

**ANEXO 3 DE ORDEN DE SERVICIO N° 34: PROGRAMACIÓN DEL CONTROL MAESTRO DE LA DAG NOA**
**OBJETIVO**

En este Anexo de la Orden de Servicio (OS) N° 34 se describe la programación del Control Maestro del Sistema DAG NOA.

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	

*Este Anexo de la OS N° 34 se encuentra disponible en Intranet, en el directorio “Intranet Sistemas de Documentos>Documentos>Ordenes de Servicio> Versiones vigentes”.*

## CONTENIDO

	Pág.
<b>1. PROGRAMACIÓN DEL CONTROL MAESTRO.....</b>	<b>3</b>
<b>1.1 FUNCIÓN PRINCIPAL .....</b>	<b>3</b>
<b>1.2 FUNCIONES SECUNDARIAS.....</b>	<b>3</b>
<b>1.3 DATOS UTILIZADOS PARA LOS CÁLCULOS .....</b>	<b>3</b>
1.3.1 Estado de las líneas .....	3
1.3.2 Potencias en líneas.....	4
1.3.3 Potencias de transformadores .....	6
1.3.4 Potencia intercambio Salta – Tucumán (Subsistema NOA) (PINT_ST).....	6
1.3.5 Valor de volumen de DAG3 Comahue (Subsistema NOA) .....	6
1.3.6 Valor de Demanda Bruta del SADI .....	6
1.3.7 Valor de Perturbación (Subsistema NOA).....	7
1.3.8 Estado del Capacitor Serie en ET Recreo (Subsistema NOA) .....	7
<b>1.4 DATOS UTILIZADOS PARA LOS CÁLCULOS DESDE PLC DE CENTRALES .....</b>	<b>7</b>
1.4.1 Estado de los Equipos de Teleprotección en CG .....	7
1.4.2 Conectividad de los Generadores.....	7
1.4.3 Potencia de los Generadores.....	7
1.4.4 Llaves <i>Manual/Automático – Normal/Prueba</i> .....	8
1.4.5 Restricciones de las CG.....	8
<b>1.5 INFORMACIÓN INTERCAMBIADA ENTRE SUBSISTEMAS.....</b>	<b>9</b>
1.5.1 Control Maestro Rincón (Subsist. NEA)-Control Maestro El Bracho (Subsist. NOA) ..	9
1.5.2 Control Maestro El Bracho (Subsistema NOA) - Control Maestro Comahue .....	9
1.5.3 Control Maestro El Bracho (Subsistema NOA) - Sistema Control COT .....	9
1.5.4 Control Maestro El Bracho (Subsistema NOA) - Control Maestro Comahue-Cuyo ...	10
<b>2. TABLAS DEL SISTEMA .....</b>	<b>10</b>
2.1 FORMATO DE LAS TABLAS DE DATOS .....	11
2.2 TABLA DE CORRELACIÓN PRIMARIA .....	11
2.3 TABLA DE CONFIGURACIONES NO OPERABLES.....	12
2.4 TABLA DE VOLÚMENES.....	12
2.5 SELECCIÓN DE MÁQUINAS.....	14
2.5.1 Subsistema NOA - Tablas de Prioridad de Máquinas .....	14
<b>3. PROCEDIMIENTOS PARA LOS CÁLCULOS .....</b>	<b>15</b>
3.1 DETERMINACIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DE RED .....	15
3.2 BÚSQUEDA DE LA TABLA DE VOLÚMENES .....	17
3.3 DETERMINACIÓN DE LA SELECCIÓN DE DAD PARA CADA EVENTO EN SUBSISTEMA NOA .....	17
3.4 DETERMINACIÓN DE LA SELECCIÓN DE DAG PARA CADA EVENTO .....	17
3.5 FUNCIONAMIENTO ANTE CONDICIONES DE FALLAS DEL SISTEMA .....	18
3.5.1 Falla de comunicaciones entre el Control Maestro y un PLC de ET.....	18
3.5.3 Falla de comunicaciones entre un PLC de ET y la RTU de ET .....	19
3.5.4 Falla de comunicaciones entre el Control Maestro y uno de los PLC Maestros .....	19

## **1. PROGRAMACIÓN DEL CONTROL MAESTRO**

### **1.1 FUNCIÓN PRINCIPAL**

La función Principal del Control Maestro es calcular y enviar las matrices de configuración a los Controladores Lógicos Programables (PLC), para que el sistema tome la acción adecuada en el momento en que sea detectado un evento.

### **1.2 FUNCIONES SECUNDARIAS**

Las funciones secundarias del Control Maestro son las siguientes:

- Realizar los cálculos necesarios para los Recursos de Control Post Falla que así lo requieran, y enviar los resultados a los PLCs que corresponda.
- Presentar el funcionamiento del sistema en forma adecuada para que los Operadores y Supervisores del Sistema puedan analizar el estado del mismo, analizar eventos pasados, etc.
- Realizar una autosupervisión del sistema, para alertar al Operador del Sistema en caso que el mismo requiera de su intervención.
- Permitir que el Operador pueda ingresar en forma manual valores, en caso que sea necesario a causa de alguna pérdida de información por problemas en las comunicaciones o *hardware* asociado.
- Comunicarse con otros Controles Maestros, u otros Sistemas para tomar y entregar datos, que serán utilizados en los cálculos, o condiciones.

### **1.3 DATOS UTILIZADOS PARA LOS CÁLCULOS**

A continuación se mencionan las señales que debe utilizar el Control Maestro para calcular las matrices a enviar a los PLCs de Estaciones Transformadoras (ET) y Centrales Generadoras (CG). Se explica en cada caso cómo deben ser interpretadas y qué debe hacerse en caso de desconocerse su valor por falla en las comunicaciones.

#### **1.3.1 Estado de las líneas**

Para cada tramo de línea del Corredor, los PLC de las ET envían al Control Maestro una señal con dos posibles estados: “En servicio” o “Fuera de servicio”.

El PLC de ET determina que un tramo de línea está en servicio, si la misma presenta conectividad con algún otro elemento de transmisión (en general alguna otra línea, o en casos particulares transformadores y/o generadores).

De esta forma, para un mismo tramo de línea, se reciben en el Control Maestro 2 señales de los PLC de ambos extremos.

