

INFORME ANUAL DE CUMPLIMIENTOS

VERSIÓN PRELIMINAR

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

2022



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
<hr/>	
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	11
4. IMPLEMENTACIÓN DE AUTOMATISMOS	12
5. INFORMACIÓN TÉCNICA DE INSTALACIONES Y EQUIPAMIENTOS	13
6. IMPLEMENTACIÓN DE PLANES DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO (PRS)	14
6.1. IMPLEMENTACIÓN	14
6.2. PRUEBAS DE VERIFICACIÓN	14
7. PLAN DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS EXTREMAS (PDCE)	16
8. COMPENSACIÓN REACTIVA	17
9. INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA Y FORZADA	18
9.1. RESUMEN DE GENERACIÓN	18
9.2. RESUMEN DE TRANSMISIÓN	20
10. SISTEMA DE MEDIDAS DE TRANSFERENCIAS ECONÓMICAS	26

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 pone a su disposición el presente Informe Anual de Cumplimientos, referidos a:

- a) Tiempos de actualización de la información requerida para el Sistema de Información en Tiempo Real 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 Multiárea solicitados.
- e) Entrega de información técnica y calidad de esta.
- f) Implementación de los Planes de Recuperación de Servicio.
- g) Implementación de los Planes de Defensa contra Contingencias Extremas.
- h) Cumplimiento de exigencias de compensación reactiva de Sistemas de Subtransmisión y Adicionales.
- i) Cumplimiento de los estándares de Indisponibilidad programada y forzada aceptables de la Generación y de los Sistemas de Transmisión Troncal, Adicional y Subtransmisión.

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.

En cumplimiento de lo anteriormente señalado, el presente Informe Anual de Cumplimientos de los Coordinados del Coordinador Eléctrico Nacional para el **año 2021**, 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, nace en el año 2017, en el momento en que el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC), se unifican.

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. Por lo tanto, 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 2021, se dispone de la información correspondiente a 253 Coordinados, con el siguiente detalle de cumplimiento/incumplimiento (30/223 Coordinados respectivamente) de esta exigencia.

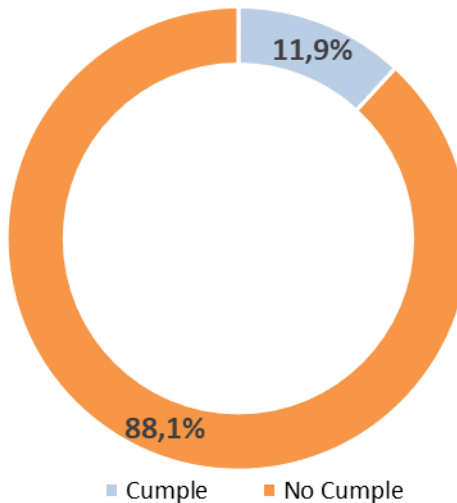


Figura 1: Cumplimiento de disponibilidad del SISR año 2021

La Figura muestra el histórico de disponibilidad del SISR en los últimos 5 años (consolidando SIC y SING cuando corresponde), la cual aumentó en 2021 un 0,75% con respecto al año anterior. El detalle de esta información se puede encontrar en archivo Anexo.

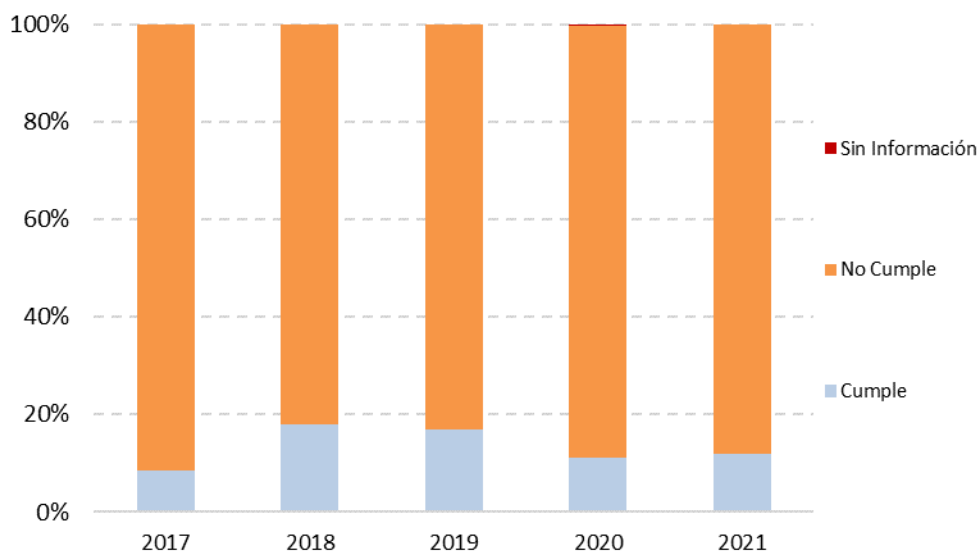


Figura 2: Cumplimiento de disponibilidad del SISR en los últimos 5 años.

