

**NOA-CENTRO Y NEA-NOA - DAG NOA**

## OBJETIVO

Esta Orden de Servicio describe el conjunto de acciones a ejecutar por el Centro de Control de Operaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión (COT) de Transener, el Centro de Operaciones de *Transnoa* (COTDT *Transnoa*), el Centro de Operaciones de CAMMESA (COC) y los Centros de Operaciones de los Generadores del área (COG), para la operación de los Corredores NEA-NOA, NOA-Centro y Centro Litoral con la DAG NOA en servicio en la Estación Transformadora (ET) El Bracho (BR).

Las funciones de este automatismo son mantener la estabilidad, el control de tensión y frecuencia del **Sistema Argentino de Interconexión (SADI)** y evitar las sobrecargas post fallas en el equipamiento supervisado ante fallas simples en líneas de 500 kV de los citados Corredores. Esto se logra mediante la **Desconexión Automática de Generadores (DAG)** en el SADI y **Desconexión Automática de Demanda (DAD)** en la Central Río Grande cuando funciona como bomba.

En el Anexo 1 se hallarán los esquemas unifilares de las Estaciones Transformadoras involucradas en la DAG NOA, en el Anexo 2, las pantallas y manual utilizados en dicho sistema, en el Anexo 3 se describe la programación de su Control Maestro, en el Anexo 4 se muestran las alarmas en el Sistema Ranger del COT asociadas con la DAG NOA y en el Anexo 5 los recursos de Control Post falla.

DISTRIBUCION	
Centro de Documentación de Sede Central	GRN - Jefatura de Gestión de Mantenimiento
COT - Centro de Operaciones	GRN - Jefatura de Líneas de Transmisión
COT - Jefatura del Centro de Control	GRN - Jefatura de Protecciones y Control
COT - Programación Semanal y Diaria	GRN - Supervisor de Técnicos de ET - El Bracho
Director Técnico	GRN - Técnicos de ET El Bracho
Gerente de Mantenimiento	Jefatura de Estudio de Fallas y Normalizaciones
Gerente de Planificación y Operación de la Red	Jefatura de Gestión de Mantenimiento
Gestión de la Calidad	Jefe de Ingeniería de Operación
GRN - Gerente Regional Norte	Jefe de Planeamiento de la Red
GRN - Jefatura de Comunicaciones	Protecciones y Control
GRN - Jefatura de Estaciones Transformadoras	
**CAMMESA	
** Distribución vía MEMnet	

*Esta OS se encuentra disponible en Intranet, en la dirección [http://intranet/transener/Sist. de Documentos / Documentos / Orden de Servicio/ Versiones en vigencia](http://intranet/transener/Sist.de Documentos/Documentos/Orden de Servicio/Versiones en vigencia).*

**OS N° 34: OPERACIÓN DE RECURSOS ESTABILIZANTES DE LOS CORREDORES NOA-CENTRO Y NEA-NOA - DAG NOA**

**Confeccionó: Ingeniería de Operación**

**Versión 3**

**16 de agosto, 2013**

**Autorizo:**

## Gerente de Planificación y Operación de la Red

## CONTENIDO

	Pág.
<b>1. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DAG NOA</b> .....	<b>3</b>
1.1 ELEMENTOS PRINCIPALES .....	3
1.2 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS .....	4
1.3 FUNCIONES DEL EQUIPAMIENTO .....	4
<b>1.3.1 Arquitectura del sistema DAG NOA</b> .....	4
1.4 NOMENCLATURA DEL SISTEMA .....	8
<b>1.4.1 Codificación de Estaciones y Centrales</b> .....	8
<b>1.4.2 Denominación de Eventos de líneas</b> .....	9
<b>1.4.3 Denominación de Generadores</b> .....	9
<b>2 DESCRIPCIÓN DE FUNCIONAMIENTO</b> .....	10
2.1 GENERALIDADES .....	10
2.2 HABILITACIÓN DE EVENTO POR POTENCIA .....	11
2.3 GENERACIÓN DE EVENTO DE PÉRDIDA DE LÍNEA .....	11
2.4 INTERRELACIÓN ENTRE EL CORREDOR COMAHUE-BUENOS AIRES Y EL AREA NOA .....	11
2.5 ACCIONES AUTOMÁTICAS ANTE LLEGADA DE SEÑAL 6X (DAG NIVEL 3 EN AREA COMAHUE) .....	12
<b>3 SOBRECARGAS EN TRANSFORMADORES</b> .....	13
<b>4 DESENGANCHE DE TRANSFORMADORES DE LA ET EL BRACHO</b> .....	14
<b>5 DAG ANTE RECIERRE MONOFÁSICO EXITOSO DE LA LÍNEA EL BRACHO – RECREO (5BRRE1)</b> ...	16
<b>6 TIEMPO DE BLOQUEO ENTRE EVENTOS</b> .....	16
<b>7. AUTOMATISMOS RELACIONADOS</b> .....	16
7.1 AUTOMATISMO EPEC EN ET MALVINAS ARGENTINAS .....	16
7.2 AUTOMATISMO EN ET ARROYO CABRAL .....	16