Para la determinación del estado de un tramo de línea, el Control Maestro se basa en la tabla siguiente, siendo:

COM A = Comunicación con PLC “A” (1=OK / 0=Falla)

COM B = Comunicación con PLC “B” (1=OK / 0=Falla)

IND A = PLC “A” indicación de la línea (1= Línea en Servicio / 0 = Línea Fuera de servicio)

IND B = PLC “B” indicación de la línea (1= Línea en Servicio / 0 = Línea Fuera de servicio)

COM A	COM B	IND A	IND B	Estado de la Línea
0	0	0	0	Valor Congelado
0	0	0	1	Valor Congelado
0	0	1	0	Valor Congelado
0	0	1	1	Valor Congelado
0	1	0	0	0
0	1	0	1	1
0	1	1	0	0
0	1	1	1	1
1	0	0	0	0
1	0	0	1	0
1	0	1	0	1
1	0	1	1	1
1	1	0	0	0
1	1	0	1	Valor Congelado
1	1	1	0	Valor Congelado
1	1	1	1	1

Si hay **pérdida de comunicaciones con los PLCs de ambos extremos**, o **discrepancia en los valores**, el estado de esta línea pasa a **Valor Congelado**, generándose una alarma (y evento) que indica este estado.

Cuando un estado de línea pasa a **Valor Congelado** significa que el Sistema toma el último valor que tenía la línea antes de la falla en la comunicación o discrepancia.

En esta situación, el Operador tiene la posibilidad de **modificarlo manualmente**, lo cual quedará registrado con un evento de **Ingreso Manual**.

En cuanto desaparece la **falla de comunicaciones con ambos PLCs o la discrepancia**, según corresponda, el valor vuelve a actualizarse automáticamente sobre la base de la tabla anterior.

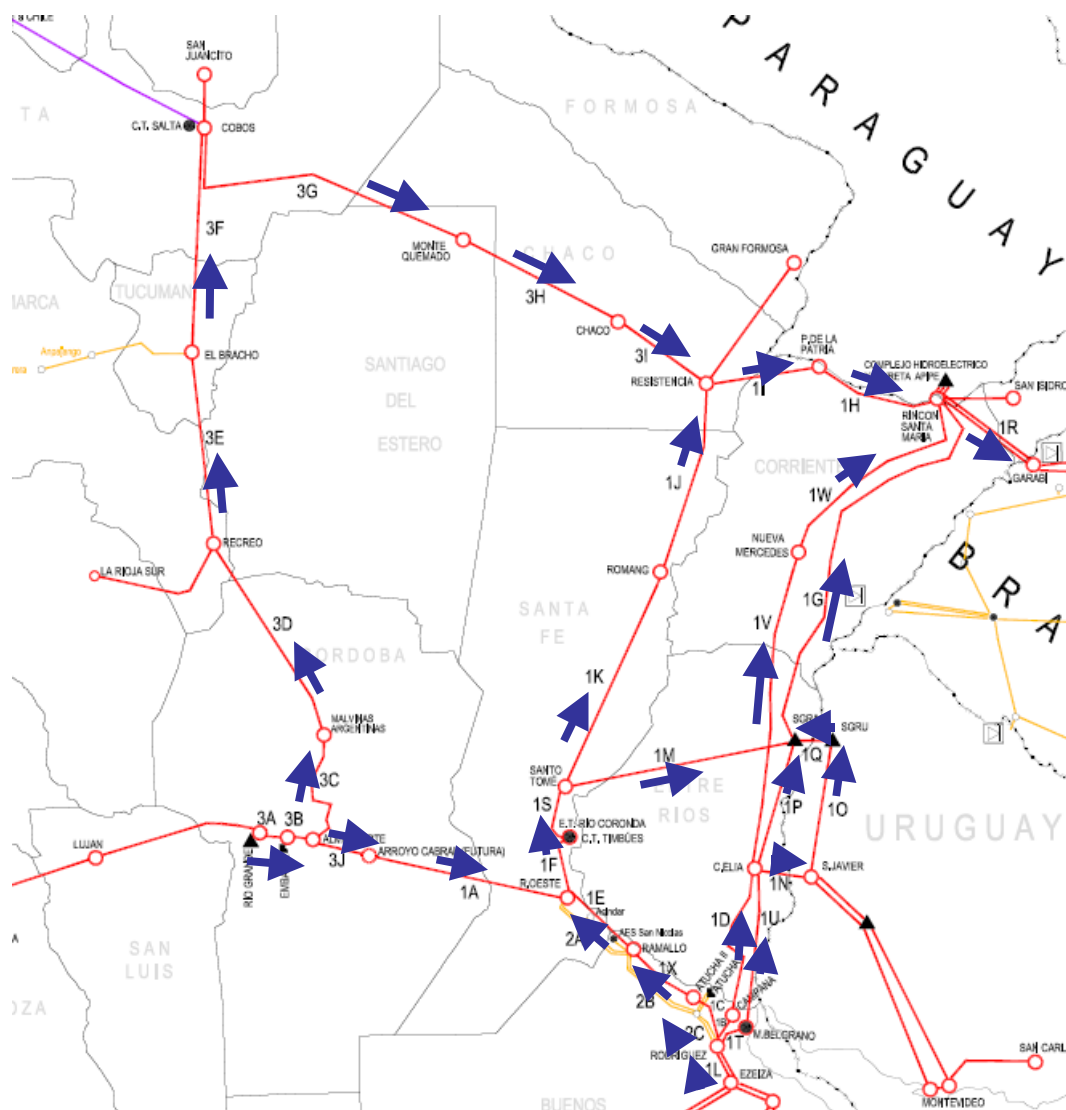
### 1.3.2 Potencias en líneas

La potencia activa que transporta cada línea se obtiene en cada PLC de ET, desde Transductores o desde la **Unidad Terminal Remota (RTU)** presente en cada Estación a través del protocolo *Modbus*. De esta forma, para cada tramo de línea se tienen dos mediciones de potencia correspondientes a sus dos extremos.

En el Sistema se definen dos convenciones de signos:

- **Convención de signos en la Estación:** El signo de la potencia es considerado negativo (-) si la energía es entrante a barras y positivo (+) si es saliente de la Estación. Este valor y signo, son mostrados en las pantallas unifilares de cada ET.
- **Convención de signos del Sistema:** Se considera la siguiente convención de signos para cada subsistema:
  - **NOA** sentido desde RG → BR → RS (+)
  - **NEA** sentido desde GBA → RI → GA (+)
  - **COMAHUE** sentido hacia GBA (+)
  - **COM.CUYO** sentido AG → RG (+)

En el siguiente esquema se representa con una flecha el sentido positivo de flujo de potencia en cada tramo de línea.



