	HFORT			2.383%			
CHARRUA - LAJA 66KV C1	HFORT				5,8%		
SAUZAL - CODEGUA 110KV C1	FFORT			845%			

TRAMO	Índice	Nacional		Zonal		Dedicado	
		Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.
PULLINQUE - LOS LAGOS 66KV C2	FFORT				4%		
TAP CODELCO VENTANAS - VENTANAS 110KV C2	HPROt					36.399%	
ANGAMOS - KAPATUR 220KV C1	HPROt						0,3%
CHUQUICAMATA - 10A 100KV C1	HFORT					48.184%	
LIXIVIACIÓN - SULFUROS 69KV C1	HFORT						11%
CARENA - MALLOCO 44KV C1	FFORT					84%	
PUENTE NEGRO - COLBUN 220KV C2	FFORT						4,5%

9.2.2. EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN

Sobre un universo de 2.490 equipos de transformación del SEN, de los cuales 1.882 tienen 5 o más años de antigüedad para efectos de cálculo de índices, se presentan a continuación las estadísticas asociadas a estos indicadores, debiendo considerar que en Anexo que se acompaña a este informe, en hoja “Indisp GxTx Prg-Forz SEN 2025”, se presenta el detalle de Cumplimiento/No-cumplimiento por empresa/tipo de transformador (2D y 3D)/subestación de emplazamiento, para cada uno de estos 3 índices.

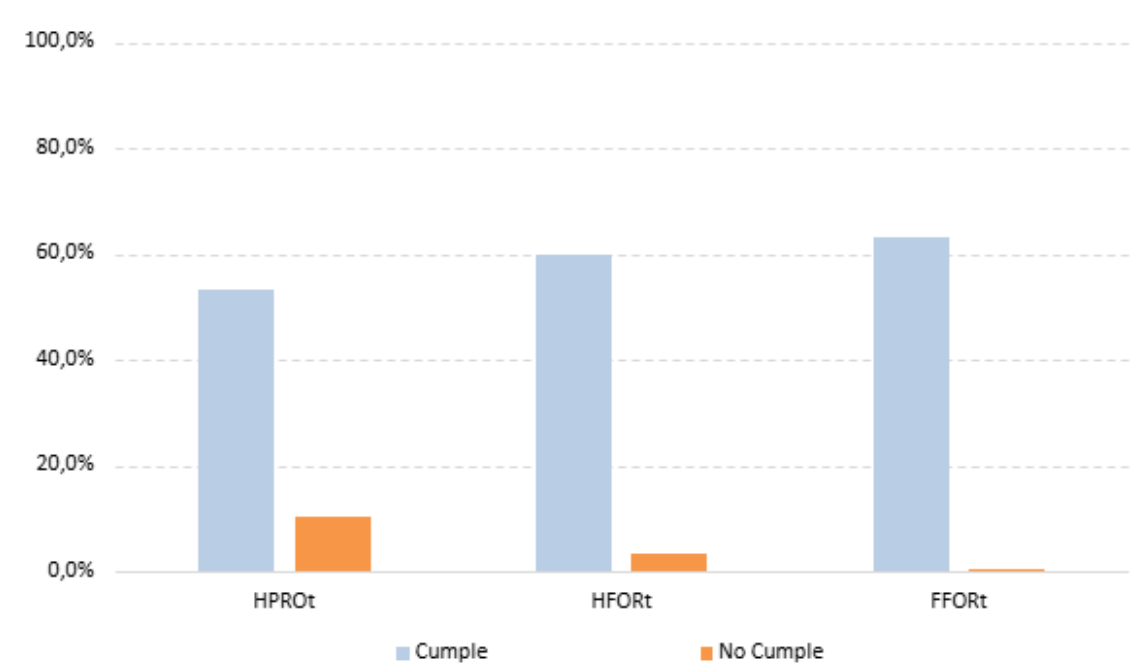


Figura 11: Cumplimiento de índices de transmisión – Equipos de Transformación

A modo de comentario, para el caso del Índice **HPROt**, el mayor incumplimiento lo registra el transformador CENTRAL TOCOPILLA-AUTOTRAFO 220/110/13.8 KV N°1 del coordinado ENGIE, superando por el 24.852% respecto del estándar exigido (30 como estándar versus un valor calculado de 7.485,7). Por otro lado, próximo a cumplir el estándar se encuentra el transformador AGUA SANTA 220/115/60kV 300MVA 1 + UR de CHILQUINTA TRANSMISIÓN, con diferencia del orden del 0,067% respecto del estándar exigido (30,0 como estándar versus un valor calculado de 30,02).

