

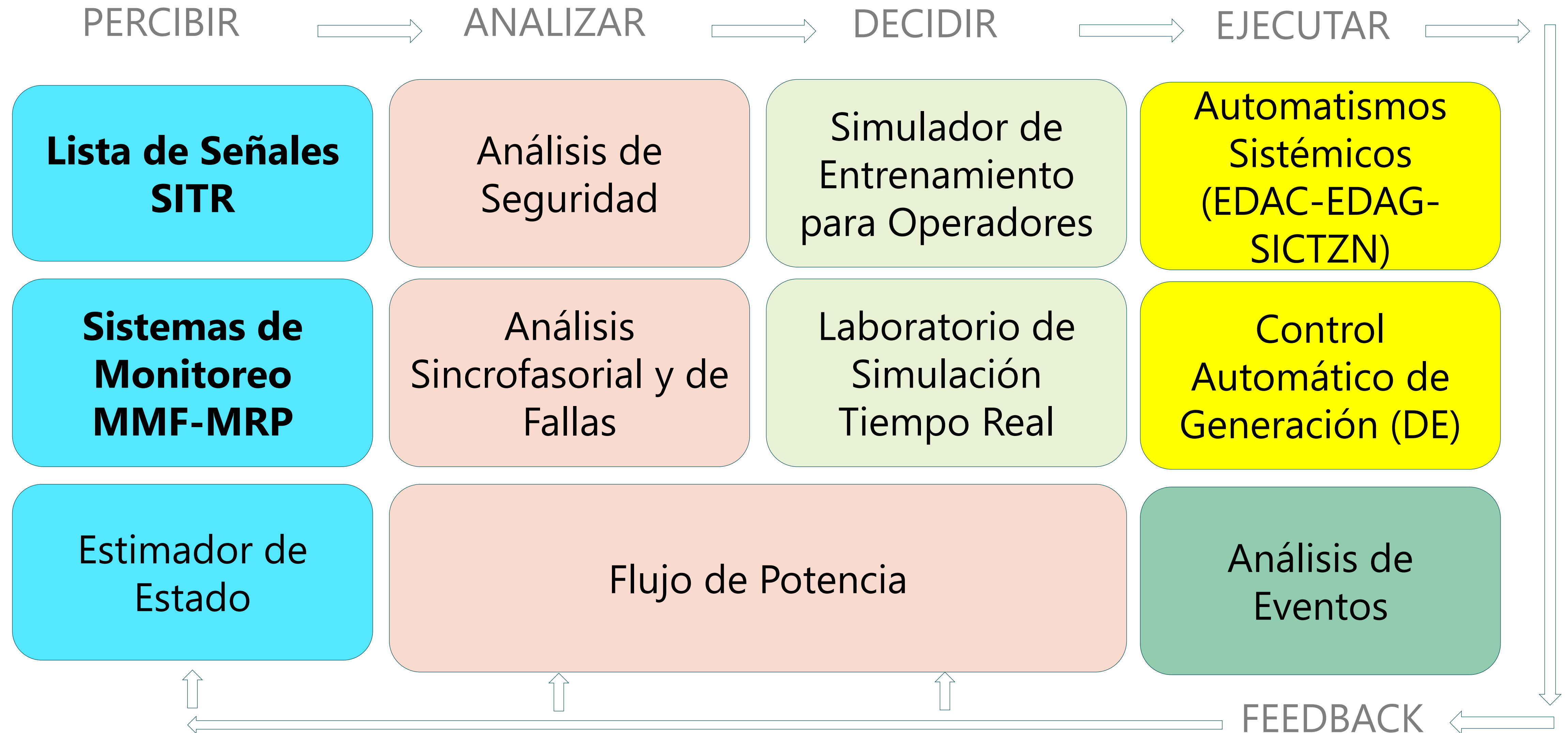


Listado de Señales Módulo de Registro de Protecciones Módulo Medición Fasorial

Departamento de Aplicaciones para la Operación
Subgerencia de Aseguramiento de la Operación
Gerencia de Operación

Agosto 2019

APLICACIONES PARA LA SEGURIDAD DE LA OPERACIÓN





Listado de Señales para el SITR

SISTEMA DE INFORMACION EN TIEMPO REAL

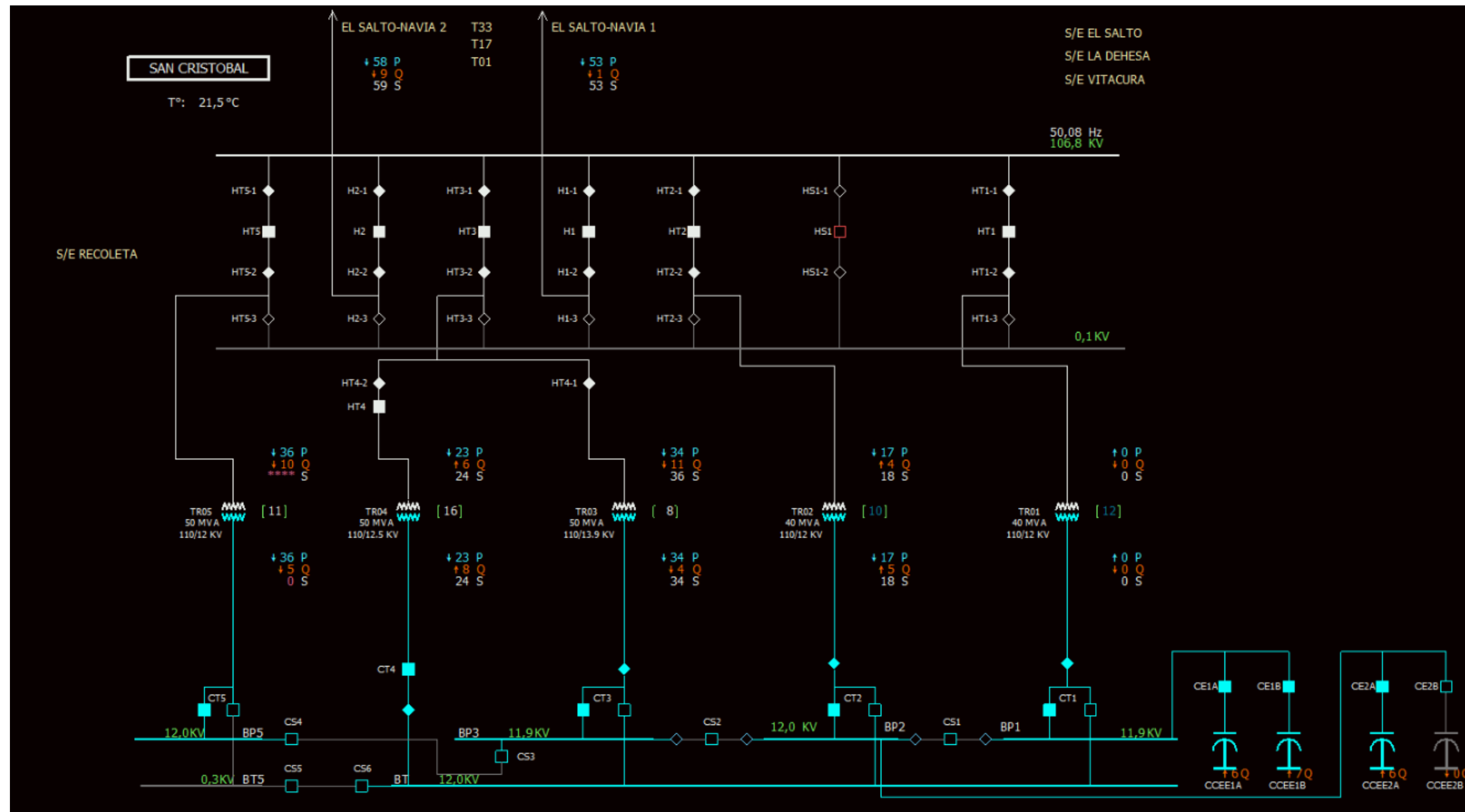
(Título 4-2 NTSyCS)

El conjunto de parámetros técnicos y operativos que debe transmitir cada Coordinado al Coordinador son definidos en el Anexo Técnico "**Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el envío de Datos al SITR**", y será cómo mínimo el que se define en Artículo 3-19, Artículo 3-30, Artículo 3-30 y Artículo 3-45, según corresponda.

El Anexo Técnico define las especificaciones mínimas respecto de la **calidad de las medidas**, el **estampado de tiempo**, y los **enlaces y protocolos de comunicación**.

En caso que fuese necesario, el Coordinador podrá solicitar justificadamente, el envío de variables o **información adicional** a la especificada en la presente Norma Técnica para lograr la **observabilidad** deseada del SI, o para la operación del **Estimador de Estado**, o para todo **otro servicio** que el Coordinador defina y requiera para cumplir con la seguridad y calidad de servicio

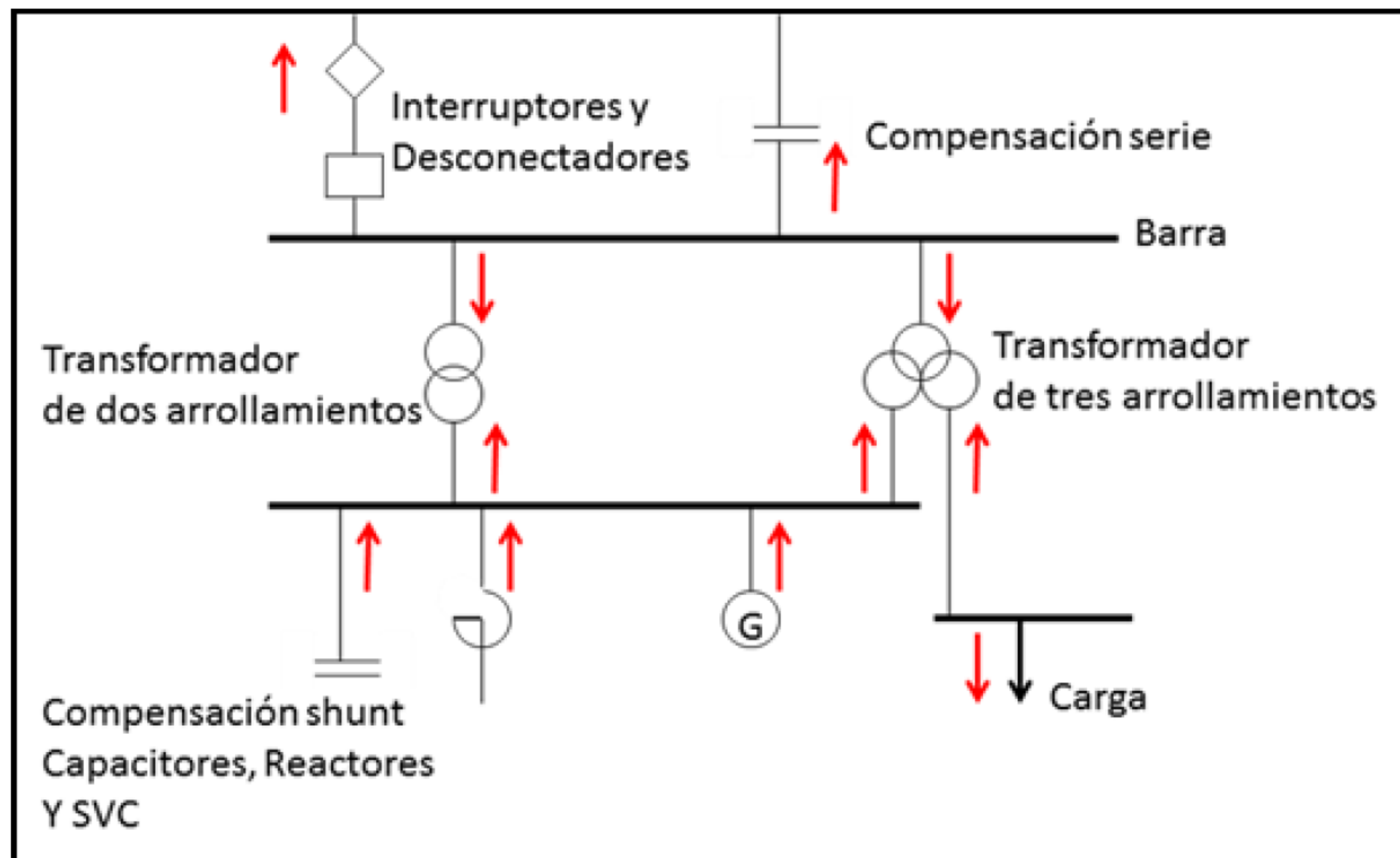
Título V del Anexo Técnico enumera las variables a transmitir al SITR.



El alcance para la **supervisión** del Coordinador es hasta la barra MT de la subestación de distribución primaria.

El alcance para las **Aplicaciones EMS** del Coordinador es hasta el lado de alta de los transformadores de la subestación de distribución primaria.