1.2. TIEMPOS DE ACTUALIZACIÓN DEL SISR

De acuerdo con lo definido en el artículo 4-16 de la NTSyCS, los tiempos de actualización de la información requerida para el SISR 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 SISR 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 2021, y cuyo detalle se incluye en archivo Anexo.

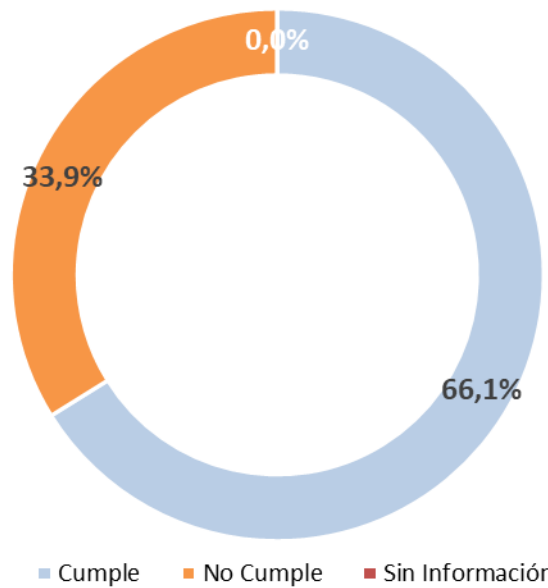


Figura 3: Cumplimiento de Tiempos de Actualización de SITR año 2021

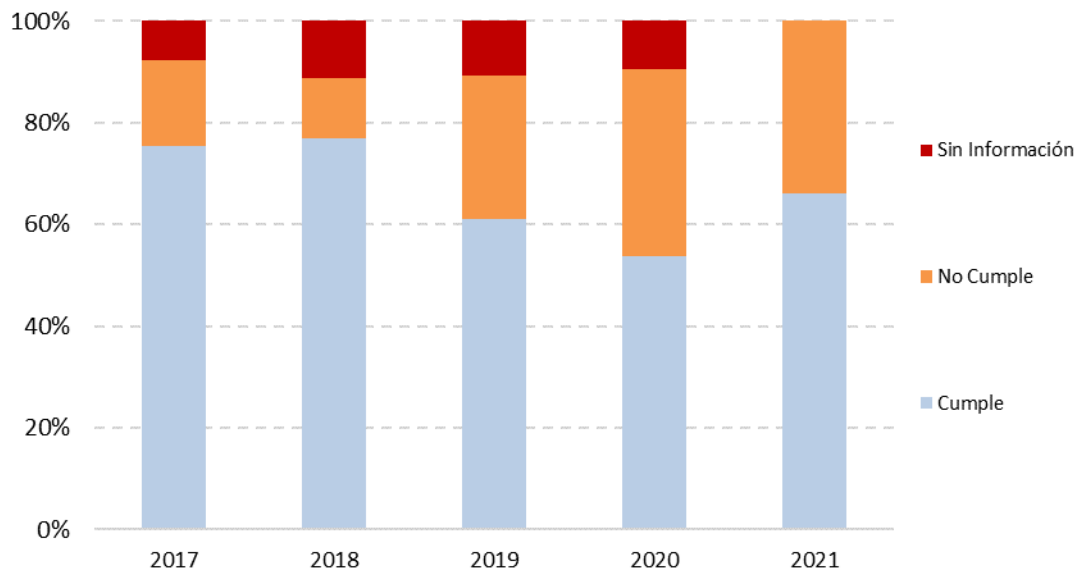


Figura 4: Cumplimiento de Disponibilidad del SITR en los últimos 5 años.

A partir de estos datos y según lo indicado en la Figura 4 se observa una mejora para este último año de un 12,45% en el 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 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 los canales:

Tabla 1: Resumen de disponibilidad del canal oficial y de los canales alternativos de los CC.

Centros de Control	Canal Oficial	Canales Alternativos
100%	73	42
De 0 a 100%	31	0
0%	28	24
No tiene	4	-

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 según lo señalado en el punto I del mismo artículo. 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.