Para el caso del Índice **HFORt**, el mayor incumplimiento lo registra el transformador T2D S/E CORDILLERA (ANDINA) JT4, con diferencia del orden de 115.478% respecto del estándar exigido (45 como estándar versus un valor calculado de 5.241,5). Por otro lado, próximo a cumplir el estándar se encuentra el transformador T2D S/E MALLOCO AT2 de SOCIEDAD TRANSMISORA METROPOLITANA S.A., con diferencia del orden del 5,05% respecto del estándar exigido (45,0 como estándar versus un valor calculado de 47,273).

Finalmente, y con miras a disponer de una perspectiva de proximidad/lejanía para lograr alcanzar zona de cumplimiento, para el caso del Índice **FFORt**, el mayor incumplimiento lo registran los equipos T2D S/E MESAMAVIDA AT1 del coordinado AES ANDES con diferencia del orden del 234,3% respecto del estándar exigido (1,0 como estándar versus un valor calculado de 3,34). Por otro lado, próximo a cumplir el estándar se encuentran el equipo T2D S/E LOS VILOS JT2 con diferencia del orden del 12,8% respecto del estándar exigido (1,0 como estándar versus un valor calculado de 1,13).

9.2.3. EQUIPOS DE COMPENSACIÓN

Para el caso de los equipos de compensación catastrados en el SEN, conformados por 673 equipos que incluyen bancos de condensadores, compensadores, condensadores serie y reactores, y de los cuales 580 tienen 5 o más años de antigüedad para efectos de cálculo de índices, se tiene que en Anexo que se acompaña a este informe, en hoja “Indisp GxTx Prg-Forz SEN 2025”, se presenta el detalle de Cumplimiento/No-cumplimiento por empresa/tipo de equipo (reactor-condensador serie-banco de condensadores-compensadores)/subestación de emplazamiento), para cada uno de estos 3 índices.

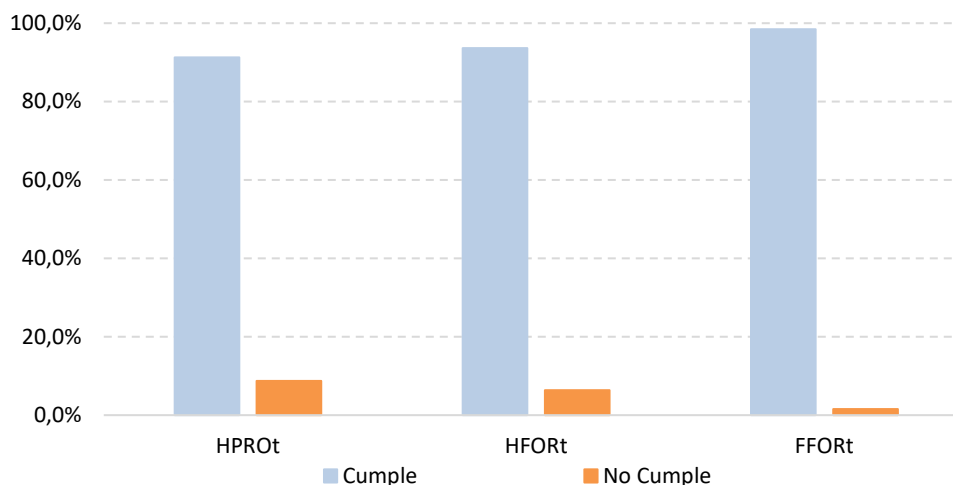


Figura 12: Cumplimiento de índices de transmisión – Equipos de Compensación

Para contextualizar proximidad a zona de cumplimiento, y a modo de comentario, para el caso del Índice **HPROt**, el mayor incumplimiento lo registra el BC S/E CONCEPCION CT7 13.2KV 20 MVARde TRANSELEC, con diferencia del orden del 1.700% respecto del estándar exigido (30,0 como estándar versus un valor calculado de 540). Por otro lado, próximo a cumplir el estándar se encuentra el equipo RE S/E CAUTIN JZ6 242KV 18.5MVAR de TRANSELEC, con diferencia del orden del 0,96% respecto del estándar exigido (30,0 como estándar versus un valor calculado de 30,29).