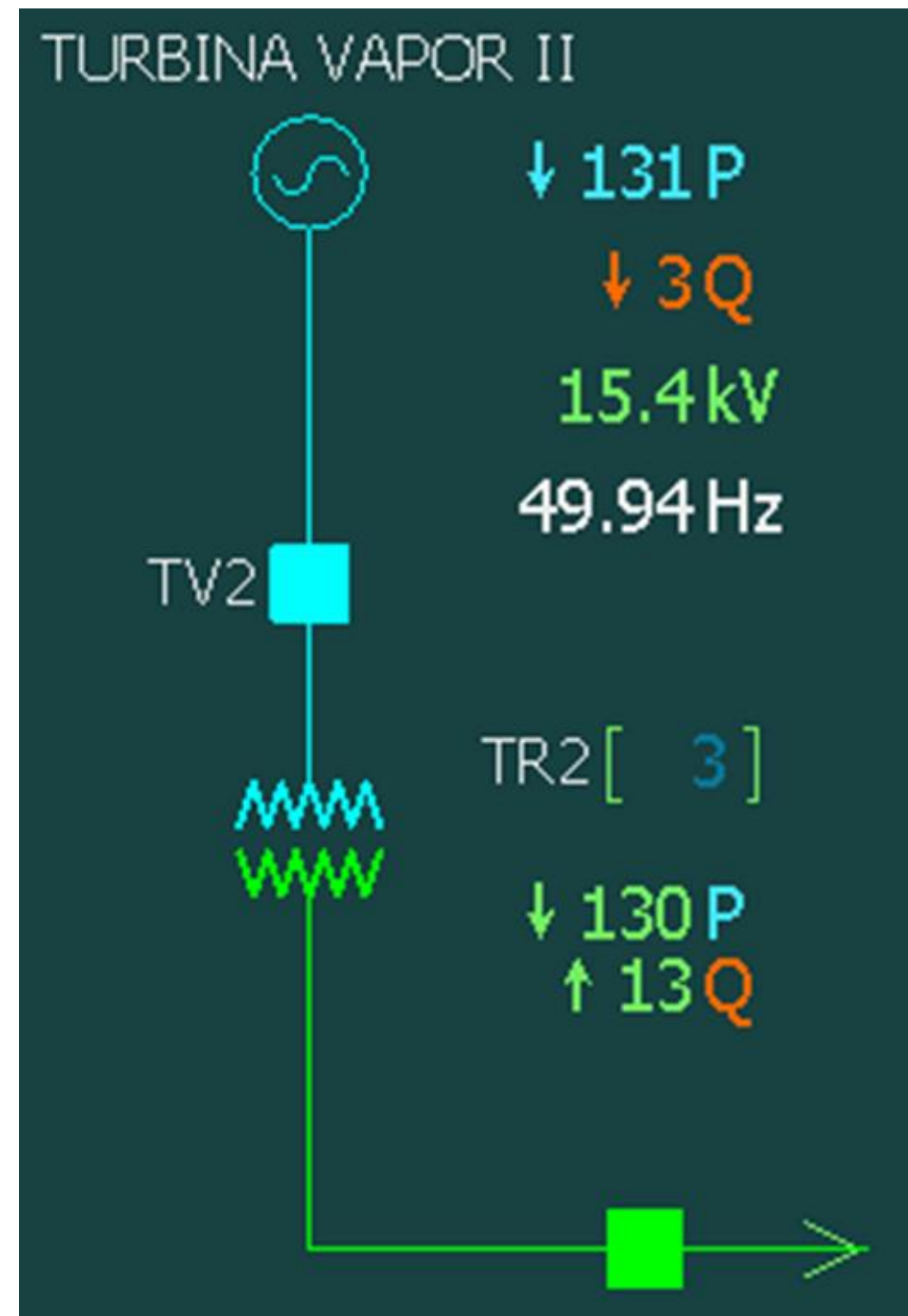
Anexo Técnico enumera especificaciones de calidad de datos



- Protocolos: ICCP - DNP 3.0
TCP/IP - IEC 60870-5-104
- Redundancia
- Ancho de Banda
- Mecanismos de seguridad y bloqueo
- Respaldo de Alimentación
- Disponibilidad de la información mayor a 99,5 % mensual.
- Estampa de tiempo (GPS)
- Edad dato < 5 seg
- Frecuencia de muestreo 2 seg

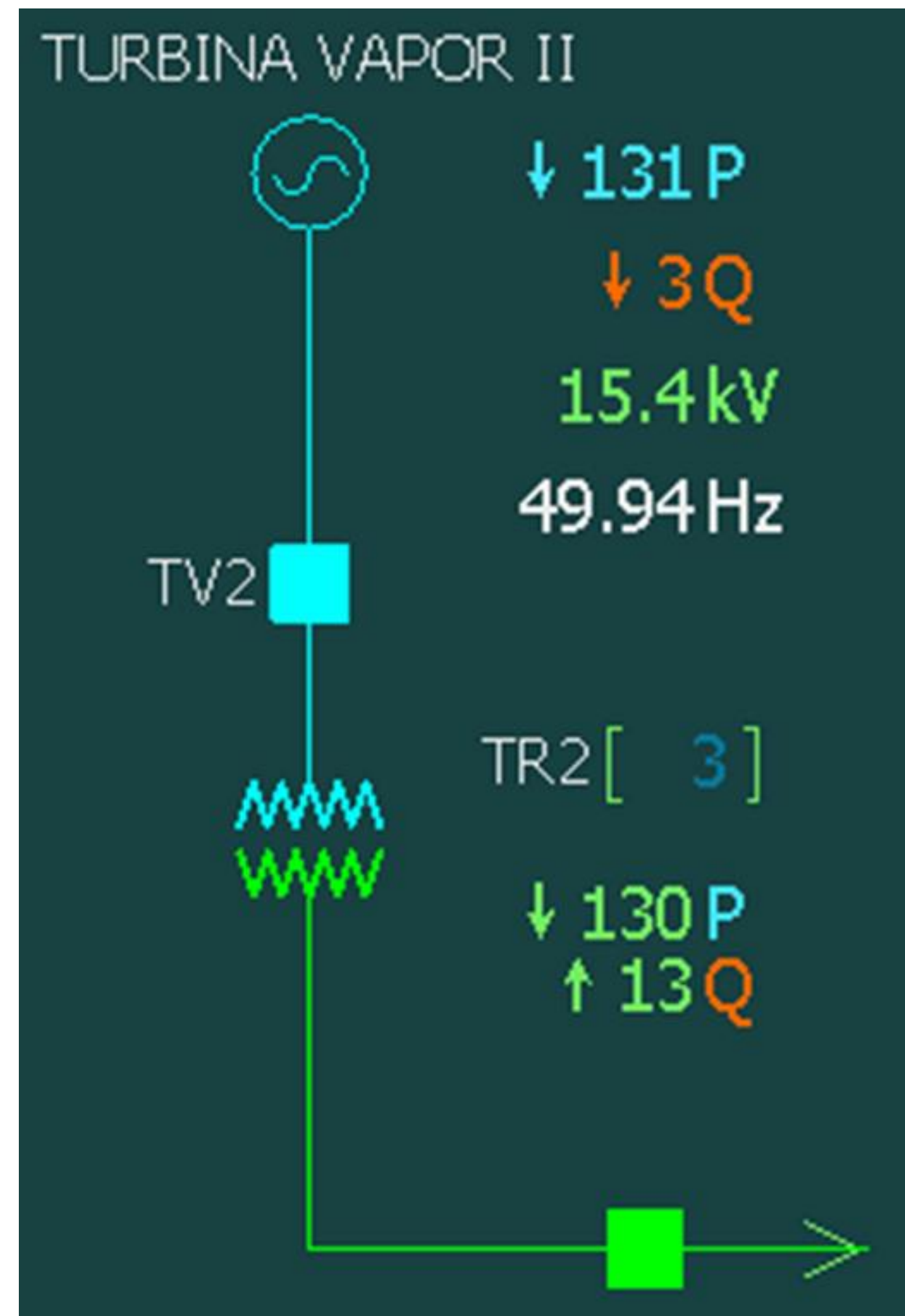
Especificaciones para variables de instalaciones de generación.

- Tensión en Bornes Unidad Generadora.
- Tensión en lado AT transformador elevador asociado.
- Frecuencia en bornes de unidad generadora.
- Potencia generada.



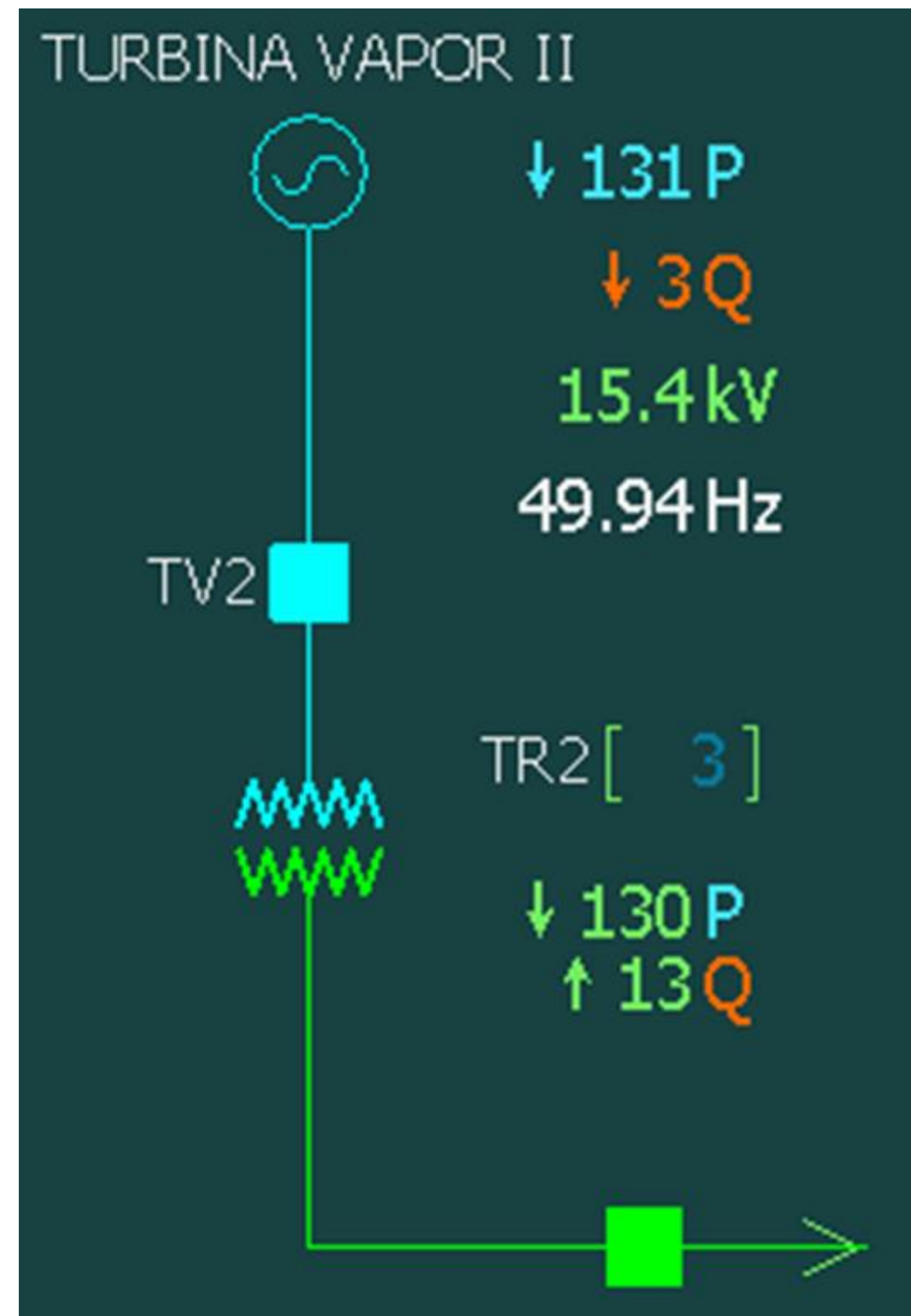
Especificaciones para variables de instalaciones de generación. (Señales Particulares)

- Control primario de frecuencia.
- Estatismo unidad generadora.
- Control de Tensión.
- Estabilizadores del sistema de Potencia.
- Información nivel de embalse y caudales (hidro).
- AGC.



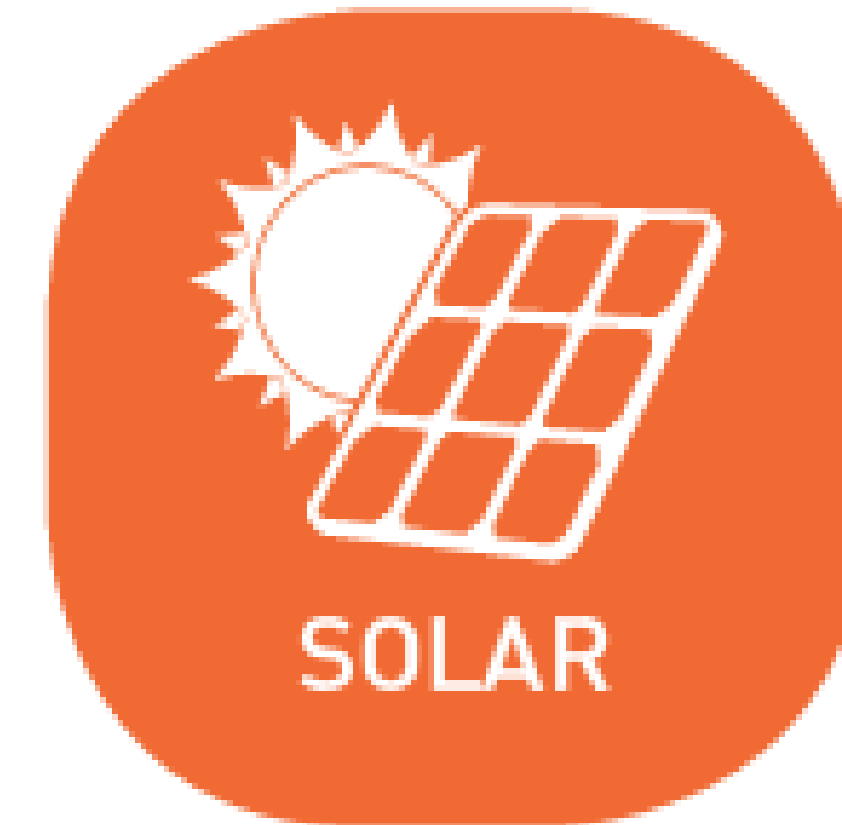
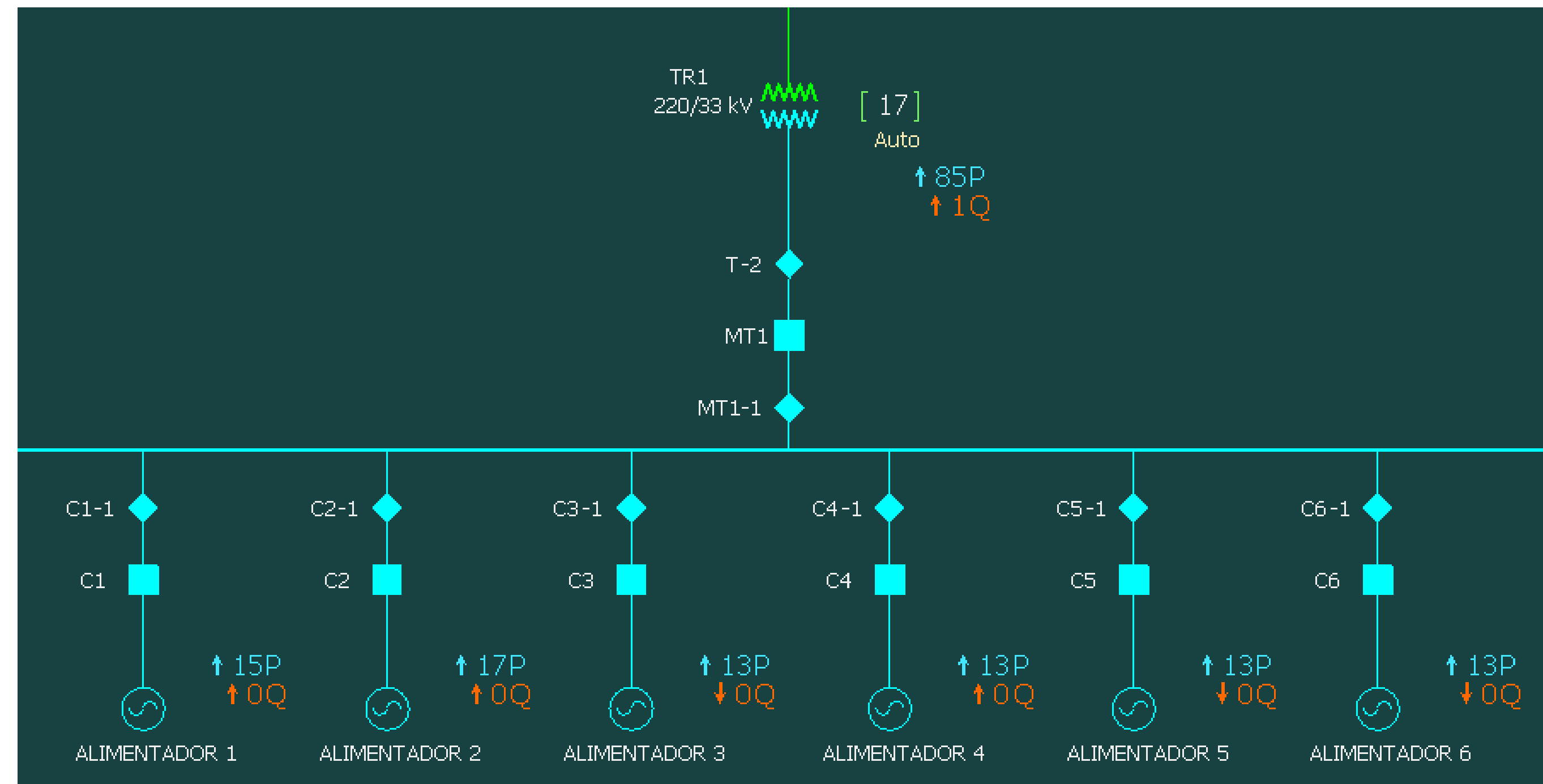
Especificaciones para variables de instalaciones de generación. (Alarmas)

- Unidad detenida (D).
- Secuencia de partida en curso.
- Unidad de giro desexcitada (86V).
- Unidad excitada lista para sincronizar (E).
- Unidad en servicio (S).
- Unidad F/S detención normal.
- Unidad F/S detención falla mecánica (86D).
- Unidad F/S detención falla eléctrica (86U).