El Control Maestro deberá preprocesar las dos mediciones de ambos extremos de cada línea, y volcarlas a una sola medición de Potencia de la Línea.

Este preprocesamiento, tomará en primer lugar la medición del extremo hacia el que fluye la potencia de acuerdo con la convención de signos del Sistema. En caso de que este valor sea inválido (por falla en el transductor, o falla de comunicación con el PLC), se tomará el del otro extremo.

Si ambas mediciones están en **estado inválido** o tienen una **discrepancia** mayor que lo admitido (definido como un parámetro del sistema), la medición que se toma para los cálculos pasa a Valor Congelado, generándose una alarma (y evento) que indica este estado.

Cuando una medición de línea pasa a **Valor Congelado** significa que el Sistema está utilizando para los cálculos el último valor medido antes de la falla en la comunicación o discrepancia.

En esta situación, el Operador tiene la posibilidad de **modificarlo manualmente**, lo cual quedará registrado con un evento de **Ingreso Manual**.

En cuanto desaparece la **falla de comunicaciones con ambos PLCs o la discrepancia**, según corresponda, el valor vuelve a actualizarse automáticamente.

Estas variables se utilizan en las tablas de Volumen con el código **“Pxx”**, donde xx es el código de la línea correspondiente.

### **1.3.3 Potencias de transformadores**

En casos particulares, las potencias de algunos transformadores específicos se toman en cuenta para los cálculos, tanto en las condiciones a considerar en las tablas, como en los algoritmos de DAG/DAD a implementar.

El sistema considera que la potencia en los Transformadores es positiva (+) cuando la energía fluye desde el lado de Alta Tensión hacia el lado de Baja Tensión.

Estas variables se utilizan en las tablas de Volumen con el código **“PTxnn(n)”**, donde x es el número del transformador, y nn(n) es el código de la ET correspondiente (2 ó 3 caracteres).

### **1.3.4 Potencia intercambio Salta – Tucumán (Subsistema NOA) (PINT\_ST)**

El sistema NOA utiliza para sus cálculos el valor de Intercambio Salta – Tucumán.

Este dato se calcula a partir de la potencia de la línea proveniente de Burruyacua medida en la ET Cevil Pozo, y las potencias de 2 líneas provenientes de Trancas y Metán medidas en la ET Tucumán Norte.

En el caso que alguno de estos valores sea inválido, o tenga falla de comunicación, se utiliza el dato de respaldo obtenido por comunicación con Rosario (ver **1.5.3 Control Maestro El Bracho (Subsistema NOA) - Sistema Control COT**).

Si aún así no se puede obtener un dato válido, se mantendrá congelado el último valor válido (tomar en cuenta que al iniciar el Sistema, este dato toma el valor por defecto de 140 MW). En esta condición, el Operador podrá también ingresarlo manualmente.

Cuando el problema se soluciona, el valor vuelve a actualizarse automáticamente.

Esta variable se utiliza en las tablas de Volumen con el código **“PINT\_ST”**.

### **1.3.5 Valor de volumen de DAG3 Comahue (Subsistema NOA)**

El Sistema evaluará el valor de volumen DAG3 seleccionado en el Sistema DAG Comahue, tomando en primer lugar el valor recibido en forma directa del Control Maestro del Sistema DAG Comahue.

Si este valor es inválido, se tomará el valor recibido desde el COT a través del archivo *rosario.ini*.

En caso que este valor esté indisponible, queda congelado, y con posibilidad de ser **ingresado en forma manual** por el Operador.

### **1.3.6 Valor de Demanda Bruta del SADI**

El Sistema evaluará el valor de Demanda Bruta del SADI, tomando en primer lugar el valor recibido en forma directa desde el COT a través del archivo *rosario.ini*.

En caso que este valor esté indisponible, el valor queda congelado, y con posibilidad de ser **ingresado en forma manual** por el Operador.

### **1.3.7 Valor de Perturbación (Subsistema NOA)**

Se define el valor de Perturbación de fallas dobles en el Sistema Comahue como:

$$\text{Perturbacion}[\%] = \text{PERT} = \frac{\text{Volumen}_{\text{DAG3\_Comahue}}}{\text{Demanda}_{\text{Bruta\_SADI}}} \times 100\%$$

Esta variable está disponible para ser utilizada en las tablas de Volumen con el código “**PERT**”.

### **1.3.8 Estado del Capacitor Serie en ET Recreo (Subsistema NOA)**

El PLC de ET Recreo enviará al Control Maestro de El Bracho el estado del Capacitor Serie de ET Recreo como una variable binaria, que con valor 1 significará que el capacitor serie está en servicio, y con valor 0 indicará que el mismo está fuera de servicio (puenteado).

En caso que este valor esté indisponible, el valor queda congelado, y con posibilidad de ser **ingresado en forma manual** por el Operador.

Esta variable está disponible para ser utilizada en las tablas de Volumen con el código “**K1RE**”.

## **1.4 DATOS UTILIZADOS PARA LOS CÁLCULOS DESDE PLC DE CENTRALES**

### **1.4.1 Estado de los Equipos de Teleprotección en CG**

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.

En los casos que corresponda, se valida también el estado del canal de teleprotección en aquellas Estaciones donde la señal haga tránsito.

Por esta razón, en cada PLC de ET, se ingresan en forma discriminada las alarmas de teleprotección que hacen tránsito de Disparos DAG hacia las Centrales.

### **1.4.2 Conectividad de los Generadores**

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 la conectividad de una máquina es conocida y conectada, entonces la máquina está habilitada para ser seleccionada para DAG.

### **1.4.3 Potencia de los Generadores**

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 (-).

### **Potencia sumatoria por Central**

En cada CG, el Control Maestro calcula el valor de potencia activa total sumando los valores de potencia de cada máquina, dejando estas variables disponibles para ser utilizadas en las tablas de Volu-



men con el código “Pnn(n)” en donde nn(n) es el código de la CG correspondiente (2 ó 3 caracteres).