Para el caso del Índice **HFORT**, el mayor incumplimiento lo registra el BC S/E CORONEL BCE 66KV 5 MVAR de CGE TRANSMISIÓN S.A. con diferencia del orden de 11.012% respecto del estándar exigido (45,0 como estándar versus un valor calculado de 5.000). Por otro lado, el más cercano a cumplir el estándar se encuentran el equipo BC S/E SAN VICENTE CCEE 3 13.2KV 10 MVAR con diferencia del orden del 26% respecto del estándar exigido (45,0 como estándar versus un valor calculado de 56,7).

Para el caso del Índice **FFORT**, el mayor incumplimiento lo registran los equipos STATCOM S/E CERRO NAVIA 34KV 140MVAR del coordinado TRANSELEC con diferencia del orden del 220% respecto del estándar exigido (1,0 como estándar versus un valor calculado de 3,2). Por otro lado, próximo a cumplir el estándar se encuentran el equipo CER S/E PAN DE AZUCAR JT5 13.2KV 24MVAR con diferencia del orden del 13,5% respecto del estándar exigido (1,0 como estándar versus un valor calculado de 1,1).

Finalmente, y por medio de carta CD00083-25 durante 2025 se informó a la SEC Incumplimiento de Interchile en índices indisponibilidad según artículo 5-55 NTSyCS.

10. SISTEMA DE MEDIDAS DE TRANSFERENCIAS ECONÓMICAS

De acuerdo con lo dispuesto en los Títulos 4-5 de la NTSyCS y 4-4 de la NTCO, las empresas coordinadas deben implementar los esquemas de medida de energía necesarios para el debido y oportuno desarrollo de los procesos del Coordinador.

En este contexto, se identificaron esquemas de medida que no ejecutaron la implementación conforme a los requerimientos establecidos por el CEN. Esta situación fue oportunamente notificada a las coordinadas respectivas, las cuales quedaron en condición de “no cumplimiento” al no dar respuesta oportuna.

Por otra parte, se consideraron los esquemas de medidas que no han dado cumplimiento al Factor de Disponibilidad, señalado en el Artículo 4-32 de la NTSyCS, donde se indica que los coordinados deben garantizar una disponibilidad de la información de los medidores mayor o igual a un 97%, medida en una ventana móvil de 12 meses. La metodología de medición del factor se establece en el Artículo 12 del Anexo Técnico “Sistemas de Medidas para Transferencias Económicas”.

Con base en estas disposiciones, se presenta a continuación el estado de las empresas coordinadas que incumplieron dichas exigencias durante el año 2025. El detalle del grado de cumplimiento o incumplimiento, según corresponda a cada empresa, se encuentra en ANEXO, hoja “Sistema de Medidas PRMTE 2025”.

El porcentaje de cumplimiento de cada empresa se encuentra medido en función del número de medidores que cumplen los requisitos, respecto del total de medidores asociados a dicha empresa.

Tabla 10: Incumplimiento Sistema de Medidas para Transferencias Económicas

Coordinado	RUT en REUC	Incumplimiento	Total puntos	% cumplimiento
Aela Generación S.A.	76.489.426-K	4	4	0,0%
AES Andes S.A.	94.272.000-9	19	118	84%
Aggreko Chile Limitada	76.625.330-K	2	2	0,0%
Aguas Andinas S.A.	61.808.000-5	1	1	0,0%
Ailin Fotovoltaica SpA	77.018.069-4	1	1	0,0%
Alto Cautín SpA	76.044.129-5	2	2	0,0%
Alto Jahuel Transmisora de Energía S.A.	76.100.121-3	4	4	0,0%
Ana María S.A.	77.677.302-6	1	6	83,3%
Andina Solar 10 SpA	76.772.357-1	1	1	0,0%
Anglo American Sur S.A.	77.762.940-9	2	2	0,0%
Antu Energy SpA	77.810.911-5	1	1	0,0%
Atacama Solar SpA	76.055.134-1	1	1	0,0%
Baobab Energías Renovables SpA	76.217.288-7	1	1	0,0%
Belén Solar SpA	77.048.079-5	1	1	0,0%
Besalco Energía Renovable S.A.	76.249.099-4	3	3	0,0%
Besalco Transmisión SpA	76.975.911-5	15	31	51,6%
Bio Energía Molina SpA	76.256.837-3	1	1	0,0%