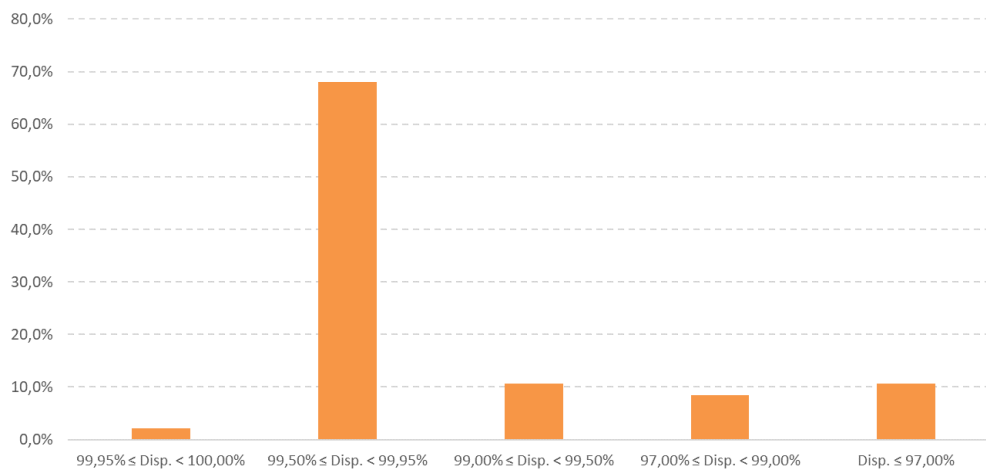


Figura 5: Cumplimiento de Disponibilidad de Canales de Teleprotección en 2021.

4. IMPLEMENTACIÓN DE AUTOMATISMOS

A continuación, se presenta el estado de los distintos automatismos disponibles en el SEN. Se incluye, además, una lista de Coordinados que cuentan con instalaciones habilitadas y que han cumplido con la prestación de los servicios de EDAC, EDAG, ERAG.

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

- Sin Coordinados con trabajos pendientes.

EDAG

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

ERAG

- **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 disponibles en Anexo.

5. INFORMACIÓN TÉCNICA DE INSTALACIONES Y EQUIPAMIENTOS

De acuerdo con lo dispuesto en el Capítulo 6-2 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 2021 es del orden del 90,3% (dimensión completitud). El detalle de la información utilizada para efectos de cuantificar este nivel de cumplimiento, se proporcionan en archivo Anexo.

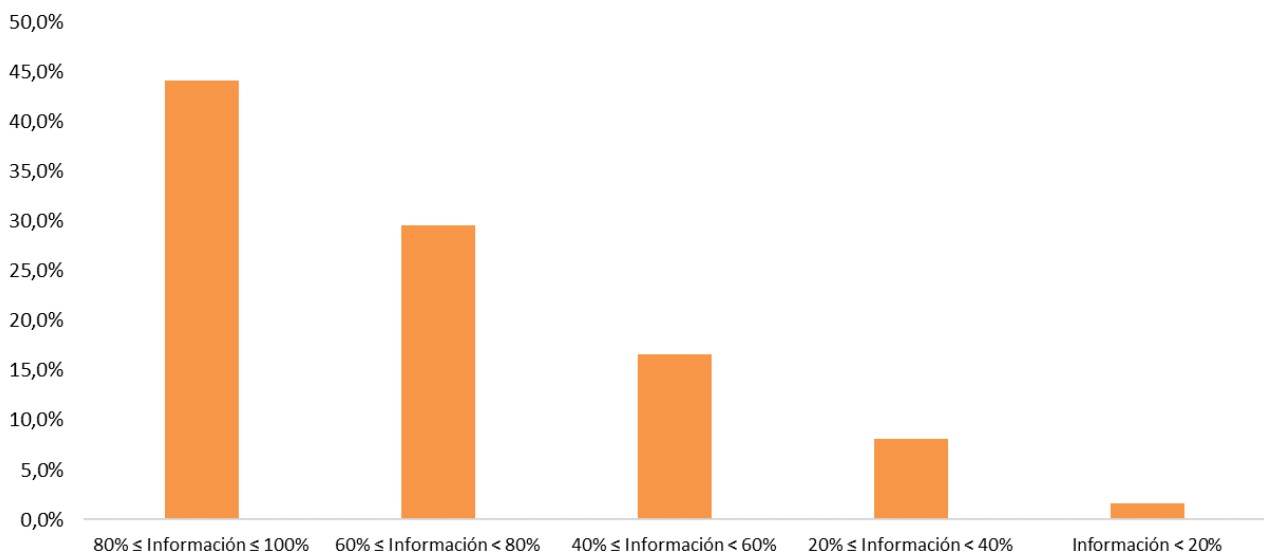


Figura 6: Distribución del cumplimiento de información de Coordinados para el año 2021.

