

ORDEN DE SERVICIO N° 21: OPERACIÓN DE RECURSOS ESTABILIZANTES DEL CORREDOR GBA-LITORAL-NEA-GARABÍ - DAG/DAD NEA

OBJETIVO

Se describen en esta Orden de Servicio (OS) las 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 CAMMESA (COC) el Operador del Centro de Operaciones de Yacylec/CTMSA/TESA (COY) y los Centros de Operaciones de los Generadores del área involucrada en la operación del Automatismo DAG/DAD NEA (Desconexión Automática de Generadores/Desconexión Automática de Demanda), asociado al Corredor GBA-Litoral-NEA y la Interconexión entre Argentina y Brasil.

La función principal de este automatismo es mantener la estabilidad, el control de frecuencia del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) y evolucionar a estados postfalla operables (sin sobrecargas) ante fallas simples en líneas de 500 kV del citado Corredor, ante fallas simples o dobles en las líneas de 500 kV Garabí-Rincón Santa María y/o pérdidas de bloques en las Estaciones Conversoras (EC) de Garabí. Esto se logra mediante la desconexión de generadores en el SADI (DAG) y/o la reducción de potencia circulante por las EC en Brasil (DAD).

DISTRIBUCION	
COT/Centro Operaciones	GRCE/Téc. ET Santo Tomé
COT/Jefatura del Centro Control	GRN/Gerente Regional Norte
COT/Programación Semanal y Diaria	GRN/Jefatura Estaciones Transformadoras
Director Técnico	GRN/Jefatura Gestión Mant.
Gerente Planificación y Operación la Red	GRN/Jefatura Líneas Transmisión
Gestión la Calidad	GRN/Jefatura Prot., Control y Comun.
GRCE/Gerente Regional Centro Este	GRN/Sup. Mant. ET/Resistencia
GRCE/Jefatura Estaciones Transformadoras	GRN/Téc. ET Almafuerte
GRCE/Jefatura Gestión Mant.	GRN/Téc. ET Arroyo Cabral
GRCE/Jefatura Líneas Transmisión	GRN/Téc. ET Chaco
GRCE/Jefatura Prot. y Control / Comun.	GRN/Téc. ET Cobos
GRCE/Sup. Gestión Mant.	GRN/Téc. ET Monte Quemado
GRCE/Sup. Mant. ET/Rosario Oeste	GRN/Téc. ET Paso la Patria
GRCE/Sup. Téc. ET/Rosario Oeste	GRN/Téc. ET Resistencia
GRCE/Téc. ET Atucha 500	GRN/Téc. ET Rincón Santa María (Yacylec, etc.)
GRCE/Téc. ET Campana	GRN/Téc. ET Río Grande
GRCE/Téc. ET Ezeiza	GRN/Téc. ET Romang
GRCE/Téc. ET General Rodriguez	GRS/Gerente Regional Sur
GRCE/Téc. ET Gran Paraná	Jefatura Estudio Fallas y Normalizaciones
GRCE/Téc. ET Manuel Belgrano	Jefe Gestión Riesgos y Auditorías Técnicas

OS N° 21: OPERACIÓN DE RECURSOS ESTABILIZANTES DEL CORREDOR GBA-LITORAL-NEA-GARABÍ - DAG/DAD NEA

Confeccionó: Ingeniería de Operación

Versión 4

12 de agosto, 2025

Autorizó:

Gerente de Planificación y Operación de la Red

GRCE/Téc. ET Ramallo 500 kV	Jefe Ingeniería Operación
GRCE/Téc. ET Río Coronda (Term. José San Martín)	Jefe Planeamiento la Red
GRCE/Téc. ET Rosario Oeste	Jefe Prot. y Control
DISTRIBUCION OTRAS EMPRESAS	CAMMESA, CTMSA, LITSA TESA y YACYLEC

*Este documento se encuentra disponible en **INTRANET**, "Sistema de Documentos"*

CONTENIDO

	Pág.
0. CONTROL DE CAMBIOS	5
1. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DAG NEA	5
1.1. ELEMENTOS PRINCIPALES	5
1.2. DEFINICIÓN DE TÉRMINOS	7
1.3. NOMENCLATURA DEL SISTEMA	8
1.3.1. CODIFICACIÓN DE ESTACIONES Y CENTRALES	8
1.3.2. DENOMINACIÓN DE LAS LÍNEAS	9
1.3.3. DENOMINACIÓN DE GENERADORES	12
1.4. DESCRIPCIÓN DE FUNCIONAMIENTO	13
1.4.1. GENERALIDADES	13
1.4.2. HABILITACIÓN DE EVENTO POR POTENCIA	14
1.4.3. GENERACIÓN DE EVENTO DE PÉRDIDA DE LÍNEA	14
1.4.4. SELECCIÓN DE DAG PARA FALLA DOBLE	15
1.4.5. COMUNICACIÓN DE DATOS DE LOS CONTROLES MAESTROS NOA, COMAHUE, MACN Y DAT EZ-RD CON DAG NEA	16
1.5. FUNCIONES DEL EQUIPAMIENTO	17
1.5.1. PLC DE ESTACIONES TRANSFORMADORAS	17
1.5.2. PLC DE ET <i>RINCÓN SANTA MARÍA</i>	18
1.5.3. PLC DE CENTRALES	20
1.5.4. MÓDULO REMOTO DE AMPLIACIÓN ESTACIÓN MAESTRA (MACN)	26
1.5.5. CONTROL MAESTRO NEA	28
2. OPERACIÓN DEL SISTEMA DAG NEA	28
2.1. MODALIDAD DE OPERACIÓN	28
2.1.1. PROCEDIMIENTO ANTE SALIDA DE SERVICIO DEL CONTROL MAESTRO NEA	29
2.1.2. OPERACIÓN EN CONDICIÓN DE EMERGENCIA OCE	29
2.1.3. LÍMITES DE TRANSMISIÓN	32
2.2. RESTRICCIONES A LA OPERACIÓN DE LA RED CON DAG NEA	32
2.2.1. PRECAUCIONES DURANTE DESCONEXIÓN DE ELEMENTOS DE TRANSMISIÓN CON DAG NEA HABILITADA	32
2.2.2. INDISPONIBILIDAD DE EQUIPOS VINCULADOS A LA DAG NEA	32
2.2.3. INDISPONIBILIDAD DEL PLC DE LA CH YACYRETA	32
2.3. RESTRICCIONES EN CENTRALES PARA APLICACIÓN DE DAG	33
2.3.1. CENTRAL YACYRETÁ	33
2.3.2. CENTRAL <i>SALTO GRANDE</i>	33
2.3.3. CENTRALES <i>MANUEL BELGRANO, TIMBÚES Y VUELTA DE OBLIGADO</i>	34
2.3.4. CENTRAL TERMINAL SEIS SAN LORENZO Y AES PARANÁ:	34
2.3.5. CENTRAL <i>ATUCHA II</i>	34

OS N° 21: OPERACIÓN DE RECURSOS ESTABILIZANTES DEL CORREDOR GBA-LITORAL-NEA-GARABÍ - DAG/DAD NEA

Confeccionó: Ingeniería de Operación

Versión 4

12 de agosto, 2025

Pág. 3/36

2.4. ACCIONES A REALIZAR DESPUÉS QUE OPERA LA DAG	35
2.5. ADMINISTRACIÓN Y ACTUALIZACIÓN DE ARCHIVOS	35
2.6. OPERACIÓN DE LA RED CON RESTRICCIONES EN DAG NEA	36
2.7. ALARMAS	36

Anexo 1 - Operación del Control Maestro del Automatismo DAG/DAD NEA

Anexo 2 - Alarmas del Automatismo DAG/DAD NEA

0. CONTROL DE CAMBIOS

- Incorporación del punto “Control de cambios”.
- Ingreso de línea 5RIRS2.
- Ingreso de MACN: Módulo Remoto de Ampliación Estación Maestra.
- Ingreso de CT Terminal Seis San Lorenzo.
- Ingreso de denominaciones de Falla Simple y Falla Doble.
- Falla Doble en 5RIRS2/5PTRS1o5PTRI1 y 5CNRO1/2.
- Traslado de Recursos de Control Postfalla de reactores de RS y RM a OS17 Anexo 2.
- Eliminación de descripción PLC de SG (manual) por obsolescencia
- Descripción ampliada de CH Yacyretá
- Cambios en Comunicación de datos entre los distintos CM
- Eliminación de comunicación entre CM NEA y CM GMZ
- Descripción ampliada de PLC de Rincón SM
- Traslado de Anexo 2 de SISDAG al Anexo 4 de OS15
- Renumeración de Anexo 3 de Alarmas a Anexo 2
- Se incorpora descripción de PLC SG

1. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DAG NEA

1.1. ELEMENTOS PRINCIPALES

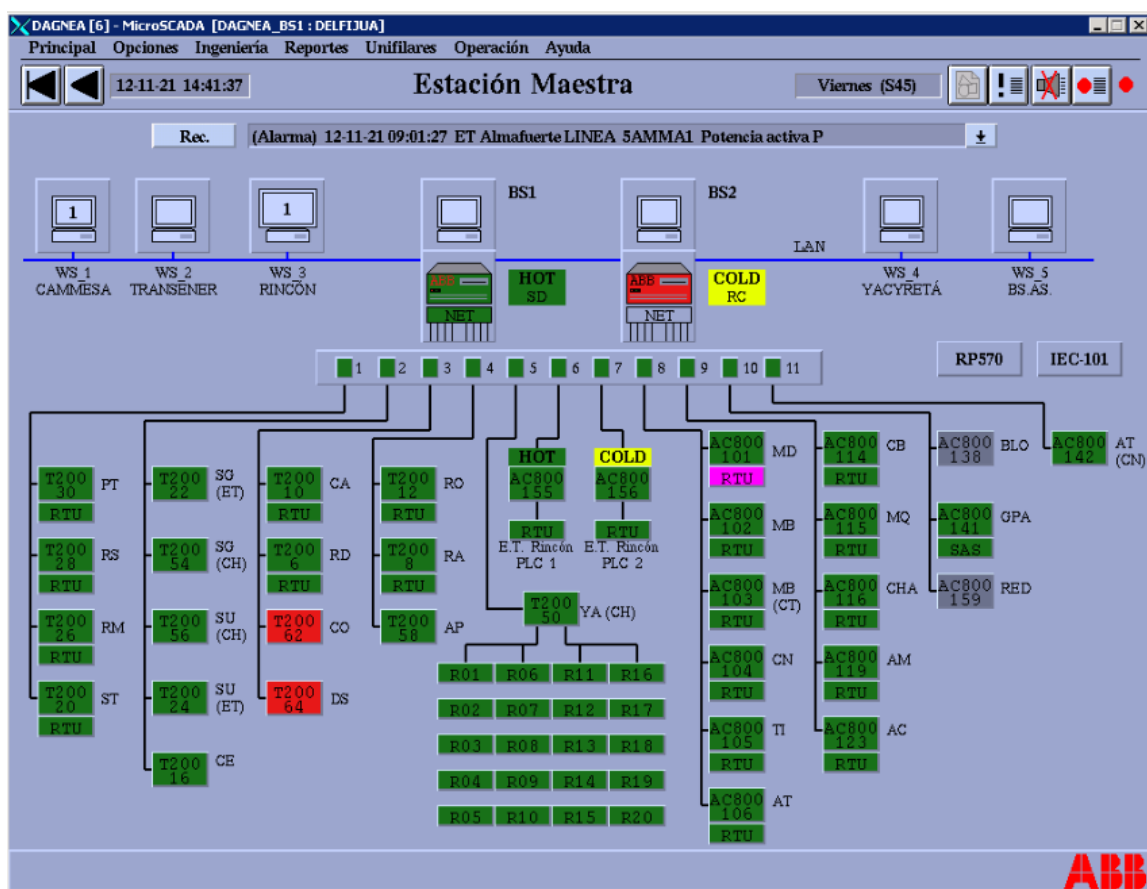
El Sistema DAG NEA consta de los siguientes componentes, claramente diferenciados en su función:

- ◆ 21 PLC (Controladores Lógicos Programables) de Estaciones Transformadoras, instalados en: *Salto Grande Argentina, Salto Grande Uruguay, Colonia Elía, Campana, Gral. Rodríguez, Atucha, Ramallo, Rosario Oeste, Santo Tomé, Almafuerte, Arroyo Cabral, Romang, Resistencia, Paso de la Patria, Mercedes, Manuel Belgrano, Río Coronda, Chaco, Monte Quemado, Cobos y Gran Paraná.*
- ◆ 9 PLC de Centrales, instalados en: *Yacyretá, Salto Grande Argentina y Uruguay, AES Paraná, Manuel Belgrano, Timbúes, Atucha 2, Terminal 6 San Lorenzo y Vuelta de Obligado.*
- ◆ 2 PLC Maestros (configuración redundante *hot-standby*) en la ET *Rincón Santa María.*
- ◆ Control Maestro: Formado por 2 *Base Systems* en configuración redundante *hot-standby.*
- ◆ 1 PLC Maestro Módulo Remoto de Ampliación Estación Maestra MACN en configuración *Stand Alone*
- ◆ 1 Gateway de Módulo Remoto de Ampliación Estación Maestra MACN en configuración *Stand Alone*
- ◆ 5 *Workstations* (Estaciones de Trabajo remotas) instaladas en:
 - Sala de Control de la ET *Rincón* para cumplir funciones de operación en emergencia ante la pérdida de la operación desde el COT.
 - Central *Yacyretá* para el sólo efecto de la asignación de prioridades de máquinas de esta Central.

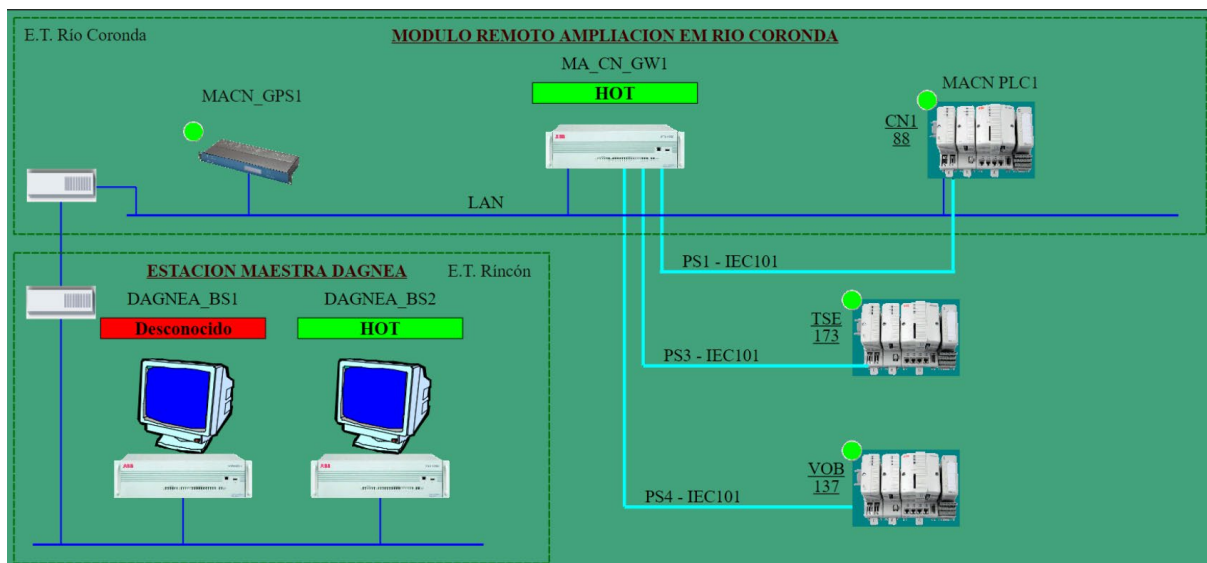
- CAMMESA con funciones de supervisión en Rosario.
- COT para la operación del sistema.
- Ingeniería de Operación (IO) (Sede Central de Transener) para funciones de Administrador e Ingeniería del Sistema.

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

En la página siguiente se muestra la arquitectura del sistema:



Módulo Remoto de Ampliación Estación Maestra MACN:



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.

DAG compartida: Es la DAG que no es consecuencia de fallas en la exportación. La condición particular en la cual se opera del siguiente modo:

- ♦ Si el sentido de la potencia entre *EC Garabí* y *Rincón Santa María* es hacia *Rincón*, se preseleccionan las EC para completar el volumen de DAG requerido mediante *runback*.
- ♦ Si la reducción de las EC no alcanza a cubrir el volumen total y en la lista de prioridades de centrales se encuentran SG y YA, trata de cubrir con la selección de SG la mitad de la potencia que falta para llegar al volumen de DAG sin superar. Luego, el algoritmo continúa con YA y las centrales que siguen en prioridad hasta cubrir el volumen total.

DAG por Exportación: Como su nombre lo indica, es la realizada por fallas en la exportación a Brasil.

DAG Preventiva: Es la utilizada ante fallas particulares y múltiples en las líneas de exportación *Garabí-Rincón*, que se lleva a cabo antes del desenganche de la línea, en la etapa de recierre.

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

Falla Simple: es la apertura involuntaria por cualquier causa de un tramo de línea en el corredor.

Falla Doble: es la apertura involuntaria por cualquier causa de dos tramos paralelos, o sea apertura del vínculo entre dos estaciones.