Coordinado	RUT en REUC	Incumplimiento	Total puntos	% cumplimiento
Bioenergías Forestales SpA	76.188.197-3	6	26	76,9%
Bluegate Energía SpA	77.084.667-6	1	1	0,0%
BTG Pactual Chile SpA	76.209.165-8	2	4	50,0%
Caldera Solar SpA	77.125.606-6	1	1	0,0%
Capurata del Verano SpA	77.275.114-1	1	1	0,0%
Carbon Free Chile SpA	76.727.466-1	4	5	20,0%
Cauce Solar SpA	77.285.274-6	1	1	0,0%
CBB Cales S.A.	96.718.010-6	2	3	33,3%
Cemento Polpaico S.A.	91.337.000-7	2	2	0,0%
Centauro Solar SpA	76.972.761-2	1	1	0,0%
CFC HOLDINGS SPA	77.092.712-9	2	2	0,0%
Chapiquina Solar SpA	77.287.935-0	1	1	0,0%
Charrúa Transmisora de Energía S.A.	76.260.825-1	2	2	0,0%
Chilquinta (ex Chilquinta Energía)	96.813.520-1	29	207	86,0%
Chungungo S.A.	76.414.107-5	5	5	0,0%
CIA Eléctrica los Morros S.A.	95.177.000-0	2	2	0,0%
Ciprés SpA	76.592.224-0	1	1	0,0%
Cocharcas Solar SpA	77.020.498-4	1	1	0,0%
Codelco	61.704.000-K	3	6	50,0%
Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica CODINER S.A.	78.397.530-0	8	8	0,0%
Compañía Eléctrica de Osorno S.A	96.531.500-4	11	22	50,0%
Compañía Minera Cerro Colorado Ltda	94.621.000-5	2	3	33,3%
Compañía Minera Lomas Bayas	78.512.520-7	1	1	0,0%
Compañía Siderurgica Huachipato S.A.	94.637.000-2	2	2	0,0%
Conejo Solar SpA	76.376.829-5	3	3	0,0%
Cooperativa de Abastecimiento de Energía Eléctrica Curico LTDA.	70.287.900-0	7	28	75,0%
Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda.	80.237.700-2	8	11	27,3%
Cooperativa Eléctrica Los Angeles LTDA	81.585.900-6	1	6	83,3%
Cooperativa Eléctrica Paillaco Ltda	81.629.800-8	1	2	50,0%
COPEC Renovables SpA	77.875.443-6	1	2	50,0%
Corcovado de Verano SpA	76.876.862-5	1	1	0,0%
Cuenca Solar SpA	76.879.478-2	1	1	0,0%
Curileufu	84.100.300-4	2	2	0,0%
CVE Proyecto Diecisiete SpA	76.986.616-7	1	1	0,0%
CVE Proyecto Seis SpA	76.766.027-8	1	1	0,0%
CVE Proyecto Siete SpA	76.766.028-6	1	1	0,0%

