

INFORME ANUAL DE CUMPLIMIENTOS

VERSIÓN FINAL

Artículo 1-14, Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio

2023



Abreviaturas

CC:	Centro de Control de un Coordinado
CDC:	Centro de Despacho y Control
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
PDCE:	Plan de Defensa contra Contingencia Extrema
PMGD:	Pequeño Medio de Generación Distribuida
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

Índice

INTRODUCCIÓN	4
SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (SEN)	5
1. SISTEMA DE INFORMACIÓN EN TIEMPO REAL	6
1.1. DISPONIBILIDAD DEL SITR	6
1.2. TIEMPOS DE ACTUALIZACIÓN DEL SITR	8
2. DISPONIBILIDAD CANALES DE VOZ	10
3. DISPONIBILIDAD CANALES DE TELEPROTECCIÓN	12
4. IMPLEMENTACIÓN DE AUTOMATISMOS	13
5. INFORMACIÓN TÉCNICA DE INSTALACIONES Y EQUIPAMIENTOS	14
6. IMPLEMENTACIÓN DE PLANES DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO (PRS)	15
6.1. IMPLEMENTACIÓN	15
7. IMPLEMENTACIÓN PLANES DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS	17
8. COMPENSACIÓN REACTIVA EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN	18
9. INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA Y FORZADA	19
9.1. RESUMEN DE GENERACIÓN	19
9.2. RESUMEN DE TRANSMISIÓN	21
10. SISTEMA DE MEDIDAS DE TRANSFERENCIAS ECONÓMICAS	27

INTRODUCCIÓN

De acuerdo con lo establecido en el Artículo 1-14 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), el Coordinador Eléctrico Nacional debe informar dentro del primer trimestre de cada año a la SEC el grado de cumplimiento de cada Coordinado del Sistema Eléctrico Nacional, razón por la cual se emite este Informe Anual de Cumplimiento, referido a:

- a) Tiempos de actualización de la información requerida para el Sistema de Información en Tiempo Real – SITR - y disponibilidad de esta.
- b) Disponibilidad de los Canales de Voz con los Centros de Control (CC).
- c) Disponibilidad de los Canales de Teleprotección.
- d) Implementación de EDAC, EDAG y ERAG y Sistemas de Protección Multi-área solicitados.
- e) Entrega de información técnica y calidad de la misma.
- f) Implementación de los Planes de Recuperación de Servicio.
- g) Implementación de los Planes para Contingencias.
- h) Cumplimiento de exigencias de compensación reactiva de Sistemas de Transmisión.
- i) Cumplimiento de los estándares de Indisponibilidad programada y forzada aceptables de la Generación y de los Sistemas de Transmisión.

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

En cumplimiento de lo anteriormente señalado, el presente Informe Anual de Cumplimientos de los Coordinados del Coordinador Eléctrico Nacional para el **año 2022**, incluye las materias definidas en los literales antes descritos y realiza una síntesis general de la evolución de los cumplimientos de las exigencias, cuyo detalle se incluye en archivo anexo que se acompaña.

SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (SEN)

El Sistema Eléctrico Nacional, 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, recorriendo una diversidad de climas y geografías, y abarcando casi la totalidad del territorio nacional, desde la ciudad de Arica por el norte, hasta la Isla Grande de Chiloé, en el sur, con una cobertura del 98,5% de la población del país.

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 se tuvo acceso a la información de tiempo real correspondiente a las variables de cada Coordinado, del tipo análogas, 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 los Coordinados deben disponer del equipamiento para establecer el enlace de datos con el CDC y deberá garantizar una disponibilidad de la información, tanto en el CC como en el CDC, mayor o igual a 99,5% medida en una ventana móvil de 12 meses, incluyendo en el cómputo a los canales de comunicación de datos.

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, un punto en el SCADA/EMS 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 Coordinado.

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

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

Donde:

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

A diciembre de 2022, se dispone de la información correspondiente a 241 Coordinados, con el siguiente detalle de cumplimiento (un total de 42 coordinados) e incumplimiento (un total de 197 coordinados) de esta exigencia.

Cabe destacar que algunos coordinados vieron afectada su disponibilidad debido al upgrade del sistema SCADA, siendo esta información no considerada al momento de ser calculados.

También, para las empresas que cumplieron con solucionar sus indicadores y que al menos los últimos 3 meses del año cumplieron con la disponibilidad igual o superior al 99,5% se realizó su cálculo desde el mes de mejora de los indicadores.

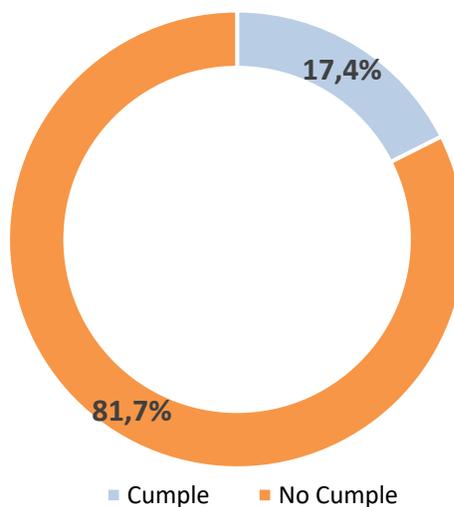


Figura 1: Cumplimiento de disponibilidad del SISR año 2022

La Figura-2 muestra el histórico de disponibilidad del SISTR en los últimos 5 años, la cual mejoró en 2022 un 6,40% con respecto al año anterior. El detalle de esta información se puede encontrar en archivo Anexo.

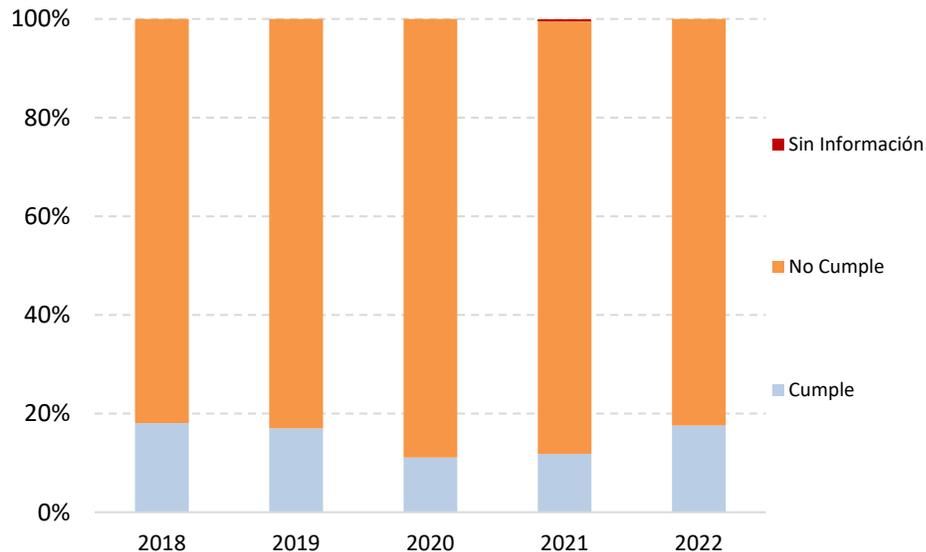


Figura 2: Cumplimiento de disponibilidad del SISTR en los últimos 5 años.