#### 1.4.4 Llaves *Manual/Automático* – *Normal/Prueba*

En las Centrales se verifica el estado de la Llave *Normal/Prueba*, y si el estado de esta llave es conocido, y está en posición *Normal*, las máquinas de esta Central están 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.

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 Centrales que siguen en prioridad. El Control Maestro intenta ajustar los volúmenes de DAG requeridos utilizando la selección de las CG que continúan con comunicación.

#### 1.4.5 Restricciones de las CG

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

SUBSISTEMA NOA	
<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>



## **1.5 INFORMACIÓN INTERCAMBIADA ENTRE SUBSISTEMAS**

### **1.5.1 Control Maestro Rincón (Subsist. NEA)-Control Maestro El Bracho (Subsist. NOA)**

La EM de ET Rincón, tiene en sus tablas los eventos 4X, 4Y, y 4Z. En ellas se define el volumen DAG que va a seleccionar el sistema para estos Eventos en cada caso. Estos volúmenes son fijados en cada tabla. Por ejemplo 4X=90, 4Y=180, 4Z=270 y con su prioridad asignada.

Los valores de DAG seleccionados para cada uno de estos eventos, se envían por comunicación entre Maestras a la Maestra de DAGNOA.

A su vez DAGNOA tiene definidas las máquinas virtuales NEA4X, NEA4Y, y NEA4Z correspondientes a cada uno de estos eventos virtuales, que pueden utilizarse en las tablas de prioridad de máquinas, que a su vez se pueden utilizar en las tablas asignándolas al evento que lo requiera.

Cuando un evento de DAGNOA tiene estas máquinas virtuales en la tabla de prioridad, realiza la selección normalmente, pudiendo quedar seleccionadas para realizar estas acciones en el sistema DAGNEA.

En forma equivalente, la EM de ET Bracho, tiene en sus tablas los eventos 2X, 2Y, 2Z, los que determinan el volumen DAG que va a seleccionar el sistema para estos Eventos en cada caso.

Los valores de DAG seleccionados para cada uno de estos eventos, se envían por comunicación entre Maestras a la Maestra de DAGNEA.

A su vez en DAGNEA tiene la tabla de prioridad NOA\_01 que tiene las máquinas NOA2X, NOA2Y, y NOA2Z correspondientes a cada uno de estos eventos virtuales y se puede utilizar en las tablas asignándola al evento que lo requiera. Esta diferencia en el manejo de las prioridades, con respecto a la DAGNOA (la creación de una tabla NOA\_01) se debe a que en DAGNEA existen archivos de prioridades por Centrales mientras que en el NOA no.

Cuando un evento de DAGNEA tiene esta tabla de prioridad, toma estas máquinas virtuales en la lógica de selección, pudiendo quedar seleccionadas para realizar estas acciones en el sistema DAGNOA.

### **1.5.2 Control Maestro El Bracho (Subsistema NOA) - Control Maestro Comahue**

El Control Maestro de El Bracho recibe periódicamente el valor principal de volumen DAG3 proveniente del Control Maestro de COMAHUE, a través de la red LAN DAG.

### **1.5.3 Control Maestro El Bracho (Subsistema NOA) - Sistema Control COT**

La Estación de Trabajo (WS) del Subsistema NOA en el COT tiene dos placas de red, una para comunicarse con el sistema Ranger y otra para el Sistema DAG. En esta WS corre el programa que genera un archivo. Este archivo es luego leído por el Control Maestro de El Bracho.

A través de este archivo se envían los siguientes datos:

- |             |   |
|-------------|---|
| - UPDATE:   | Fecha y hora en que se actualizó este archivo                   |
| - COMAHUE:  | Dato de respaldo para volumen de DAG3 Comahue                   |
| - DEM_SADI  | Demanda bruta del SADI  |
| - INTERC_ST | Dato de respaldo para el valor de Intercambio Salta – Tucumán   |
| - NOA_EPEC  | Valor de demanda NOA + EPEC norte (dato recibido desde CAMMESA) |

- PGÜE

Potencia generada por CT Güemes (dato recibido desde CAMMESA)

El archivo se denomina **rosario.ini**. El formato de este archivo es el siguiente:

```
;ROSARIO.INI
;Valores comunicación vía Rosario

[UPDATE]

FECHA = 04-04-2008
HORA = 15:30:53

[COMAHUE]

COMAHUE_OV= 0
COMAHUE_ST = 0

[DEM_SADI]

DEM_SADI_OV = 13129
DEM_SADI_ST = 0

[INTERC_ST]

INTERC_ST_OV = 106
INTERC_ST_ST = 0

[NOA_EPEC]

NOA_EPEC_OV = 1422
NOA_EPEC_ST = 0

[PGUE]

PGUE_OV = 400
PGUE_ST = 0
```

El Control Maestro de El Bracho, envía luego el valor de Demanda del SADI a las Estaciones Maestras de ET Rincón, y de Comahue.

#### **1.5.4 Control Maestro El Bracho (Subsistema NOA) - Control Maestro Comahue-Cuyo**

El Control Maestro de El Bracho recibirá periódicamente el estado del corredor Comahue-Cuyo como una variable binaria, que tomará el valor 1 si el corredor Comahue-Cuyo está completo, y tomará el valor 0, si alguno de sus tramos está abierto.

Mientras que no exista el Control Maestro Comahue-Cuyo, y las líneas entre Chocon Oeste y Río Grande estén fuera de servicio (5AGCO1 + 5AG-RDI1 + 5GM-RDI1 + 5GMLU1 + 5 LURG1), este valor estará fijo en "0".

Con el corredor Comahue-Cuyo cerrado y hasta tanto no entre en servicio el automatismo Gran Mendoza, el operador del COT podrá cambiar manualmente el estado de esta variable en una pantalla creada especialmente.

Esta variable está disponible para ser utilizada en las tablas de Volumen con el código "COM\_CUY".

## **2. TABLAS DEL SISTEMA**

ANEXO 3 DE OS N° 34: *PROGRAMACIÓN DEL CONTROL MAESTRO DE LA DAG NOA*

Confeccionó: Ingeniería de Operación

16 de agosto, 2013

La lectura de tablas de configuración permite al Control Maestro determinar los volúmenes necesarios de DAG (y DAD en caso que corresponda) y las prioridades de generadores a seleccionar para obtener dichos volúmenes.