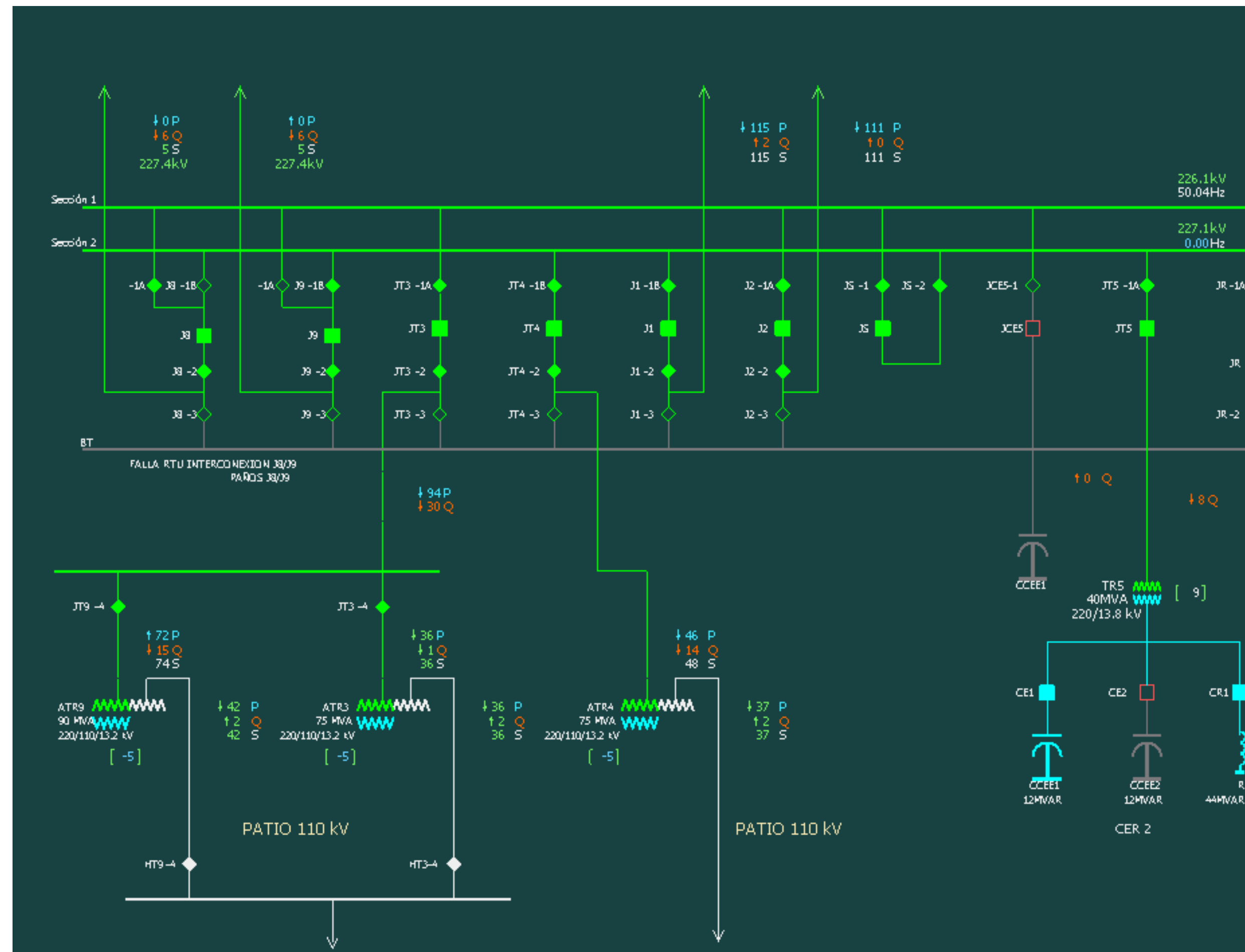
Información Adicional Parques Solares y Eólicos.

- Modo de control Potencia/Frecuencia.
- Información Consignas.
- Tasas de Reducción/Incremento.
- Disponibilidad.
- Meteorología.



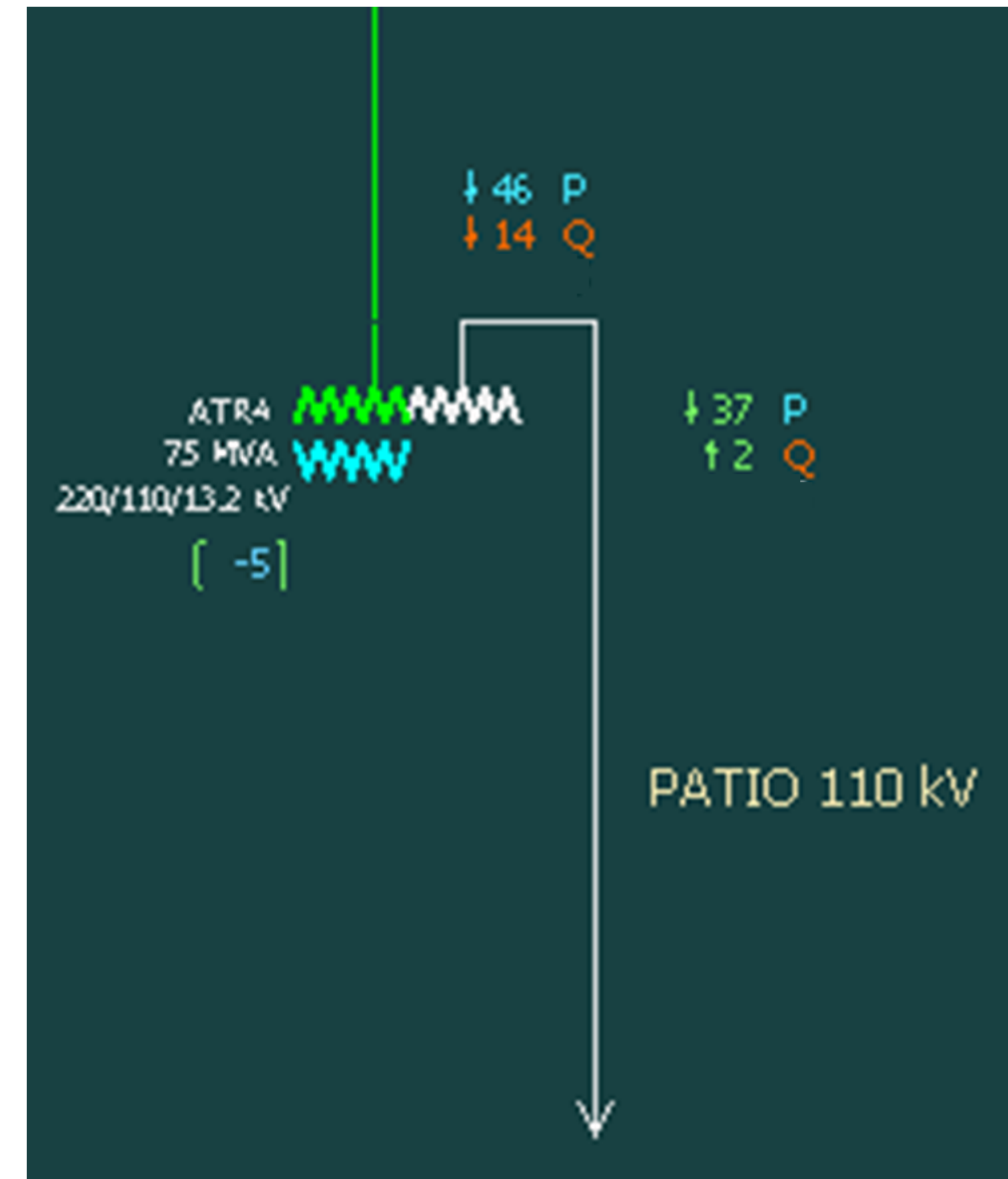
Especificaciones para variables de instalaciones de transmisión.

- Transformadores.
- Interruptores y Desconectadores.
- Esquemas de teleprotección.
- Flujos de potencia líneas.
- Barras.
- Compensación (Hasta barra de MT).
- Temperatura Ambiente.



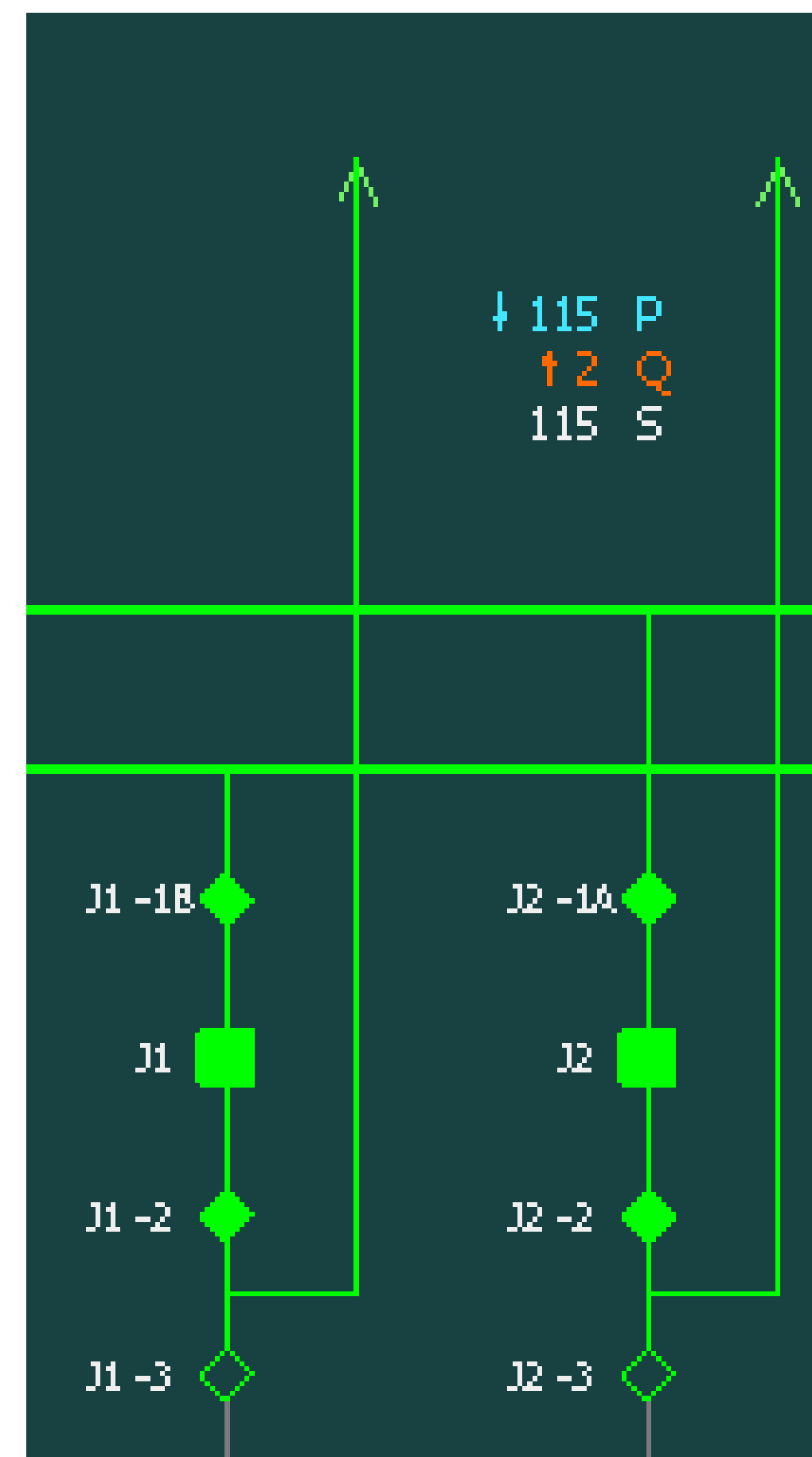
Especificaciones para variables de instalaciones de transmisión. (Transformadores)

- Flujos de Potencia.
- Cambiadores de tap (Bajo carga).
- Estado de control de dispositivo Manual/Automático.
- Operación sobrecarga (Transmisión Nacional).
- Operación desenganche (Transmisión Nacional).



Especificaciones para variables de instalaciones de transmisión. (Alarmas Interruptores y Líneas de transmisión).

- Estado de Operación Local/Remoto (Transmisión Nacional y SSEE que interconectan dos subsistemas).
- Estado de Reconexión Automática (Transmisión Nacional y SSEE que interconectan dos subsistemas).
- Operación de relé de Reconexión Automática (Transmisión Nacional y SSEE que interconectan dos subsistemas).
- Apertura de línea (Transmisión Nacional y SSEE que interconectan dos subsistemas).



Especificaciones para variables de instalaciones de clientes y automatismos.

- Consumos
- Relés
- Estado automatismo
- Información de Operación

- ☐ Potencia Activa
- ☐ Potencia Reactiva
- ☐ Escalón Habilitado
- ☐ Escalón Operado
- ☐ Estado Abierto/Cerrado
- ☐ Interruptor Equivalente.