1.2. TIEMPOS DE ACTUALIZACIÓN DEL SISTR

De acuerdo con lo definido en el artículo 4-16 de la NTSyCS, los tiempos de actualización de la información requerida para el SISTR deberán ser menores a 5 segundos y contar con la debida sincronización horaria.

Las variables en las cuales se verificaron los tiempos de actualización, requeridas por el SISTR 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 2022, y cuyo detalle se incluye en archivo Anexo.

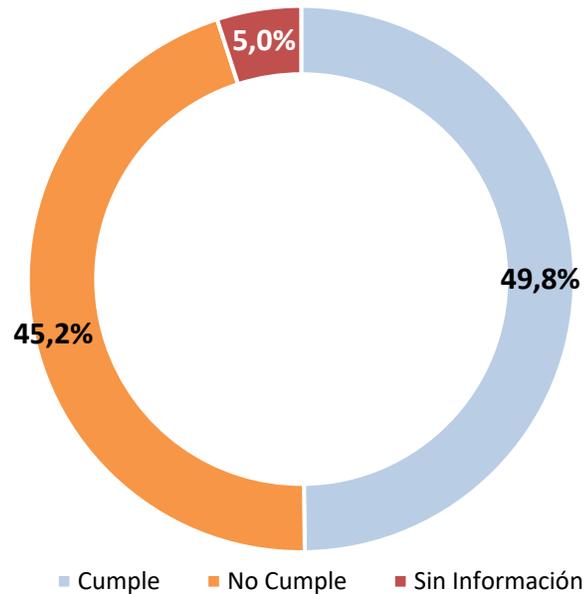


Figura 3: Cumplimiento de Tiempos de Actualización de SISR año 2022

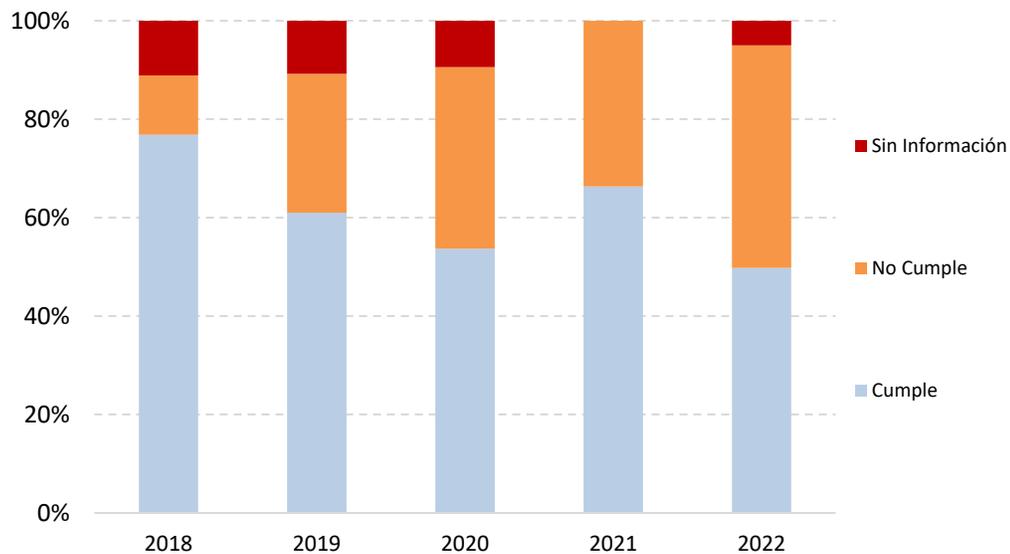


Figura 4: Cumplimiento de Disponibilidad del SISR en los últimos 5 años.

A partir de estos datos, y según lo graficado en la Figura 4, se observa un deterioro en 2022 que alcanza al 18,33%, en lo referido al cumplimiento de los tiempos de actualización.

2. DISPONIBILIDAD CANALES DE VOZ

Para asegurar un sistema de comunicaciones de voz que permita en todo momento una comunicación efectiva, oportuna y eficiente entre los CC y el CDC, y entre aquellos Coordinados que posean una relación funcional de tipo operativo, 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 NTSyCS.

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 las canales registradas durante el año 2022:

Tabla 1: Resumen de pruebas realizadas de disponibilidad de Canal Principal.

Centros de Control	Canal Oficial
100%	18
De 0 a 100%	32
0%	13

Fuente: Tabla DISPONIBILIDAD DE CANALES DE VOZ DE CENTROS DE CONTROL

Durante el año 2021, y relacionado con la construcción de la nueva sede corporativa del Coordinador Eléctrico Nacional ubicado en Avenida Parque Isidora N° 1061 (CDC Enea del Coordinador), se solicitó a través de carta DE 02399-21 un plan de trabajo de integración de los servicios Hotline a las empresas coordinadas, considerando las siguientes etapas:

Etapa 1: correspondiente al traslado de las comunicaciones de voz (Hotline) desde el CDC ubicado en Calle presidente Eduardo Frei Montalva N° 2205 (Data center Tivit) hacia el data center de Amunátegui N°25 (Data center Entel), el cual debía estar implementado a más tardar el 31 de mayo de 2021.

Etapa 2: correspondiente a la implementación de nuevos enlaces de comunicaciones de voz (Hotline) en el CDC ubicado en Avenida Parque Isidora N° 1061 (CDC Enea del Coordinador), que debía estar implementado a más tardar el 01 de julio de 2021.