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 pendientes, cuyo detalle se presenta en Anexo.

6.2. PRUEBAS DE VERIFICACIÓN

El Proceso de Verificación de Instalaciones existentes consistirá 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 realizará 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 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-2021-03-19/>

Al respecto, el calendario para el año 2021 considero la programación de un total de 28 pruebas de partidas autónomas, realizándose de forma efectiva un total de 4, según el siguiente detalle:

Coordinado		Porcentaje de Implementación	
		Programado	Real
COLBÚN S.A.	CANUTILLAR-1	100,0%	100,0%
COLBÚN S.A.	CANUTILLAR-2	100,0%	100,0%
COLBÚN S.A.	COLBUN-1	100,0%	100,0%
COLBÚN S.A.	COLBUN-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 SISTR 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 recibe los informes de verificación de 4 Coordinados antes del 31-12-2021, según el siguiente detalle.

Tabla 2: Pruebas de funcionamiento SCADA.

Coordinado	Porcentaje de Implementación	
	Programado	Real
Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	100,0%	100,0%
Diego de Almagro Transmisora de Energía S.A.	100,0%	100,0%
Charrúa Transmisora de Energía S.A.	100,0%	100,0%
Alto Jahuel Transmisora de Energía S.A.	100,0%	100,0%

7. PLAN DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS EXTREMAS (PDCE)

En el informe del Estudio de Plan de Defensa Contra Contingencias del año 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, con el siguiente alcance:

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 cualquiera de los dos circuitos del sistema de 500 kV entre S/E Los Changos y S/E Lo Aguirre.

8. COMPENSACIÓN REACTIVA

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.

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 2021.

Similar al tratamiento efectuado en ocasiones anteriores, para el año 2021 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 a disposición de los interesados en el sitio web del Coordinador Eléctrico. El cálculo considera las instalaciones, sus propietarios y topología existentes al 31 de diciembre de 2021.

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 528 unidades generadoras, de las cuales 438 disponen de 5 o más años de antigüedad para efectos de cálculo, se presentan a continuación las estadísticas asociadas a estos indicadores.

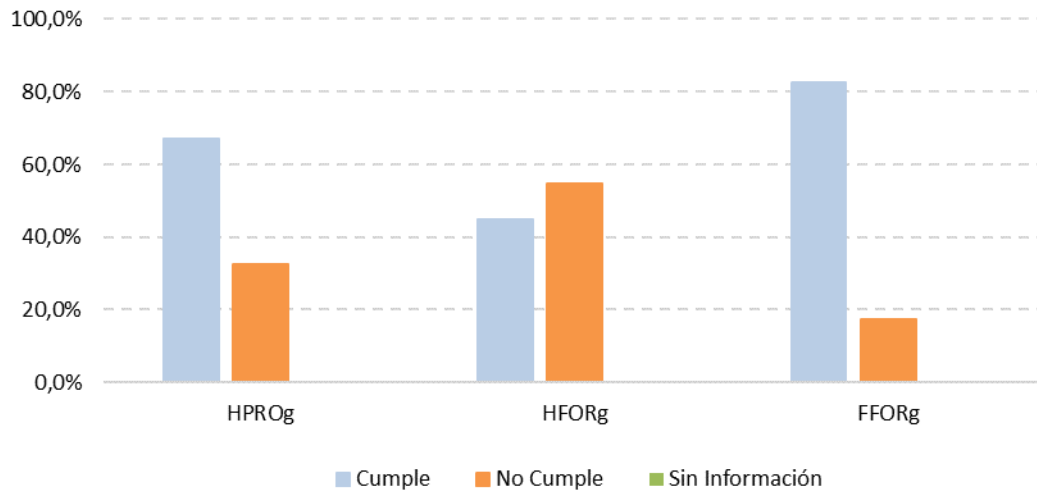


Figura 7: Cumplimiento de índices de generación.

Para el caso del Índice **Hprog**, los mayores incumplimientos lo registran unidades pertenecientes a la central diésel Iquique, así como unidades pertenecientes a la central diesel Mantos Blancos con diferencias del orden del 2.820% respecto del estándar exigido (300 como estándar versus un valor calculado del orden de 8.761). Por otro lado, próximo a cumplir el estándar se encuentra la unidad 1 de central Isla, la unidad 5 de central Pilmaiquén, la unidad 3 de central Quintay, la unidad de CMPC Tissue y la unidad TG3 de termoeléctrica Tocopilla con deferencias del orden del 1,0% respecto del estándar exigido (300 como estándar versus un valor calculado de 304,0).