Coordinado	RUT en REUC	Incumplimiento	Total puntos	% cumplimiento
CVE Proyecto Treinta y Uno SpA	77.087.896-9	1	1	0,0%
Diego de Almagro Solar SpA	76.071.634-0	1	1	0,0%
Dosal	84.992.400-1	1	1	0,0%
El Castaño SpA	76.503.252-0	1	1	0,0%
El Mirador SpA	77.912.475-4	1	1	0,0%
Eléctrica Pinares Limitada	77.053.312-0	1	1	0,0%
EMELDA	76.004.337-0	2	3	33,3%
Empresa de los Ferrocarriles del Estado	61.216.000-7	10	18	44,4%
Empresa Eléctrica de Casablanca S.A.	81.577.400-0	2	2	0,0%
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	96.783.910-8	3	5	40,0%
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	76.073.164-1	14	23	39,1%
Empresa Eléctrica El Pinar SpA	76.282.829-4	1	2	50,0%
Empresa Eléctrica Municipalidad de Til Til	70.849.500-K	5	7	28,6%
Empresa Eléctricas Aguas del Melado SpA	77.277.800-7	4	4	0,0%
Empresas Lipigas S.A.	96.928.510-K	2	2	0,0%
ENAP Refinerías S.A.	87.756.500-9	2	3	33,3%
Enel Distribución Chile S.A.	96.800.570-7	58	118	50,8%
Enel Green Power Chile S.A.	76.412.562-2	14	83	83,1%
Enerbosch S.A.	76.028.873-K	2	5	60,0%
Energía Morro Guayacán SpA	77.160.709-8	3	4	25,0%
Energías del Futuro	76.272.689-0	1	1	0,0%
Energías Renovables El Boldo SpA	77.110.485-1	1	1	0,0%
Energías Renovables Holding S.A.	77.324.593-2	1	1	0,0%
Energías Ucuquer Dos S.A.	76.319.372-1	1	1	0,0%
Energías Ucuquer S.A.	76.152.252-3	1	1	0,0%
Energy Asset SpA	76.996.007-4	1	1	0,0%
Energy Partners SpA	77.410.232-9	8	9	11,1%
Enerkey SpA	76.468.419-2	1	1	0,0%
Enernuevas S.A.	76.045.491-5	1	3	66,7%
Enorchile S.A.	96.774.300-3	7	20	65,0%
Eólica La Esperanza S.A.	76.427.498-9	1	1	0,0%
Espinos S.A.	76.925.800-0	6	9	33,3%
Factor Luz SpA	77.676.939-8	1	1	0,0%
FLORIDA ENERGIA	78.058.492-0	1	1	0,0%
Forestal Neltume Carranco S.A.	96.584.160-1	1	1	0,0%
Fotovoltaica Avellano SpA	76.891.081-2	2	2	0,0%
Fotovoltaica Norte Grande 1 SpA	76.213.013-0	1	3	66,7%

Coordinado	RUT en REUC	Incumplimiento	Total puntos	% cumplimiento
Fotovoltaica Norte Grande 5 SpA	76.213.045-9	1	2	50,0%
Fotovoltaica Peumo SpA	76.891.098-7	1	1	0,0%
Fotovoltaica Solar Laurel SpA	76.879.366-2	1	1	0,0%
Generadora Estancilla SpA	76.145.769-1	1	2	50,0%
Generadora Los Hibiscos SpA	76.975.928-K	1	1	0,0%
Génova Solar SpA	76.942.747-3	1	1	0,0%
Gestión de Proyectos Eléctricos S.A	99.566.950-1	1	1	0,0%
GR Alerce Andino SpA	77.130.986-0	1	1	0,0%
GR Canelo SpA	76.464.278-3	1	1	0,0%
GR Carza SpA	76.885.333-9	1	1	0,0%
GR Chaquihue SpA	76.461.944-7	1	1	0,0%
GR Ciprés SpA	76.748.889-0	1	1	0,0%
GR Lleuque SpA	76.885.321-5	1	1	0,0%
GR Pilo SpA	76.885.331-2	1	1	0,0%
GR Pitao SpA	76.885.335-5	1	1	0,0%
GR Power Chile SpA	77.209.283-0	1	1	0,0%
GR Villarrica SpA	77.130.979-8	1	1	0,0%
Hidroeléctrica Allipén S.A.	76.071.891-2	1	1	0,0%
Hidroeléctrica Dos Valles SpA	76.495.341-K	2	2	0,0%
Hidroeléctrica El Canelo S.A.	76.136.655-6	1	1	0,0%
Hidroeléctrica el Manzano S.A.	76.803.940-2	1	1	0,0%
Hidroeléctrica Maisán SpA	76.319.759-K	1	1	0,0%
Hidroeléctrica Palacios SpA	76.585.842-9	1	1	0,0%
Hidroeléctrica Río Claro S.A.	76.208.775-8	1	1	0,0%
Hidroeléctrica Río Huasco S.A.	76.071.113-6	1	1	0,0%
Hidroeléctrica Roblería SpA	76.051.263-K	1	1	0,0%
Hidroeléctrica Trailelfu SpA	76.392.022-4	1	1	0,0%
Hidroeléctrica Trueno	76.834.000-5	1	1	0,0%
Hydroenersur SpA	76.003.174-7	1	3	66,7%
Huemul Energía SpA	76.580.849-9	2	11	81,8%
IEH Solar Chile SpA	76.775.253-9	4	4	0,0%
Imelsa Energía SpA	76.472.262-0	11	11	0,0%
Incahuasi Energy SpA	76.618.674-2	1	1	0,0%
Indura S.A.	76.150.343-K	4	4	0,0%
Industria Chilena de Alambre S.A.	91.868.000-4	1	1	0,0%
Innergex Energía Renovable SpA	76.097.069-7	1	2	50,0%
Javiera SpA	76.376.635-7	3	3	0,0%