Al respecto, se mantienen 6 Empresas Coordinadas que no han implementado ninguna de las etapas señaladas, y 6 Empresas Coordinadas que han implementado la Etapa 1, de acuerdo con el siguiente detalle:

Tabla 2: Resumen cumplimiento Carta DE02399-21

EMPRESA COORDINADA	CENTROS DE CONTROL ASOCIADO	Cumplimiento Etapa 1 Carta DE 02399-21 (Sitio Respaldo Amunategui)	Cumplimiento Etapa 2 Carta DE 02399-21 (Sitio Principal ENEA)
ESPINOS S.A.	POTENCIA	NO CUMPLE	NO CUMPLE
EMPRESA ELÉCTRICA RUCATAYO S.A.	RUCATAYO	NO CUMPLE	NO CUMPLE
COMASA SPA	COMASA	NO CUMPLE	NO CUMPLE
BESALCO ENERGÍA RENOVABLE S.A.	BESALCO ENERGIA RENOVABLE	NO CUMPLE	NO CUMPLE
HIDROELÉCTRICA SAN ANDRÉS SPA	SAN ANDRÉS (ANPAC)	NO CUMPLE	NO CUMPLE
KDM ENERGÍA S.A.	KDM	NO CUMPLE	NO CUMPLE
EL PELÍCANO SOLAR COMPANY SPA	SUN POWER - NOVA SOURCE	CUMPLE	NO CUMPLE
ELÉCTRICA NUEVA ENERGÍA S.A.	ESCUADRÓN	CUMPLE	NO CUMPLE
ENORCHILE S.A.	ENOR CHILE	CUMPLE	NO CUMPLE
HIDROENERSUR S.A.	SCOTTA	CUMPLE	NO CUMPLE
IMELSA ENERGÍA SPA	CENIZA	CUMPLE	NO CUMPLE
ELÉCTRICA PUNTILLA S.A.	PUNTILLA	CUMPLE	NO CUMPLE

Adicionalmente, existen 4 Coordinados que se sumaron con posterioridad al envío de la “Carta DE02399-21” , los cuales mantienen pendiente la implementación de nuevos enlaces de comunicaciones de voz (Hotline) al CDC ubicado en Avenida Parque Isidora N° 1061 (CDC Enea del Coordinador) -Sitio Principal. Y la implementación del enlace hacia el data center de Amunátegui N°25 (Data center Entel) - Sitio de Respaldo.

Tabla 3: Resumen cumplimiento Coordinados adicionales a comunicación Carta DE02399-21

EMPRESA COORDINADA	CENTROS DE CONTROL ASOCIADO	Cumplimiento Sitio Respaldo Amunategui	Cumplimiento Sitio Principal ENEA
INACAL S.A.	INACAL S.A.	NO CUMPLE	NO CUMPLE
PARQUE EÓLICO LEBU-TORO SPA	PARQUE EÓLICO LEBU-TORO SPA	NO CUMPLE	NO CUMPLE
CONSORCIO SANTA MARTA S.A.	CONSORCIO SANTA MARTA S.A.	NO CUMPLE	NO CUMPLE
ANGLO AMERICAN	ANGLO AMERICAN	NO CUMPLE	NO CUMPLE

3. DISPONIBILIDAD CANALES DE TELEPROTECCIÓN

Las instalaciones del Sistema de Transmisión de más de 200 kV deben estar equipadas con un Sistema de Protecciones Eléctricas que incluya vías de teleprotección. El Coordinado debe diseñar el esquema de teleprotección de modo de garantizar una disponibilidad de, al menos, 99,95%. Adicionalmente, el Coordinador podrá solicitar complementar el esquema de protección en líneas entre 100 y 200 kV con teleprotección si ello evita la pérdida de sincronismo de unidades generadoras ante la ocurrencia de un cortocircuito en dichas líneas.

A continuación, se muestran de forma estratificada, en los intervalos que se indican, sólo aquellas teleprotecciones con disponibilidad menor a 100%, 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 en el Coordinador Eléctrico. El detalle de esta información se encuentra disponible en archivo Anexo.

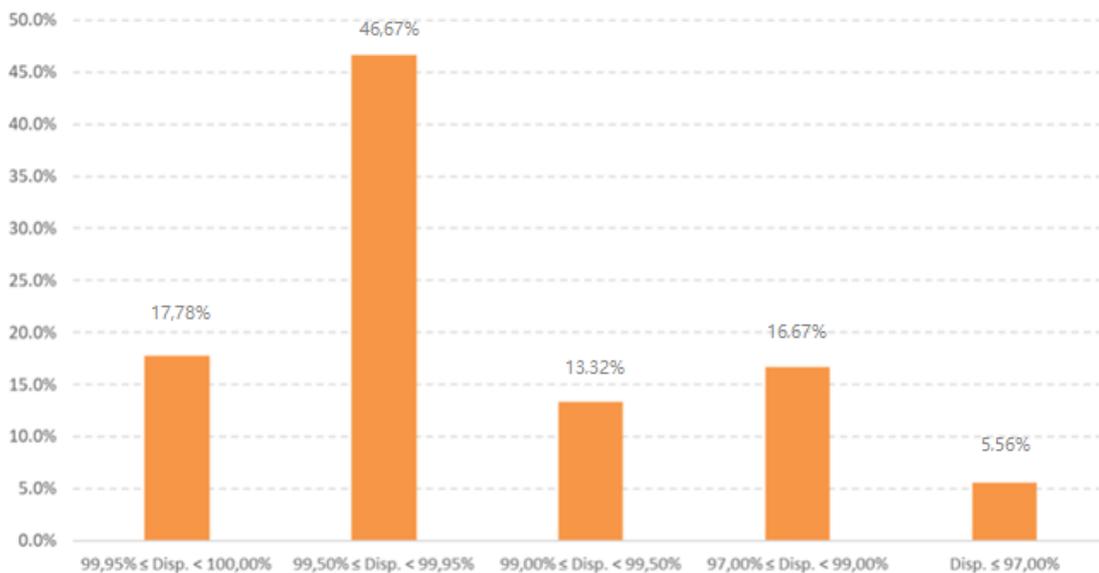


Figura 5: Cumplimiento de Disponibilidad de Canales de Teleprotección en 2022.

4. IMPLEMENTACIÓN DE AUTOMATISMOS

En el anexo, se presenta el estado de los distintos automatismos disponibles en el SEN. Se incluye, además, en dicho anexo los Coordinados que cuentan con instalaciones habilitadas y que han cumplido con la implementación de los esquemas de EDAC, EDAG y ERAG correspondientes.

Con respecto a los automatismos señalados anteriormente, los Coordinados con trabajos tendientes a dar cumplimiento a esta exigencia se encuentran en la siguiente condición:

EDAC

- No se registran Coordinados con trabajos pendientes.