**ANEXO 1 - ESQUEMAS UNIFILARES DE ESTACIONES INVOLUCRADAS CON DAG NOA**

**ANEXO 2 - PANTALLAS DAG NOA**

**ANEXO 3 - PROGRAMACIÓN DEL CONTROL MAESTRO DE LA DAG NOA**

**ANEXO 4 - ALARMAS DAG NOA**

**ANEXO 5 - RECURSOS DE CONTROL POST FALLA**

## 1. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DAG NOA

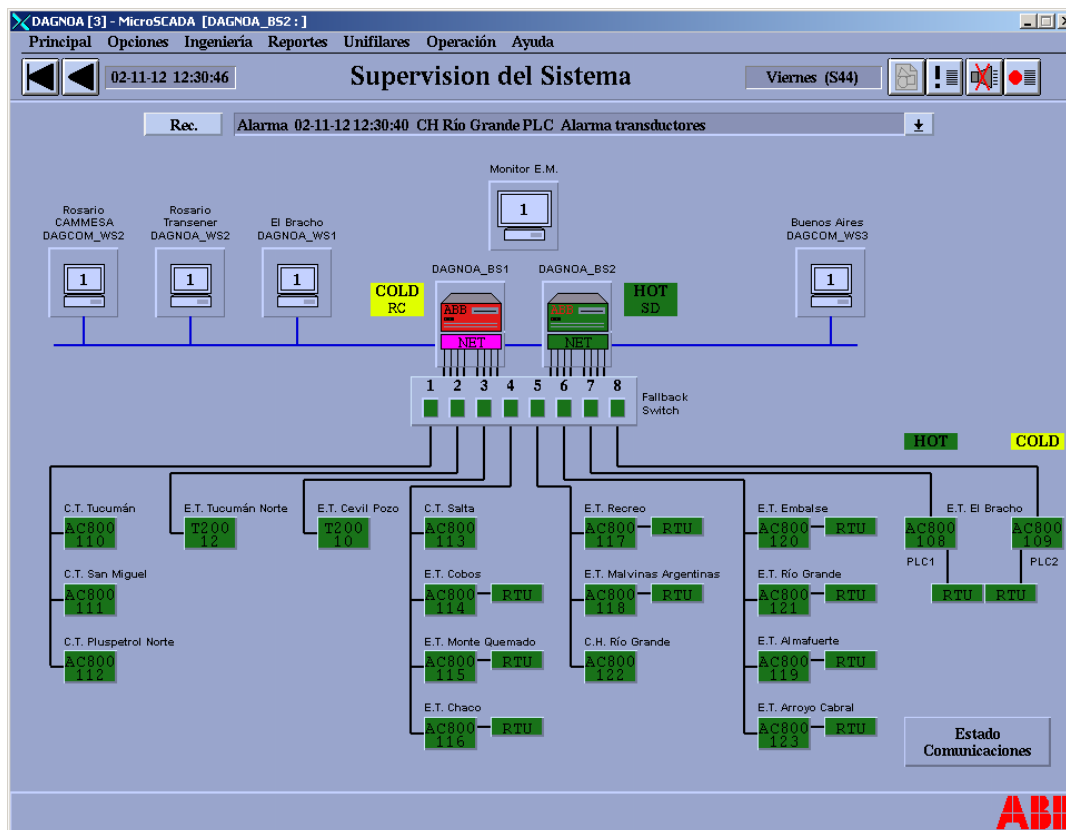
### 1.1 ELEMENTOS PRINCIPALES

El Sistema DAG NOA consta de los siguientes componentes, claramente diferenciados en su función:

- ◆ 11 PLC (Controladores Lógicos Programables) de Estaciones Transformadoras, instalados en: Malvinas Argentinas, Recreo, Almafuerte, *Cevil Pozo*, *Tucumán Norte*, *Embalse*, Río Grande, Arroyo Cabral, *Cobos 500 kV*, *Monte Quemado 500 kV* y *Chaco*.
- ◆ 6 PLC de Centrales, instalados en: *Pluspetrol Norte*, *San Miguel de Tucumán*, *Tucumán*, *Salta*, *Río Grande* y *Güemes*.
- ◆ 2 PLC Maestros (configuración redundante *hot-standby*) en la ET El Bracho.
- ◆ Control Maestro: Formado por 2 *Base Systems* en configuración redundante *hot-standby*.
- ◆ 4 *Workstations* (Estaciones de Trabajo remotas) instaladas en:
  - Sala de Control de la ET El Bracho para cumplir funciones de operación en emergencia ante la pérdida de la operación desde el COT.
  - CAMMESA con funciones de supervisión en Rosario.
  - COT para la operación del sistema.
  - Ingeniería de Operación (IO) (Sede Central de Transener) para funciones de Administrador e Ingeniería del Sistema.

El sincronismo de todo el sistema se realiza a través de un reloj satelital del sistema GPS.

La siguiente es la arquitectura del sistema:



## 1.2 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS

Para comprender mejor el funcionamiento del sistema, debemos introducir los siguientes términos:

**Archivos de Configuración:** Constituyen la base de datos del sistema, es decir que son todos los archivos de los cuales el Control Maestro extrae información.

**Evento de Línea:** Es la desvinculación de un tramo de línea de transmisión causada por la apertura de uno o más interruptores. Se consideran únicamente los eventos de líneas que requieren acciones de Desconexión de Generación para el sistema.

**Nivel de DAG:** Señal enviada a una Central Generadora para que desconecte una o más máquinas. La señal de DAG depende de la cantidad de señales disponibles por Central y la cantidad de máquinas en cada una de ellas. En las Centrales con una cantidad de máquinas menor o igual que la cantidad de disparos disponibles, puede haber una señal de DAG por cada máquina, mientras que cuando hay más máquinas que disparos disponibles (típicamente más de tres) las señales pasan por una matriz que determina las máquinas a desconectar por cada señal.

**Recursos de Control Post Falla (RCPF):** Se denomina de esta forma a los automatismos que aprovechando el hardware instalado en cada estación, realizan acciones ante algún evento de línea u otra condición, por ejemplo subtensiones o sobretensiones.

**Evento de ET:** Apertura trifásica definitiva de cualquiera de los tramos de línea considerados por el sistema.

**Matriz de disparo DAG:** Grupo de ajustes residentes en los PLC de El Bracho, mediante los cuales se indica qué nivel de DAG se debe enviar a cada Central para cada evento.

**Matriz de Selección de Máquinas:** Grupo de ajustes residentes en cada PLC de Central. Mediante estos se indica qué máquinas se deben disparar para cada nivel DAG que llegue a la Central. Esta pre-selección se realiza mediante relés.