Matrices de Exportación: Matrices de DAG correspondientes a fallas en la exportación a Brasil; es decir en las líneas de 500 kV *Garabí-Rincón*, en las EC de *Garabí* o provenientes de la Red Brasileña.

Matriz de disparo DAD: Grupo de ajustes residentes en los PLC de *Rincón*. Mediante ellos se indica qué nivel de DAD se debe enviar a las EC de *Garabí* para cada evento.

Matriz de disparo DAG: Grupo de ajustes residentes en los PLC de *Rincón*, 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.

Módulo Remoto de Ampliación Estación Maestra Río Coronda (MACN): Agrupamiento de generadores del nodo ET Río Coronda. Permite la incorporación al sistema DAG NEA de los generadores en el área cercana a esta ET.

Nivel DAD: Potencia a desconectar o reducir en las EC de *Garabí*.

Nivel DAG: Nivel de gravedad de la falla. Para cada disparo DAG corresponde un grupo de generadores a desconectar (determinados por el Control Maestro). Los disparos DAG se envían a través del sistema de teleprotección.

Runback: Disminución controlada rápida de potencia de un valor determinado en las EC de *Garabí*. El *runback* máximo será aquel que lleve a cada una de las EC a su mínimo técnico (110 MW; 55 MW por polo), no pudiendo el total para ambas EC exceder de 1100 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 del corredor GBA-Litoral-NEA, 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 posfalla en equipos sin necesidad de DAG.

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

1.3. NOMENCLATURA DEL SISTEMA

1.3.1. Codificación de Estaciones y Centrales

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

Estación	Código
Ezeiza	EZ
Gral. Rodríguez	RD
Ramallo	RA
<i>Campana</i>	CA
Rosario Oeste	RO
Almafuerte	AM
<i>Colonia Elía</i>	CE
Santo Tomé	ST

Estación	Código
<i>Salto Grande Argentina</i>	SG
<i>Salto Grande Uruguay</i>	SU
Romang	RM
Resistencia	RS
<i>Paso de la Patria</i>	PT
<i>Rincón Santa María</i>	RI
Mercedes 500 kV	MD
Manuel Belgrano 500 kV	MB
Arroyo Cabral	AC
Río Coronda 500 kV	CN
Atucha	AT
<i>Chaco</i>	CHA
<i>Monte Quemado</i>	MQ
<i>Cobos</i>	CB
Gran Paraná	GPA

Central	Código
<i>Yacyretá</i>	YA
<i>Salto Grande Argentina</i>	SG
<i>Salto Grande Uruguay</i>	SU
<i>AES Paraná</i>	AP
Comahue	CM
<i>Manuel Belgrano</i>	MB
<i>Vuelta de Obligado</i>	VOB
<i>Atucha 2</i>	AT
<i>Timbúes</i>	TI
<i>Terminal 6 San Lorenzo</i>	TSE
<i>Módulo remoto de ampliación estación Maestra Río Coronda</i>	MCN

1.3.2. Denominación de las Líneas

En la siguiente tabla y esquema unifilar se muestran los tramos de línea monitoreados por el sistema. Cada uno de ellos se identifica por una letra. Los tramos que conectan el mismo par de estaciones llevan la misma codificación, diferenciándose sólo en el último dígito.

Desconexión de Tramo	Denominación evento
Almafuerte-Arroyo Cabral (5ACAM1)	3J
Arroyo Cabral-Rosario Oeste (5ACRO1)	1A
Campana-Gral. Rodríguez (5CARD1)	1B
Atucha-Gral. Rodríguez (5ATRD1)	1C
Campana-Colonia Elía (5CACE1)	1D
Ramallo-Rosario Oeste (5RARO1)	1E
Ramallo-Atucha (5ATRA1)	1X
Falla simple Río Coronda 500 kV-Rosario Oeste (5CNROx)	1Fs
Falla doble 5CNRO1 y 2	1Fd
Rincón-Salto Grande Argentina (5RISG1)	1G
Paso de la Patria-Rincón (5PTRI1)	1H
Paso de la Patria-Resistencia (5PTRS1)	1I
Falla simple Rincón – Resistencia 2 (5RIRS2)	1Z
Falla doble Rincón – Resistencia 2 (5RIRS2 y 5PTRS1 o 5RIRS2 y 5PTRI1)	1Zd
Romang-Resistencia (5RMRS1)	1J
Romang-Santo Tomé (5RMST1)	1K
Ezeiza-Gral. Rodríguez 1 (5EZRD1)	5L1
Ezeiza-Gral. Rodríguez 2 (5EZRD2)	5L2
Salto Grande Argentina- Gran Paraná (5GPA-SG1)	1M
Gran Paraná-Santo Tomé (5GPA-ST1)	1Y
Colonia Elía-San Javier (5CESJ1)	1N
San Javier-Salto Grande Uruguay (5JSJU1)	1O
Colonia Elía-Salto Grande Argentina (5CESG1)	1P
Salto Grande Argentina-Salto Grande Uruguay (5SGSU1)	1Q
Garabí-Rincón 1 (5GARI1)	1R1
Garabí-Rincón 2 (5GARI2)	1R2
Río Coronda 500 kV-Santo Tomé (5CNST1)	1S
Manuel Belgrano 500 kV-Gral. Rodríguez (5MBRD1)	1T
Colonia Elía-Manuel Belgrano 500 kV (5CEMB1)	1U
Colonia Elía-Mercedes 500 kV (5CEMD1)	1V

Desconexión de Tramo	Denominación evento
Mercedes 500 kV-Rincón Santa María (5MDRI1)	1W
Chaco-Resistencia (5CHA-RS1)	3I
Chaco-Monte Quemado (5CHA-MQ1)	3H
Cobos-Monte Quemado (5CBMQ1)	3G
El Bracho-Cobos (5BRCB1)	3F
Ayolas-Yacyretá (5AYO-YA1)	2P*

* No se toman acciones ante este evento.

Dado que es necesario considerar los flujos de potencia en las líneas de 220 kV entre Rosario Oeste y Gral. Rodríguez, se indican en la tabla siguiente esas líneas y su codificación:

Desconexión de Tramo	Denominación evento
Ramallo-Ros. Oeste 1 y 2 de 220 kV (2RARO1+2RARO2)	2A
Ramallo-Villa Lía 1 y 2 de 220 kV (2RAVL1+2RAVL2)	2B
G.Rodríguez-V.Lía 1 y 2 de 220kV (2RDVL1+2RDVL2)	2C

En el mapa de la página siguiente se muestra la denominación adoptada para cada línea que interviene en el sistema.



1.3.3. Denominación de Generadores

Las máquinas que participan en el sistema se identifican mediante 7 caracteres, según el siguiente criterio:

- ◆ Los primeros 3 caracteres corresponden a la codificación de la Central a la cual pertenece la máquina, si el código de la Central es de 2 caracteres, entonces se completa con un “_” al final.
- ◆ Los siguientes 2 caracteres corresponden al tipo de generador, a saber:
 - HI** para los hidráulicos,
 - TG** para las turbinas de gas,
 - TV** para las turbinas de vapor.
- ◆ Los últimos dos caracteres corresponden al número de generador en la Central. Puede ser entre **01** y **20**.

Las potencias DAG ofrecidas por el Comahue son consideradas como generadores virtuales de potencia DAG 1, DAG 2 y DAG 4; los datos los provee el Control Maestro Comahue.

Las potencias DAG ofrecidas por el MACN son consideradas como generadores virtuales de potencia DAG 1, DAG 2, DAG 3 y DAG 4; los datos los provee el Gateway de módulo Remoto de Ampliación Estación Maestra.

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

Central	Cant. de Máquinas	Nombre de máquinas
YA	20	YA_HI01, .. YA_HI20
SG	7	SG_HI01, .. SG_HI06, SG_HI13
SU	7	SU_HI07, .. SU_HI12, SU_HI14
AP	3	AP_TG01, AP_TG02, AP_TV03
CM	3	CMDAG1, CMDAG2, CMDAG4
MB	3	MB_TG01, MB_TG02, MB_TV03
AT	1	AT_TV01
VOB*	3	VOBTG01, VOBTV02 y VOBTV01
TSE*	2	TSETG01, TSETV01
TI	3	TI_TG01, TI_TG02, TI_TV03
NOA	-	NOA2X, NOA2Y, NOA2Z

*Centrales incluidas en MACN

1.4. DESCRIPCIÓN DE FUNCIONAMIENTO

1.4.1. Generalidades

El Control Maestro NEA situado en la ET *Rincón Santa María*, 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 *Rincón* y en las Centrales. Por su parte el MACN selecta automáticamente las máquinas conectadas al nodo de manera autónoma.

La información enviada a los PLC de *Rincón* consiste en:

- ♦ Una **Matriz de Disparo DAD**, que les indica el nivel de DAD a enviar, mediante el sistema de teleprotección de la vinculación de la ET *Rincón* con las EC de *Garabí* para cada evento; y
- ♦ Una **Matriz de Disparo DAG** que les indica los niveles DAG a enviar 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**.