EDAG Paposo - Diego de Almagro

- **Enel Generación:** En proceso de regularización.
- **Parque Eólico Taltal:** En proceso de regularización.
- **Conejo Solar:** En proceso de regularización.

ERAG Paposo - Diego de Almagro

- **Enel Generación:** En proceso de regularización.
- **Parque Eólico Taltal:** En proceso de regularización.
- **Conejo Solar:** En proceso de regularización.

Detalle de los antecedentes recopilados en relación a este tema se encuentran disponibles en Anexo.

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 midiendo la cantidad de datos entregados por Coordinado como porcentaje del total de información que debe ingresar a las fichas técnicas de sus instalaciones.

El porcentaje de cumplimiento consolidado de los Coordinados para el año 2022 calculado y publicado en el sitio web del Coordinador, es del orden del 84,9% (dimensión completitud). El detalle de la información utilizada para efectos de cuantificar este nivel de cumplimiento se proporciona en Anexo.

A continuación, se muestra la distribución del cumplimiento de información de Coordinados para el año 2022, donde se agrupan la cantidad de coordinados que cumplen cierto nivel de completitud.

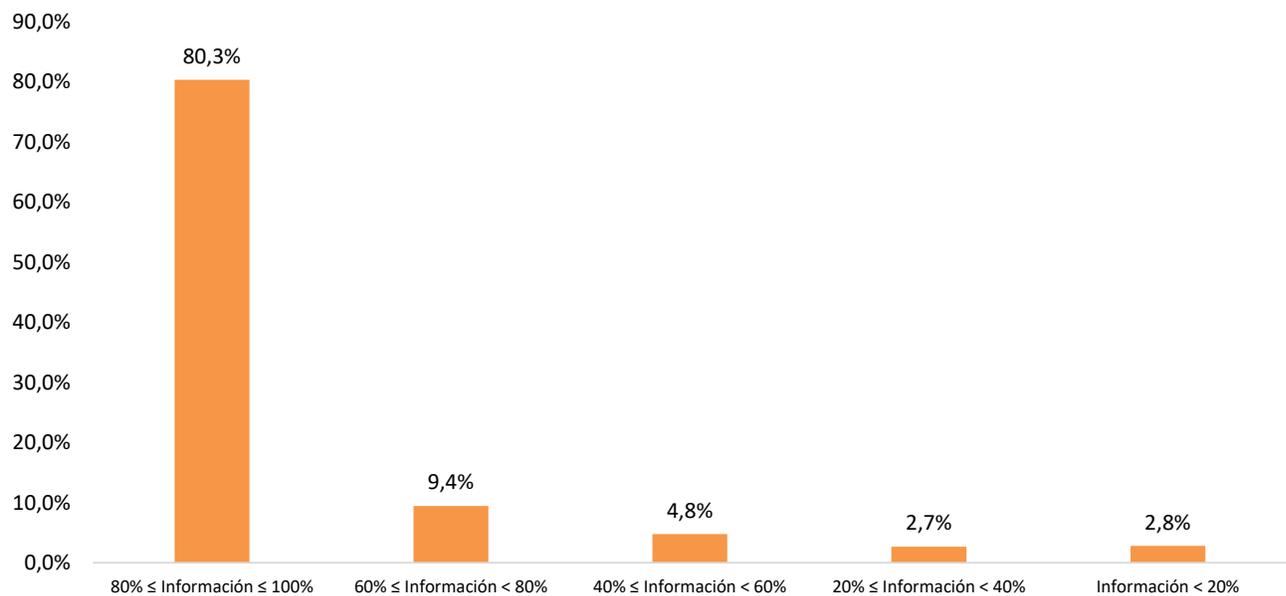


Figura 6: Distribución del cumplimiento de información de Coordinados para el año 2022.

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 4 requerimientos en desarrollo, dos de los cuales tienen relación con la implementación de una partida autónoma en área de Cardones y los dos restantes con la implementación de equipos de vinculación en el área de Interconexión.

Tabla 3: Resumen porcentaje de implementación PRS – SEN 2022

Coordinado	SSCC	% Implementación
GENERADORA DEL PACÍFICO SpA	Partida Autónoma en Área Cardones	80%
CENTRAL CARDONES		10%
INTERCHILE	Equipo de Vinculación Área Interconexión	78%
TRANSMISORA ELÉCTRICA DEL NORTE S.A.		0% (*)

-(*) Requerimiento instruido en Estudio PRS 2022

El detalle de los requerimientos, se encuentran en el Anexo Implementación PRS - SEN 2022.

PRUEBAS DE VERIFICACIÓN DEL SC DE 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, Proceso de Verificación de las Instalaciones para la Prestación de SSCC.

El cronograma definitivo de verificación de Servicios Complementarios, que incorpora todas aquellas actividades relacionadas al PRS, se encuentra publicado en el sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/servicios-complementarios/proceso-de-verificacion-de-instalaciones/cronograma-de-verificacion/cronograma-definitivo-version-2022-03-19/>

Al respecto, el calendario para el año 2022 consideró la programación de un total de 28 pruebas de partidas autónomas, realizándose de forma efectiva un total de 2, según el siguiente detalle:

Tabla 5: Resumen cumplimiento de calendario de verificación de Partidas Autónomas.

Coordinado		Porcentaje de Implementación	
		Programado	Real
COLBÚN S.A.	CANUTILLAR-1	100,0%	100,0%
COLBÚN S.A.	CANUTILLAR-2	100,0%	100,0%

En relación al sistema SCADA, para garantizar el adecuado comportamiento durante la ocurrencia de un Apagón, los Coordinados deberán realizar, una vez al año, una prueba e informe técnico desarrollado por una empresa externa no relacionada con el Coordinado, bajo lo 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, se recibieron los informes de verificación de Coordinados antes del 31-12-2022, según el siguiente detalle.

Tabla 6: Pruebas de funcionamiento SCADA.

Coordinado	Porcentaje de Implementación año 2021		Porcentaje de Implementación año 2022	
	Programado	Real	Programado	Real
AES Andes	100,0%	100,0%	100,0%	0%
Alto Jahuel Transmisora de Energía S.A.	100,0%	100,0%	100,0%	0%
Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Charrúa Transmisora de Energía S.A.	100,0%	100,0%	100,0%	0%
Diego de Almagro Transmisora de Energía	100,0%	100,0%	100,0%	0%
Red Eléctrica del Norte 2 S.A.	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Red Eléctrica del Norte S.A.	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Chilquinta Transmisión S.A.	100,0%	0%	100,0%	100,0%
Interchile S.A.	100,0%	0%	100,0%	100,0%

7. IMPLEMENTACIÓN PLANES DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS

En el último informe del Estudio de Plan de Defensa Contra Contingencias, elaborado y publicado en 2020, se verificó la eficacia de los PDCE Fase 1 (2x220 kV Quillota-Polpaico) y PDCE Fase 3 (2x220 kV San Luis-Quillota), que corresponden al PDCE vigente en el Sistema Eléctrico Nacional.