Para el caso del Índice **Hforg**, el mayor incumplimiento lo registra la central Laguna Verde con diferencia del orden del 15.394% respecto del estándar exigido (50 como estándar versus un valor calculado de 7.747). Por otro lado, próximo a cumplir el estándar se encuentra la unidad 1 de central Pangue (0,3%) y la central Llauquereo con una diferencia del orden del 1,0% respecto del estándar exigido (50 como estándar versus un valor calculado de 50,5).

Finalmente, para el caso del Índice **Fforg**, el mayor incumplimiento lo registra la unidad 1 de central Hidrobonito, con diferencia del orden del 400% respecto del estándar exigido (4,0 como estándar versus un valor calculado de 20,0). Por otro lado, próximo a cumplir el estándar se encuentra la unidad 2 de la central Termoeléctrica Ventanas, con una diferencia del orden del 3% respecto del estándar exigido (12,0 como estándar versus un valor calculado de 12,4).

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 1.656 tramos, de los cuales 1.506 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.

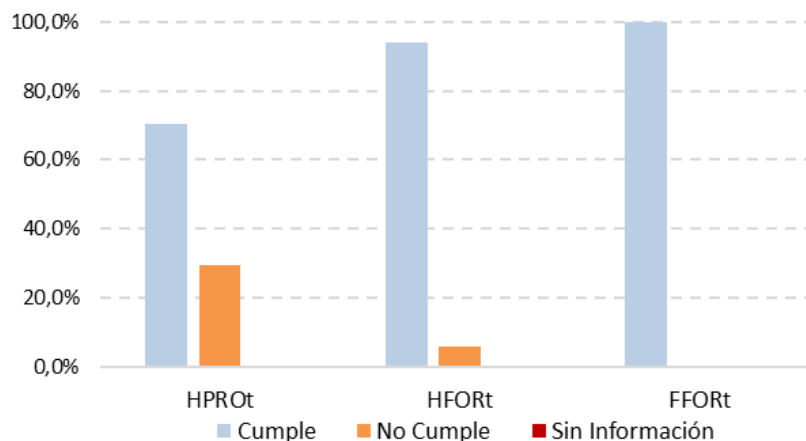


Figura 8: Cumplimiento de índices de transmisión – tramos Nacional

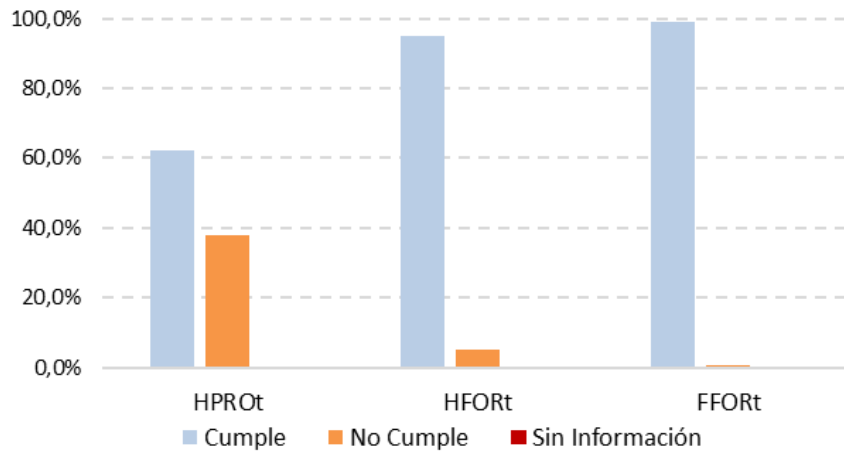


Figura 9: Cumplimiento de índices de transmisión – tramos Zonal

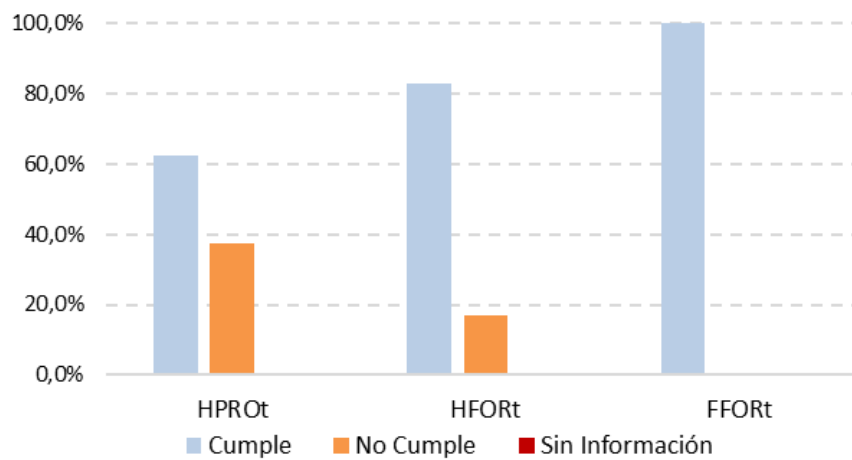


Figura 10: Cumplimiento de índices de transmisión – tramos Dedicado

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 3: Cumplimiento de índices de transmisión

Tramo	Índice	Nacional		Zonal		Dedicado	
		Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.
MAIPO - CANDELARIA 220KV C2	Hprot	5.827%					
TAP LAMPA – NUEVA LAMPA 220KV C1	Hprot		0,2%				
TAP TALINAY - LA CEBADA 220KV C2	Hfort	2.071%					
LOS VILOS - LAS PALMAS 220KV C2C1	Hfort		0,9%				