Particularmente, en *Yacyretá* se reciben 4 órdenes de disparos, **1, 2, 3 y 4**, con los cuales el PLC de la Central dirige las órdenes a cada máquina según el elenco configurado vía Estación de trabajo (*Workstations*).

Esta Central comparte también sus máquinas para la actuación de DAG con el Sistema de Interconexión Nacional Paraguay (SINP), garantizando la estabilidad de los sistemas eléctricos tanto del SINP como del SADI. La selección de máquinas en tiempo real en *Yacyretá* para la DAG SINP es un proceso manual de selección, a ser realizado por el Centro de Operación de *Yacyretá* (COYAC) de la Entidad Binacional *Yacyretá* (EBY) en coordinación con la Oficina de Despacho de Carga de ANDE

OS N° 21: OPERACIÓN DE RECURSOS ESTABILIZANTES DEL CORREDOR GBA-LITORAL-NEA-GARABÍ - DAG/DAD NEA

Confeccionó: Ingeniería de Operación

Versión 4

12 de agosto, 2025

Pág. 13/36

(ODC) y el COC de CAMMESA, considerando el funcionamiento en simultáneo de la DAG NEA en el SADI.

Las unidades generadoras de Yacyretá que se pueden seleccionar para el esquema DAG del SINP son aquellas que se encuentran como última prioridad para la DAG NEA del SADI.

No existe vínculo entre la DAG SINP y la DAG NEA.

En el caso del nodo Río Coronda se reciben 4 órdenes de disparos, **1, 2, 3 y 4**, con los cuales el PLC de **Módulo remoto Ampliación EM** dirige las órdenes a cada máquina según el elenco configurado vía estación de trabajo (WS).

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 *Rincón*. Por un lado, si corresponde, estos emitirán un disparo DAD a las EC, 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 según su **Matriz de Selección de Máquinas**.

1.4.2. 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 o transformadores, y su potencia haber sido mayor que ± 80 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. En la ET *SG*, la potencia por la línea 5GPA-SG1 debe superar los 200 MW para que ese PLC genere el evento M. Es un caso particular debido a que en esa ET convergen 3 líneas más.

1.4.3. Generación de evento de pérdida de línea

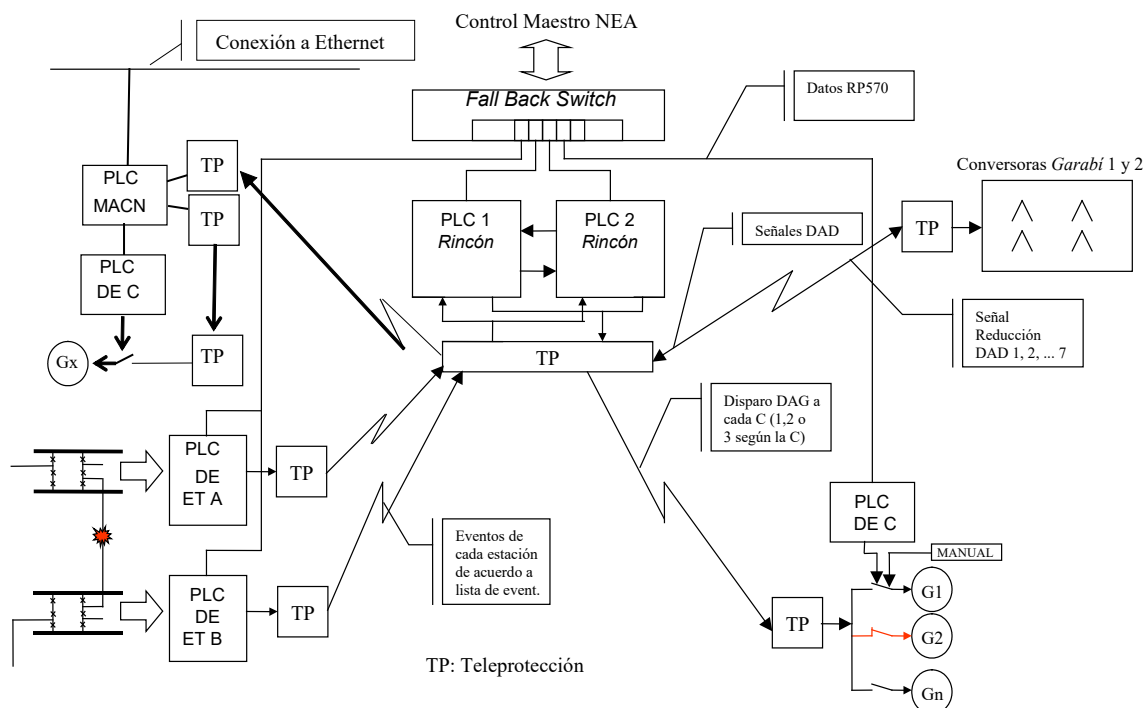
El evento de pérdida de una línea se genera cuando la línea pierde vinculación directa por 500 kV con todas las otras líneas, si se reúnen las siguientes condiciones en forma simultánea:

- ◆ Detección de una orden de apertura de interruptores, validada por posiciones de equipos.
- ◆ El evento debe estar habilitado por potencia (± 80 MW en NEA y ± 20 MW en NOA).

En el siguiente esquema de funcionamiento del sistema, puede apreciarse el recorrido de un evento desde su detección en la Estación, hasta la reducción de carga en las EC y salida de máquinas en las Centrales.

Además, se puede observar que la detección del desenganche de una línea es realizada desde ambos extremos de la misma, asegurando el envío del evento al PLC de *Rincón*.

ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO



1.4.4. Selección de DAG para Falla Doble

En el caso de las líneas 5CNRO1 y 5CNRO2, los PLC de ambos extremos detectan dos eventos con la siguiente lógica:

- Ev. 1Fs: Falla simple, cuando detecta la pérdida de una de las dos líneas.
- Ev. 1Fd: Falla doble, cuando el PLC detecta la pérdida de ambas líneas en una ventana de 20 segundos.

De la misma forma los PLC de ET Rincón y el de ET Resistencia analizarán las fallas de las líneas 1I-1H, y 1Z detectando los siguientes eventos:

- Ev. 1I: Falla simple de la línea 5PTRS1
- Ev. 1H: Falla simple de la línea 5PTRI1
- Ev. 1Z: Falla simple de la línea 5RIRS2
- Ev. 1Zd: Falla Doble líneas 5PTRS1 y 5RIRS2 o 5PTRI1 y 5RIRS2 dentro de una ventana de 20 segundos.

En particular el PLC Maestro de NEA realiza un tratamiento diferenciado para las señales de Falla Doble (1Fd y 1Zd).

De esta forma, el PLC actúa por el primer evento de Falla simple que detecta y que tenga DAG asignada, y no vuelve a actuar (bloquea) por otra falla simple durante una ventana de 20 segundos. Durante esta ventana de tiempo, el CM no actualiza las matrices de disparo.

Pero si recibe una señal de Falla Doble, sí actúa, sin considerar esta ventana de bloqueo.

En caso que una Falla simple NO tenga DAG asignada, en CM tampoco considera la ventana de bloqueo, permitiendo actuar ante una eventual falla sucesiva que sí tenga DAG asignada.

Nota: Por lo antes mencionado debe tenerse en cuenta en las tablas que las acciones para la Falla Simple, y para la Falla Doble deben ser complementarias, ya que ante una falla doble, se ejecutarían ambas líneas de la tabla.

1.4.5. Comunicación de datos de los Controles Maestros NOA, Comahue, MACN y DAT EZ-RD con DAG NEA

El sistema DAG Comahue puede funcionar en modo Automático (Adaptivo) o Manual (No adaptivo). Los sistemas DAG NEA, DAG NOA, MACN y DAT Ezeiza-Rodríguez pueden funcionar solo en modalidad Automática (Adaptiva). Estos sistemas deben compartir información, formando por lo tanto un Sistema Integrado cuyo funcionamiento se describe a continuación.

Sistemas NEA en AUTOMÁTICO y COMAHUE en AUTOMÁTICO

Este es el modo normal de funcionamiento; el Control Maestro NEA toma el *Nivel de DAG Comahue* y la *Demanda Bruta del SADI* del Control Maestro Comahue. Del *Nivel de DAG Comahue* toma los valores seleccionados de DAG1, DAG2 y DAG4. Cuando se exporta a Garabí determina qué tabla EXPO_nn utilizar a partir del estado de la red (subsistema norte) y la *Demanda Bruta del SADI*.

Nota: EXPO_NN son seis tablas (EXPO_01, EXPO_02, EXPO_03, EXPO_04, EXPO_05 y EXPO_06) utilizadas en la DAG NEA para el automatismo de DAD, cuando se exporta a Garabí.