**Nivel DAD:** Potencia a desconectar en la Central Hidráulica (CH) *Río Grande* cuando trabaja como bomba con una potencia  $\geq 30$  MW.

**Transmisión con reserva** es la potencia que puede transmitirse con la seguridad de que el sistema eléctrico se mantendrá estable ante la peor falla asociada a la pérdida de un elemento de transmisión sin necesidad de recurrir a la DAG. Para cada configuración de los Corredores, se define como transmisión con reserva la situación en que ante fallas que resulten en la apertura trifásica y definitiva de una línea (eventos), pueda estabilizarse la Red y/o no existir sobrecargas post-falla en equipos sin necesidad de DAG.

**Transmisión sin reserva** es aquella que requiere DAG para mantener estable el sistema y/o para eliminar sobrecargas post-falla cuando se produce una falla.

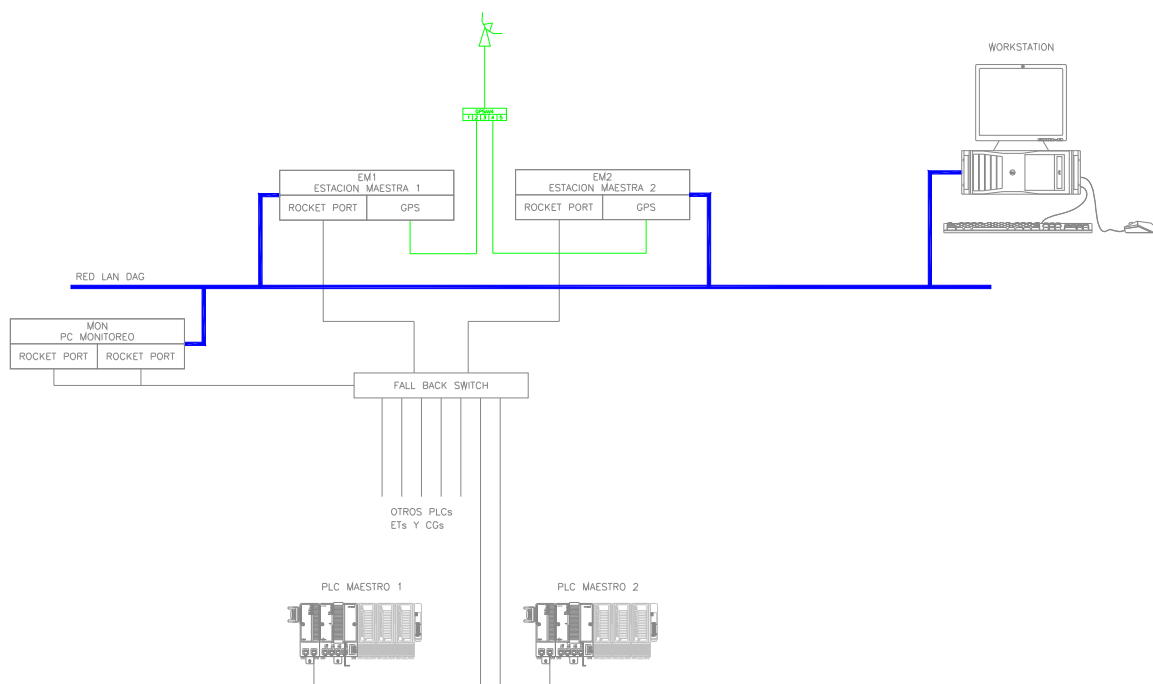
## 1.3 FUNCIONES DEL EQUIPAMIENTO

### 1.3.1 Arquitectura del sistema DAG NOA

La arquitectura utilizada para la DAG NOA está compuesta por los siguientes elementos:

- Control Maestro
- PLC Maestro
- PLCs de Estación
- PLCs de Central

El esquema básico es el siguiente:



Características básicas de cada elemento:

#### 1.3.1.1 Control Maestro

Tiene funcionalidad *Hot - Standby*, es decir que hay dos Servidores con la Función de Control Maestro, uno de los cuales está ejecutando los programas DAG, mientras que el otro está en *Standby*, y ante una falla del Control Maestro 1, el 2 toma automáticamente el control, indicando este hecho al Operador, quien avisará a los responsables del mantenimiento del sistema para que analicen y solucionen la falla en el Control Maestro 1.

Los dos servidores cuentan con sincronización horaria mediante GPS, y con placas multipuerto en cantidad suficiente para recibir los canales de comunicación de los PLCs Maestros, de Estaciones y Centrales de la DAG NOA.

Adicionalmente, se cuenta con una PC de Monitoreo y un software de monitoreo que permiten analizar el tráfico a nivel de protocolo de comunicaciones.

#### 1.3.1.2 PLC Maestro

También se dispone en el caso de los PLCs Maestros de una configuración *Hot - Standby*.

En este caso, el PLC 1 está en *HOT* en condiciones normales, y en caso de alguna falla interna o externa en el PLC 1, el sistema conmuta al PLC 2.

El PLC 2 permanece en estado *HOT* mientras persiste la falla en el PLC 1. Cuando la falla se normaliza en el PLC1, luego de un tiempo configurable, el PLC 1 vuelve a ponerse en *HOT*.

Las causas que inician una conmutación del PLC 1 al PLC 2 son las siguientes:

- Falla de alguna de las tensiones del PLC 1
- Falla en alguno de los módulos de Entrada/Salida del PLC 1
- Falla en la comunicación con el Control Maestro en el PLC 1
- Falla en la comunicación con la Unidad Terminal Remota (RTU) en el PLC 1
- PLC 1 apagado
- Falla en alguna de las mediciones analógicas en el PLC 1
- PLC 1 en Prueba

La función básica del PLC Maestro es recibir los eventos de todo el sistema, y en función de las matrices recibidas del Control Maestro, emitir los Disparos DAG / DAD a las Centrales.