En este capítulo se definen tanto el formato general de todas las tablas de datos que serán cargadas al Control Maestro, como las tablas típicas que están presentes en ambos subsistemas.

## 2.1 FORMATO DE LAS TABLAS DE DATOS

El Sistema utiliza un conjunto de tablas para realizar el cálculo de las matrices. Todas las tablas del sistema usan el mismo formato.

Las tablas consisten en archivos de texto (.txt) con las siguientes características:

- Los datos van separados por tabulaciones.
- Se utiliza el “.” como separador de decimales en los datos numéricos.
- Aquellos datos numéricos que se dejen en blanco serán interpretados como cero.
- Se admiten líneas completas en blanco, en cualquier lugar de la tabla, a fin de facilitar la lectura.
- Todo lo que sigue a un “;” se considera comentario. Estos pueden ser utilizados, por ejemplo, para los encabezados de las columnas.
- Cada archivo tiene como primeros cuatro caracteres de su nombre, un código que representa el subsistema al cual pertenece, por ej.:

Código genérico	sub_
Subsistema NOA	NOA_
Subsistema NEA	NEA_
Subsistema Comahue	COM_

Se utiliza este formato normalizado de planillas de datos, de forma tal que los archivos puedan ser editados desde Excel u otro programa similar.

## 2.2 TABLA DE CORRELACIÓN PRIMARIA

Para poder determinar las matrices a enviar, el Control Maestro debe consultar la **Tabla de Volúmenes** que corresponda a la configuración actual del sistema.

Dado que el sistema no está provisto de todas las tablas para todas las posibles configuraciones de red, debe consultar primero la **Tabla de Correlación Primaria** para determinar qué archivo debe usar para una configuración dada.

Es decir que el sistema primero determina la configuración de la red y luego, con ese dato, busca en la **Tabla de Correlación Primaria** el nombre de la **Tabla de Volúmenes** que debe usar.

La **Tabla de Correlación Primaria** es un archivo de nombre **sub\_CORRPRIM.txt** con el siguiente aspecto:

;COMENTARIOS		
;Configuración	Archivo	
NOA_RC	NOA_RC	
NOA_3A	NOA_3A	;COMENTARIO
NOA_3B	NOA_3B	; .....
.....	.....	

En la primera columna se busca la cadena de configuración de la red actual y en la segunda se obtiene

**ANEXO 3 DE OS N° 34: PROGRAMACIÓN DEL CONTROL MAESTRO DE LA DAG NOA**

Confeccionó: Ingeniería de Operación

16 de agosto, 2013

el nombre de la **Tabla de Volúmenes**. Por esta razón, es muy importante que la cadena de configuración esté escrita según las reglas definidas en 3.1 Determinación de la configuración de Red.

Si el sistema no puede interpretar adecuadamente este archivo, emite una alarma informando la situación y aborta el envío de matrices a los PLC, los cuales quedan con la última configuración enviada.

Todas las posibles configuraciones "N" y "N-1" deben estar definidas en la **Tabla de Correlación Primaria**. No se espera lo mismo de todas las configuraciones "N-2" o peores.

### 2.3 TABLA DE CONFIGURACIONES NO OPERABLES

Ciertas configuraciones de la red pueden ser declaradas No Operables. Se encuentran definidas en una **Tabla de Configuraciones No Operables**.

La **Tabla de Configuraciones No Operables** es un archivo de nombre **sub\_CONF\_NOP.txt** con el siguiente aspecto:

```
;NOA_CONF_NOP  
;Configuraciones no operables:
```

```
3D3F
```

```
.....
```

Cada línea de datos tiene una cadena de caracteres que representa Estados de Red. Se considera no operable a aquella configuración de red cuya cadena contiene todas las letras de alguna de las líneas de datos de la tabla.

### 2.4 TABLA DE VOLÚMENES

La **Tabla de Volúmenes** es un archivo de texto en el que se vuelcan los resultados de los estudios eléctricos, de forma que el sistema pueda utilizarlos para los cálculos de matrices.

El nombre de este archivo es el indicado en la **Tabla de Correlación Primaria**, ejemplo:

NOA\_RC.txt para el estado de Red Completa

NOA\_3B.txt para el estado N-1 con la línea 3B fuera de servicio

NOA\_3C3F.txt para el estado N-2 con las líneas 3C y 3F fuera de servicio

etc.

La tabla tiene la siguiente forma:

Tabla Red Completa					
EVENTO	CONDICIONES	Algoritmo DAD	Algoritmo DAG	Tabla Prioridades	Otras Acciones
3A	COM_CUY==0, P7R>50 OR P7R<0	PRG	PRG	NOA_PRI_04	
3A	COM_CUY==1			NOA_PRI_04	
3B	COM_CUY==0, P7R>50 OR P7R<0		PRG	NOA_PRI_04	
3B	COM_CUY==1				
3C	COM_CUY==0,		1.5*(-P3C+P3G-820)	NOA_PRI_01, NOA_PRI_02	
3C	COM_CUY==1		1.5*(-P3C+P3G-820)	NOA_PRI_01, NOA_PRI_02	
3D	COM_CUY==0				
3E	COM_CUY==0, P3E<0, - P3E + P3G> 850		1.7*(-P3E+P3G-850)	NOA_PRI_01, NOA_PRI_02	

La tabla está formada por las siguientes columnas de datos:

- **Col. 1 – Evento:** Número y letra correspondiente al evento. Si no está el evento en la tabla a evaluar, para ese evento se hace DAG y/o DAD = 0 (cero). Puede haber varias filas correspondientes al mismo evento con condiciones diferentes.
- **Col. 2 - Condiciones:** Indica una condición para la cual corresponden las acciones de control descriptas. La condición consiste en una ecuación booleana, la cual está compuesta por constantes, variables, operadores matemáticos y operadores lógicos. Las variables, corresponden a los valores de potencia de las líneas, y en algunos casos también la potencia en un transformador (en MW), se anotan con una letra P seguida de la codificación de la línea correspondiente. Por ejemplo, nombres válidos son: P3A, P3B, P3C, P3D, etc. La condición puede estar formada por varias ecuaciones lógicas separadas por comas, o por retornos de línea (ASCII 10), en ese caso, la condición tendrá valor de verdad verdadero cuando se cumplan todas las ecuaciones, esto es equivalente a usar el operador AND entre las condiciones.
- **Col. 3 - Algoritmo DAD (si corresponde):** Algoritmo para cálculo de potencia de DAD. Si este campo está en blanco no corresponde DAD para este evento. El campo puede completarse con fórmulas de operaciones algebraicas simples respetando las siguientes reglas:
  - pueden usarse los operadores "+", "-", "\*", "/"
  - pueden utilizarse paréntesis y corchetes.
  - los términos pueden ser constantes o variables.
  - Se utilizan las mismas variables que en la columna de condiciones.
  - Pueden ser utilizadas las funciones MAX y MIN seguidas de una lista de fórmulas sepa-

radas por comas y entre paréntesis. Por ejemplo, puede ser utilizado MAX (expresión1, expresión2, expresión3), en este caso, el valor devuelto por la fórmula total corresponderá al máximo valor obtenido de las tres expresiones.