EDAC

DEMANDA ZONA112 MVA

EN SERVICIOOn

ESQUEMA EN FALLAOn

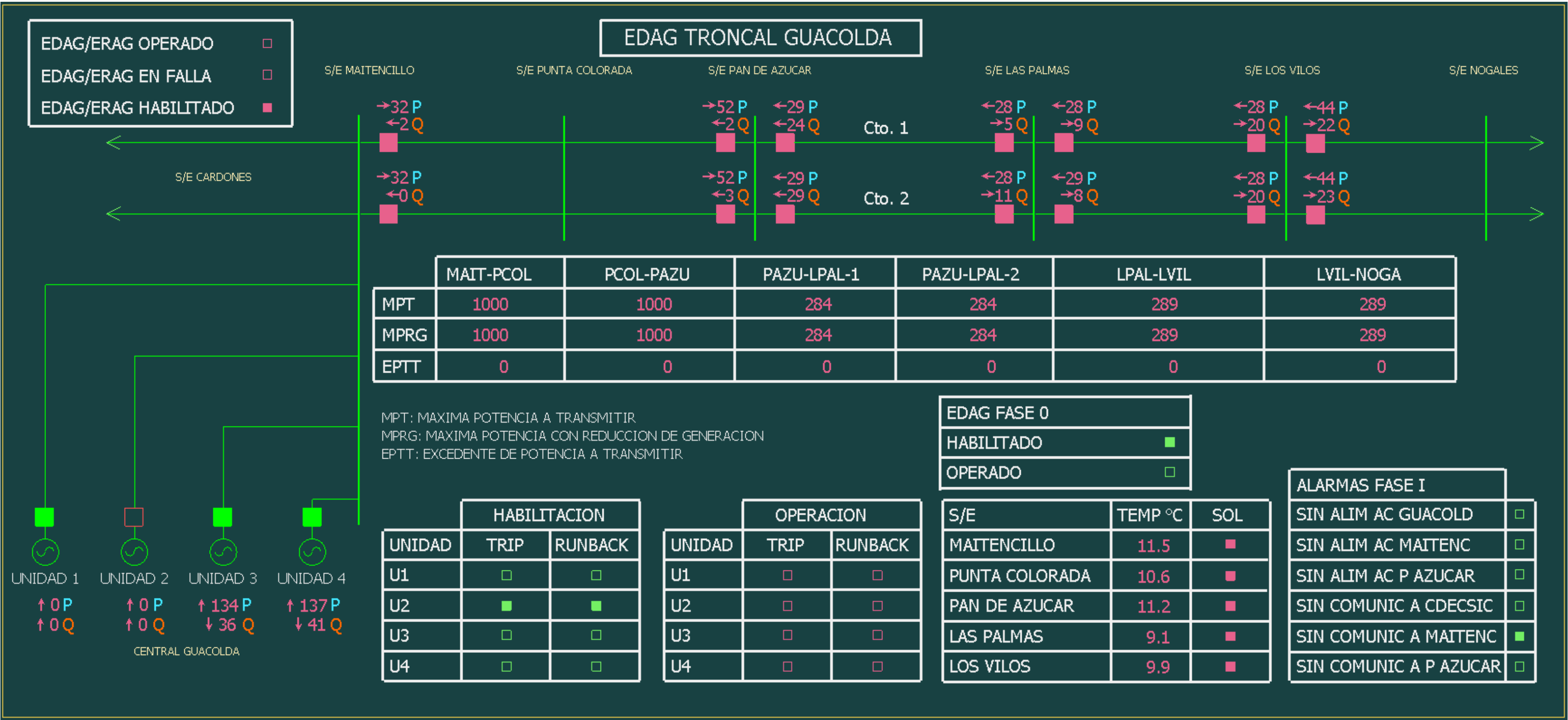
DIA/NOCHEOn

	ESTADO OPERACION	ESTADO HABILITACION	POTENCIA DISPONIBLE PARA DESCONECTAR	
ESCALON 1	☐	☒	0.00 MW	0.00 MVA _r
ESCALON 2	☐	☒	52.83 MW	11.91 MVA _r
ESCALON 3	☐	☐	110.23 MW	35.71 MVA _r

CAP. MAX. CL1 CONCEPCION -CORONEL	68.50 MW	ESCALON 1 SOBRECARGA INFERIOR A 115%	☒
CAP. MAX. CL2 CONCEPCION -CORONEL	65.80 MW	ESCALON 2 SOBRECARGA ENTRE 115% Y 160%	☒
POTENCIA POST FALLA B8 CONCEPCION ESC2	16.14 MW	ESCALON 3 SOBRECARGA SOBRE 160%	☐
POTENCIA POST FALLA B8 CONCEPCION ESC3	-1.20 MW		
POTENCIA POST FALLA B11 CONCEPCION ESC2	16.14 MW		
POTENCIA POST FALLA B11 CONCEPCION ESC3	21.50 MW		



Especificaciones para variables de instalaciones de clientes y automatismos.



- Información dependerá de las características particulares del automatismo



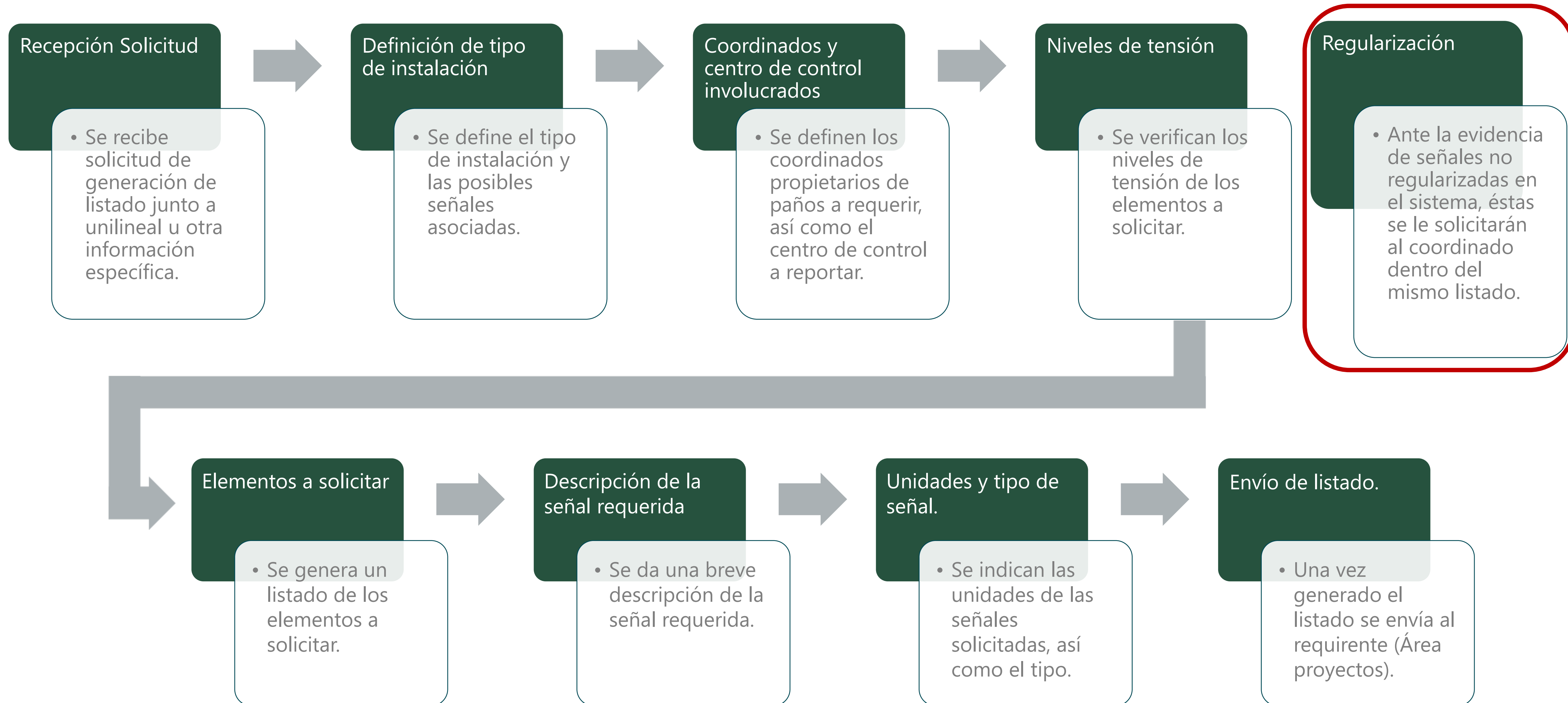
Alarmas



Nombre de Alarma general	Concentración de alarmas
Falla de interruptor	Baja presión SF6, Baja presión de aire compresor, Discrepancia de polos, 50BF.
Apertura de línea por protecciones	Protección de distancia, Sobrecorriente, Diferencial de línea.
Operación relé maestro de barra	Diferencial de barras, sobretensión, 50BF.
Operación Sobrecarga del transformador, sin desenganche	Temperatura enrollado, Temperatura alta de aceite.
Operación Desenganche transformador	Diferencial de transformador, distancia, sobrecorriente de fases y neutro
Operación de las protecciones del Condensador	Desequilibrio entre fases, Sobrecorriente, Sobretensión
Operación de las protecciones del Reactor	Diferencial de reactor, desequilibrio entre fases, Sobrecorriente, Temperatura aceite alta, Nivel de aceite



Generación de Listados.





Sistema de Monitoreo: Módulo de Registro de Protecciones Eléctricas

Sistema de Monitoreo

El sistema de monitoreo se basará en la instalación de equipos encargados de realizar el registro dinámico del sistema de potencia, a través de la adquisición en Tiempo Real de variables relevantes del SI, que permitan registrar la ocurrencia de perturbaciones en el sistema y cambios de estado operativo. Las características de los registros deberán ser tales que el procesamiento de los mismos permita verificar o realizar:

- a) El **nivel de amortiguamiento** presente en las oscilaciones de potencia en el SI, con el objeto de establecer si se cumplen los estándares exigidos en la presente NT, o si existe necesidad de implementar medidas correctivas.
- b) El correcto **funcionamiento de las protecciones** del SI, en cuanto a los valores de ajuste, tiempos de intervención requeridos y su adecuada coordinación.
- c) **Análisis post operativos de fallas** o perturbaciones severas ocurridas en el SI, en especial aquellas de escasa probabilidad de ocurrencia, o que se hubieran iniciado por causas desconocidas.
- d) El **desempeño de los EDAC, EDAG, ERAG y Sistemas de Protección Multiárea** en general; y, en particular, la contribución de las Instalaciones de Clientes a estos esquemas en los puntos que el Coordinador determine.
- e) El **desempeño del PDCE** diseñado por el Coordinador.
- f) El **margen de estabilidad estática o dinámica** del SI dados los puntos de monitoreo de interés.

Antecedentes – Módulo Registro de Protecciones

Anexo Técnico Sistema de Monitoreo

Sistema de Registro de Protecciones - SIREP

Plataforma web

COORDINADOR
SISTEMA DE REGISTRO DE PROTECCIONES

EVENTOS
Buscar Eventos

SubEstación:

País:

Protección:

Fecha:

☐ Activar

Instalaciones
 $V \geq 44\text{kV}$
+EDAC
+EDAG
+Automatismos
Gen > 10MVA

Registros
COMTRADE
(.dat, .cfg)

<12 horas

Concentrador de Registro de Protecciones

Módulo de Registro de Protecciones

Instalaciones según Art. 3-5 y 3-23 y las que defina el Coordinador Eléctrico Nacional

Sistema de Lectura Remota de Protecciones

$V \geq 200\text{kV}$

Ajustes de protección
Parámetros
Registros oscilográficos
Registros de eventos



SIREP

Sistema de Registro de Protecciones



Plataforma web - SIREP

Sistema de Registro de Protecciones (SIREP, 12 horas de plazo)

- ✓ La plataforma web SIREP está operativa desde septiembre de 2016. A la fecha se han reportado sobre 2360 registros oscilográficos.
- ✓ Habilitada para todos los Coordinados (**sirep.coordinador.cl**).
- ✓ Coordinados pueden subir manualmente los registros (entrando a la página web), o bien, a través de una API habilitada para esos efectos.
- ✓ Requiere que datos de protecciones estén previamente informados en Infotecnica.

Sistema de Registro de Protecciones

Requerimientos del SIREP

- ✓ Unidades de cuya potencia nominal sea superior a 10MVA
 - ✓ Sistemas de protección en instalaciones de 44kV
 - ✓ EDAC, EDAG, ERAG,
- Cordinados deben subir los registros oscilográficos en menos de 12 horas de ocurrida una falla
 - Funciones a monitorear: de acuerdo con el ATSM y requeridas por el Coordinador
 - Nomenclatura de canales de registros oscilográficos debe ser estandarizada
<https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/plataformas-para-la-operacion/modulo-de-registro-de-protecciones-electricas/sirep/>
 - Sistema de protección monitoreado debe estar ingresado en Infotécnica del Coordinador

Plataforma Web - SIREP

DOCUMENTACION API EVENTOS

Alberto Trigueros



SISTEMA DE REGISTRO DE PROTECCIONES

EVENTOS

Buscar Eventos

SubEstación:

Escribe para buscar aquí.

Paño:

Escribe para buscar aquí.

Protección:

Escribe para buscar aquí.

Fecha:

 2019-08-12T00:00:00

☐ Activar

🔍 BUSCAR

LIMPIAR

📄 REPORTE

📄 RESUMEN EVENTOS

Lista de Eventos

Opcional	Correlativo	Empresa	Instalación	Fecha de Falla	Archivos
Ver	3358	AELA EOLICA NEGRETE SpA	Paño: S/E CENTRAL CUEL AT1 Protección: Sistema: Sistema 2 Modelo: 8IRV-B1N-229100SKL Marca: ZIV	10/08/2019 17:31:45.014 / UTC -4	dat cfg hdr
Ver	3357	AELA EOLICA NEGRETE SpA	Paño: S/E CENTRAL CUEL AT1 Protección: Sistema: Sistema 2 Modelo: 8IRV-B1N-229100SKL Marca: ZIV	10/08/2019 17:31:44.400 / UTC -4	dat cfg hdr
Ver	3356	AELA EOLICA NEGRETE SpA	Paño: S/E CENTRAL CUEL AT1 Protección: Sistema: Sistema 2 Modelo: 8IRV-B1N-229100SKL Marca: ZIV	10/08/2019 17:31:43.646 / UTC -4	dat cfg hdr
Ver	3355	ENEL DISTRIBUCIÓN	Paño: S/E CERRO NAVIA (ENEL) H11 Protección: Sistema: Sistema 2 Modelo: 311C-1 Marca: SEL	06/08/2019 10:39:00.000 / UTC -4	dat cfg hdr
Ver	3354	ENEL DISTRIBUCIÓN	Paño: S/E CERRO NAVIA (ENEL) H11 Protección:	06/08/2019 10:39:00.000 / UTC -4	dat cfg



SLRP

Sistema de Lectura Remota de Protecciones

Sistema de Lectura Remota de Protecciones

La NT SyCS especifica que debe permitirse el acceso remoto desde el Coordinador a las protecciones ubicadas en instalaciones de tensión igual o superior a 200kV y en aquellas unidades de generación que se interconectan en instalaciones de tensión igual o superior a 200kV.

