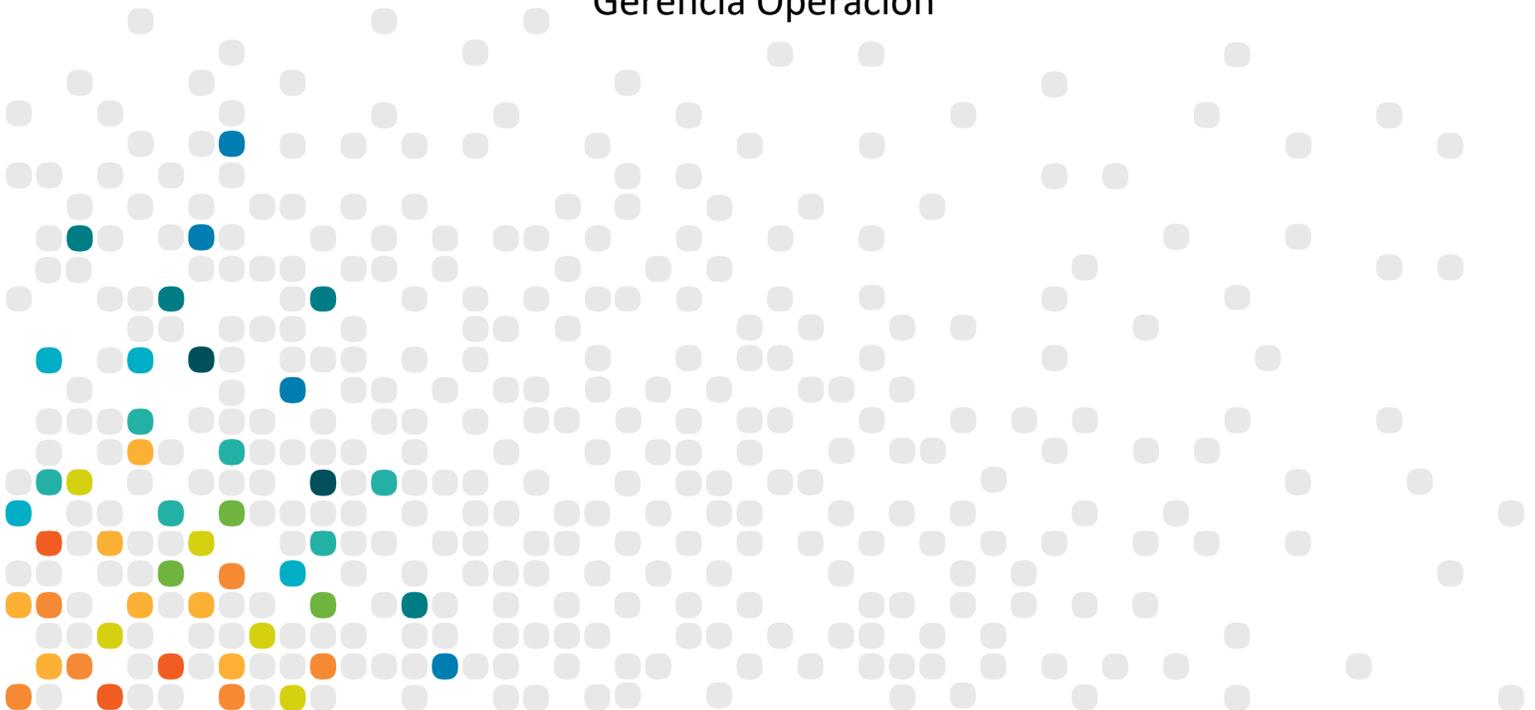

Implementación de Esquema de Desconexión Automática de Generación por Contingencia Extrema en el Norte Grande del SEN

Enero 2020

Departamento de Modelación y Aplicaciones EMS
Subgerencia de Estudios y Soporte Operacional
Gerencia Operación