Sistema NEA en AUTOMÁTICO y COMAHUE en MANUAL

El Control Maestro NEA detecta que el Sistema Comahue está en MANUAL (o fuera de servicio), congela el *Nivel de DAG Comahue* y la *Demanda Bruta del SADI*, y queda habilitado para que el COT ingrese manualmente dichos valores en la consola de DAG NEA.

Sistema NEA y DAT EZ-RD

El Control Maestro DAT EZ-RD calcula el límite de potencia que puede transmitirse por el Corredor Ezeiza-Gral. Rodríguez (EZ-RD) (Ver OS N° 39, *Operación de recursos estabilizantes del Corredor EZ-RD - DAT EZ-RD*) recibe del Control Maestro Comahue los valores seleccionados de DAG1, DAG2, y DAG4, para que la EM DAT realice la mejor selección e informa al Control Maestro NEA la DAD teórica a realizarse mediante *runback* en las EC de *Garabí* como consecuencia del evento L. En respuesta, la DAG NEA informa a DAT EZRD la DAD selectada.

Sistema NEA y NOA

El Control Maestro NOA, envía al Control Maestro NEA el estado del corredor El Bracho-Almafuerte (líneas 3C, 3D, 3E y 3K) como una variable binaria por tramo de línea, que tomará el valor 1 si la línea está en servicio y el valor 0 si está fuera de servicio. Datos utilizados para la Operación En Condición de Emergencia (OCE) detallado en el punto 2.1.2. También envía al CM NEA el estado del corredor Comahue-Cuyo como una variable binaria, que tomará el valor 1 si el corredor Comahue-Cuyo está completo (todas las líneas entre ET Chocón Oeste y ET Almafuerte en servicio), y tomará el valor 0, si alguno de sus tramos está abierto. Con esta información por el momento no se toman accio-

nes en el Sistema NEA. El CM NEA informa al CM de NOA la potencia por las líneas entre ET Rincón SM y Garabí.

Sistema NEA y MACN

El sistema MACN envía a la EM NEA los valores ofrecidos para cada nivel DAG (1 a 4), para que la EM NEA utilice estos valores como máquinas disponibles para DAG, considerando que puede emitir estos disparos en forma independiente.

1.5. FUNCIONES DEL EQUIPAMIENTO

1.5.1. PLC de Estaciones Transformadoras

- ◆ Envían al Control Maestro la información correspondiente a la posición de todos los equipos de playa y las potencias en cada tramo de línea y transformadores considerados. Estos datos los toman de la RTU existente en la Estación o de transductores propios.
- ◆ Reciben los disparos de los interruptores que pueden provocar el desenganche de una línea. Luego de validar estos datos, generan un **Evento** correspondiente a la pérdida de el/los tramo/s de línea y lo envían a los PLC de la ET *Rincón*.
- ◆ Los **Eventos** de pérdida de cada línea se generan en ambos extremos de la misma, pues existen PLC que detectan esos disparos en ambos extremos de cada línea, con la siguiente excepción:
En el caso de los eventos de pérdida de las líneas *Salto Grande Uruguay-San Javier, Cnia. Elía-San Javier*, sólo se toman los eventos de los PLC de *Salto Grande Uruguay, Cnia. Elía*, pero está contemplada la detección de la apertura del extremo *San Javier* mediante interdisparo directo.
- ◆ El PLC de ET El Bracho envía el evento 3F por teleprotección a pesar de no comunicarse con el Control Maestro de la DAG NEA.
- ◆ **Automatismo de Reactores:** Los PLC de las ET Romang y Resistencia tienen la función adicional de controlar la apertura y cierre de los reactores, sobre la base de mediciones de tensión en la estación. (Ver OS 17. Anexo 2)
- ◆ En caso que los PLC pierdan comunicación con el Control Maestro (pérdida del canal de datos), continuarán funcionando en forma aislada, enviando los disparos de eventos por los canales de teleprotección.

Nota: Cuando haya PLC no disponibles, el COT introducirá manualmente en la estación de trabajo la información de línea en servicio o fuera de servicio, y la potencia transmitida por la línea.

Si uno de los dos PLC en los extremos de una línea pierde información, queda congelado en el último estado coherente. Al ingresarse datos en forma manual, será esa la información válida en reemplazo de la congelada, hasta tanto vuelva a haber coherencia entre ambos extremos de la línea.

1.5.2. PLC de ET Rincón Santa María

Los PLC Maestros de RI, están configurados en forma redundante, de modo que ambos tienen cableadas las mismas entradas y salidas, pero sólo actúa sobre las salidas el PLC que se encuentre en estado *Hot*. El objetivo de la lógica *Hot-Standby*, es asegurar que en todo momento uno y sólo uno de los PLC está funcionando como *Hot*. Por otro lado, el PLC que funciona como *Standby* supervisa el estado del *Hot* y está preparado para tomar el control y ponerse en *Hot* ante una falla en el otro PLC.

El PLC *Hot* será el encargado de emitir disparos DAD/DAG ante la presencia de un evento, mientras que el otro PLC no podrá emitir ningún disparo.

En condiciones normales, ambos PLC se comunican con el Control Maestro y reciben las matrices de DAD y DAG en forma simultánea.

Sus funciones son las siguientes:

- ◆ Envían al Control Maestro NEA la información correspondiente a la posición de todos los equipos de playa y las potencias en cada tramo de línea considerado. Estos datos los toman de la RTU existente en la estación. Para la medición de potencia transmitida por las líneas *5GARII* y *2*, tienen transductores dedicados que brindan suficiente velocidad en la medición para poder detectar recierres. También cuenta con transductores de frecuencia para las barras de 500 kV. En condiciones N, se valida que dentro de los cinco segundos de recibida alguna falla (DISP, Evento R1 o R2 o Recierre), la frecuencia alcance un valor superior a 50,3 Hz. A partir de este momento se habilita la emisión de disparos DAG por pérdidas en la exportación.
- ◆ Reciben de los equipos de teleprotección los **Eventos** enviados por cada PLC de ET.
- ◆ Reciben disparos de interruptores e información del estado de las EC de *Garabí* y generan los **Eventos** propios de la ET *Rincón*.
- ◆ En función de la **Matriz de disparo DAD**, para cada evento que reciba, el PLC *hot* emitirá o no un **Disparo DAD** del nivel correspondiente. Los niveles de Disparo DAD hacia *Garabí* representan valores fijos de disminución de demanda en las EC. Estos valores de potencia son cuatro para cada EC; 50, 100, 250 y 500 MW de reducción, que pueden combinarse para definir hasta 15 volúmenes de DAD distintos. La potencia máxima total de DAD para ambas EC en modalidad automática es 1100 MW y en modalidad manual será aquella cuya orden haga reducir a la EC con más potencia transmitida, desde el valor prefalla al mínimo técnico de la EC (110 MW).
- ◆ En función de la **Matriz de disparo DAG**, para cada evento que reciba, el PLC *hot* emitirá los **Disparos DAG** de los niveles correspondientes hacia cada Central.
- ◆ Funciona en modo **Automático** utilizando matrices de disparo recibidas del Control Maestro NEA.

1.5.2.1 Señales de disparo desde *Garabí*

Las señales de disparo que se reciben desde las EC *Garabí 1* y *Garabí 2* son las siguientes:

Señal DISP	Origen	Descripción
DISP2-G1	<i>Garabí 1</i>	<i>Runback Garabí 1</i> - Se genera por reducciones de potencia mayores que 100 MW sin bloqueo de polos.
DISP3-G1	<i>Garabí 1</i>	Disparo Parcial <i>Garabí 1</i> - Bloqueo definitivo de un polo, cuando el otro sigue funcionando.

DISP4-G1	<i>Garabí 1</i>	Disparo Total <i>Garabí 1</i> - Bloqueo definitivo de los dos polos.
DISP2-G2	<i>Garabí 2</i>	<i>Runback Garabí 2</i> - Se genera por reducciones de potencia mayores que 100 MW sin bloqueo de polos.
DISP3-G2	<i>Garabí 2</i>	Disparo Parcial <i>Garabí 2</i> - Bloqueo definitivo de un polo, cuando el otro sigue funcionando.
DISP4-G2	<i>Garabí 2</i>	Disparo Total <i>Garabí 2</i> - Bloqueo definitivo de los dos polos.

Nota: Se cuenta como reserva con las señales DISP1-G1 y DISP1-G2.

1.5.2.2 Matrices de configuración DAD y DAG

El Control Maestro NEA envía a los PLC de *Rincón* las matrices de configuración DAD/DAG correspondientes para el estado del sistema eléctrico en ese momento.