También cumple la función de PLC de ET para la Estación Transformadora en la que está ubicado, y atiende los Recursos de Control Post Falla correspondientes.

#### **1.3.1.3 PLCs de Estaciones Transformadoras**

Estos PLCs tienen como función principal detectar y emitir los Eventos de Pérdida de líneas correspondientes a la Estación donde están ubicados.

El PLC de Estación detecta el evento, analizando la topología de la estación, evaluando las señales de AFUERA (disparos tripolares definitivos de interruptores), y validando con la medición de potencia en la línea en el estado pre-falla.

Adicionalmente informan al Control Maestro del estado de conectividad de las líneas en la Estación correspondiente, así como las mediciones de potencia en cada línea.

La conectividad de las líneas está determinada por la conectividad de cada línea con algún otro elemento de transmisión (en general alguna otra línea, o en casos particulares transformadores y/o generadores).

Es decir que mientras una línea de transmisión está conectada a algún otro elemento de transmisión en la ET, el PLC de Estación informará al Control Maestro que esta línea está en servicio.

En los casos que corresponde atienden también los Recursos de Control Post Falla necesarios.

#### **1.3.1.4 PLCs de Centrales Generadoras**

Estos PLCs tienen como función principal reportar al Control Maestro la información correspondiente al estado de conexión y potencia de las máquinas de cada Central, y en función de la matriz que reciben del Control Maestro, predeterminedir los disparos DAG a los Generadores correspondientes.

Si el PLC de una CG indica que hay problemas con sus dos equipos de teleprotección, o no se conoce el dato para ninguno de los dos sistemas; entonces ninguna máquina de esa Central se considera entre las máquinas a ser seleccionadas para DAG.

La señal de Generador Conectado, indica si éste se halla conectado al sistema. Esta información es obtenida del PLC de cada CG y utilizada por la rutina de selección de máquinas.

Si el generador está conectado, entonces la máquina está habilitada para ser seleccionada para DAG. La potencia de los generadores se toma a través de transductores independientes, y es recibida en el PLC de Central y enviada al Control Maestro.

Si el valor de potencia de una máquina es conocido y mayor que un valor mínimo preestablecido, la máquina está habilitada para ser seleccionada para DAG.

La convención de signos para generadores, es que la potencia aportada al SADI es Positiva (+).

En el caso de la CH Río Grande, cuando sus máquinas funcionan como bombas, el signo de la potencia será negativo (-).

En cada Central, el Control Maestro calcula el valor de potencia activa total sumando los valores de potencia de cada máquina.

En las Centrales se verifica el estado de la Llave **Normal/Prueba**, la llave deberá estar en posición **Normal**, para que las máquinas de la Central estén habilitadas para ser seleccionadas para DAG.

Por otro lado, el PLC de Central puede operar de dos formas, en función de la posición de la llave **Manual/Automático**: Si está en modo **Automático** el Control Maestro configura las matrices de la CG, seleccionando qué máquina debe ser disparada ante cada nivel de DAG; mientras que en modo **Manual**, el Control Maestro toma la selección del retorno de los relés de configuración de la CG, que toman la información según la posición de las llaves selectoras, ubicadas en el frente del PLC.

En caso de pérdida de comunicación con el PLC de una CG y luego de un lapso de 10 minutos, el PLC toma por defecto la matriz de selección nula. (Cuando un PLC toma la matriz nula, abre todos los relés de configuración de disparo de máquinas).

Con igual criterio, el Control Maestro deja de considerar a esa CG para DAG, saltando en sus programas de selección a las CG que siguen en prioridad. El Control Maestro intenta ajustar los volúmenes de DAG requeridos utilizando la selección de las CG que continúan con comunicación.

El sistema toma para la selección sólo las máquinas en servicio, respetando además las restricciones particulares de cada CG, a saber:

<b>SUBSISTEMA NOA</b>	
<b>CT Tucumán</b> <b>CT Pluspetrol Norte</b> <b>CT San Miguel de Tucumán</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- En la CT Tucumán las TG1, TG2 y TV1 se pueden conectar tanto en 500 kV como en 132 kV. En la CT Pluspetrol Norte la TG1 y la TG2 se conectan en 132 kV. En la CT S. Miguel de Tuc. la TG1 se conecta en 132 kV, mientras que la TG2 y la TV1 se conectan en 500 kV</li> </ul> <p>En cada selección, se debe verificar lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Si se trabaja con barra única (en ET El Bracho 132kV) deben quedar al menos dos máquinas en servicio conectada a 132kV.</li> <li>- Si se trabaja con las barras separadas, debe quedar al menos una máquina conectada a cada barra de 132 kV .</li> </ul>
<b>CT Salta</b> <b>CT Güemes</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- La CT Güemes sólo tiene DAG en la TG1 por recierre monofásico de la línea 5BRRE1.</li> </ul>
<b>CH Río Grande</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Las máquinas de la CH Río Grande pueden funcionar como Generadores, Bombas o Compensadores Sincrónicos. Se determinará este estado de funcionamiento sobre la base de bandas en la medición de potencia activa.</li> <li>- <math>P &gt; 30\text{MW}</math> → Funciona como Generador</li> <li>- <math>30\text{MW} &gt; P &gt; -30\text{MW}</math> → Funciona como Compensador Sincrónico (no es selectable)</li> <li>- <math>P &lt; -30\text{MW}</math> → Funciona como Bomba</li> <li>- El estado de funcionamiento se mostrará en las pantallas del sistema.</li> <li>- Los valores de potencia mencionados, serán Parámetros del Sistema.</li> </ul>

## 1.4 NOMENCLATURA DEL SISTEMA

### 1.4.1 Codificación de Estaciones y Centrales

Las Estaciones y Centrales adoptan para la base de datos, programas y pantallas del sistema la siguiente codificación:

Estación	Código
Rosario Oeste	RO
El Bracho	BR
Malvinas Argentinas	MA
Recreo	RE
Almafuerte	AM
Cevil Pozo	CX
Tucumán Norte	TN
Embalse	EM
Río Grande	RG
Arroyo Cabral	AC
Cobos 500 kV	CB
Monte Quemado 500 kV	MQ
Chaco	CHA

Central	Código
Pluspetrol Norte	PN
San Miguel de Tucumán	MT
Tucumán	TU
Salta	SAL
Río Grande	RG
Güemes	GUE

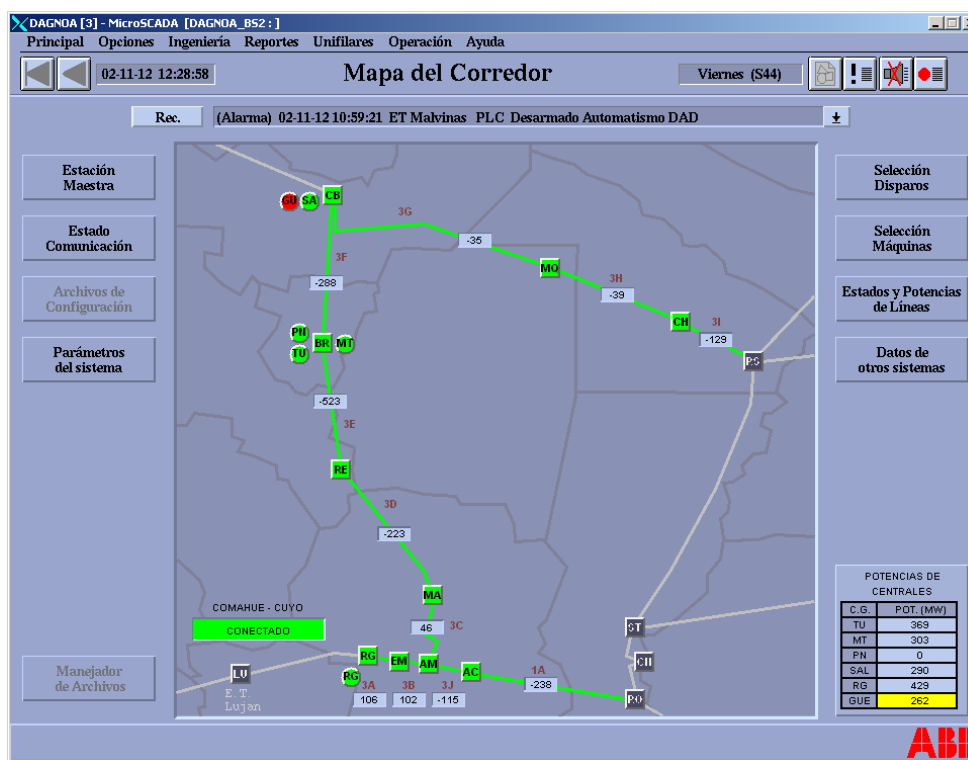


### 1.4.2 Denominación de Eventos de líneas

En la siguiente tabla y en el mapa de la página siguiente se muestran los eventos de los tramos de línea monitoreados por el sistema. Cada uno de ellos se identifica por 2 caracteres alfanuméricos.

Evento	Desconexión Línea	Comentario
3A	5EMRG1	Embalse – Río Grande
3B	5AMEM1	Almafuerte – Embalse
3C	5AMMA1	Almafuerte – Malvinas Argentinas
3D	5MARE1	Malvinas Argentinas – Recreo
3E	5BRRE1	El Bracho – Recreo
3F*	5BRCB1	El Bracho - Cobos
3G	5CBMQ1	Cobos – Monte Quemado
3H	5CHA-MQ1	Chaco – Monte Quemado
3I	5CHA-RS1	Chaco - Resistencia

\*Este evento también es desencadenado por la salida de servicio del TICB desde cualquiera de sus niveles de tensión.



### 1.4.3 Denominación de Generadores

Cada generador se identificará con siete caracteres según el siguiente criterio:

- Los primeros tres caracteres corresponden a la codificación de la Central a la cual pertenece la máquina. En el caso de las Centrales codificadas con dos caracteres, se completa con un guión bajo: “\_”.
- Los siguientes cuatro caracteres corresponden al tipo de generador, y el número que lo identifica, a saber:
  - “**HIxx**” para las máquinas hidráulicas,
  - “**TGxx**” para las turbinas de gas,
  - “**TVxx**” para las turbinas de vapor.

La siguiente es la lista de las máquinas que participan de la DAG NOA:

Subsistema NOA		
Central	Cantidad de Máquinas	Nombres de máquinas
CT Tucumán	3	TU_TG01, TU_TG02, TU_TV03
CT Pluspetrol	2	PN_TG01, PN_TG02
CT San Miguel de Tucumán	3	MT_TV01, MT_TG01, MV_TG02
CT Salta	3	SALTG11, SALTG12, SALTV10
CH Río Grande	4	RG_HI01 .. RG_HI04
CT Güemes	4	GUETG01, GUETV11, GUETV12, GUETV13

## 2 DESCRIPCIÓN DE FUNCIONAMIENTO

### 2.1 GENERALIDADES

El Control Maestro NOA situado en la ET El Bracho, está programado para supervisar la Red de 500 kV a través de los PLC ubicados en las Estaciones y Centrales antes indicadas.

Una vez obtenidas la configuración de la Red, las potencias transportadas por cada tramo y la potencia de los generadores, el Control Maestro determina la información a enviar a los PLC ubicados en la ET El Bracho y en las Centrales.