Se verifica 100% cumplimiento	Ffort	-					
Se verifica 100% cumplimiento	Ffort		-				
DOS AMIGOS - ALGARROBO 110KV C1	Hprot			8.156%			
CHILLAN - TAP EL NEVADO 66KV C1	Hprot				1,1%		
ESMERALDA - LA PORTADA 110KV C1	Hfort			5.749%			
TAP DOLORES - TAP CERRO BALCÓN	Hfort				15%		
LOS PEUMOS - CURACAUTIN 66KV C1	Ffort			44%			
COLLIPULLI - VICTORIA 66KV C1	Ffort				4%		
DIEGO DE ALMAGRO - LLANTA 110KV C1	Hprot					18.012%	
PAPELERA BIO BIO - ESTRUCTURA 48 66KV	Hprot						1,9%
TAP EL LLANO - SAG 220KV C1	Hfort					15.893%	
CHARRUA- TAP MARIA DOLORES 220KV C1 TAP MARIA DOLORES - LAJA 220KV C1 SANTA FE - CELULOSA PACIFICO 220KV C1 TAP MARIA DOLORES - NODO NACIMIENTO 220KV C1	Hfort						0,8%
Se verifica 100% cumplimiento	Ffort					-	
Se verifica 100% cumplimiento	Ffort						-

9.2.2. EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN

Sobre un universo de 1.503 equipos de transformación catastrados en el SEN, de los cuales 1.387 disponen de 5 o más años de antigüedad para efectos de cálculo de índices, se presentan a continuación las estadísticas asociadas a estos indicadores.

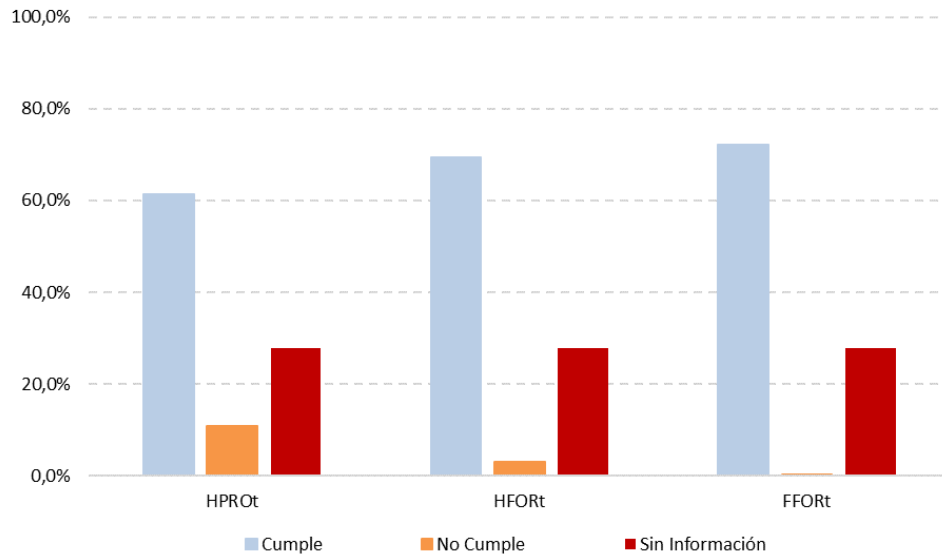


Figura 11: Cumplimiento de índices de transmisión – equipos de transformación

Para el caso del Índice **Hprot**, el mayor incumplimiento lo registra el transformador Central Tocopilla-Autotrafo 220/110/13.8 kV N°1 del Coordinado Engie, con diferencia del orden del 9.805% respecto del estándar exigido (30,0 como estándar versus un valor calculado de 2.971,6). Por otro lado, próximo a cumplir el estándar se encuentra el transformador El Manzano 230/25kV 20MVA 1 de Enel Distribución, con diferencia del orden del 2,3% respecto del estándar exigido (30,0 como estándar versus un valor calculado de 30,7).