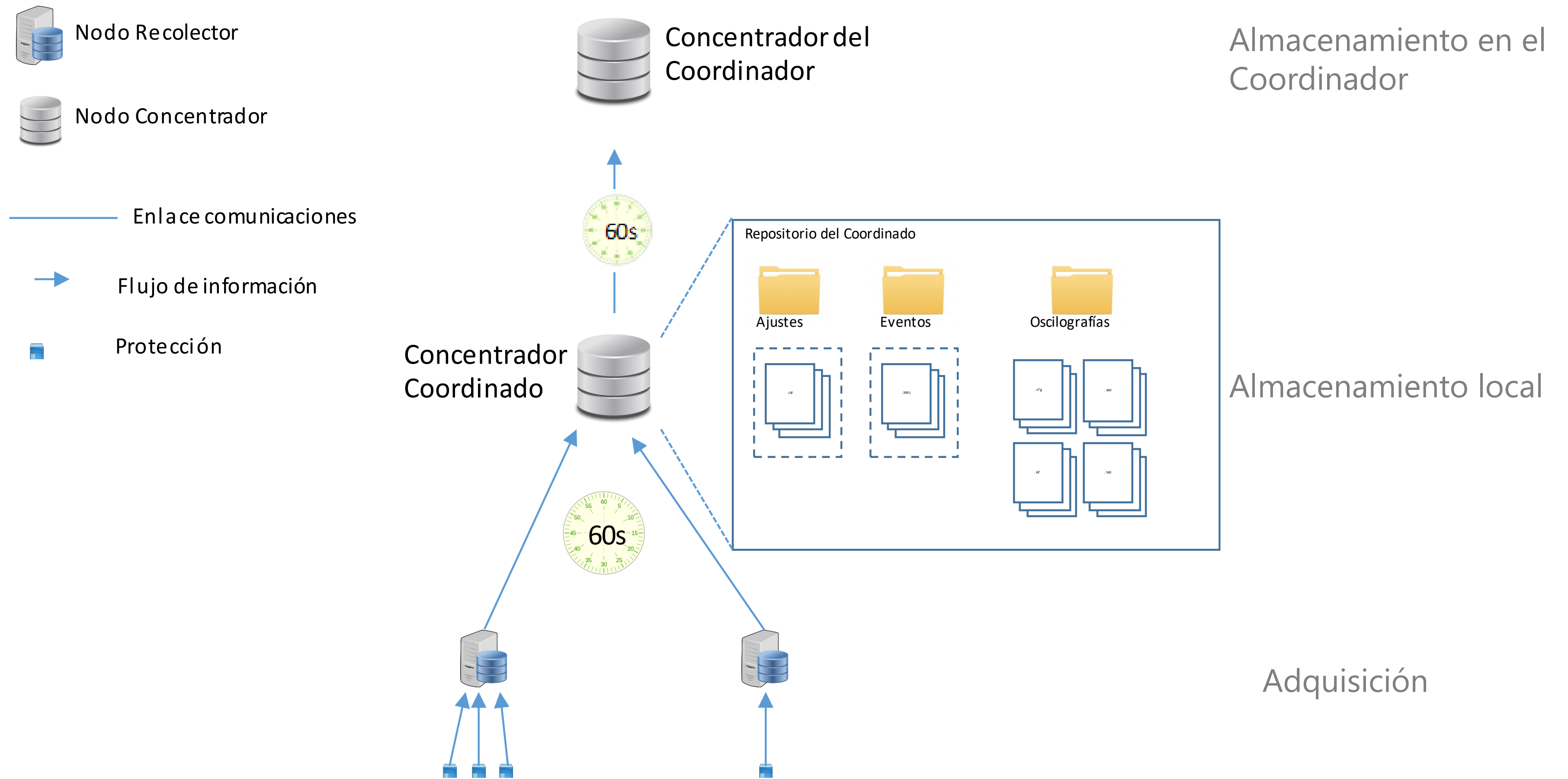
Por otra parte, se requiere que el Coordinador establezca las especificaciones técnicas de dicho acceso remoto de manera de preservar la seguridad del sistema.

Considerando esto, durante el año 2016 se realizó un estudio para realizar un estado del arte y determinar la filosofía y arquitectura que permitiera definir las especificaciones de la lectura remota de protecciones, tanto del lado del Coordinador como de las empresas Coordinadas.

En agosto de 2017 se publica el documento **«Especificaciones Técnicas para la Implementación del Sistema Concentrador y Red de Comunicación Externa de los Coordinados»**

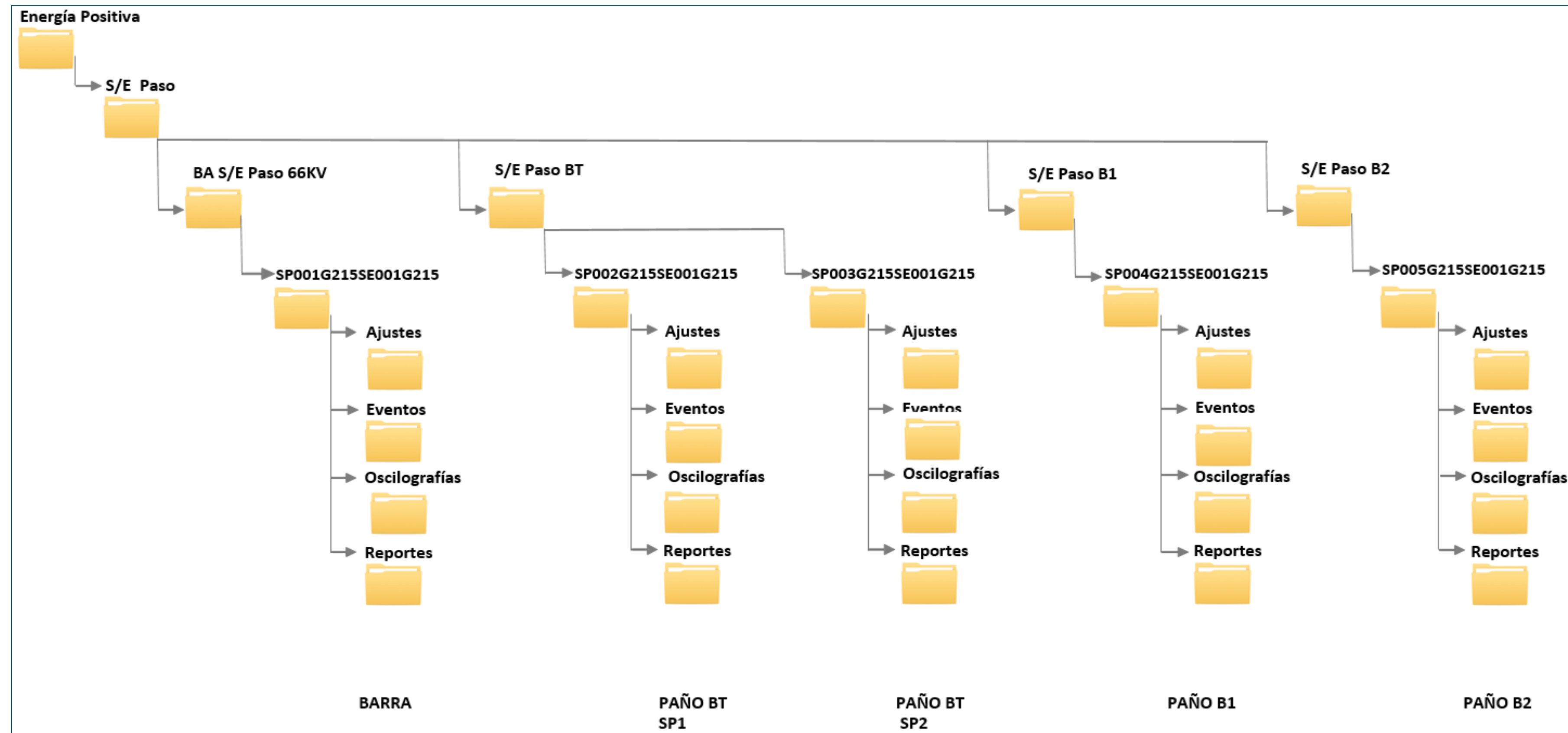
Sistema de Lectura Remota de Protecciones

Filosofía de arquitectura



Sistema de Lectura Remota de Protecciones

Ejemplo de Estructura de Carpetas



Sistema de Lectura Remota de Protecciones

Requerimientos del SLRP

- Documento: «**Especificaciones Técnicas para la Implementación del Sistema Concentrador y Red de Comunicación Externa de los Coordinados**»
- Nomenclatura de canales de registros oscilográficos debe ser estandarizada:
 - <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/plataformas-para-la-operacion/modulo-de-registro-de-protecciones-electricas/slrp/>
- Sistema de protección monitoreado debe estar ingresado en Infotécnica del Coordinador

Sistema de Lectura Remota de Protecciones

Nomenclatura de las oscilografías y archivos de configuración

FechaInicio, HoraInicio, PañoNemo o BarraNemo, ProtecciónNemo

Campo	Definición
<u>FechaInicio</u>	En formato AAAAMMDD (AAAA: Año, MM: Mes, DD: Día). Corresponde al año, mes y día del registro <u>oscilográfico</u>
<u>HoraInicio</u>	En formato <u>hhmmssmmm</u> (hh: Hora, mm: Minuto, <u>ss</u> : Segundo, <u>mmm</u> : milisegundos) Corresponde a la hora, minutos y segundos en los cuales comienza el registro <u>oscilográfico</u> . La referencia horaria es UTC ± 00:00.
<u>PañoNemo</u> o <u>BarraNemo</u>	Código nemotécnico del Paño o la Parra, según corresponda, asociado al sistema de protección, de acuerdo con el campo “Nemotécnico de Paño” o “Nemotécnico de Barra” del sistema Infotecnica
<u>ProtecciónNemo</u>	Código nemotécnico de la protección de acuerdo con el campo “Nemotécnico del Sistema de Protecciones” del sistema Infotecnica.

Ejemplo real de archivos sincronizados:

 20190729,073005221,PA038T317SE003T002,SP079T317SE003T002.hdr	Archivo HDR	16 KB
 20190729,073005221,PA038T317SE003T002,SP079T317SE003T002.dat	Archivo DAT	28 KB
 20190729,073005221,PA038T317SE003T002,SP079T317SE003T002.cfg	Archivo CFG	2 KB

Sistema de Lectura Remota de Protecciones

Estandarización de Canales de Registros Oscilográficos

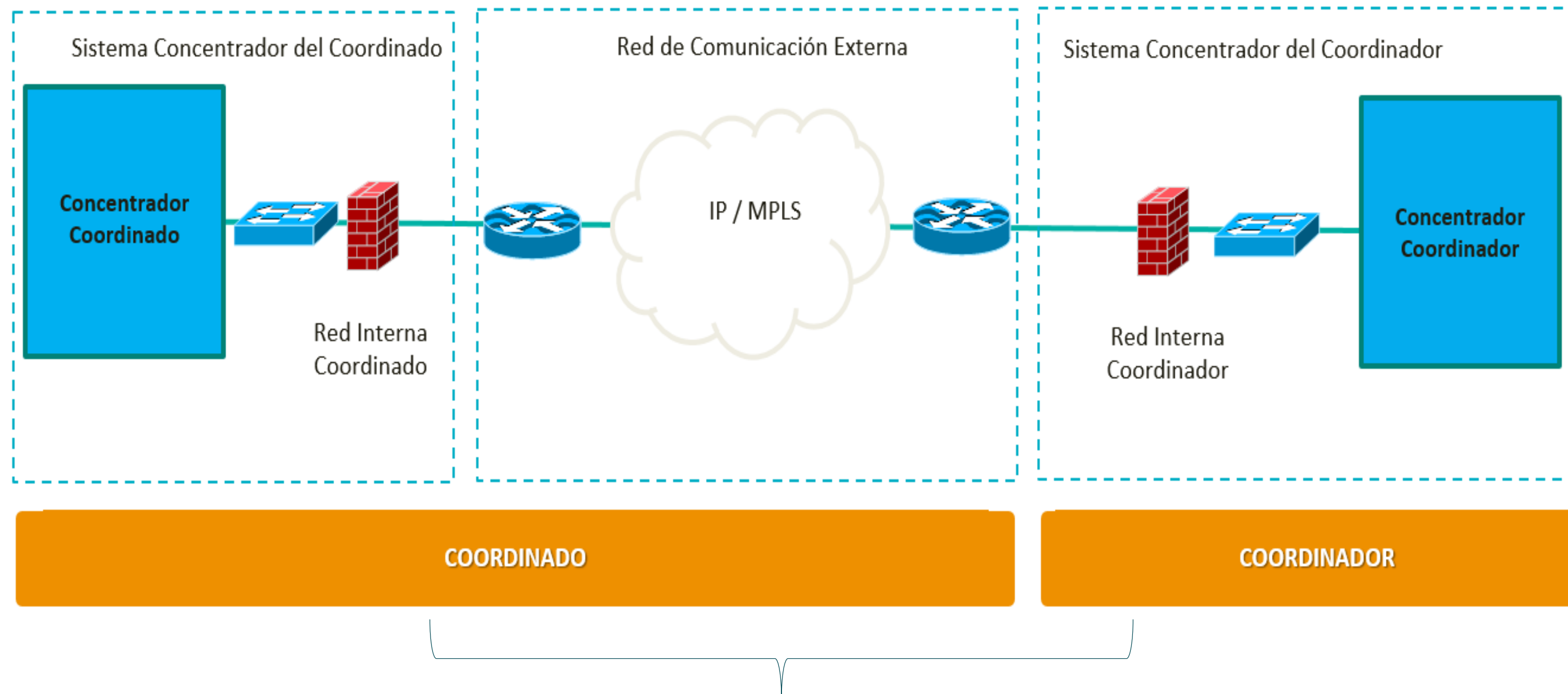
Variable Analógica	Nombre canal Analógico en COMTRADE
Corriente fase A, en amperes	I_A(A)
Corriente fase B, en amperes	I_B(A)
Corriente fase C, en amperes	I_C(A)
Corriente residual, en amperes	I_N(A)
Tensión fase A a neutro, en kiloVolts	V_AN(kV)
Tensión fase B a neutro, en kiloVolts	V_BN(kV)
Tensión fase C a neutro, en kiloVolts	V_CN(kV)
Tensión entre fases A y B, en kiloVolts	V_AB(kV)
Tensión entre fases B y C, en kiloVolts	V_BC(kV)
Tensión entre fases C y A, en kiloVolts	V_CA(kV)
Potencia Activa fase A, en MW	P_A(MW)
Potencia Activa fase B, en MW	P_B(MW)
Potencia Activa fase C, en MW	P_C(MW)
Potencia Activa Trifásica, en MW	P_3F(MVAr)
Potencia Reactiva fase A, en MVAr	Q_A(MVAr)
Potencia Reactiva fase B, en MVAr	Q_B(MVAr)
Potencia Reactiva fase C, en MVAr	Q_C(MVAr)
Potencia Reactiva trifásica, en MVAr	Q_3F(MVAr)
Frecuencia	F(Hz)