Contenidos

Contenidos	ii
1 Introducción	1
2 EDAGxCEx Zona Norte para el PDCE	2
2.1 Unidades y Bloques de Generación.....	2
2.2 Cálculo de potencia disponible por escalón para el EDAGxCEx Norte	4
2.3 Envío de ajustes por escalón	4
3 Requerimientos mínimos	6
3.1 Requerimientos generales.....	6
3.2 Características mínimas.....	6
3.2.1 Controlador de automatización en tiempo real.....	6
3.2.2 Sistema de medición multivariable trifásico	6
3.2.3 Reloj sincronizado por satélite	7
3.2.4 Switch ethernet.....	7
3.2.5 Protocolo de comunicaciones	7
3.2.6 Funciones de control.....	8
3.3 Diagnóstico de fallas.....	9
3.4 Requerimientos de disponibilidad.....	10
3.5 Gabinetes.....	10
3.6 Otras características	10

1 Introducción

Este documento especifica los recursos y automatismos que conforman el Esquema de Desconexión Automática de Generación en la zona Norte del Sistema Eléctrico Nacional (EDAGxCEX).

Estudios previos realizados por el Coordinador han evidenciado la necesidad de contar con un esquema automático de desconexión de generación en la zona norte del SEN, para afrontar condiciones de inestabilidad por sobrefrecuencia derivadas de una falla del doble circuito en cualquiera de los tramos del sistema de 500kV entre S/E Cumbre y S/E Polpaico, en condiciones de altas transferencias en dirección norte-sur. El objetivo de este esquema automático es la reducción rápida de los excedentes de generación originados en el subsistema al norte de la falla, para evitar niveles de sobrefrecuencias que puedan provocar la desconexión descontrolada de unidades generadoras.

En el “Estudio para el Diseño de detalle del PDCE de la zona norte del SEN” se ha propuesto un EDAG por contingencia extrema distribuido en cinco (5) escalones activados por frecuencia absoluta y dos (2) escalones activados por tasa de variación de frecuencia supervisados por frecuencia absoluta.

Por una parte, el Coordinado Engie S.A. deberá implementar un esquema de control centralizado donde se reciban las señales de potencia generada en diversas unidades de generación en la zona norte del SEN y habilitar o deshabilitar, según corresponda y de forma dinámica dependiendo de las condiciones de operación, esquemas de desprendimiento de generación por sobrefrecuencia con sus respectivos escalones. La ubicación del controlador centralizado deberá ser definida previamente en el estudio que deberá ser llevado a cabo por los Coordinados, considerando factores como la disponibilidad y factibilidad de canales de comunicación, entre otros.

Además, las centrales y unidades de generación que se incorporarán en este esquema deberán implementar los equipamientos, automatismos y canales de comunicación necesarios para recibir las consignas de ajuste de desconexión de generación desde el sistema de control centralizado.

Cabe destacar que los Coordinados deberán realizar los estudios de ingeniería de detalles y estudios de confiabilidad correspondientes, que determinarán la solución definitiva para la implementación del EDAGxCEX, en los se podrá llegar a una solución similar, con la misma funcionalidad, si se considera necesario.

2 EDAGxCEx Zona Norte para el PDCE

En condiciones de transferencias de potencia, sobre ciertos umbrales, en dirección Norte-Sur por el sistema de 500kV entre S/E Cumbres y S/E Polpaico, frente a la ocurrencia de una contingencia de severidad 6 en dicho sistema y con la consecuente desvinculación del sistema mediante la operación del “recurso estabilizante” que separa el sistema en dos islas, el subsistema Norte presentaría una condición de sobrefrecuencia.

El esquema de desconexión automática de generación de la zona Norte Grande es parte de los recursos para el control de dicha sobrefrecuencia para las siguientes contingencias extremas:

- Falla doble circuito Cumbre – Nueva Cardones 500kV
- Falla doble circuito Nueva Cardones – Nueva Maitencillo 500kV
- Falla doble circuito Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar 500kV
- Falla doble circuito Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500kV

A continuación, en la Tabla 2.1 se muestra la generación objetivo a desprender y la tolerancia para el EDAGxCEx de la zona Norte en cada uno de los siete escalones, donde los cinco primeros son ajustes instantáneos de frecuencia absoluta y los dos últimos por tasa de variación de frecuencia con supervisión de frecuencia absoluta. La generación objetivo a desprender deberá tener una tolerancia que deberá determinarse en el estudio que llevarán a cabo los Coordinados.