Las matrices que reciben los PLC son:

- ♦ **Matrices de exportación:** Sus vectores corresponden a valores de exportación de 100 MW a 2200 MW en saltos de a 200 MW, de los cuales, las tres primeras matrices corresponden a la DAG preventiva, y se emitirán en condición *N* ante un recierre en una línea del corredor de exportación, habiendo ocurrido en los 30 s anteriores una falla en la otra línea, que provoque una DAG menor que 600 MW. En condición *N-1* estas matrices se utilizan en forma similar a los otros vectores de DAG de Exportación.
- ♦ **Matrices de DAG y DAD por eventos del SADI:** Son dos vectores para cada uno de los eventos del 1A al 2P. La primera corresponde a los disparos a generadores. La segunda corresponde a los *runback* a las EC.

1.5.2.3 Detección de recierre en las líneas *Garabí-Rincón 1 y 2*

Las fallas monofásicas en las líneas *Garabí-Rincón 1 y 2* provocan apertura y recierre trifásico, y se bloquea el recierre para el caso de fallas bifásicas y trifásicas.

1.5.2.3.1 Recierre Fallido

El PLC de la ET *Rincón* determina que un recierre en una de las líneas que vinculan las EC de *Garabí* con la ET *Rincón* ha sido fallido cuando pasaron 1,2 s de detectado el recierre, y la potencia permanece por debajo de 100 MW, en condiciones *N*.

En *N-1*, ante un recierre se envía un *runback* máximo a la EC correspondiente, y se hace DAG acorde a la potencia de la línea, quedando la misma al mínimo técnico con 110 MW en caso que el recierre sea exitoso. Por esta razón, en *N-1* se fuerza a que todos los recierres detectados activen la señal de *Recierre Fallido*, sólo a los efectos de la lógica del PLC.

1.5.2.3.2 Recierre Simultáneo

Si se inicia un ciclo de recierre en una de las líneas que vinculan las EC de *Garabí* con la ET *Rincón* y dentro de los 5 s se inicia un ciclo de recierre en la otra, se procesará esto como un evento de *Recierre Simultáneo* siempre que al menos una de las líneas tenga una potencia menor que 100 MW.

En este caso, se adoptan las siguientes acciones:

- ♦ Se emite *runback* máximo a la EC cuya línea inició el recierre en segundo lugar.
- ♦ Se emite DAG correspondiente a la potencia prefalla de la línea sobre la que se hace *runback*.

Este caso sólo puede presentarse en condición *N*, ya que en *N-1*, en caso de un recierre, el mismo ge-

nera *runback* máximo y DAG en forma independiente para cada línea.

1.5.3. PLC de Centrales

Los PLC de las Centrales *Salto Grande, AES Paraná, Atucha II, Manuel Belgrano, Timbues y Yacyretá*:

- ◆ Reciben la **Matriz de selección de máquinas** del Control Maestro NEA, y preseleccionan las máquinas correspondientes para que sean disparadas cuando se presente un **Disparo DAG** del nivel que corresponda.
- ◆ Envían al Control Maestro NEA la información correspondiente al estado de cada máquina y la potencia que está generando.
- ◆ Con la llave **Automático/ Manual** en **Automático**, el PLC predispone las máquinas que correspondan de acuerdo con la matriz de selección de máquinas que haya recibido del Control Maestro NEA. En **Manual** esta selección la realiza un Operador (excepto en CN *AT II* que está siempre en automático, por lo que no cuenta con esta llave) desde el frente del tablero a través de llaves de selección, por instrucción del COT, indicando para cada máquina qué nivel de DAG la puede disparar.

La llave deberá estar siempre en **Automático**, salvo instrucción en contrario del COT.

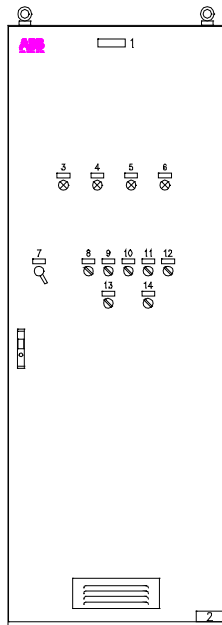
- ◆ En el interior del armario de PLC hay una llave **Normal/Prueba**. En la posición **Prueba**, la Central no será considerada para la selección. En esta posición no se impide la salida de comandos desde los módulos de salida del PLC. La llave se coloca en la posición prueba para realizar tareas de mantenimiento.

La llave deberá estar siempre en **Normal**, salvo instrucción en contrario del COT.

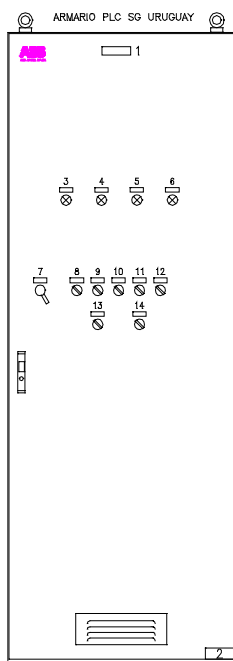
A continuación se esquematizan los armarios de PLC de las Centrales y la información de sus llaves:

1.5.3.1 PLC de *Salto Grande*

Armario PLC Central *Salto Grande Argentina* - Identificación en el armario de llaves y lámparas

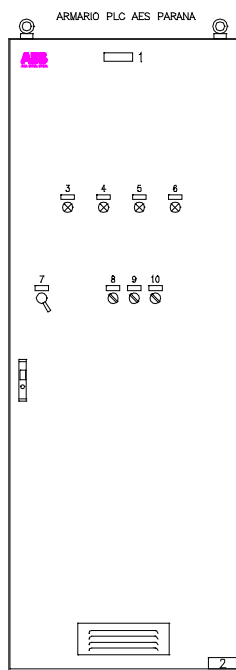


LLAVES	LÁMPARAS
7 AUTOMÁTICO-MANUAL	3 PS1 ON
8 NIVEL DAG G#1	4 PS2 ON
9 NIVEL DAG G#2	5 PRESENCIA TENSIÓN E/S
10 NIVEL DAG G#3	6 DISCREPANCIA RELÉS DE CONFIGURACIÓN
11 NIVEL DAG G#4	
12 NIVEL DAG G#5	
13 NIVEL DAG G#6	
14 NIVEL DAG G#13	



LLAVES	LÁMPARAS
7 AUTOMÁTICO-MANUAL	3 PS1 ON
8 NIVEL DAG G#7	4 PS2 ON
9 NIVEL DAG G#8	5 PRESENCIA TENSIÓN E/S
10 NIVEL DAG G#9	6 DISCREPANCIA RELÉS DE CONFIGURACIÓN
11 NIVEL DAG G#10	
12 NIVEL DAG G#11	
13 NIVEL DAG G#12	
14 NIVEL DAG G#14	

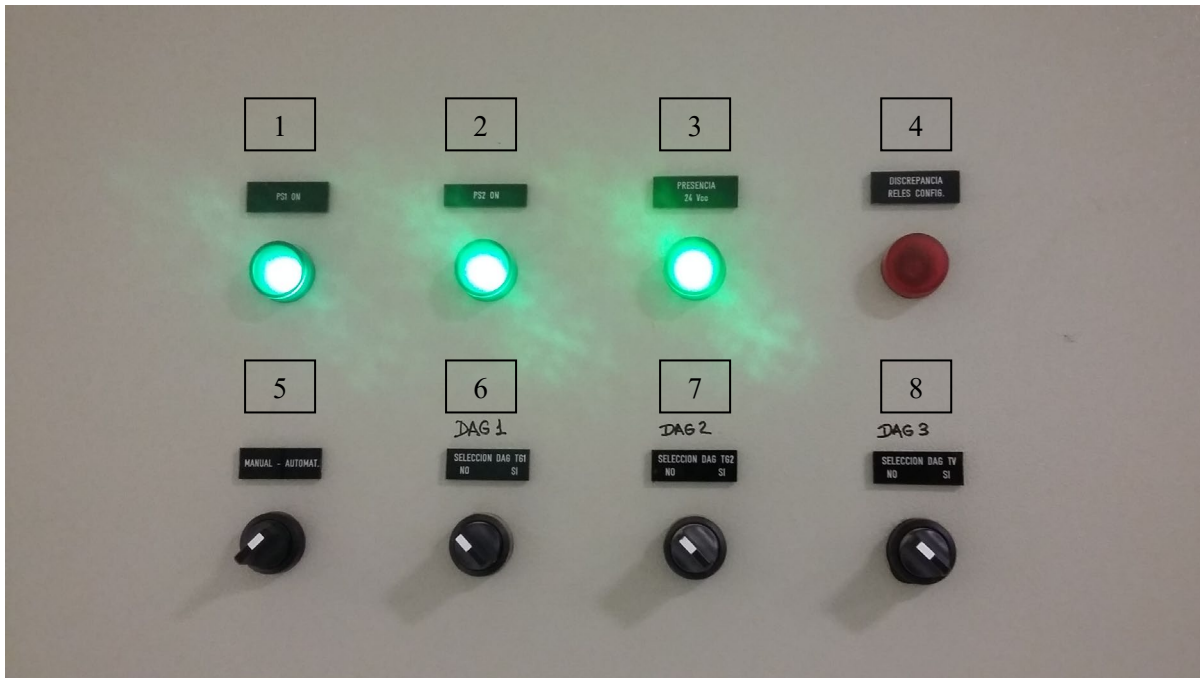
1.5.3.2 PLC de AES Paraná - Identificación en el armario de llaves y lámparas