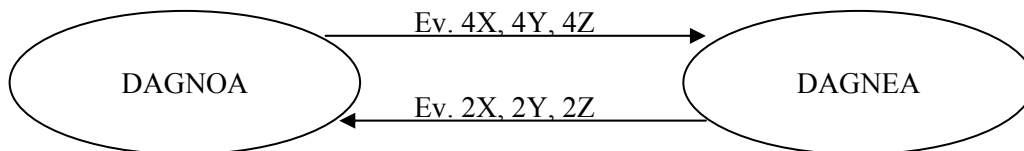
La información enviada a los PLC de El Bracho consiste en:

- ♦ Una **Matriz de Disparo DAD**, que les indica el nivel de DAD a enviar ante cada evento, mediante el sistema de teleprotección de la vinculación de la ET El Bracho con la CH *Río Grande* cuando ésta trabaja como bomba con una potencia  $\geq 30$  MW; y
- ♦ Una **Matriz de Disparo DAG** que les indica los niveles DAG a enviar ante cada evento a cada Central a través del sistema de teleprotección.

La información a enviar por el Control Maestro a los PLC de las Centrales consiste en una **Matriz de Selección de Máquinas**.

Cuando se produzca un **Evento de ET**, éste será detectado por los PLC ubicados en las ET en ambos extremos de la línea en cuestión. Luego, ambos PLC enviarán el evento a los PLC de El Bracho. Por un lado, si corresponde, estos emitirán un disparo DAD a la CH *Río Grande*, del nivel asociado según su **Matriz de Disparo DAD**, y también, si corresponde, emitirán disparos a las Centrales según su **Matriz de Disparo DAG**. Luego, las Centrales que reciban disparos, desconectarán los generadores preseleccionados.

En la definición del equipamiento para la DAGNOA y asociado a la entrada en servicio de la interconexión NEA-NOA se previó la posibilidad que este automatismo le pida acciones al otro automatismo (DAGNEA) y viceversa.



Si bien en los escenarios actuales no se emplea este recurso, el mismo se haya parcialmente implementado para que, con leves adaptaciones, pueda ser usado cuando sea necesario. Para más detalles remitirse al Anexo 3.

## 2.2 HABILITACIÓN DE EVENTO POR POTENCIA

Para que un evento esté habilitado para ser emitido, la línea en cuestión debe haber estado vinculada a alguna de las otras líneas, y su potencia haber sido mayor que  $\pm 20$  MW hasta 5 s antes de la llegada de la señal de apertura de interruptor. Cuando se realiza la maniobra de conexión de la línea, el PLC espera 2 s hasta considerarla habilitada para emitir evento.

## 2.3 GENERACIÓN DE EVENTO DE PÉRDIDA DE LÍNEA

El evento de pérdida de una línea se genera cuando la línea pierde vinculación directa por 500 kV con todas las otras líneas, si se reúnen las siguientes condiciones en forma simultánea:

- ◆ Detección de una orden de apertura de interruptores, validada por posiciones de equipos.
- ◆ El evento debe estar habilitado por potencia ( $\pm 20$  MW).
- ◆ En algunos casos, detección de disparo definitivo por actuación de las protecciones de línea.

## 2.4 INTERRELACIÓN ENTRE EL CORREDOR COMAHUE-BUENOS AIRES Y EL AREA NOA

En condiciones de operación con equipamiento incompleto, donde están abiertos el corredor NEA-NOA y el Comahue - Cuyo, se sigue registrando la necesidad de desconectar generación en el NOA, ante eventos de falla doble que generan DAG 3 en el corredor Comahue-Buenos Aires.

Según la topología particular en que se está operando, existen diversos algoritmos (según la tabla de volumen de DAG que corresponda).

Los datos que están involucrados en estos algoritmos son:

- Nivel de DAG 3 seleccionado por el Sistema Comahue.
- Demanda Bruta del SADI (Incluyendo la exportación a Brasil).
- Intercambio Salta-Tucumán en 132 kV.
- Generación en el nodo Salta (Potencia generada por CT Güemes + Potencia generada por CT Salta).

Las unidades a disparar ante la recepción de la señal enviada desde el Área Comahue (evento 6x) son preseleccionadas en función del valor de los datos involucrados.

Los valores de transferencia máxima simultánea de los corredores Comahue-Buenos Aires y NOA-Centro, y la DAG necesaria para ese caso, son determinados, entre otros parámetros, en función del

nivel de perturbación que provocará en el SADI la actuación del sistema de DAG del Comahue con aplicación de una DAG de Nivel 3, expresado como:

$$\text{PERTURBACIÓN [\%]} = \frac{\text{Volumen DAG Nivel 3 Comahue}}{\text{Demanda Bruta SADI}} \times 100 \%$$

La manera en que se efectúa el intercambio de estos datos dependerá de la modalidad en que esté funcionando cada Sistema, y se describe a continuación:

Desde la Estación de Trabajo del COT se transmite al Control Maestro del sistema DAG NOA la Demanda Bruta del SADI. Los demás datos necesarios para el cálculo de los niveles de DAG que se transfieren son:

- Nivel de DAG 3 seleccionado en Comahue (desde la DAG Comahue).
- Intercambio NOA Norte-NOA Centro (desde las estaciones *Civil Pozo* y *Tucumán Norte*).

#### ***Ambos sistemas en modalidad ADAPTIVA:***

Este es el modo normal de funcionamiento; el Control Maestro NOA debe tomar el *Nivel de DAG 3 Comahue* de la Estación Maestra del Comahue. Este último debe tomar la *Demanda Bruta del SADI* del Control Maestro NOA.

#### ***Sistema Comahue en modalidad NO ADAPTIVA- Sistema NOA en modalidad ADAPTIVA:***

En este caso, el Control Maestro del NOA debe detectar que el Sistema Comahue está en modalidad no adaptiva (o fuera de servicio) y tomar el *Nivel de DAG 3 Comahue* del *Ranger*, donde lo introduce un Operador del COT. No es necesaria la comunicación de la *Demanda Bruta del SADI* al Control Maestro del Comahue.