Variable Digital	Nombre canal Digital en COMTRADE
Distancia Arranque Zona 1 General (directa)	21_Str_FW_Z1
Distancia Arranque Zona 1 fase A (directa)	21_Str_FW_Z1_A
Distancia Arranque Zona 1 fase B (directa)	21_Str_FW_Z1_B
Distancia Arranque Zona 1 fase C (directa)	21_Str_FW_Z1_C
Distancia Arranque Zona 1 residual (directa)	21N_Str_FW_Z1
Distancia Arranque Zona 2 General (directa)	21_Str_FW_Z2
Distancia Arranque Zona 2 fase A (directa)	21_Str_FW_Z2_A
Distancia Arranque Zona 2 fase B (directa)	21_Str_FW_Z2_B
Distancia Arranque Zona 2 fase C (directa)	21_Str_FW_Z2_C
Distancia Arranque Zona 2 residual (directa)	21N_Str_FW_Z2
Distancia Arranque Zona 3 fase A (directa)	21_Str_FW_Z3_A
Distancia Arranque Zona 3 fase B (directa)	21_Str_FW_Z3_B
Distancia Arranque Zona 3 fase C (directa)	21_Str_FW_Z3_C
Distancia Arranque Zona 4 fase A (reversa)	21_Str_RV_Z4_A
Distancia Arranque Zona 4 fase B (reversa)	21_Str_RV_Z4_B
Distancia Arranque Zona 4 fase C (reversa)	21_Str_RV_Z4_C
Distancia Operación Zona 1 fase A (directa)	21_Trp_FW_Z1_A
Distancia Operación Zona 1 fase B (directa)	21_Trp_FW_Z1_B
Distancia Operación Zona 1 fase C (directa)	21_Trp_FW_Z1_C
Distancia Operación Zona 1 residual (directa)	21N_Trp_FW_Z1
Distancia Operación Zona 2 fase A (directa)	21_Trp_FW_Z2_A

- Se debe considerar que no siempre es posible.
- Depende de la tecnología de los relés
- De no ser posible, se solicita a cada Coordinado un diccionario

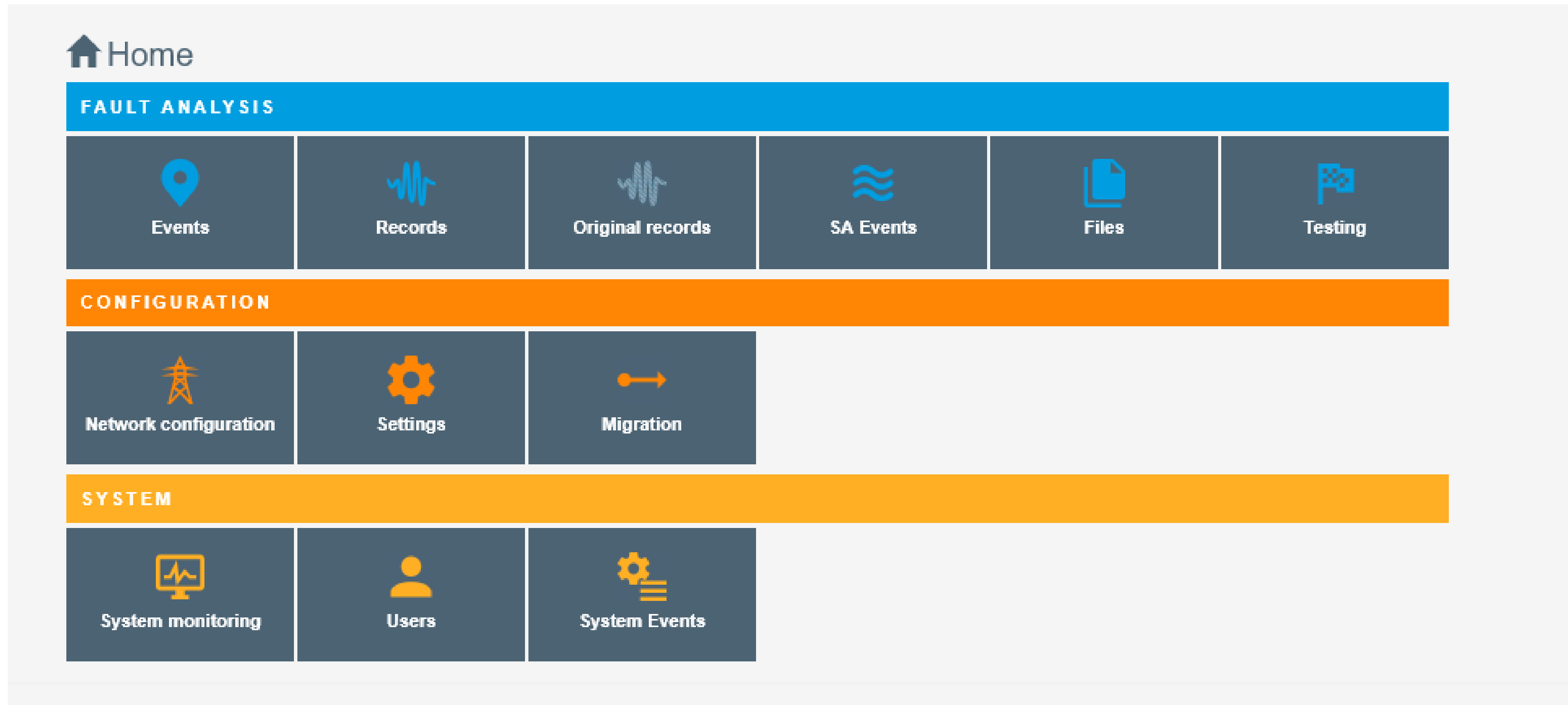
Sistema de Lectura Remota de Protecciones

Comunicaciones y Sincronización:

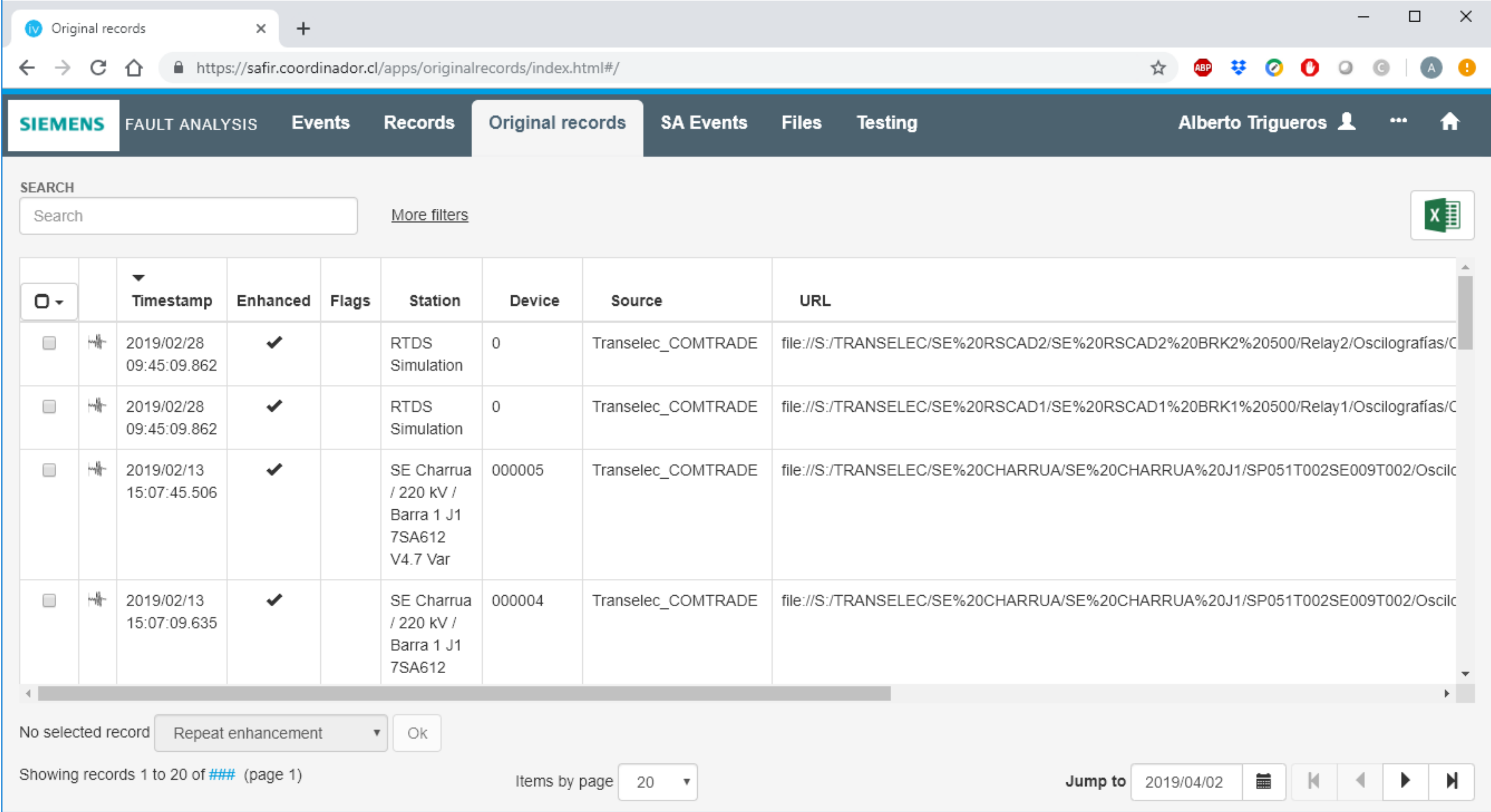


VPN/VRF entre concentradores
Sincronización de carpetas mediante RSYNC

Safir – Análisis Automático de Fallas



Safir – Análisis Automático de Fallas



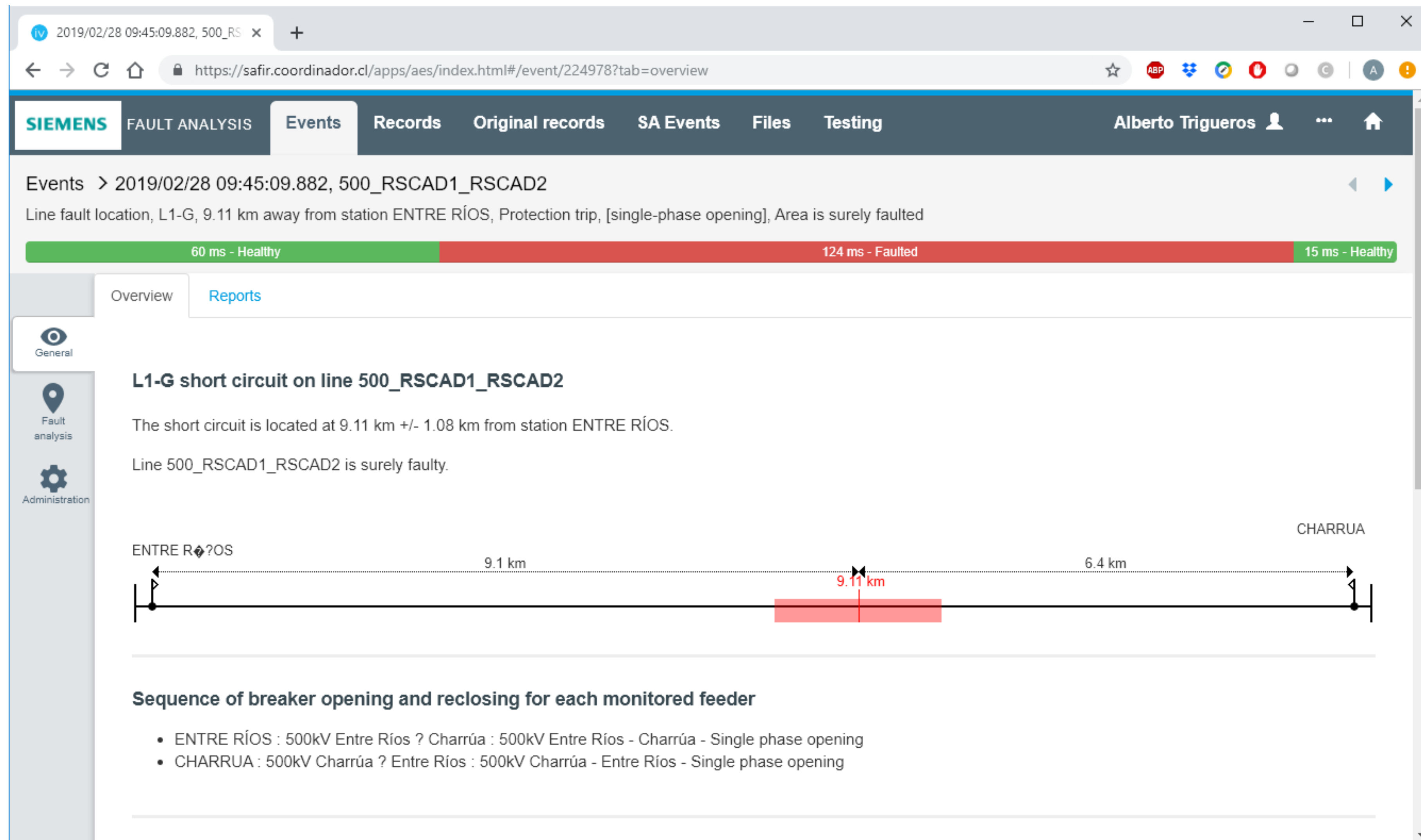
The screenshot shows the 'Original records' tab in the Safir application. The interface includes a search bar, a table of records, and a footer with navigation and pagination controls.