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 1.228,2). Por otro lado, próximo a cumplir el estándar se encuentra el transformador Escondida 220/13.8/6.9 kV N°2 de C.M Escondida y el transformador Malloco 110/12.5kV 22.4MVA 2 de Enel Distribución, con diferencia del orden del 5,1% respecto del estándar exigido (45,0 como estándar versus un valor calculado de 47,3).

Finalmente, para el caso del Índice **Ffort**, el mayor incumplimiento lo registra el transformador LLANOS DE LLAMPOS 220/23KV 65MVA 1 del Coordinado Amanecer Solar, con diferencia del orden del 40% respecto del estándar exigido (1,0 como estándar versus un valor calculado de 1,4). Por otro lado, próximo a cumplir el estándar se encuentra 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 459 equipos que incluyen bancos de condensadores, compensadores, condensadores serie y reactores, y de los cuales 406 disponen de 5 o más años de antigüedad para efectos de cálculo de índices, se tiene el siguiente gráfico:

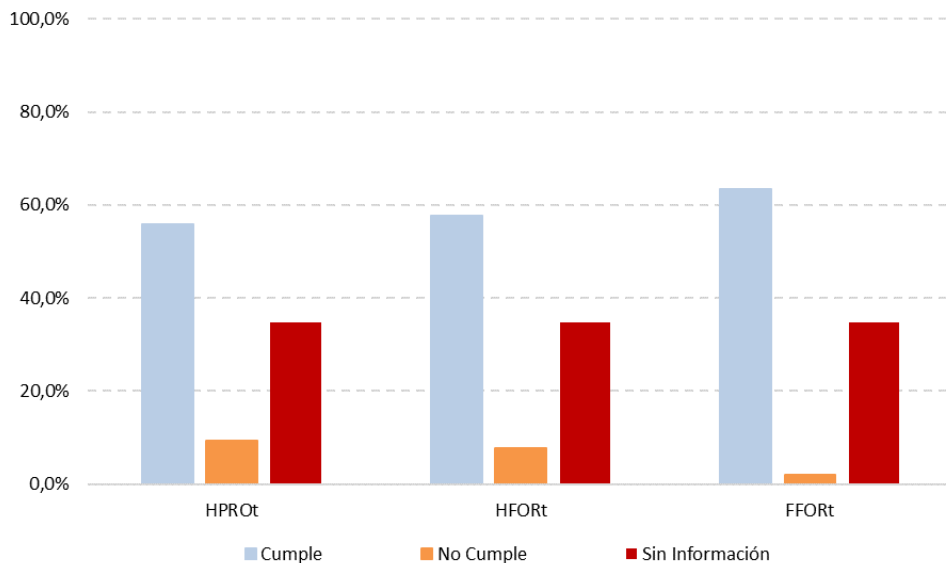


Figura 12: Cumplimiento de índices de transmisión – equipos de compensación

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 14.560% respecto del estándar exigido (30,0 como estándar versus un valor calculado de 4.398,1). Por otro lado, próximo a cumplir el estándar se encuentra el equipo BC S/E CORDILLERA HCE1 110KV 30MVAR de Codelco, con diferencia del orden del 14,8% respecto del estándar exigido (30,0 como estándar versus un valor calculado de 34,4).

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 encuentra el equipo BC S/E CHARRUA ACE1 154KV 55 MVAR, con diferencia del orden del 1,1% respecto del estándar exigido (45,0 como estándar versus un valor calculado de 45,5).