#### **2.4.1 Operación sin información actualizada**

Para el caso en que el COT dejara de recibir del COC, a través del sistema *Ranger*, el valor de la **demanda bruta del SADI**, deberá requerirla telefónicamente al COC cada media hora (cada 15 minutos en la subida del pico de demanda).

De no recibir la medición del valor del **intercambio Salta-Tucumán**, el COT solicitará este valor al COC cada 15 minutos. Si no estuviese disponible, el valor que asume el Control Maestro es 170 MW para dicho intercambio.

Ante la pérdida de la información de **volumen DAG Nivel 3 Comahue**, quedará congelado el último valor recibido. El mismo deberá ser actualizado manualmente desde el COT mediante una entrada manual en el *Ranger*.

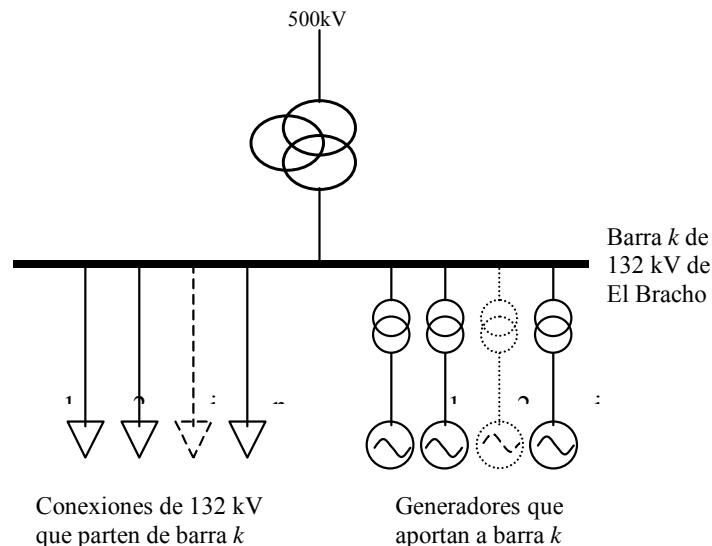
#### **2.5 ACCIONES AUTOMÁTICAS ANTE LLEGADA DE SEÑAL 6X (DAG NIVEL 3 EN AREA COMAHUE)**

Si el programa determina que el volumen de DAG es mayor que cero, y se seleccionan máquinas para DAG, estará habilitada la desconexión automática de reactores en ET BR que se produce ante el evento 6x.

Cuando el volumen de DAG es próximo a cero y no hay máquinas seleccionadas, el PLC inhibe la desconexión automática de reactores.

### 3 SOBRECARGAS EN TRANSFORMADORES

El siguiente es un esquema genérico que representa una de las barras de 132 kV de la ET BR, vinculada a uno de los transformadores, de la cual parten conexiones hacia el interior del Área NOA y a la que aporta un número  $m$  de generadores:



En caso que por cualquier motivo se pierda la carga de la conexión con *Minera Alumbrera*, o de una o más líneas de 132 kV vinculadas a *Transnoa*, existe el riesgo de que se sobrecargue el transformador.

Dado que en la demanda se ha ido equilibrando con la generación, esta situación resulta de baja probabilidad de ocurrencia. No obstante, se describe a continuación la lógica que se implementa.

La lógica para evitar las sobrecargas de los transformadores involucra acciones de control que son adoptadas en función del nivel de sobrecarga detectado.

El equipo supervisa el valor de corriente de cada transformador, lado 132 kV. Si se detecta que la corriente monitoreada se mantiene durante un cierto tiempo por encima de un determinado umbral, se genera una orden de disparo, desconectando el volumen de generación preseleccionado necesario para eliminar la sobrecarga.

Existen 3 umbrales configurados como eventos independientes con la temporización correspondiente:

Nombre del evento		I [A]	I [pu]	Temporización
Para T1BR	Para T2BR			
4C	4F	1440	$1.1 < I < 1.3$	2 s
4D	4G	1720	$1.3 < I < 1.6$	2 s
4E	4H	2100	$I > 1.6$	1 s

En todas las tablas de volumen de DAG figuran estos eventos.

La estrategia de control consiste en monitorear la carga de los transformadores T1BR y T2BR, y desconectar generación cuando se excedan determinados umbrales.

De la tabla debe entenderse que para una sobrecarga que esté entre el 10 y el 30% (eventos 4C y 4F, según cual sea el transformador sobrecargado) se hará DAG por 90 MW. El límite superior de la banda está cercano al valor de ajuste de la protección de sobrecorriente. Para una sobrecarga entre el 30 y 60% (eventos 4D y 4G) tendrá seleccionadas máquinas para DAG por el valor que figura en tabla en esta banda.

Estas bandas de sobrecargas asociadas a módulos de generación preseleccionados reducen los tiempos de selección y actuación a valores inferiores al de actuación de protecciones de sobrecorriente que sacarían de servicio el transformador antes de eliminar la sobrecarga.

El análisis se centra por separado en cada una de las barras de 132 kV de la ET BR. Si bien existen físicamente tres barras, para la modalidad de operación adoptada, en la que una de ellas funciona como barra de transferencia, debe considerarse que existen, a lo sumo, dos nodos eléctricos de interés, a los cuales se conectan los transformadores T1BR y T2BR. En el hipotético caso que esté cerrado el acoplamiento, o que ambos transformadores estén conectados a la misma barra, se centra el análisis en un único nodo.

Las condiciones para emitir un evento de sobrecarga son:

- Si no hay presente en el Control Maestro una alarma de error de transductor y se tiene que al menos dos mediciones de corriente se encuentran dentro de una banda y la otra medición al menos por encima de la banda inferior, se emite el evento correspondiente a esa banda.
- Si está presente la alarma de error de transductor se toma la medición mayor entre las mediciones sin error.

Cuando detecta el evento de sobrecarga, el PLC de la ET BR envía a los PLC de las Centrales los disparos DAG correspondientes de acuerdo con la matriz recibida en el Control Maestro.