Coordinado	RUT en REUC	Incumplimiento	Total puntos	% cumplimiento
Joel Solar SpA	77.091.349-7	1	1	0,0%
KDM Energía S.A.	76.059.578-0	2	5	60,0%
La Chapeana SpA	76.327.574-4	1	1	0,0%
Lágrimas del Sur SpA	76.738.520-K	1	1	0,0%
Las Mollacas SpA	76.327.569-8	1	1	0,0%
Linzor de Verano SpA	77.088.006-8	1	1	0,0%
Los Libertadores Solar Spa	76.553.447-K	1	2	50,0%
Los Portones S.A.	76.306.881-1	1	1	0,0%
Macao Solar spa	76.972.535-0	1	1	0,0%
Maitén SpA	76.683.541-4	1	1	0,0%
Masisa S.A.	96.802.690-9	1	1	0,0%
Membrillo Solar SpA	77.101.924-2	1	1	0,0%
MGM Innova Capital Chile SpA	76.686.377-9	1	3	66,7%
MIGUEL SOLAR SPA	77.048.084-1	1	1	0,0%
Minera Altos de Punitaqui Ltda	76.099.463-4	1	1	0,0%
Minera Centinela	76.727.040-2	1	3	66,7%
Minera Las Cenizas S.A.	79.963.260-8	4	4	0,0%
Minera Meridian Ltda.	96.508.670-6	2	2	0,0%
Minera Spence S.A.	86.542.100-1	6	6	0,0%
Minera Valle Central S.A.	96.595.400-7	1	1	0,0%
Minicentrales Araucanía S.A.	76.470.281-6	1	1	0,0%
Moly-Cop Chile S.A.	92.244.000-K	1	1	0,0%
Neoelectra Energía Chile SpA	77.081.321-2	1	1	0,0%
Nextpower III Chile Holdco II SpA	77.542.606-3	6	6	0,0%
Nirivilo Transmisora de Energía S.A.	77.324.794-3	1	7	85,7%
Noracid S.A.	76.858.530-K	3	4	25,0%
Norvind S.A.	76.919.070-8	2	2	0,0%
Nueva Atacama S.A.	76.850.128-9	2	2	0,0%
Nueva Esperanza Solar SpA	76.911.689-3	1	1	0,0%
Odata San Bernardo	77.460.345-K	2	11	81,8%
On-Group S.A.	96.827.870-3	4	4	0,0%
Pacana del Verano SpA	77.275.157-5	1	1	0,0%
Pacific Hydro Chacayes S.A.	76.006.855-1	2	2	0,0%
Pacific SpA	77.898.543-8	6	6	0,0%
Palpana de Verano SpA	77.088.011-4	1	1	0,0%
Parque Eólico El Arrayán SpA	76.068.557-7	1	1	0,0%
Parque Eólico Lebu-Toro SpA	76.416.891-7	2	2	0,0%