Tabla 2.1 Montos de generación a incorporar al EDAGxCEx Norte.

Escalón	Ajuste de frecuencia	Potencia Gen. Objetivo [MW]
I	51,3 Hz	250
II	51,4 Hz	277
III	51,5 Hz	250
IV	51,6 Hz	340
V	51,8 Hz	375
VI	0,9 Hz/s – 51 Hz	516
VII	1,2 Hz/s – 51 Hz	517

2.1 Unidades y Bloques de Generación

Las centrales y unidades que se incorporarán al esquema corresponden a aquellas unidades convencionales sincrónicas indicadas en la Tabla 2.2 y las unidades de generación renovable variable de la Tabla 2.3.

Tabla 2.2

Unidad/Central	Coordinado	Potencia bruta Mínima [MW]	Potencia bruta Máxima [MW]
Angamos U1	E. E. Angamos SpA	150	267
Angamos U2		150	271
Cochrane U1	E. E. Cochrane SpA	105	266
Cochrane U2		105	266
CC Kelar	Tamakaya Energía	198	540
NTO1	AES Gener S.A.	65	139,5
NTO2		65	141
CTA	C. Termoeléctrica Andina	100	165
CTH	Inversiones Hornitos	100	165
CTM 1	Engie S.A.	90	165,9
CTM 2		90	17
IEM		106,2	375
U14		75	136,4
U15		75	130,3
U16		125,4	350

Tabla 2.3 Unidades de generación renovable variable a incorporar en el EDAGxCEx Norte

Central	Coordinado	Potencia Nominal
Cerro Dominador PV	Atacama Generación Chile	100
Cerro Dominador CSP		110
Cerro Pabellón	Geotérmica del Norte	44,9
Finis Terrae	PER	138
FV Bolero	Helio Atacama 3	138,2
Huatacondo	Austrian Solar Chile Cuatro SpA	103
La Huayca II 1, 2, 3	SPS La Huayca S.A.	25
María Elena	Generación Solar SpA	68
PAS1	Pozo Almonte Solar 1 SpA	9
PAS2	Pozo Almonte Solar 2 SpA	7,5
PAS3	Pozo Almonte Solar 3 SpA	16
PE Sierra Gorda	P.E. Sierra Gorda Este	112
Solar Jama	Planta Solar San Pedro III	52,65
Uribe Solar	Fotovoltaica Norte Grande	52,8
Valle de los Vientos	Valle de los Vientos	90

2.2 Cálculo de potencia disponible por escalón para el EDAGxCEx Norte

La lógica del automatismo deberá considerar la potencia disponible por las unidades que reportan a la celda de monitoreo y control y determinar en base la prioridad según tecnología, en qué escalón deberá ajustarse cada central.

La prioridad de asignación de potencia a cada escalón se realizará dependiendo de la tecnología de cada central, tal como se muestra en la Tabla 2.4.

Tabla 2.4 Prioridad de asignación de unidades y bloques de generación al EDAGxCEx

Prioridad de Asignación a Escalón EDAGxCEx	Tecnología
1	Renovable variable (fotovoltaica, eólica)
2	Turbinas de Vapor de CC
3	Turbinas de Gas de CC
4	Turbinas de vapor

2.3 Envío de ajustes por escalón

Una vez determinado qué ajustes de escalón le corresponde a las unidades indicadas en la Tabla 2.2 y Tabla 2.3, el automatismo centralizado deberá enviar una señal de habilitación y el escalón respectivo en el que participarán las unidades disponibles.

Por su parte, las centrales y unidades de generación deberán implementar los canales de comunicación necesarios para recibir la señal con la habilitación y ajustes, y el equipamiento necesario que permita desconectar en menos de 300 ms las unidades de generación una vez detectada la sobrefrecuencia o la tasa de variación de frecuencia respetivamente.

El automatismo en su conjunto deberá disponer de los mecanismos o algoritmos necesarios para verificar la recepción de la señal de habilitación, escalón y potencia disponible para el EDAGxCEx.