Con la configuración de barra única, deberán quedar sin seleccionar para DAG dos máquinas cualesquiera de las que están conectadas a 132 kV, para control de tensión.

Con la configuración de barras separadas, deberá quedar en cada una de las barras, sin seleccionar para DAG, una de todas las máquinas que están conectadas a ella, para control de tensión.

#### **4 DESENGANCHE DE TRANSFORMADORES DE LA ET EL BRACHO**

*La salida de servicio de alguno de los transformadores por falla o apertura intempestiva, en la operación con barras de 132 kV separadas en la ET El Bracho, puede producir el aislamiento del subsistema alimentado desde la barra de 132 kV a la que dicho transformador se encontraba vinculado o en otros casos producir una redistribución de corrientes que pueden, en su camino hacia la demanda, llegar a sobrecargar líneas de 132kV de Transnoa. Esta situación es cubierta por la DAG de las unidades que aportan a dicha barra.*

La correspondiente lógica está habilitada siempre que el flujo previo de potencia activa por el transformador sea de exportación por 500 kV (hacia el SADI) y mayor de 200 MW.

*Luego de ejecutadas las acciones de control, debe quedar como mínimo un generador vinculado a cada barra de 132 kV cuando se opera con barras separadas.*

Para la operación normal con barra única, se seleccionan máquinas para cubrir el volumen dado por (T1BR + T2BR) - 300 MW entre las máquinas conectadas a 132 kV.

Para la operación con barras de 132 kV separadas, el esquema de DAG opera de acuerdo con el valor del flujo de potencia activa a través del transformador analizado antes del evento (flujo previo).

Se debe tener en cuenta que sólo empezará a seleccionar para DAG cuando se prevea una sobrecarga mayor de 30 MW, ya que el umbral de mínima DAG está fijado en dicho valor.

Cada transformador tiene asociado un evento por salida de servicio:

Evento 4A - Salida T1BR

Evento 4B - Salida T2BR

En la columna CONDICIONES de las tablas de volumen cargadas en el Control Maestro, tiene disponible la variable "PARALELO\_BR".

PARALELO\_BR = TRUE si los transformadores T1BR y T2BR están en paralelo.

PARALELO\_BR = FALSE si T1BR y T2BR NO están en paralelo.

Sobre la base de esta variable se define en la tabla la acción a tomar para los distintos eventos. Por ejemplo:

Evento: 4A, condición: PARALELO\_BR => acción DAG = PT1BR+PT2BR-300MW

Evento: 4A, condición: NOT (PARALELO\_BR) => acción DAG = PT1BR

## 5 DAG ANTE RECIERRE MONOFÁSICO EXITOSO DE LA LÍNEA EL BRACHO – RECREO (5BRRE1)

Previo a la entrada en servicio comercial de la línea El Bracho – Cobos (5BRCB1), existía un Automatismo que para altas exportaciones del NOA ( $P3E < -700$  MW) y ante recierre monofásico en la línea 5BRRE1, aún si este era exitoso, desconectaba la TG1 de CT Güemes. De no tener este recurso disponible se corría el riesgo que la generación asociada al nodo Salta perdiera sincronismo provocando el colapso de NOA Norte.

Con la entrada en servicio de la línea 5BRCB1, se resolvió mantener este automatismo para tenerlo disponible en los casos en que dicha línea esté fuera de servicio, con alguna modificación.

La efectivización de la DAG ante la llegada del evento 4I (recierre monofásico de la 5BRRE1), en la configuración N-2 (3F3G), con la línea 5BRCB1 fuera de servicio y sin la interconexión NOA-NEA en servicio está condicionada a que se cumpla con  $P3E < -700$  y  $PINT\_ST > 170$  (Intercambio Salta – Tucumán).

## 6 TIEMPO DE BLOQUEO ENTRE EVENTOS

La llegada de determinado evento al PLC Maestro, siempre que este evento tenga máquinas seleccionadas para DAG, abre una ventana de 10 segundos durante la cual se inhibe el procesamiento de un evento posterior, mientras se genera y distribuya una nueva matriz.

Estos eventos son: 1A, 3A, 3B, 3C, 3D, 3E, 3F, 3G, 3H, 3I, 3J, 4A, 4B, 2X, 2Y, 2Z, 6X.

Si se recibe, por otra parte, un evento que **no** tiene selección de DAG, y algunos milisegundos después se recibe otro evento que sí tiene seleccionada DAG, el Sistema enviará a las centrales los disparos correspondientes al evento con DAG seleccionada. Ambos eventos serán registrados en la Estación Maestra.

Los eventos de Sobrecarga de Transformadores (4C, 4D, 4E, 4F, 4G, 4H) y el evento de recierre monofásico de la línea 5BRRE1 (4I) tienen un tratamiento independiente y no producen el bloqueo de eventos. En el caso del recierre, por ejemplo, si se recibe un evento 4I y algunos milisegundos después el evento 3E de salida de la línea 5BRRE1, el Sistema enviará a las Centrales los disparos correspondientes a ambos eventos.

## 7. AUTOMATISMOS RELACIONADOS

### 7.1 AUTOMATISMO EPEC EN ET MALVINAS ARGENTINAS

El mencionado automatismo desarrollado por EPEC tiene por objetivo disminuir la probabilidad de colapso del área EPEC Norte ante el desenganche de la línea de 500 kV Almafuerde-Malvinas Argentinas (5AMMA1).

La descripción detallada de dicho automatismo se encuentra en la Orden de Servicio N° 45.

### 7.2 AUTOMATISMO EN ET ARROYO CABRAL

La forma de operación del Automatismo de la ET Arroyo Cabral hasta tanto entre en servicio un Automatismo de EPEC destinado a asegurar el menor impacto a la demanda ante la salida de servicio de la línea Arroyo Cabral – Almafuerde (5ACAM1) está descrito en la Orden de Servicio N° 51