Coordinado	RUT en REUC	Incumplimiento	Total puntos	% cumplimiento
Parque Fotovoltaico Faramalla SpA	77.201.711-1	1	1	0,0%
Parque Solar Cantillana SpA	77.324.533-9	1	1	0,0%
Parque Solar Colina SpA	77.324.535-5	1	1	0,0%
Parque Solar Don Flavio SpA	76.871.337-5	1	1	0,0%
Parque Solar el Sauce SpA	76.939.917-8	1	1	0,0%
Parque Solar Itihue SpA	77.324.548-7	1	1	0,0%
Parque Solar Los Puquios SpA	76.228.787-0	1	1	0,0%
Parque Solar Ovalle Norte SpA	76.967.835-2	1	1	0,0%
Parque Solar Retiro SpA	76.871.349-9	1	1	0,0%
Parque Solar Unihue SpA	77.454.461-5	1	1	0,0%
Parque Talinay Oriente S.A.	76.126.507-5	1	2	50,0%
Patricia Solar SpA	77.290.588-2	1	1	0,0%
PFV El Loro Choroy SpA	77.131.289-6	1	1	0,0%
PFV Las Tencas SpA	77.054.026-7	1	1	0,0%
PFV Las Tortolas SpA	77.047.895-2	1	1	0,0%
PFV Lo Chacón SpA	77.163.616-0	1	1	0,0%
Pingüino Emperador SpA	77.470.122-2	2	2	0,0%
Planeta Investments SpA	76.416.516-0	1	1	0,0%
Planta Recuperadora de Metales SpA	76.255.054-7	1	1	0,0%
PMGD Chile Generación Ltda.	76.642.937-8	1	1	0,0%
PMGD Salerno SpA	77.183.912-6	1	1	0,0%
Pomerape SpA	77.110.463-0	1	1	0,0%
Pozo Almonte Solar 2 S.A.	76.055.356-5	2	2	0,0%
Pozo Almonte Solar 3 S.A.	76.055.354-9	3	3	0,0%
PSF Lomas Coloradas S.A.	76.284.911-9	1	1	0,0%
PSF Pama S.A.	76.284.903-8	1	1	0,0%
PSF Santa Isabel SpA	77.346.233-K	1	2	50,0%
Red Eléctrica del Norte 2 S.A.	76.896.732-6	4	17	76,5%
RLA Solar SpA	76.738.882-9	1	1	0,0%
RTS Energía S.A.	76.117.591-2	1	2	50,0%
RUBÉN SOLAR SPA	77.084.907-1	1	1	0,0%
Safira Energía Chile SpA	76.832.212-0	1	1	0,0%
San Eugenio Solar SpA	77.398.338-0	1	1	0,0%
San Francisco Solar SpA	76.470.581-5	1	1	0,0%
San Juan S.A.	76.319.883-9	2	2	0,0%
SANTA BARBARA ENERGY SPA	76.967.747-K	2	2	0,0%
Santiago Solar S.A.	76.378.017-1	4	4	0,0%

Coordinado	RUT en REUC	Incumplimiento	Total puntos	% cumplimiento
SAO PAULO SOLAR SPA	77.029.464-9	1	1	0,0%
SCL III SpA	77.244.808-2	1	1	0,0%
SETF Energías Renovables SpA	77.447.115-4	3	3	0,0%
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	76.410.374-2	6	15	60,0%
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	76.073.162-5	36	74	51,4%
Sociedad Generadora Austral S.A.	99.528.750-1	2	16	87,5%
Sociedad Transmisora Metropolitana S.A.	77.611.649-1	32	223	85,7%
Sol de Septiembre SpA	76.719.826-4	1	1	0,0%
Sol del Sur 9 SpA	76.812.966-5	1	1	0,0%
Solar TI Dieciséis SpA	77.011.891-3	1	1	0,0%
SOLAR TI TREINTA Y SIETE SpA	77.290.267-0	1	1	0,0%
Solar TI Treinta y Uno SpA	77.287.819-2	1	1	0,0%
Solar TI Veinticuatro SpA	77.088.123-4	1	1	0,0%
Solarity SpA	76.378.413-4	1	1	0,0%
Sonnex Chile Inversiones 3 SpA	76.960.202-K	2	2	0,0%
Sonnex Chile O&M Services SpA	77.257.713-3	1	1	0,0%
Sonnex Don Goyo Transmisión S.A.	76.695.118-K	4	4	0,0%
Sonnex Metro Expansion SpA	77.122.684-1	3	3	0,0%
Sonnex Parque Solar Punta Colorada SpA	76.383.031-4	1	1	0,0%
SPV P4 SpA	76.201.449-1	5	5	0,0%
Sunenergreen (Altos del Paico)	76.205.368-3	1	1	0,0%
Tacora Energy SpA	76.618.682-3	3	4	25,0%
Taltal Solar S.A.	76.264.543-2	1	1	0,0%
Tamarugal Solar 1 S.A.	76.055.368-9	1	1	0,0%
Tamm	86.579.500-9	1	1	0,0%
Tedlar Mercurio SpA	77.447.177-4	1	1	0,0%
Til Til Solar SpA	76.254.347-8	1	1	0,0%
Toesca Renovables SpA	77.428.039-1	1	2	50,0%
Toledo Solar SpA	77.333.027-1	1	1	0,0%
Tralka SpA	76.780.504-7	10	12	16,7%
Transelec S.A.	76.555.400-4	192	596	67,8%
Transemel	96.893.220-9	4	36	88,9%
Transmisora Melipeuco S.A.	77.509.835-K	1	1	0,0%
Valle de la Luna II SpA	76.477.447-7	1	1	0,0%
Venezia Solar SpA	77.141.383-8	1	1	0,0%
VESPA SOLAR SpA	77.139.391-8	1	1	0,0%