La periodicidad del cálculo de potencia disponible por escalón y del envío de ajustes por escalón deberá ser determinada en la ingeniería de detalle y deberá asegurar la correcta actuación del automatismo.

En la Figura 2.1 se muestra un diagrama esquemático del sistema de control maestro que deberán implementar los Coordinados, junto con las funciones mínimas del Controlador Centralizado y los Controladores Locales para llevar a cabo la función de EDAGxCEx. El Controlador Centralizado deberá ser implementado por Engie y los Controladores Locales los Coordinados respectivos.

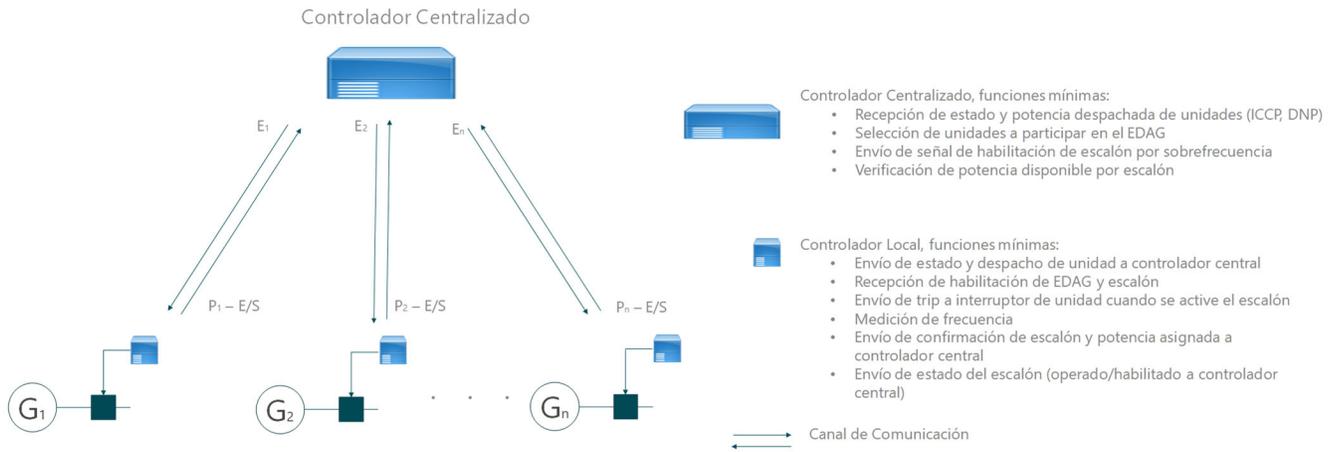


Figura 2.2 Diagrama esquemático del control requerido

3 Requerimientos mínimos

3.1 Requerimientos generales

Para garantizar la confiabilidad del Plan de Defensa es necesario utilizar controladores redundantes de alta velocidad de procesamiento y rapidez para la gestión de las interfaces de comunicación con otros dispositivos.

Se debe contar en cada subestación con un servidor de tiempo GPS que provea sincronismo de tiempo preciso a todo el equipamiento.

Todos los dispositivos de protección deben estar vinculados a un switch Ethernet industrial para obtener la conectividad necesaria.

Los esquemas deben contar con enlaces de comunicación de alta velocidad que permitan la actuación de los recursos estabilizantes en tiempos menores o iguales a 300 ms.

3.2 Características mínimas

En el presente apartado se indican las características mínimas con las que deberá contar el equipamiento que conforme los automatismos a implementar, en caso de que se requieran.

3.2.1 Controlador de automatización en tiempo real

Las características mínimas de los controladores se listan a continuación:

- Apto para uso en Subestaciones Eléctricas, cumpliendo la norma IEC61850-3.
- Velocidad de procesamiento ≤ 1 ms.
- CPU con Microprocesador 500 MHz o superior.
- Memoria RAM: 512MB o superior.
- Memoria de almacenamiento: 2GB o superior.
- Fuente de alimentación redundante de rango extendido 90 a 250 Vcc.
- Entradas Digitales optoacopladas, aptas para operación con 125 Vcc con filtro anti-rebote.
- Salidas Digitales rápidas con alta capacidad de corriente aptas para 125 Vcc.
- Puertos de comunicación serie RS-232 o RS-485 disponibles: Dos (2) o más.
- Puertos de red Ethernet 100 Mbps disponibles: Dos (2) o más.
- Soporte de protocolos de sincronismo de tiempo IRIG-B, NTP, SNTP, PTP (IEEE 1588).
- Puerto para servicios de diagnóstico y configuración.
- Funciones de estampado de eventos (SOE) con resolución de 1 milisegundo.