		Timestamp	Enhanced	Flags	Station	Device	Source	URL
☐		2019/02/28 09:45:09.862	✓		RTDS Simulation	0	Transelec_COMTRADE	file:///S:/TRANSELEC/SE%20RSCAD2/SE%20RSCAD2%20BRK2%20500/Relay2/Oscilografias/C
☐		2019/02/28 09:45:09.862	✓		RTDS Simulation	0	Transelec_COMTRADE	file:///S:/TRANSELEC/SE%20RSCAD1/SE%20RSCAD1%20BRK1%20500/Relay1/Oscilografias/C
☐		2019/02/13 15:07:45.506	✓		SE Charrua / 220 kV / Barra 1 J1 7SA612 V4.7 Var	000005	Transelec_COMTRADE	file:///S:/TRANSELEC/SE%20CHARRUA/SE%20CHARRUA%20J1/SP051T002SE009T002/Oscilc
☐		2019/02/13 15:07:09.635	✓		SE Charrua / 220 kV / Barra 1 J1 7SA612	000004	Transelec_COMTRADE	file:///S:/TRANSELEC/SE%20CHARRUA/SE%20CHARRUA%20J1/SP051T002SE009T002/Oscilc

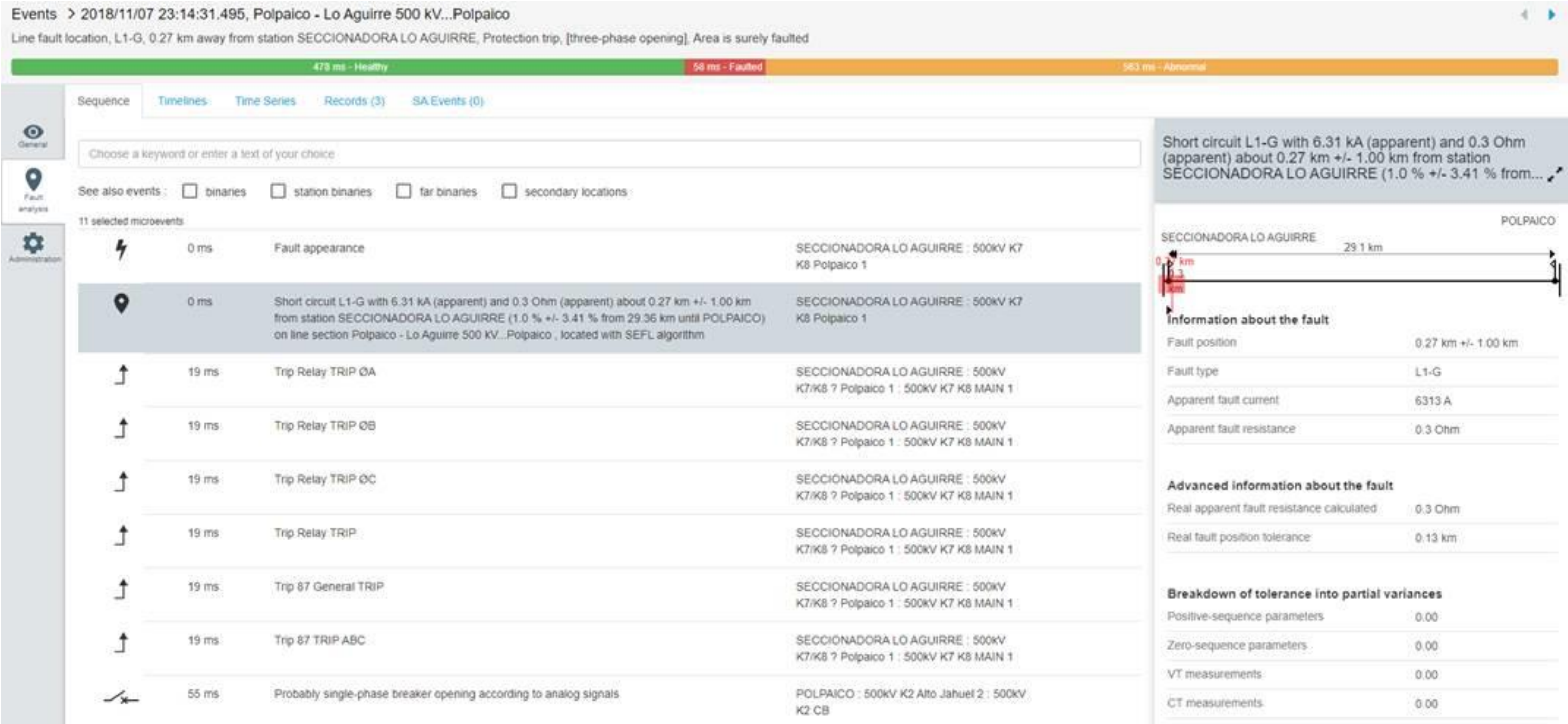
No selected record Repeat enhancement Ok

Showing records 1 to 20 of ### (page 1) Items by page 20 Jump to 2019/04/02 [Calendar icon] [Previous] [Next] [First] [Last]

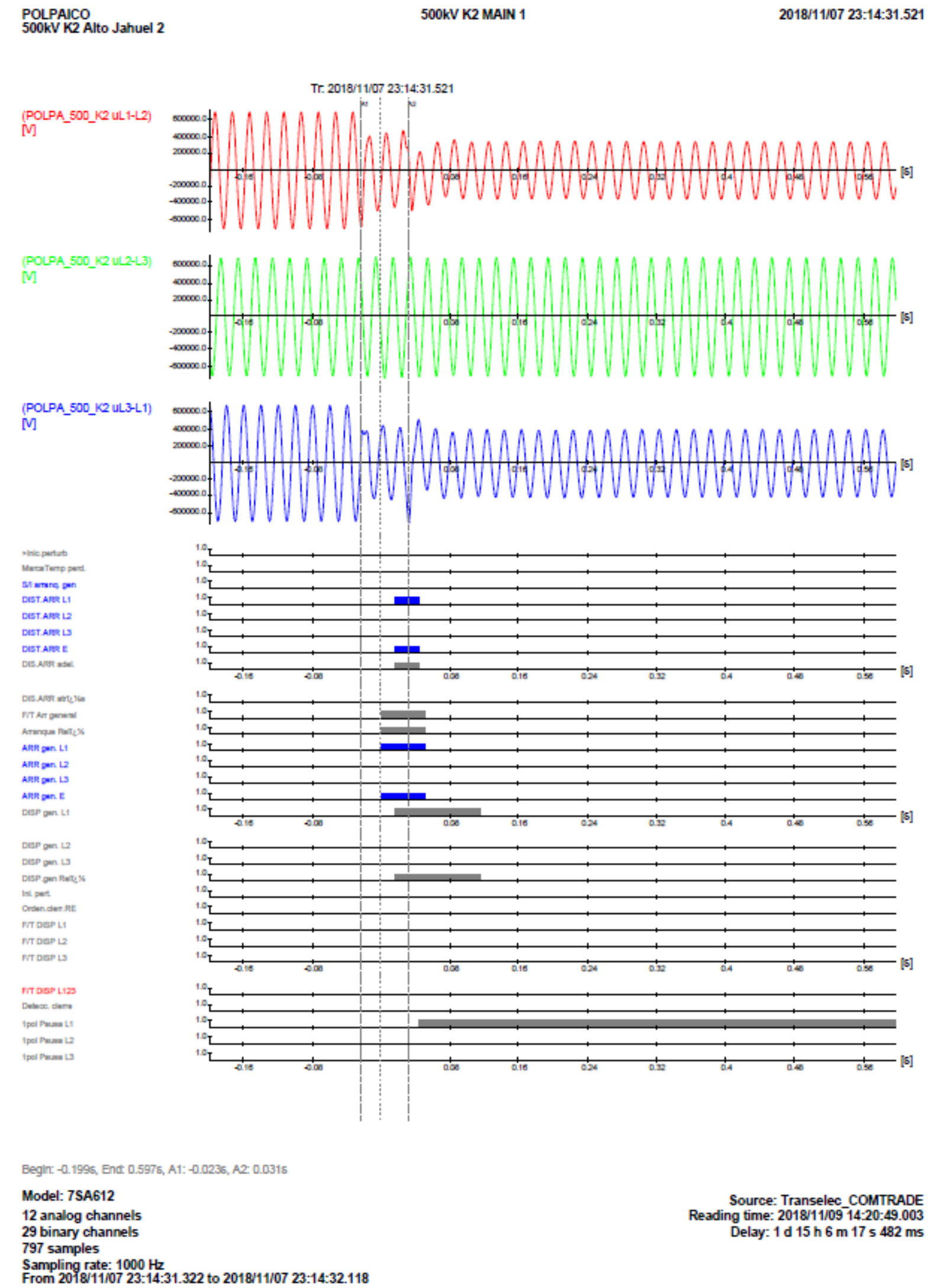
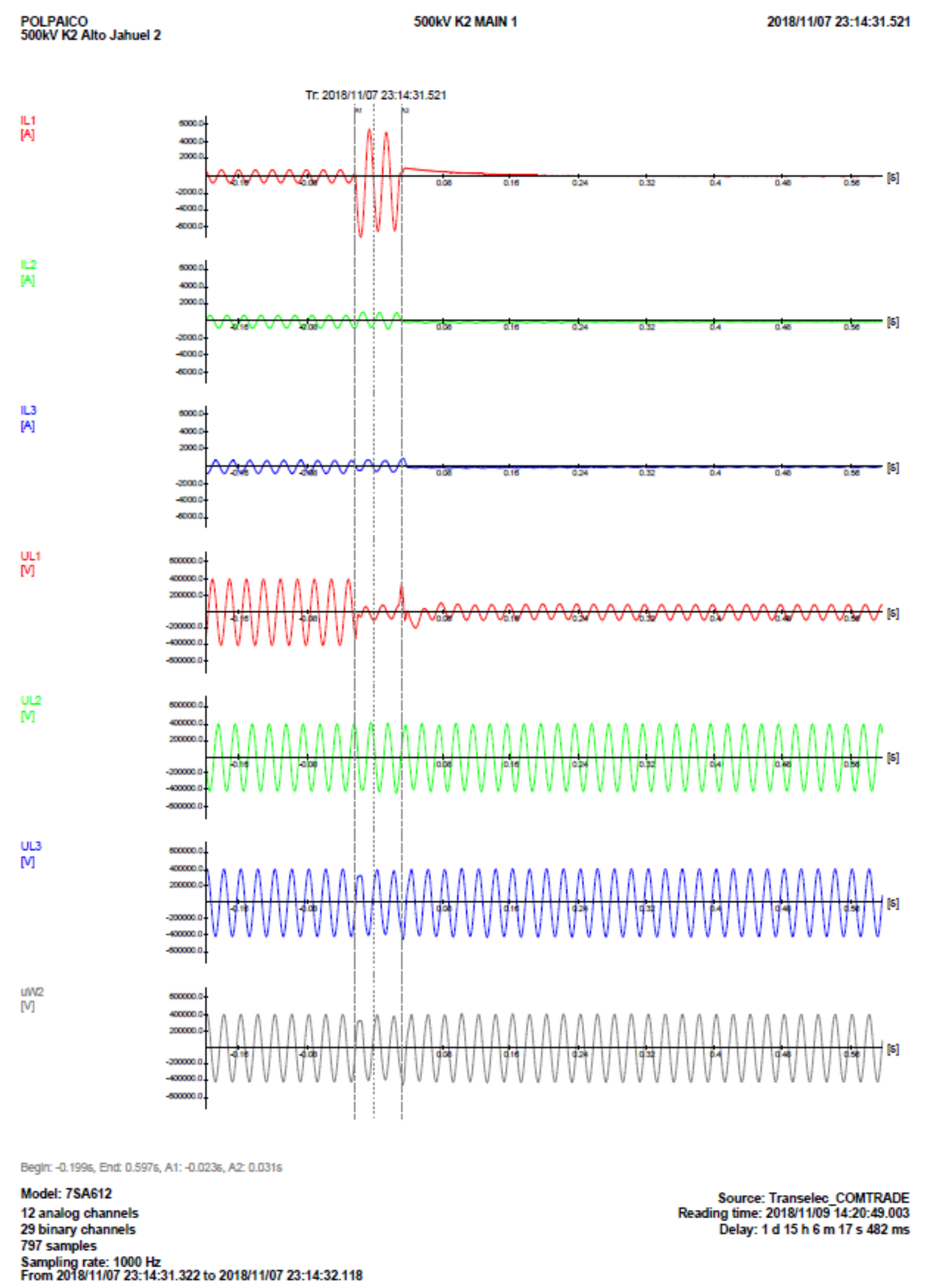
Safir – Análisis Automático de Fallas



Safir – Análisis Automático de Fallas



Safir – Análisis Automático de Fallas





Sistema de Monitoreo: Módulo de Medición Fasorial

Antecedentes

BAJADA DE TÍTULO

Artículo 63 del Anexo Técnico Sistema de Monitoreo

El Coordinador deberá realizar, a más tardar el 31 de julio de cada año, un estudio sobre instalación, implementación, revisión y actualización del módulo de medición fasorial.

En particular, el estudio antes señalado, deberá determinar y actualizar:

1. los puntos de registro en que se instalarán las PMU
2. la arquitectura del módulo de medición fasorial
3. la ubicación de los concentradores asociados en los casos que corresponda
4. y las aplicaciones requeridas por el software para análisis de datos



www.coordinador.cl



[@coord_electrico](https://twitter.com/coord_electrico)



[YouTube](#)



[LinkedIn](#)

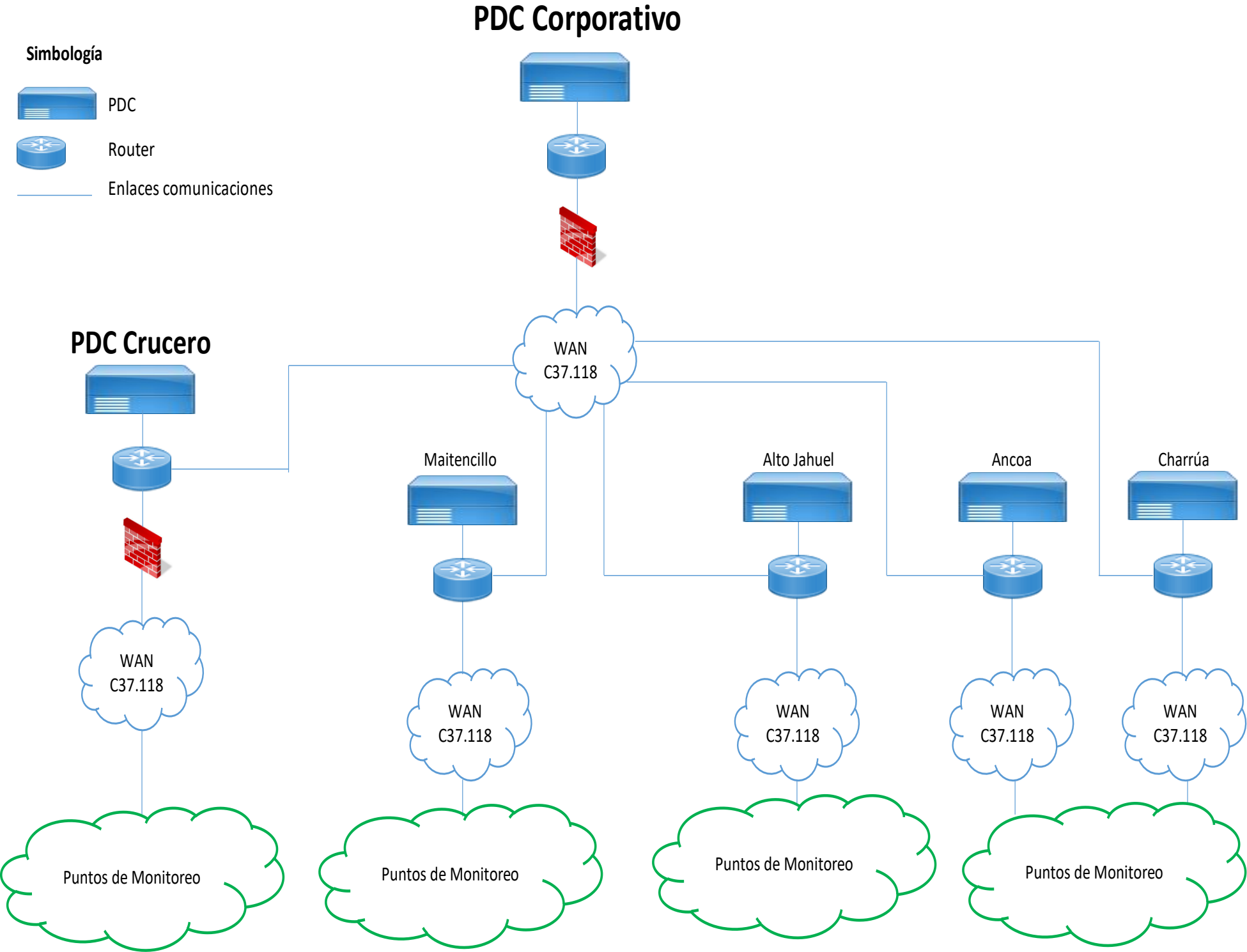
[Coordinamos la Energía de Chile](#)