Actualmente en el SEN se encuentra implementado un PDCC (Plan de Defensa contra Contingencias Críticas) que contempla las siguientes fases:

- **Fase 1:** Falla y desvinculación línea 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 desvinculación 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 antigua.

Finalmente, respecto al PDCE de la Zona Norte se encuentra implementando el PDCE Zona Norte asociado a la pérdida de un doble vínculo del sistema de 500 kV entre S/E Los Changos y S/E Lo Aguirre.

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 2022 ya finalizado, y según los estudios realizados sobre esta materia, se concluye que el sistema cuenta con los recursos para satisfacer estos requerimientos. Estos estudios se encuentran publicados en el sitio web del Coordinador y pueden ser descargados desde el siguiente link::

<https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/control-de-tension-y-requerimientos-de-potencia-reactiva/2022-control-de-tension-y-requerimientos-de-potencia-reactiva/>

9. INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA Y FORZADA

Para efectos de cuantificar la Calidad de Suministro en instalaciones de generación y transmisión, 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 2017 – diciembre 2022.

Similar al tratamiento efectuado en ocasiones anteriores, para el año 2022 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 se dejan disponibles en el sitio web del Coordinador Eléctrico para consulta de los interesados, en el siguiente enlace: <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/indices-de-desempeno/calidad-de-suministro-indices-de-indisponibilidad/>. El cálculo considera las instalaciones, sus propietarios y topología existentes al 31 de diciembre de 2022.

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 553 unidades generadoras, de las cuales 445 disponen de 5 o más años de antigüedad para efectos de cálculo, se presentan a continuación las estadísticas asociadas a estos indicadores.

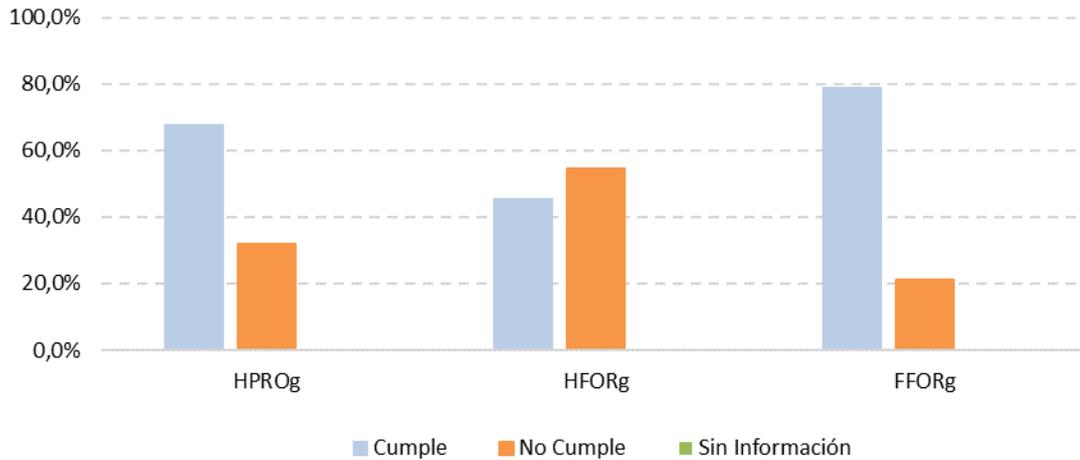


Figura 7: Cumplimiento de índices de generación.

Para el caso del Índice **Hprog**, los mayores incumplimientos lo registran unidades 1, 5, 7 y 10 pertenecientes a la central DIESEL MANTOS BLANCOS con diferencias del orden del 2.575% respecto del estándar exigido (300 como estándar versus un valor calculado del orden de 8.026). Por otro lado, próximo a cumplir el estándar se encuentra la central SOLAR LLANO DE LLAMPOS con diferencias del orden del 0,95% respecto del estándar exigido (20 como estándar versus un valor calculado de 20,19).

Para el caso del Índice **Hforg**, el mayor incumplimiento lo registra la central EOLICO SAN PEDRO II con diferencia del orden del 13.289% respecto del estándar exigido (10 como estándar versus un valor calculado de 1.339). Por otro lado, próximo a cumplir el estándar se encuentra la central LALACKAMA con diferencia de 0,42% respecto del estándar exigido (10 como estándar versus un valor calculado de 10,04).

Finalmente, para el caso del Índice **Fforg**, el mayor incumplimiento lo registra la central EOLICO SAN PEDRO II, con diferencia del orden del 1.360% respecto del estándar exigido (4,0 como estándar versus un valor calculado de 58). Por otro lado, próximo a cumplir el estándar se encuentra la unidad 2 de las centrales CARENA, MAMPIL, y CALLAO. La unidad 1 de las centrales ISLA, MALALCAHUELLO y PULLINQUE, y la unidad 3 de la central LOS QUILOS, con una diferencia del orden del 5% respecto del estándar exigido (4,0 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 1.736 tramos, de los cuales 1.542 disponen de 5 o más años de antigüedad para efectos de cálculo de índices, se presentan a continuación las estadísticas asociadas a estos indicadores, diferenciando por segmento de pertenencia.