3.2.2 Sistema de medición multivariable trifásico

Las características mínimas de los sistemas de medición deben cumplir con siguientes:

- Apto para uso en subestaciones eléctricas, cumpliendo la norma IEC 61850-3.
- Entrada directa para circuitos de medición de tensión desde los transformadores de potencial (TP hasta 120 Vca) y transformadores de corriente (TC entre 1 y 5 A).
- Fuente de alimentación de rango extendido 90 a 250 Vcc.
- Puertos de red Ethernet 100 Mbps disponibles: uno (1) o más.
- Soporte de protocolos de sincronismo de tiempo IRIG-B, NTP, SNTP, PTP (IEEE 1588).
- Funcionalidad de medición y actuación por corriente cero o escalones de corriente en tiempos menores a 50ms.

3.2.3 Reloj sincronizado por satélite

Las características mínimas para la sincronización de tiempo se listan a continuación:

- Recepción de señales GPS.
- Precisión de reloj: ± 100 ms promedio.
- Protocolos de distribución de tiempo: IRIG-B, NTP, SNTP, PTP (IEEE 1588).

3.2.4 Switch ethernet

Las características mínimas de los switch ethernet a utilizar son las siguientes:

- Administrable
- Apto para uso en subestaciones eléctricas, cumpliendo la norma IEC 61850-3.
- Fuente de alimentación redundante de rango extendido 90 a 250 Vcc.
- Puertos en cobre RJ45 10/100/1000 Mbps.
- Puertos en fibra óptica multimodo 100Base-FX, 1000Base-SX conector LC, ST o SC, según necesidad.
- Puertos en fibra óptica monomodo 100Base-FX, 1000Base-SX conector LC, ST o SC, según necesidad.
- Puertos SFP para futuras ampliaciones.
- Cumplimiento de RSTP, SNMP, VLAN, NTP.

3.2.5 Protocolo de comunicaciones

El set de protocolos (cliente/servidor según necesidad) que deben manejar los controladores y medidores para la comunicación con los distintos equipos de la integración comprende como mínimo el siguiente listado:

- DNP3.0 Serial.

- DNP3.0 sobre TCP/IP.
- Modbus RTU.
- Modbus TCP/IP.
- IEC 61850 GOOSE.
- IEC 61850 MMS

3.2.6 Funciones de control

Los controladores deberán ser capaces de ser programados y configurados conforme lo requiera el proyecto, como así también ser capaces de ejecutar las lógicas necesarias según los requerimientos de implementación de cada Coordinado.

- Operaciones matemáticas para la síntesis y modelado de las funciones de falla que resulten de los estudios eléctricos finales.
- Instrucciones para el desarrollo de bloques de funciones que deben ejecutarse ante eventos intempestivos y permitan minimizar el programa principal destinando el tiempo del mismo a la detección de dichos eventos.
- Motor lógico de acuerdo con la norma IEC 61131.
- Administración de usuarios y funciones de seguridad.
- Procesador de comunicaciones de alta velocidad para las conexiones de bus de campo a los módulos de entrada/salida y puertos de comunicaciones con IED o sistemas SCADA.
- Las entradas digitales deberán ser optoacopladas y de alta velocidad que otorgue el margen de tiempo adecuado para el filtrado de señales espurias.
- Las salidas digitales serán también de alta velocidad para reducir el retardo total de la cadena de disparos entre la salida del controlador y la bobina de actuación final.
- El controlador deberá poseer la capacidad de sincronización con los receptores satelitales para el almacenamiento de eventos con estampa de tiempo universal a los fines de los análisis post actuación entre los registros de los diferentes controladores.
- El controlador deberá tener la capacidad de gestión de todas las interfaces de comunicación y protocolos de comunicación indicados anteriormente, no siendo admisible el uso de Gateways de conversión de protocolo para evitar retardos de comunicación.
- En caso de utilizar protocolo de comunicación IEC 61850, el equipo debe certificar la norma IEC 61850 en su totalidad.