LLAVES		LÁMPARAS	
7	AUTOMÁTICO-MANUAL	3	PS1 ON
8	NIVEL DAG TG#1	4	PS2 ON
9	NIVEL DAG TG#2	5	PRESENCIA TENSIÓN E/S
10	NIVEL DAG TV	6	DISCREPANCIA RELÉS DE CONFIGURACIÓN

1.5.3.3 PLC de Central *Manuel Belgrano*

Armario PLC Central

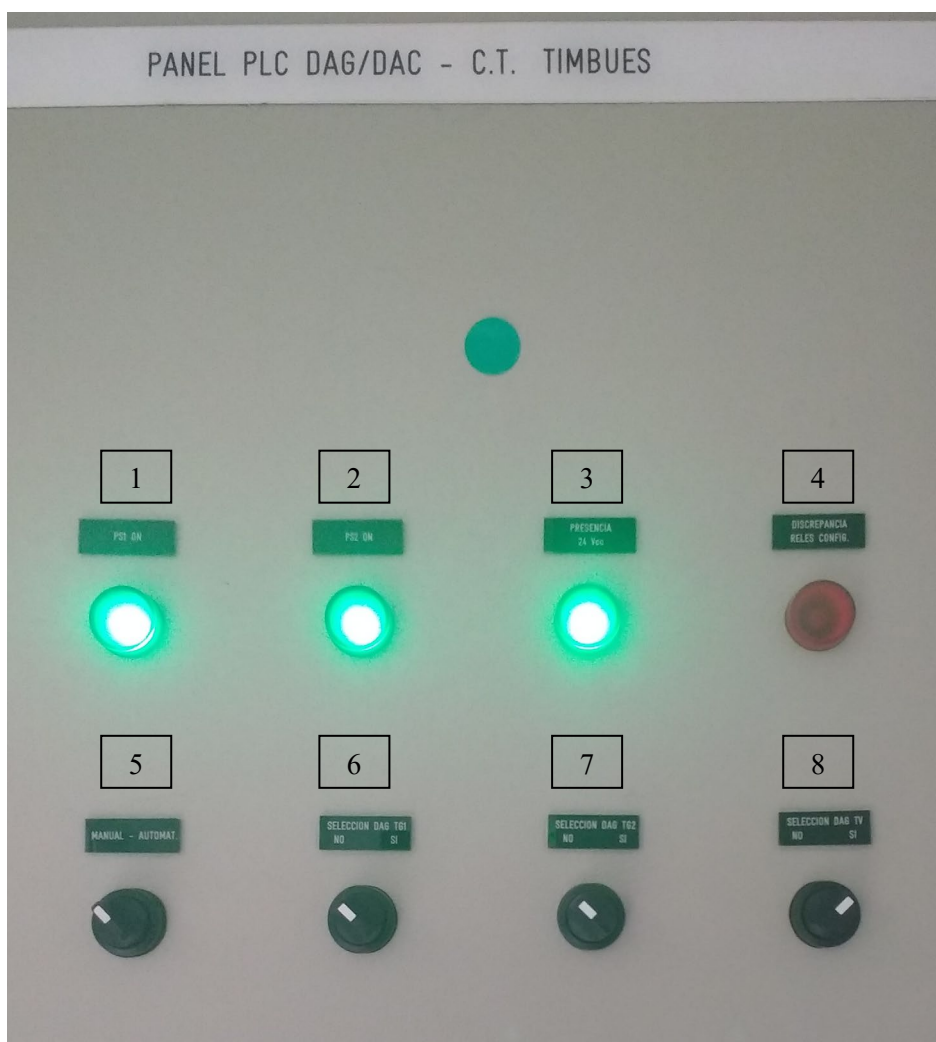


Identificación en el armario de llaves y lámparas

LLAVES		LÁMPARAS	
5	MANUAL-AUTOMÁTICO	1	PS1 ON
6	NIVEL DAG 1	2	PS2 ON
7	NIVEL DAG 2	3	PRESENCIA 24 Vcc
8	NIVEL DAG 3	4	DISCREPANCIA RELES CONFIG.

1.5.3.4 PLC de Central *Timbúes*

Armario PLC Central



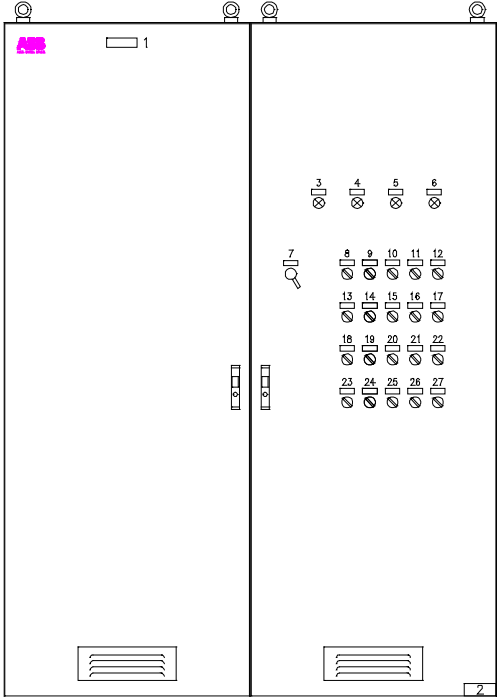
Identificación en el armario de llaves y lámparas

LLAVES		LÁMPARAS	
5	MANUAL-AUTOMÁTICO	1	PS1 ON
6	NIVEL DAG 1	2	PS2 ON
7	NIVEL DAG 2	3	PRESENCIA 24 Vcc
8	NIVEL DAG 3	4	DISCREPANCIA RELES CONFIG.

1.5.3.5 PLC de Central Yacyretá

- ◆ Recibe del Control Maestro NEA la prioridad de máquinas, que se configura desde una estación de trabajo específica para tal fin.
- ◆ Envía al Control Maestro NEA la información correspondiente al estado de cada máquina y la potencia que está generando.
- ◆ Como se ve en la página siguiente, tiene una llave **Manual/Automático**. En **Automático**, haya o no comunicación de datos con el Control Maestro NEA, el PLC predispone las máquinas que correspondan de acuerdo con la última lista recibida del Control Maestro. En **Manual**, esta selección la realiza un Operador desde el frente del tablero ubicado en la Sala de Control de la máquina N° 09, mediante llaves, indicando para cada máquina qué nivel de DAG la puede disparar.
- ◆ Recibe del PLC de *Rincón*, cuatro órdenes de disparo (**1, 2, 3 y 4**) indicando la cantidad de máquinas (1, 2, 4 y 8 respectivamente), las cuales deberá direccionar a cada máquina según su prioridad.

Identificación en el armario de llaves y lámparas

ARMARIO PLC YACYRETA			
		LLAVES	LÁMPARAS
		7 MANUAL-AUTOMÁTICO	3 PS1 ON
		8 NIVEL DAG TH#1	4 PS2 ON
		9 NIVEL DAG TH#2	5 PRESENCIA 24 Vcc
		10 NIVEL DAG TH#3	6 FALLA COMUNICACIONES RTU
		11 NIVEL DAG TH#4	
		12 NIVEL DAG TH#5	
		13 NIVEL DAG TH#6	
		14 NIVEL DAG TH#7	
		15 NIVEL DAG TH#8	
		16 NIVEL DAG TH#9	
		17 NIVEL DAG TH#10	
		18 NIVEL DAG TH#11	
		19 NIVEL DAG TH#12	
		20 NIVEL DAG TH#13	
		21 NIVEL DAG TH#14	
		22 NIVEL DAG TH#15	
		23 NIVEL DAG TH#16	
		24 NIVEL DAG TH#17	
		25 NIVEL DAG TH#18	
		26 NIVEL DAG TH#19	
		27 NIVEL DAG TH#20	

1.5.3.6 Disparos al Comahue

A los efectos del cálculo, el Comahue se considera como una Central virtual cuyos generadores tienen valores de potencia iguales a los volúmenes de DAG ofrecidos. El Control Maestro NEA recibe del Control Maestro Comahue los volúmenes de potencias ofrecidos para DAG 1, DAG 2, y DAG 4.