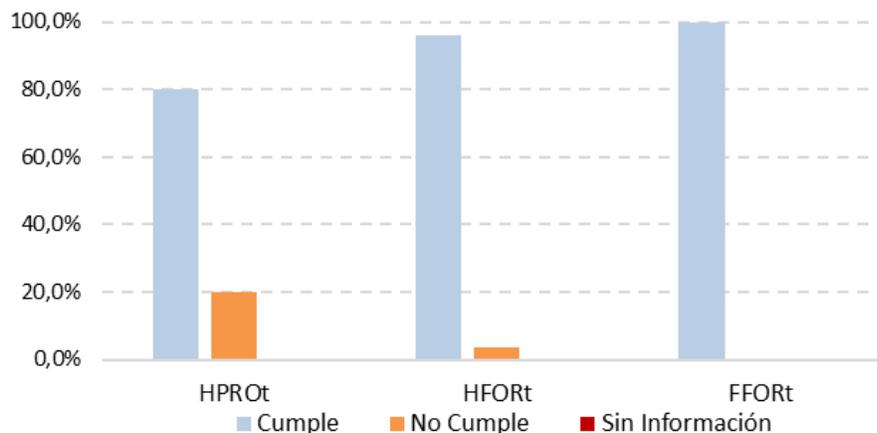


Figura 8: Cumplimiento de índices de transmisión – tramos Nacional

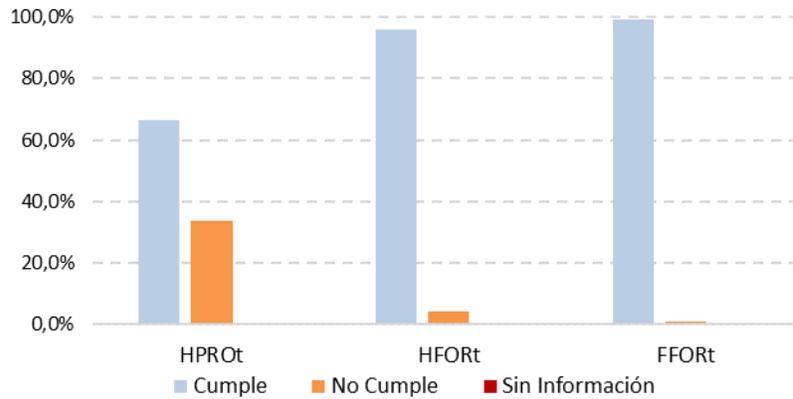


Figura 9: Cumplimiento de índices de transmisión – tramos Zonal

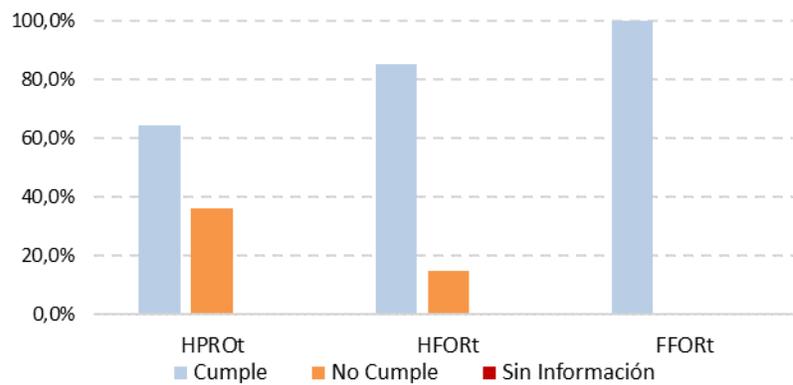


Figura 10: Cumplimiento de índices de transmisión – tramos Dedicado

Utilizando el mismo criterio de comparación aplicado anteriormente para el caso generación, el siguiente cuadro resume los tramos de cada segmento de transmisión con mayores y menores incumplimientos respecto de los estándares que le son aplicables.

Tabla 7: Cumplimiento de índices de transmisión

Tramo	Índice	Nacional		Zonal		Dedicado	
		Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.
MAIPO - CANDELARIA 220KV C2	Hprot	5.822%					
NUEVA LAMPA – CERRO NAVIA 220KV C1	Hprot		12,3%				
EL COBRE - ESPERANZA 220KV C2	Hfort	3.362%					
LAGUNILLAS - HUALQUI 220KV C1	Hfort		13,2%				
Se verifica 100% cumplimiento	Ffort	-					
Se verifica 100% cumplimiento	Ffort		-				
DOS AMIGOS - ALGARROBO 110KV C1	Hprot			8.156%			
TAP ACHUPALLAS - MIRAFLORES 110KV C2 TAP QUILPUE - TAP ACHUPALLAS 110KV C2 PEÑABLANCA - TAP QUILPUE 110KV C2	Hprot				0,4%		
SAN FCO DE MOSTAZAL - TAP HOSPITAL 66KV C1	Hfort			985,7%			
TAP CHIZA - TAP DOLORES 110KV C1 TAP CUYA - TAP CHIZA 110KV C1	Hfort				4,6%		
DUQUECO - LOS PEUMOS 220KV C1	Ffort			73,3%			
PUNITAQUI - EL SAUCE 66KV C1 ANDALICAN - HORCONES 66KV C1	Ffort				16%		
DIEGO DE ALMAGRO - LLANTA 110KV C1	Hprot					35.600%	
MUELLE - TAP OFF SAIRECABUR 110KV	Hprot						0,6%
TAP EL LLANO - SAG 220KV C1	Hfort					16.859%	
ESPERANZA - CALERA CENTRO 66KV C2	Hfort						0,7%
LOS MOLLES - MONTE PATRIA 66KV C1	Ffort					8%	
LOS MOLLES - MONTE PATRIA 66KV C1	Ffort						8%

9.2.2. EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN

Sobre un universo de 1.634 equipos de transformación catastrados en el SEN, de los cuales 1.477 disponen de 5 o más años de antigüedad para efectos de cálculo de índices, se presentan a continuación las estadísticas asociadas a estos indicadores.