- **Col. 4 - Algoritmo DAG:** Algoritmo para cálculo de potencia de DAG para cada evento. Si este campo está en blanco no corresponde DAG para este evento. El formato de esta columna es similar al de la columna Algoritmo DAD.
- **Col. 5 – Tabla de Prioridades:** Nombre de la tabla de prioridad de centrales o máquinas a considerar para la DAG del evento evaluado. En el caso de tabla de prioridad de máquinas, es posible ingresar más de una tabla de prioridades, separadas por “,”. En este caso el Control Maestro seleccionará alternativamente máquinas entre las dos listas de prioridades. El formato y nombres permitidos de estas tablas se describen más adelante.
- **Col. 6 – Otras acciones:** En esta columna se escriben las acciones adicionales que se requieran para cada caso. Por ejemplo:

Código	Descripción
DALLURG	Desconexión de la línea de Transmisión 5LURG1 en la ET Río Grande.

## 2.5 SELECCIÓN DE MÁQUINAS

La selección de máquinas, por las particularidades de cada subsistema, cuenta en cada caso con diferentes tablas de prioridades.

En el subsistema NOA, en la tabla de volúmenes se indica una o más tablas de prioridad de Máquinas. En estas tablas se indican máquina por máquina el elenco a tomar en cuenta. En este subsistema no existen las tablas de prioridad de máquinas para cada Central.

### 2.5.1 Subsistema NOA - Tablas de Prioridad de Máquinas

Las **Tablas de Prioridad de Máquinas** del subsistema NOA consisten en una sola columna, en la cual se configuran los nombres de las máquinas que participan en el sistema DAG, en orden decreciente de prioridad. En este caso se listan las máquinas de un grupo de Centrales, por ejemplo las del nodo El Bracho.

Las tablas presentan el siguiente formato:

```
;NOA_PRI_01
;Fecha: xx/xx/xx
;Prioridad de máquinas para el nodo El Bracho

MT_TV01
TU_TV03
PN_TG01
MT_TG01
TU_TG01
PN_TG02
MT_TG02
TU_TG02
```

Los nombres válidos para las **Tablas de Prioridad de Máquinas** son **NOA\_PRI\_nn.txt**, donde **nn** es un valor numérico.

En este listado es posible especificar también el subsistema NEA como central virtual.

**ANEXO 3 DE OS N° 34: PROGRAMACIÓN DEL CONTROL MAESTRO DE LA DAG NOA**

**Confeccionó: Ingeniería de Operación**

**16 de agosto, 2013**

### **3. PROCEDIMIENTOS PARA LOS CÁLCULOS**

A continuación se presentan los procedimientos generales que deberían seguir los Controles Maestros para el cálculo de las matrices de DAG, DAD y matrices de selección.

1. Determinación del estado de la red (n, n-1, etc.).
2. Determinación de la configuración de la Red: Cada configuración corresponde a una combinación particular de líneas en servicio y fuera de servicio.
3. Búsqueda de la configuración actual en una “Tabla de Configuraciones No Operables”.
4. Búsqueda de las tablas a utilizar en la “Tabla de Correlación Primaria”: A partir de la configuración actual de la red, obtenida del punto 2, se determina el nombre de la “Tabla de Volúmenes DAD/DAG” a utilizar.
5. Búsqueda de los valores de DAD/DAG y “Tablas de Prioridad de Maquinas” correspondientes a cada evento. Se busca en la “Tabla de Volúmenes DAD/DAG” obtenida en el punto anterior.
6. Determinación de los niveles de DAG y las máquinas a seleccionar para cada CG: Se implementa un algoritmo de selección de máquinas. El mismo utiliza los valores de DAG y las “Tablas de Prioridad de Máquinas”. Datos obtenidos del punto anterior.
7. Creación de la “Matriz de Disparo DAG” para los PLC Maestros y “Matrices de Selección de Máquinas” para los PLC de CG, con los datos obtenidos en el punto 6.
8. Envío de matrices a los PLC Maestros y CG.

En adelante se da una descripción más detallada de cada uno de los puntos antes listados.

#### **3.1 DETERMINACIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DE RED**

Es el parámetro que permite identificar la situación de operación de la red en lo que se refiere a la disponibilidad de los tramos de línea que componen cada subsistema.

La configuración de la red queda representada por una cadena de letras con la siguiente estructura:

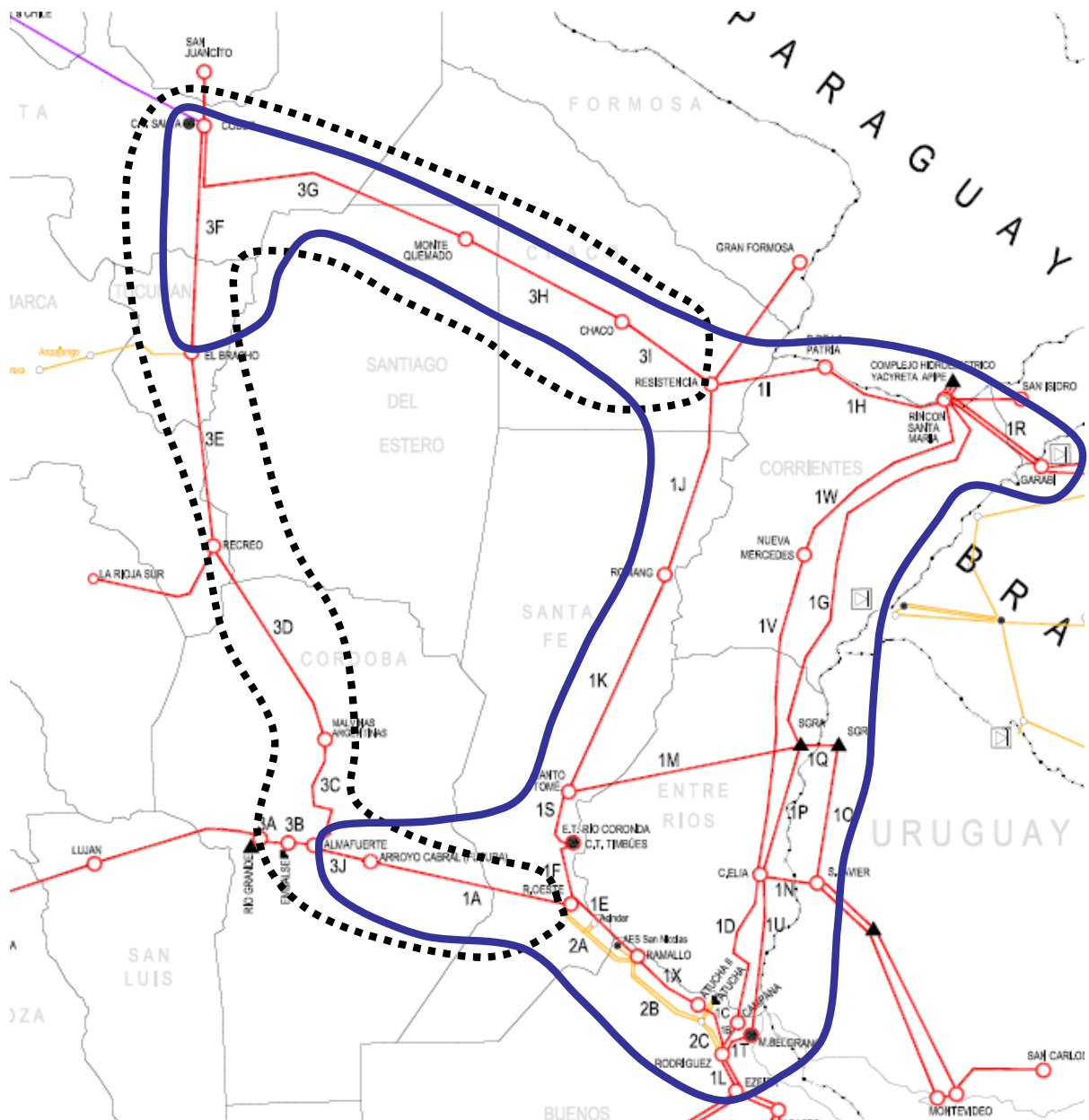
- Está formada por los códigos que identifican los tramos de línea que se hallan fuera de servicio en orden alfanumérico.
- Para los tramos con doble circuito (por ejemplo los tramos 1L y 1R), en caso de que ambos circuitos estén fuera de servicio, se escribe dos veces el mismo código.
- Para cada subsistema está claramente definido el listado de tramos de línea que se toman en cuenta para la determinación de la configuración de red:

##### **Subsistema NOA**

3A – 3B – 3C – 3D – 3E – 3F – 3G – 3H – 3I – 3J – 1A

En el caso de Red Completa, es decir con todos los tramos en servicio, se identifica con la cadena de caracteres “RC”.





### Ejemplos:

- La cadena **RC** indica que no hay ningún tramo fuera de servicio.
- La cadena **3F3G** nos informa que el sistema eléctrico está en una configuración de red con las líneas 5BRCB1 y 5CBMQ1 fuera de servicio.
- la cadena **1H1I1L** indica que el sistema está en una configuración de red con las líneas 5PTR11, 5PTRS1 y una de las líneas 5EZRD1 fuera de servicio.

- La cadena **1A3G3H3I** indica que el sistema está en una configuración de red con las líneas 5ACRO1, 5CBMQ1, 5MQ-CHA1 y 5CHA-RS1 fuera de servicio.

### 3.2 BÚSQUEDA DE LA TABLA DE VOLÚMENES

El Control Maestro buscará la tabla correspondiente a la configuración de red que determinó en el paso anterior en primer lugar en la **Tabla de Configuraciones No Operables**.

Si la configuración de red es No Operable, el Control Maestro emite una alarma informando esta situación (“Configuración de Red No Operable”).

En caso que la configuración no esté definida como No Operable, buscará luego en la **Tabla de Correlación Primaria**, para obtener el nombre de la **Tabla de Volúmenes** a utilizar en los próximos pasos.

Si una configuración de red no se encuentra definida en la **Tabla de Configuraciones No Operables** ni en la **Tabla de Correlación Primaria** y corresponde a un estado N, N-1 o N-2, el sistema da alarma de “Configuración no definida”.

Si una configuración de red no se encuentra definida en la **Tabla de Correlación Primaria** ni en la **Tabla de Configuraciones No Operables** y corresponde a un estado N-3 o peor, el sistema da alarma de “Configuración No Operable”.

En ambos casos, el sistema envía las matrices resultantes del último cálculo válido antes de la alarma. A esta situación se la denomina “Envío de Matrices Congeladas”.

### 3.3 DETERMINACIÓN DE LA SELECCIÓN DE DAD PARA CADA EVENTO EN SUBSISTEMA NOA

El valor del volumen DAD teórico necesario para cada evento se calcula en función de las potencias en cada tramo de línea, evaluando la columna correspondiente a **Algoritmo DAD** de la **Tabla de Volúmenes**.

En el caso del **Sistema NOA**, los recursos propios para realizar DAD, son las máquinas de CH Río Grande, en el caso que estén funcionando como Bombas, es decir que el sistema las ve con potencia negativa, y mayor que -30 MW.

En este caso si la CH Río Grande está en la prioridad y hay máquinas disponibles para DAD, se realizará la selección correspondiente para cada evento que requiera DAD, de acuerdo con el algoritmo DAD que se obtiene de la tabla de volúmenes correspondiente.

### 3.4 DETERMINACIÓN DE LA SELECCIÓN DE DAG PARA CADA EVENTO

El valor del volumen DAG teórico necesario para cada evento se calcula en función de las potencias en cada tramo de línea, evaluando la columna correspondiente a **Algoritmo DAG** de la **Tabla de Volúmenes**.