Finalmente, para el caso del Índice **Ffort**, el mayor incumplimiento lo registra el equipo de compensación CER S/E MAITENCILLO JT3 13.2KV 24MVAR del coordinado Transelec con diferencia del orden del 400% respecto del estándar exigido (1,0 como estándar versus un valor calculado de 5,0). Por otro lado, próximo a cumplir el estándar se encuentran los equipos CER S/E PAN DE AZÚCAR JT6 13.2KV 24MVAR, CER S/E POLPAICO JT4 220KV 100MVAR y CER SVC PLUS S/E DIEGO DE ALMAGRO JT6 MÓDULO 2 (+- 50 MVAR), todos de Transelec con diferencia del orden del 20,0% 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, a continuación, se lista el estado de empresas en situación de no cumplimiento. Dichos estados se agrupan de la siguiente manera:

- **NO CONECTADO, CON RESPUESTA CRONOGRAMA:** Empresa coordinada no ha incorporado sus medidores a la plataforma del Coordinador, sin embargo, informa cronograma de trabajo para subsanar incumplimiento.
- **PROCESO DE NORMALIZACION:** Empresa coordinada ha desarrollado trabajos para normalizar equipos de medida y enlace de comunicaciones, pero no ha normalizado la totalidad de sus instalaciones.
- **SIN RESPUESTA:** A la fecha, empresa coordinada no ha enviado cronograma de trabajo.

Tabla 10.1: Sistema de Medidas para Transferencias Económicas – Coordinados en estado de No Cumplimiento

Empresa	Incumplimiento	Total	Avance	Estado Cumplimiento
AES GENER	7	147	95%	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
CAP CMP	10	12	17%	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
CGE	37	1164	97%	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
EFE	13	29	55%	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
CONTRA	1	1	0%	SIN RESPUESTA
CURILEUFU	2	2	0%	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
DOSAL	1	1	0%	SIN RESPUESTA
ENEL	2	40	95%	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
ENGIE	12	240	95%	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
EMEL	5	75	93%	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
EMELCA	1	1	0%	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
ENAP	3	6	50%	NO CONECTADO, CON RESPUESTA CRONOGRAMA
FRONTEL	2	62	97%	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
ENEL DISTRIBUCION	2	806	100%	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
ENEL GENERACION	2	122	98%	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
ENERGIAS DEL FUTURO	1	1	0%	SIN RESPUESTA
IMELSA	2	5	60%	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
LUZ OSORNO	1	23	96%	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
ERNCI	1	2	50%	SIN RESPUESTA
MASISA	1	2	50%	PROCESO DE NORMALIZACIÓN

HIDROELECTRICA TRUENO	1	1	0%	NO CONECTADO, CON RESPUESTA CRONOGRAMA
SGA	3	22	86%	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
SQM	2	3	33%	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
MANTOS COPPER	2	3	33%	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
STS	5	282	98%	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
MINERA FRANKE	1	1	0%	SIN RESPUESTA
MINERA SPENCE	1	6	83%	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
NORVIND	1	3	67%	NO CONECTADO, CON RESPUESTA CRONOGRAMA
TRANSELEC	7	515	99%	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
RIO PUMA	1	1	0%	SIN RESPUESTA
SDGX01	1	1	0%	NO CONECTADO, CON RESPUESTA CRONOGRAMA
TAMM	1	1	0%	SIN RESPUESTA
TECK-CARMEN DE ANDACOLLO	1	1	0%	SIN RESPUESTA
MINERA ESCONDIDA	72	72	0%	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
RED ENOR 2 - MINERA CENTINELA	6	18	67%	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
TAMAKAYA ENERGIA	6	6	0%	SIN RESPUESTA
GUACOLDA	5	18	72%	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
MINERA COLLAHUASI	4	16	75%	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
GENERADORA METROPOLITANA	3	14	79%	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
QUILLAGUA	2	2	0%	SIN RESPUESTA
MINERA ANTUCOYA	2	3	33%	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
EMELDA	2	5	60%	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
ELECTRICA COLINA	2	6	67%	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
PALMUCHO	2	4	50%	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
PUNTILLA	2	19	89%	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
GNL QUINTERO	2	3	33%	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
PRM	1	1	0%	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
HIDROELECTRICA LA ARENA	1	2	50%	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
ENEL GREEN POWER	1	34	97%	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
ECLIPSE SOLAR SPA	1	1	0%	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
MINERA ALTOS DE PUNITAQUI	1	1	0%	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
ENERGIA COYANCO	1	2	50%	SIN RESPUESTA
CAPULLO	1	5	80%	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
MINERA CENTINELA	1	4	75%	SIN RESPUESTA
LOS_PUQUIOS	1	1	0%	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
CLEANAIRTECH SUDAMERICA	1	1	0%	SIN RESPUESTA
MINERA LOMAS BAYAS	1	6	83%	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
ELECTRICA SAN MIGUEL	1	1	0%	SIN RESPUESTA

PACIFIC HYDRO	1	9	89%	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
LA_HUAYCA	1	4	75%	PROCESO DE NORMALIZACIÓN
PARQUE EOLICO TALTAL	1	2	50%	PROCESO DE NORMALIZACIÓN