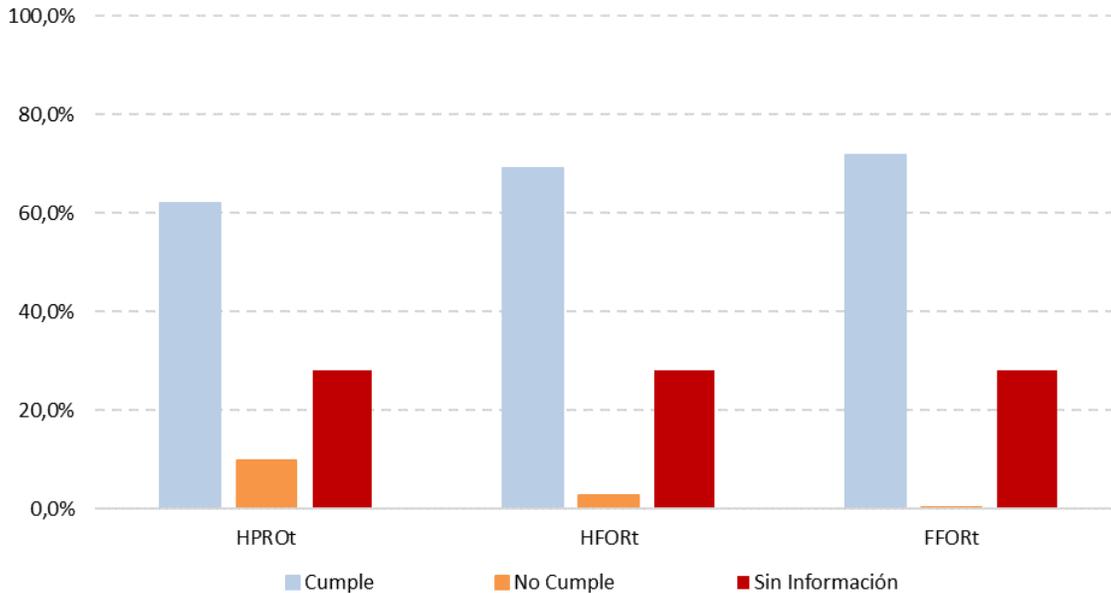


Figura 11: Cumplimiento de índices de transmisión – equipos de transformación

Para el caso del Índice **Hprot**, el mayor incumplimiento lo registra el transformador Metro 110/20KV 50MVA 3 del Coordinado METRO, con diferencia del orden del 10.960% respecto del estándar exigido (30,0 como estándar versus un valor calculado de 3.317,9). Por otro lado, próximo a cumplir el estándar se encuentra el transformador Chimbarongo 66/15KV 9.4MVA T1 de CGE, con diferencia del orden del 0,21% respecto del estándar exigido (30,0 como estándar versus un valor calculado de 30,06).

Para el caso del Índice **Hfort**, el mayor incumplimiento lo registra el transformador Norgener 220/5.3 kV de AesGener, con diferencia del orden de 2.629% respecto del estándar exigido (45,0 como estándar versus un valor calculado de 1.228,15). Por otro lado, próximo a cumplir el estándar se encuentra el transformador Malloco 110/12.5kV 22.4MVA 2 de Enel Distribución, con diferencia del orden del 5,05% respecto del estándar exigido (45,0 como estándar versus un valor calculado de 47,27).

Finalmente, para el caso del Índice **Ffort**, único incumplimiento lo registra el transformador LOS VILOS 220/23/13.8 kV 10MVA del coordinado C.M. Los Pelambres, con diferencia del orden del 20% respecto del estándar exigido (1,0 como estándar versus un valor calculado de 1,2).

9.2.3. EQUIPOS DE COMPENSACIÓN

Para el caso de los equipos de compensación catastrados en el SEN, conformados por 490 equipos que incluyen bancos de condensadores, compensadores, condensadores serie y reactores, y de los cuales 440 disponen de 5 o más años de antigüedad para efectos de cálculo de índices, se tiene el siguiente gráfico:

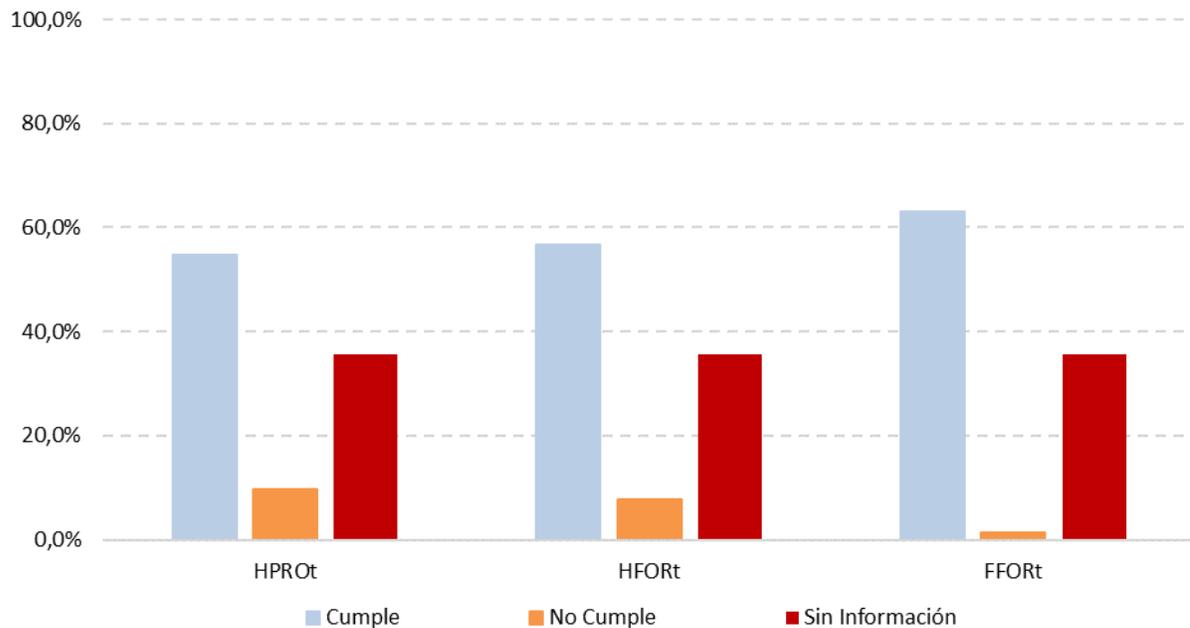


Figura 12: Cumplimiento de índices de transmisión – equipos de compensación

Para el caso del Índice **Hprot**, el mayor incumplimiento lo registra el BC S/E PAN DE AZUCAR JCE5 220KV 75 MVAR de Transelec, con diferencia del orden del 14.556% respecto del estándar exigido (30,0 como estándar versus un valor calculado de 4.396,85). Por otro lado, próximo a cumplir el estándar se encuentra el equipo BC S/E PAN DE AZUCAR CE2 13,8 KV 12,1 MVAR de Codelco, con diferencia del orden del 1,62% respecto del estándar exigido (30,0 como estándar versus un valor calculado de 30,49).

Para el caso del Índice **Hfort**, el mayor incumplimiento lo registra el BC S/E CERRO CALERA 1 12KV 2.5 MVAR de Colbún con diferencia del orden de 7.098% respecto del estándar exigido (45,0 como estándar versus un valor calculado de 3.239,2). Por otro lado, próximo a cumplir el estándar se encuentran el equipo BC S/E CHARRUA ACE1 154KV 55 MVAR de Transelec con diferencia del orden del 0,58% respecto del estándar exigido (45 como estándar versus un valor calculado de 45,26).

Finalmente, para el caso del Índice **Ffort**, el mayor incumplimiento lo registran los equipos CER S/E MAITENCILLO JT3 13.2KV 24MVAR y CS S/E ANCOA CS4 500KV del coordinado Transelec con diferencia del orden del 180% respecto del estándar exigido (1 como estándar versus un valor calculado de 2,8). Por otro lado, próximo a cumplir el estándar se encuentran el equipo BC S/E POLPAICO JCE1 220KV 100 MVAR de Transelec con diferencia del orden del 20% respecto del estándar exigido (1,0 como estándar versus un valor calculado de 1,2).