La selección de máquinas en el Subsistema NOA se realiza siguiendo la tabla o las tablas de prioridades de máquinas que se encuentra para cada evento en la **Tabla de Volúmenes** seleccionada.

En el caso que haya más de una Tabla de Prioridad de Máquinas, el Control Maestro seleccionará una máquina de cada tabla hasta completar el volumen DAG requerido.

De esta forma se logra una selección pareja entre grupos de Generadores asociados a nodos geográficos diferentes.

En el caso que aparezca el Subsistema NEA en la tabla de prioridades, el Control Maestro NOA realizará un pedido al Control Maestro NEA por la potencia de DAG requerida, y el Control Maestro NEA devolverá el valor de potencia seleccionado.

El Control Maestro tendrá definido como parámetro del sistema un **Umbral de DAG Mínimo**. Si el valor de DAG teórico obtenido de la tabla de Volúmenes es menor que el Umbral de DAG Mínimo, el sistema no buscará realizar ninguna selección para este evento.

Luego está el parámetro del sistema **Banda Inferior de DAG**.

El Control Maestro comenzará a seleccionar máquinas en la prioridad correspondiente, agregando máquinas hasta que se pase del valor (Valor DAG Teórico – Banda Inferior DAG). Si con todas las máquinas disponibles para ser seleccionadas para DAG no se llega o supera este valor, aparecerá la alarma “Selección de DAG insuficiente”.

### **Eventos relacionados con los transformadores de ET El Bracho**

Para los eventos 4A, 4B, 4C, 4D, 4E, y 4F (eventos de desconexión, y tres niveles de sobrecarga de los transformadores 1 y 2 de ET El Bracho), el Control Maestro realizará la selección como se detalló anteriormente, con la verificación adicional, de descartar las máquinas que no estén conectadas al transformador correspondiente, si las barras no están unidas.

Esta información la recibe de los PLCs de las Centrales, y del PLC de ET El Bracho, que informan cada uno de ellos la conectividad de máquinas y transformadores a las líneas de interconexión.

## **3.5 FUNCIONAMIENTO ANTE CONDICIONES DE FALLAS DEL SISTEMA**

### **3.5.1 Falla de comunicaciones entre el Control Maestro y un PLC de ET**

En este caso, el PLC de Estación, continúa detectando y emitiendo eventos, y los envía por los canales de teleprotección al PLC Maestro.

En el caso del Control Maestro, tomará los datos faltantes de los PLCs en los otros extremos de las líneas, o de la entrada manual del Operador, como se detalló en **3. PROCEDIMIENTOS PARA LOS CÁLCULOS**.

Al normalizarse la comunicación con el PLC de ET, el sistema vuelve a su funcionamiento normal en forma automática.

### **3.5.2 Falla de comunicaciones entre el Control Maestro y un PLC de CG**

En este caso el PLC de Central, primero mantiene las matrices congeladas durante un tiempo, y luego abre los relés de selección (selección nula).

En este caso, el Operador del sistema debe tomar acción, y ponerse en contacto con la Central, y solicitar que se pase a operación Manual, y se realice la selección Manual que corresponda.

En el Control Maestro, al perder la comunicación con una de las Centrales, mantiene los datos de potencias, y conectividad, y la última matriz enviada durante el mismo tiempo que lo mantiene el PLC, y continúa calculando matrices con la salvedad que fija la selección en la Central de acuerdo con lo que tiene congelado.

Luego de este tiempo, se considera que la Central pasó a selección nula, y deja de tomar en cuenta esta Central en los cálculos.

Mientras la Central no está comunicada con el Control Maestro, el Operador puede pasar a operación Manual la Central, para lo cual debe ingresar en forma manual, los valores de potencia de cada máquina, el estado de conexión de cada máquina, y la selección que se ha pedido a la Central que realice en el PLC con las llaves de selección Manual.

En esta condición, el Control Maestro considerará a la Central para los cálculos, con los valores ingresados por el Operador.

Cuando la comunicación se reestablece, el Control Maestro tomará los retornos de las posiciones de las llaves, las potencias, y los estados de conexión recibidos desde el PLC, pero seguirá en operación Manual, es decir no le enviará matriz a esta Central.

Para volver a operación Automática, el Operador de la Central deberá volver a colocar la llave en el frente del PLC en posición Automática.

### **3.5.3 Falla de comunicaciones entre un PLC de ET y la RTU de ET**

El PLC de ET toma de la RTU local de cada Estación la información de la posición de equipos de playa, y en algunos casos las potencias de líneas.

Ante una pérdida de comunicación, el PLC mantendrá congelados los últimos datos recibidos. Mientras que la topología de la Estación no cambie, el PLC emitirá correctamente los eventos correspondientes.

Si la configuración de la ET cambia, y no se ha reestablecido la comunicación con la RTU, el Operador de la ET deberá pasar el PLC a prueba, para evitar la emisión de eventos erróneos.

Cuando la comunicación con la RTU se reestablece, el PLC pasa a tomar los datos actualizados en forma automática.

### **3.5.4 Falla de comunicaciones entre el Control Maestro y uno de los PLC Maestros**

Los PLCs Maestros tienen una configuración *Hot Stand-by*, por lo que ante una pérdida de comunicación con uno de ellos, el sistema conmuta automáticamente al otro PLC Maestro, sin pérdida de datos, y teniendo ya las matrices actualizadas (el Control Maestro baja siempre las matrices a ambos PLCs).

En el caso remoto que exista una pérdida de comunicación entre los Controles Maestros, y los dos PLCs Maestros, estos PLCs mantienen las matrices congeladas en forma indefinida. En caso que esto no sea conveniente, deberían pasarse los dos PLCs Maestros a Prueba para sacar de servicio el subsistema DAG.

Las salidas de líneas que llevan al Sistema NOA a una isla, cuentan con protecciones de sobrefrecuencia que desconectan generación para dejarla equilibrada.

Con el corredor NEA-NOA, la salida de servicio de una línea deja al Subsistema NOA vinculado al SADI con lo que no habrá control por subfrecuencia. En este caso se deberá trabajar con DAG= 0.

Se deberá además controlar por despacho la transferencia por los transformadores T1BR y T2BR, evitando que la pérdida de una demanda (aprox. 200 MW) provoque sobrecargas inadmisibles en alguno de los mismos.