11. SISTEMA DE MONITOREO MÓDULO DE MEDICIÓN FASORIAL (PMU)

De acuerdo con lo dispuesto en los Títulos 4-4 de la NT SyCS, el Coordinador deberá disponer de un Sistema de Monitoreo permanente en los puntos del SI (Sistema Interconectado) que el propio Coordinador determine, que permita verificar en todo momento el desempeño de las principales instalaciones del SI en todos los estados de operación y ante contingencias. En particular, el Anexo Técnico de Sistemas de Monitoreo establece el Módulo de Medición Fasorial, el que tendrá por objeto que el Coordinador disponga de las mediciones de fasores de tensiones y corrientes, de tal forma que se posibilite verificar los requerimientos del Artículo 4-28 de la NT SyCS. Para implementar este módulo, el Coordinador realizará un estudio anual, mediante el cual determinará los puntos de medida o registro de las PMU y en su caso de los concentradores. El estudio más reciente para efectos de este informe es de fecha Julio de 2024, habida cuenta del plazo normativo de 8 meses para implementar la PMU, además de 18 meses adicionales para realizar adecuaciones que sean requeridas. El Anexo Técnico de Sistemas de Monitoreo establece que los Coordinados deberán instalar e implementar bajo su responsabilidad, los equipos en los puntos de medida, cumpliendo los requerimientos técnicos que determine el Coordinador.

De acuerdo con lo anterior, para los estudios anuales de 2016 a 2024, se muestra a continuación el porcentaje de cumplimiento de implementación de PMU requeridas en ese periodo:

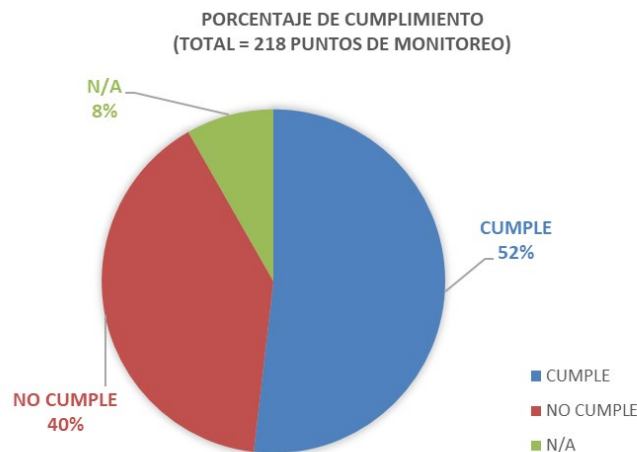


Figura 13: Porcentaje de cumplimiento Módulo Medición Fasorial

El detalle de esta información, junto con el nivel de incumplimiento, se encuentra disponible en archivo ANEXO, hoja "Modulo Medición Fasorial 2025". La Disminución del porcentaje de cumplimiento 2025 respecto de 2024 se explica porque la base 2024 es distinta a la 2025. En efecto, en 2024 se tienen 156 PMU implementadas o en plazo de un total de 203, mientras que en 2025 se tienen 131 implementadas o en plazo de un total de 218 equipos requeridos

ANEXO

Se incluye planilla Excel: ANEXO Inf Art 1-14 NTSyCS- 2025 final.xlsx”.