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 los procesos del Coordinador.

Respecto a estas exigencias, se lista el estado de empresas en incumplimiento durante año 2022:

Tabla 8: Cumplimiento Sistema de Medidas para Transferencias Económicas.

Empresa	Medidor en Incumplimiento	Total de medidores	% Cumplimiento
AGUAS DEL MELADO	2	3	33,3%
ALFA TRANSMISORA	5	77	93,5%
ANGLO AMERICAN SUR	2	2	0,0%
ATRIA ENERGIA	1	1	0,0%
BARRICK GENERACION	3	4	25,0%
BELLAVISTA	1	1	0,0%
BESALCO TRANSMISION	2	19	89,5%
BIO ENERGIA LOS PINOS	1	1	0,0%
CAITAN	5	6	16,7%
CANENCIA ENERGIA SPA	1	1	0,0%
CAP CMP	6	10	40,0%
CAPULLO	1	4	75,0%
CARRAN	1	1	0,0%
CEDARS SOLAR	1	4	75,0%
CEMENTO BIO BIO CENTRO	1	2	50,0%
CGE	7	1481	99,5%
CODINER	7	8	12,5%
COLBUN	6	39	84,6%
CONDOR ENERGIA	1	9	88,9%
COPELAN	1	6	83,3%
COPELEC	10	11	9,1%
COPIULEMU 1	1	1	0,0%
CURILEUFU	2	2	0,0%
DOSAL	1	1	0,0%
DUQUECO	3	5	40,0%
EBCO ENERGIA	2	4	50,0%
EEPA	1	55	98,2%

Empresa	Medidor en Incumplimiento	Total de medidores	% Cumplimiento
EFE	13	23	43,5%
EGP DEL SUR	10	38	73,7%
EKA CHILE	1	1	0,0%
EL AGRIO	1	1	0,0%
EL ARROYO ENERGIAS RENOVABLES	1	1	0,0%
EL CAMPESINO	1	1	0,0%
EL NOGAL	1	1	0,0%
EL PASO	2	2	0,0%
ELECTRICA COLINA	2	5	60,0%
ELECTRICA DIGUA	3	3	0,0%
ELECTRICA MOKA	1	1	0,0%
ELECTRICA PINARES LTDA	1	1	0,0%
ELECTRICA SAN MIGUEL	1	1	0,0%
EMELDA	2	3	33,3%
EMR	1	2	50,0%
ENAP	3	3	0,0%
ENEL DISTRIBUCION	27	305	91,1%
ENEL GENERACION	1	124	99,2%
ENERGIAS DEL FUTURO	1	1	0,0%
ENERKEY	1	1	0,0%
ENGIE	3	187	98,4%
EOLICO LAS PEÑAS	1	1	0,0%
ERNC I	1	1	0,0%
ESTANCILLA	1	2	50,0%
FOTOVOLTAICA ACACIA	1	1	0,0%
FOTOVOLTAICA DE LOS ANDES	3	3	0,0%
FOTOVOLTAICA DEL DESIERTO	1	1	0,0%
FOTOVOLTAICA SOL DEL NORTE	1	1	0,0%
FRONTEL	2	64	96,9%
GENERADORA METROPOLITANA	2	12	83,3%
GENERADORAROBLERIA	1	1	0,0%
GNL QUINTERO	2	3	33,3%
GR CHAQUIHUE	1	1	0,0%
GR GUINDO	1	1	0,0%

Empresa	Medidor en Incumplimiento	Total de medidores	% Cumplimiento
GR HUINGAN SPA	1	1	0,0%
GR MELI	1	2	50,0%
GR PAN DE AZUCAR	1	1	0,0%
GR POWER CHILE	1	1	0,0%
GR TAMARUGO	1	1	0,0%
HIDROBONITO	1	3	66,7%
HIDROELECTRICA EL MIRADOR	1	1	0,0%
HIDROELECTRICA EL PASO	3	3	0,0%
HIDROELECTRICA LAS JUNTAS	2	2	0,0%
HIDROELECTRICA TRUENO	1	1	0,0%
IMELSA	3	6	50,0%
KELAR	6	6	0,0%
LA FORESTA	1	1	0,0%
LA MANGA ENERGY SPA	1	1	0,0%
LA_HUAYCA	1	2	50,0%
LLEUQUERO	1	1	0,0%
MARIA ELENA	1	1	0,0%
MASISA	1	2	50,0%
METRO	4	4	0,0%
MINERA CERRO COLORADO	1	2	50,0%
MINERA ESCONDIDA	5	69	92,8%
MINERA FRANKE	1	1	0,0%
MINERA LAS CENIZAS	2	4	50,0%
MINERA LOMAS BAYAS	1	1	0,0%
MINERA MANTOS DE ORO	1	2	50,0%
MINERA ZALDIVAR	2	2	0,0%
NORVIND	1	2	50,0%
PACIFIC HYDRO	1	9	88,9%
PARQUE EOLICO TALTAL	1	1	0,0%
PARQUE SOLAR MECO	1	1	0,0%
PE EL MAITEN	1	1	0,0%
PETROQUIM	1	1	0,0%
PFV LAS CATITAS	1	1	0,0%
PLANETA INVESTMENTS	1	1	0,0%

Empresa	Medidor en Incumplimiento	Total de medidores	% Cumplimiento
PMGD BIO BIO NEGRETE	3	3	0,0%
PMGD DADINCO	1	1	0,0%
PMGD PICA PILOT	1	1	0,0%
PMGD SOLAR LOS PERALES I	1	1	0,0%
PMGD TALHUEN	1	1	0,0%
PRM	1	1	0,0%
RIO PUMA	1	1	0,0%
RTS ENERGIA	1	1	0,0%
SALERNO SOLAR	1	1	0,0%
SANTA FRANCISCA	1	1	0,0%
SDGX01	1	1	0,0%
SOCOEPA	2	2	0,0%
SOL DE SEPTIEMBRE	1	1	0,0%
SPV P4	1	5	80,0%
SQM	1	5	80,0%
STN	1	9	88,9%
STS	1	277	99,6%
SWC	1	1	0,0%
TAMM	1	1	0,0%
TRANSELEC	3	473	99,4%
TRANSEMEL	5	30	83,3%
TSGF	7	7	0,0%
VALLE DE LA LUNA II	1	1	0,0%
RED ELECTRICA DEL NORTE 2	6	12	50,0%
MINERA CENTINELA	1	1	0,0%