Los controladores, además, deberán incluir la capacidad de realizar diagnósticos de forma remota y/o local. Los diagnósticos locales se realizarán a través de un equipo de programación y control. Se deberán poder realizar las siguientes funciones:

- Visualizar el estado general del controlador.
- Simulación de comandos a través de la herramienta de programación o software de monitoreo.
- Configuración de valores analógicos mediante la herramienta de programación o software de monitoreo.

El software de diagnóstico debe correr en línea, es decir, no será necesario suspender la operación normal del controlador durante la realización de estos. Los requerimientos de diagnóstico se presentan en el punto 3.3 siguiente.

3.3 Diagnóstico de fallas

El equipamiento deberá poder efectuar un diagnóstico en caso de falla o mal funcionamiento de alguno de sus módulos integrantes. En caso de cualquier falla detectada, deberán activar las alarmas correspondientes. Estas rutinas de diagnóstico deberán detectar mal funcionamiento de al menos los siguientes elementos:

- Transductor de Potencia
- Transductor de Corriente
- Lectura errónea de contactos de entrada
- Falla de unidad de sincronía satelital
- Falla en unidad GPS y/o detección de red satelital
- Falla en enlace del supervisor local
- Falla en el enlace de comunicaciones del supervisor remoto
- Falla en el enlace ICCP hacia el SCADA del CEN
- Fallas en equipos de comunicación (switches, routers, etc.)
- Falla en sistema de respaldo de energía
- Falla en sistema de energía de alimentación

3.4 Requerimientos de disponibilidad

El conjunto Hardware y enlace de comunicaciones deberá contar con una disponibilidad de equipamientos no inferior a 99,95% (noventa y nueve coma noventa y cinco por ciento), calculado con un MTTR (Tiempo Medio de Reparación) máximo de 1 (una) hora, con los repuestos sugeridos por el fabricante. Además, los enlaces de comunicación deberán ser redundantes.

3.5 Gabinetes

Gabinete en columna modular tipo rack 19" de dimensiones estándar, como por ejemplo 800x2100x800.

El gabinete deberá ser construido en su totalidad en chapa plegada de acero de 1.5mm de espesor mínimo, conformado una unidad modular con tapas o autoportante compacto, de elevada rigidez mecánica. Será totalmente estanco, poseerá cierre laberíntico y junta de neoprene en todas las aberturas. El grado de protección IP debe ser como mínimo IP 55.

En caso de que el coordinado así lo sugiera, para las subestaciones donde no hubiere espacio disponible para montar un gabinete de columna podrá proveerse un tablero de montaje en pared de dimensiones según necesidad.

3.6 Otras características

Considerando lo crítico de la operación de estos esquemas, el impacto de ellos en la operación de la red y el bajo costo comparativo que representa una segunda unidad de control frente al costo de un apagón total, se requiere el uso de un esquema de control redundante.

Por lo mencionado, los equipos de control de los esquemas deberán disponer de la capacidad de funcionar en topología HOT-HOT, es decir, un sistema de control dual que resuelve la indisponibilidad de uno de los equipos, ante una eventual falla, de forma instantánea.

La redundancia de la unidad de control deberá ser nativa, el fabricante de esta deberá proveer en su firmware esta facilidad. La redundancia no podrá "construirse" a través de programas externos desarrollados para ello.

Esta condición de redundancia solo puede levantarse si el proveedor demuestra, mediante una memoria de cálculo, que es posible lograr la confiabilidad requerida mediante la utilización de una sola unidad de control.

La redundancia de la unidad de control principal no debe ser entendida como una redundancia de CPU. Así expuesto la redundancia solicitada debe ser entendida también para las puertas de entrada/salida de estado y análogas, de puertas de comunicación, etc., asociadas a esta unidad de control.