Módulo de Medición Fasorial

Criterios para la ubicación de puntos de monitoreo con PMU

- Oscilaciones de potencia, tensión y frecuencia previstas u observadas en operación real
- Restricciones del sistema de transmisión o fenómenos de estabilidad dinámicos
- Monitoreo de frecuencia, Planes de Defensa contra Contingencias Extremas o Críticas
- Instalaciones de transmisión relevantes actuales y futuras
- Monitoreo dinámico de unidades de generación que cuentan con PSS
- Monitoreo del desempeño de instalaciones críticas para la seguridad del sistema
- Centros de generación con capacidad instalada mayor a 200MW para centrales convencionales sincrónicas, y mayor a 100MW para centrales solares y eólicas

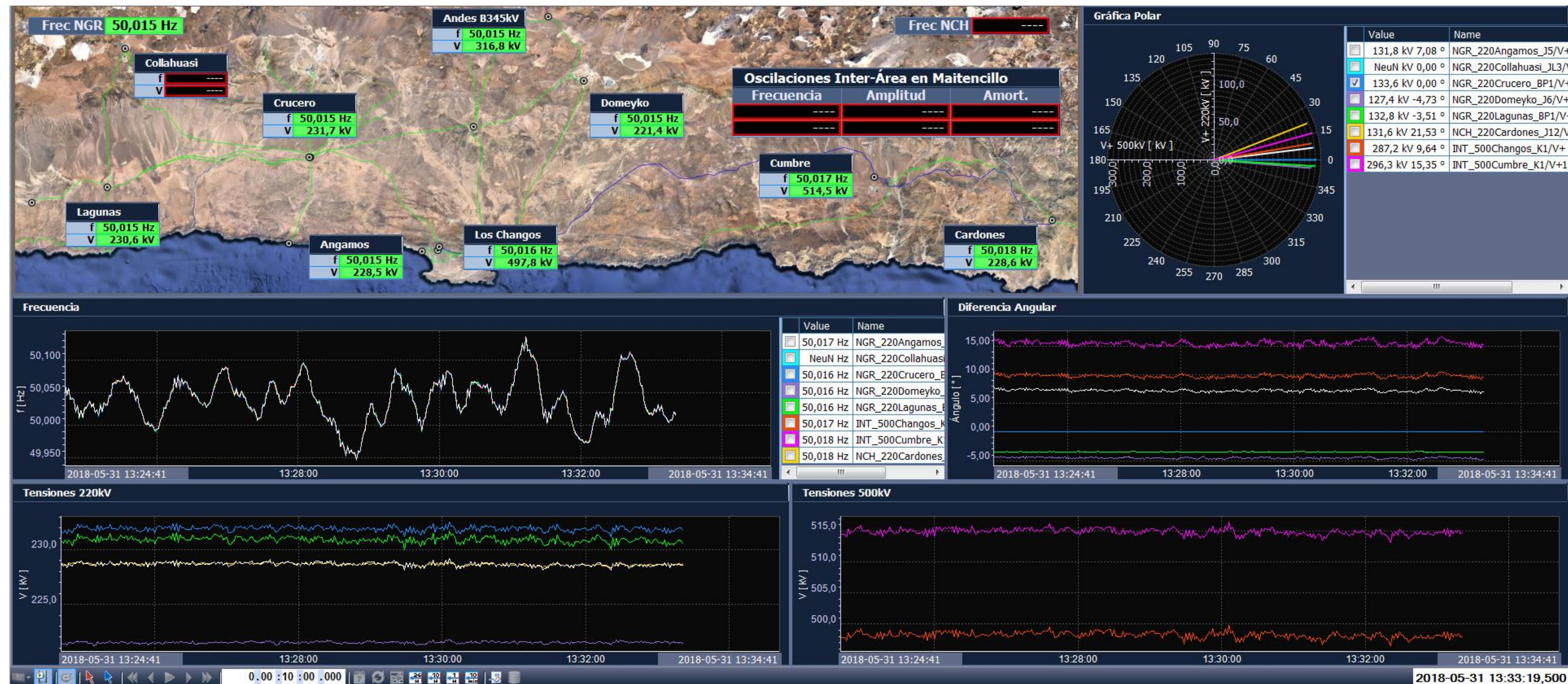
Módulo de Medición Fasorial



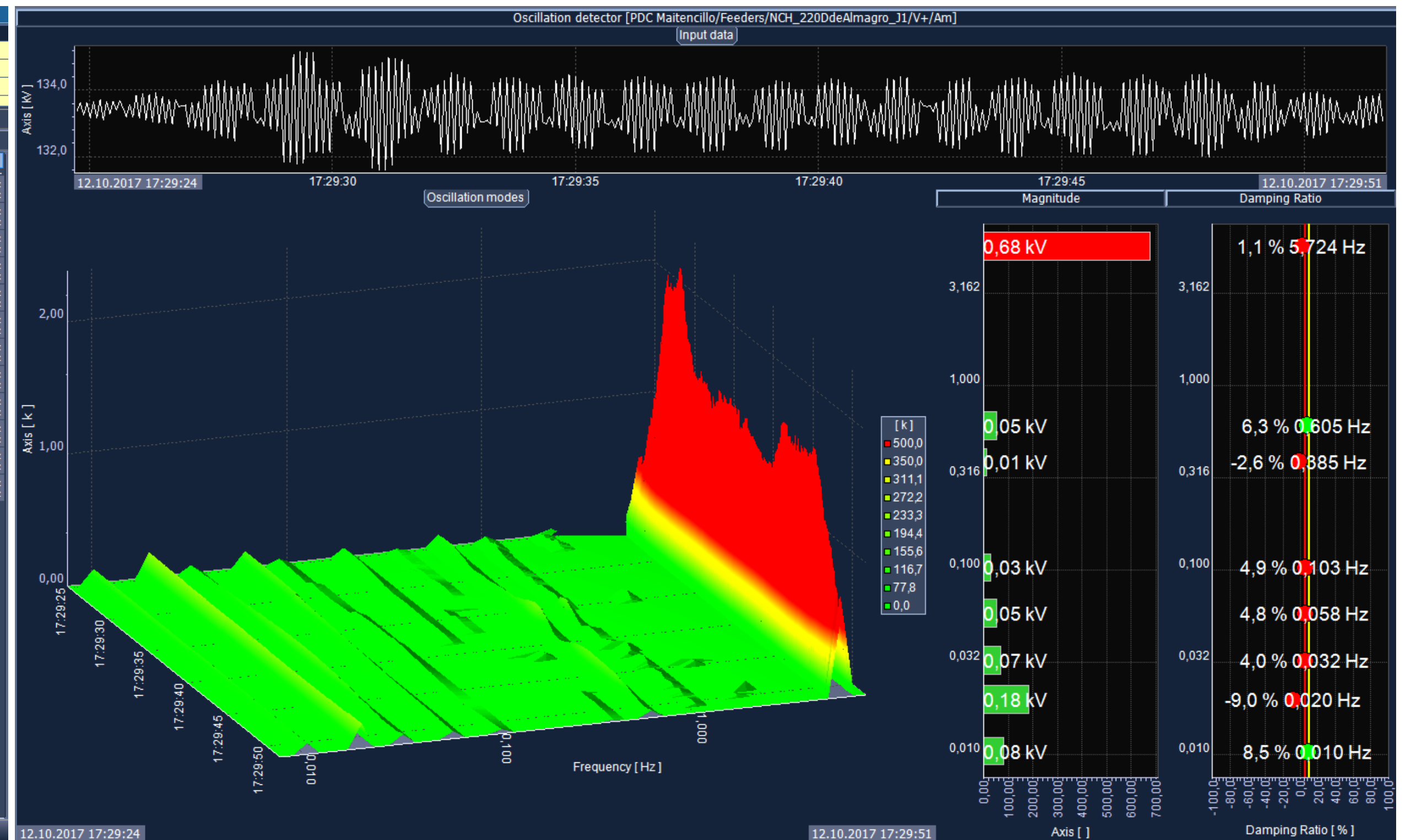
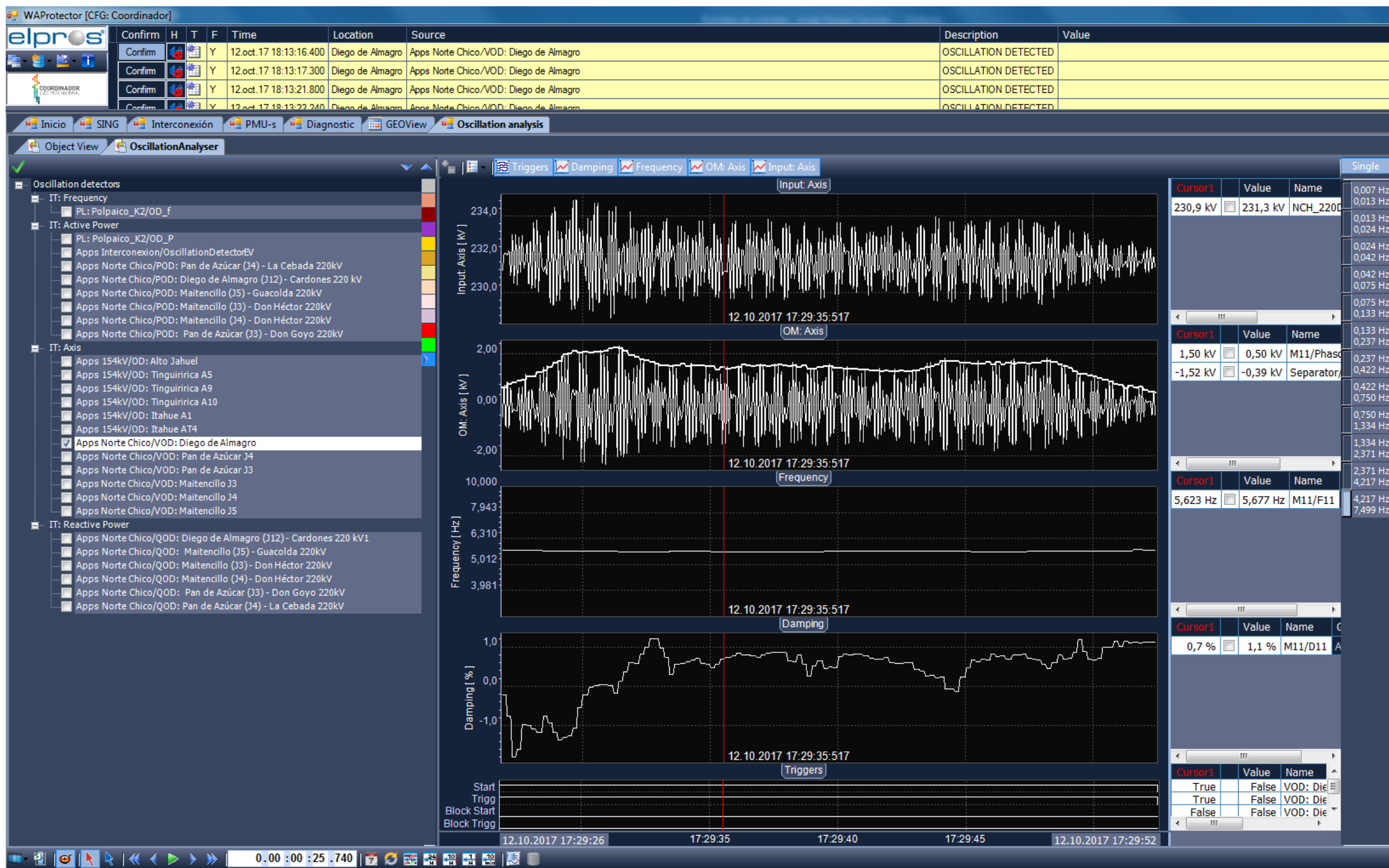
Requerimiento	Descripción
Tasa de muestreo	50 muestras / segundo
Interfaz de comunicaciones	A lo menos un puerto Ethernet (10 Base T para IEEE 802.31) para la comunicación con el servidor PDC correspondiente
Protocolo de sincrofasores	IEEE C37.118-2005 o IEEE C37.118-2011
Receptor GPS	Integrado en el equipo o suministrado de forma independiente. En caso de sincronización mediante reloj externo, el equipo debe ser sincronizado a través de un puerto IRIG-B . En casos debidamente justificados donde no sea factible la instalación de una antena GPS (por ejemplo, en bornes de unidades generadoras ubicadas en caverna de máquinas), se podría permitir la sincronización mediante un protocolo alternativo, previa autorización expresa del Coordinador
Precisión de la sincronización	Dentro de 1 μs de precisión
Código de tiempo para la sincronización	IRIG-B no modulada (PTP en casos de indisponibilidad de antena)
Variables medidas	Frecuencia Tasa de cambio de la frecuencia (ROCOF) Magnitud y ángulo de la tensión (trifásica) V_{an}, V_{bn} y V_{cn} Magnitud y ángulo de la corriente (trifásica) I_a, I_b e I_c Las señales deberán ser obtenidas de los núcleos de medida, con clase de precisión para medida de los TP y TC
Alimentación	La unidad PMU y los equipos asociados al sistema de comunicaciones deberán estar alimentados desde la red segura de energía eléctrica de la subestación (período mínimo respaldo de 8 horas)
Señales de tensión desde los TP	Con el propósito de que las medidas de tensión provenientes de los TP de barra sean redundantes, el Coordinado deberá implementar una solución conmutadora que permite integrar ambas señales de tensión y que opere bajo la siguiente lógica: Ante la no detección de la medida de tensión en una de las barras, el dispositivo reciba automáticamente la medida de tensión de una segunda barra.



Monitoreo dinámico del SEN



Detección de Oscilaciones de Tensión





COORDINADOR
ELÉCTRICO NACIONAL

Listado de Señales Módulo de Registro de Protecciones Módulo Medición Fasorial

Departamento de Aplicaciones para la Operación
Subgerencia de Aseguramiento de la Operación
Gerencia de Operación

Agosto 2019