El Control Maestro NEA tomará en cuenta estos volúmenes siempre que la llave **Automático/Manual** de Ezeiza esté en **Automático** o con la llave en **Manual** y **Habilitación DAG 1, 2 y/o 4** en **Manual**,

OS N° 21: OPERACIÓN DE RECURSOS ESTABILIZANTES DEL CORREDOR GBA-LITORAL-NEA-GARABÍ - DAG/DAD NEA

Confeccionó: Ingeniería de Operación

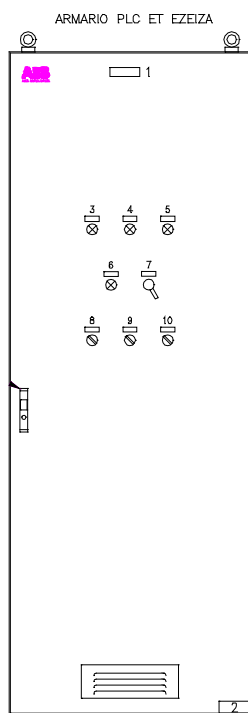
Versión 4

12 de agosto, 2025

Pág. 25/36

niveles que selecciona el Técnico de Estación a pedido del COT.

Identificación en el armario de llaves y lámparas



LLAVES		LÁMPARAS	
7	AUTOMÁTICO/MANUAL	3	PS1 ON
8	HABILITACIÓN DAG 1 EN MANUAL	4	PS2 ON
9	HABILITACIÓN DAG 2 EN MANUAL	5	PRESENCIA 24 Vcc
10	HABILITACIÓN DAG 4 EN MANUAL	6	DISCREPANCIA RELÉS DE CONFIGURACIÓN

1.5.4. Módulo Remoto de Ampliación Estación Maestra (MACN)

Comprende los siguientes elementos:

- 1.5.4.1 Gateway de módulo Remoto de Ampliación Estación Maestra:** La función principal del Gateway de Módulo Remoto Ampliación Estación Maestra, es recibir la información de operación de los PLC de Central correspondientes al nodo Río Coronda, y con esta información realizar una selección de máquinas, para ofrecer a la Estación Maestra de DAG NEA cuatro niveles de DAG. Estos niveles de DAG serán determinados como un porcentaje del volumen DAG disponible en ese nodo (parámetro del sistema). Ej Para DAG1, 2, 3 y 4 corresponde 25, 25, 40, 10 %. Con esta información, enviará matrices de selección de DAG al PLC de MACN, y PLC de Central correspondientes.

El GW MACN ajustará el cálculo de los volúmenes DAG ofrecidos utilizando las máquinas validadas y respetando prioridades y las restricciones particulares de cada máquina, ver punto 2.3. Además cuenta con un coeficiente de efectividad para cada central, como un parámetro del sistema, que afectará los valores de potencia de cada central, en la evaluación de potencia a ofrecer al sistema DAG NEA.

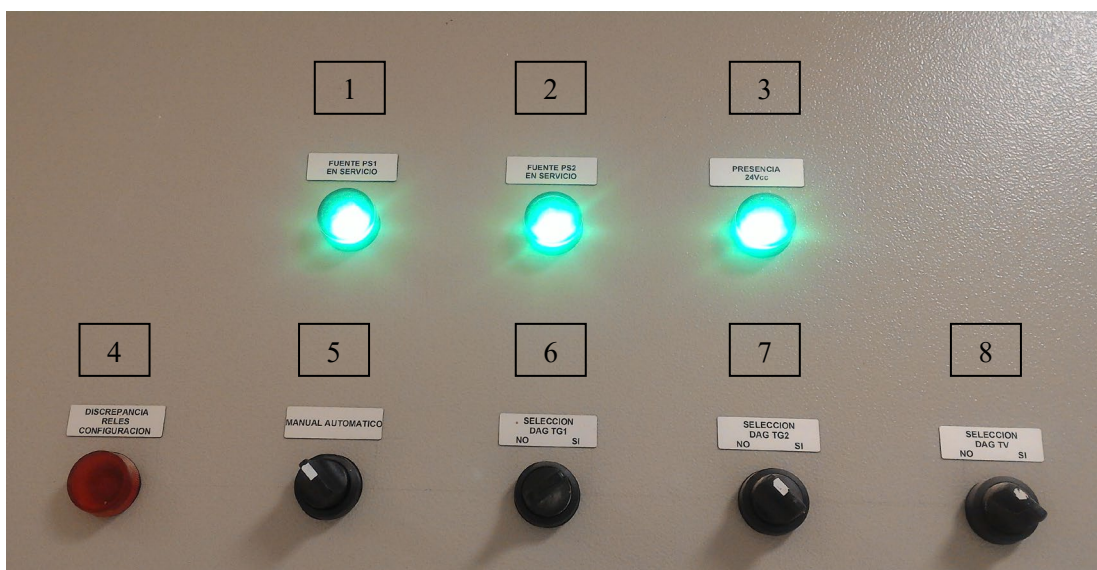
- 1.5.4.2 PLC de Módulo remoto Ampliación EM:** La función básica del PLC es de recibir los Disparos DAG desde el PLC Maestro de DAG NEA, y en función de la matriz recibida del Gateway, emitir los Disparos DAG a las Centrales asociadas al nodo Río Coronda.
- 1.5.4.3 PLC de Central:** Estos PLC tienen como función principal la de reportar al *Gateway*

la información correspondiente al estado de conexión y potencia de las máquinas de cada central asociada al nodo Río Coronda , y en función de la matriz que reciben de este *Gateway* NC, predeterminedar los disparos DAG a los Generadores correspondientes.

Nota: La central no se considera seleccionada para DAG si su PLC indica que hay problemas en sus dos equipos de teleprotección, o si la llave normal/prueba acusa estado invalido o prueba o si hay pérdida de comunicación con el GW MACN. Si la conectividad de una máquina es inválida o desconectada, o si su potencia es inválida o menor a un mínimo de 10 MW, la máquina no puede seleccionarse para la DAG

1.5.4.3.1 PLC de Central *Vuelta de Obligado*

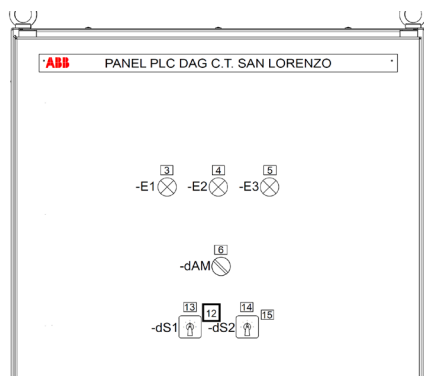
Armario PLC Central - Identificación en el armario de llaves y lámparas



LLAVES		LÁMPARAS	
5	MANUAL-AUTOMÁTICO	1	PS1 ON
6	NIVEL DAG 1	2	PS2 ON
7	NIVEL DAG 2	3	PRESENCIA 24 Vcc
8	NIVEL DAG 3	4	DISCREPANCIA RELES CONFIG.

• **1.5.4.3.2 PLC de Central Terminal Seis San Lorenzo**

Identificación en el armario de llaves y lámparas



LLAVES		LÁMPARAS	
6	MANUAL-AUTOMÁTICO	3	FUENTE PS1 EN SERVICIO
12	SELECTOR DAG 1	4	FUENTE PS2 EN SERVICIO
13	SELECTOR MANUAL TG1	5	PRESENCIA 24 VCC
14	SELECTOR MANUAL TV1		
15	SELECTOR DAG 2		

1.5.5. Control Maestro NEA

- ♦ Con la información recibida de los PLC de Estaciones, determina el estado de la Red: *N*, *N-I*, etc.
- ♦ Ante un cambio en el sistema, tanto de configuración como de potencias transmitidas (ya sea porque la potencia cambió realmente o porque fue introducida por un Operador en forma manual, o en forma cíclica cada 10 minutos), realiza el cálculo de los valores de DAG y DAG correspondientes a cada evento y conforma las matrices de Disparo y de Selección de Máquinas. Envía a los PLC de *Rincón* y PLC de *Módulo remoto Ampliación EM* las **Matrices de Disparo DAG** y **DAG**. Adicionalmente, envía la matriz de selección a cada PLC de Central.
- ♦ Recolecta todos los datos relacionados al proceso desde los PLC, a través de una tarjeta de comunicaciones (*front end*) y la redirige a pantallas, archivos históricos, cálculos, impresiones y otros sistemas.
- ♦ Recibe la prioridad de máquinas de Yacyretá desde la estación de trabajo allí instalada, fijada por el Operador de la Central, la archiva y envía al PLC de la Central para su puesta en funcionamiento.

2. OPERACIÓN DEL SISTEMA DAG NEA

2.1. MODALIDAD DE OPERACIÓN

El sistema DAG NEA operará normalmente en modalidad **Automática** (Adaptiva).

Sólo se requerirá operar con DAG=0 si se presentan las siguientes condiciones:

- a) Indisponibilidad simultánea de los dos Controles Maestros NEA.
- b) Pérdida total de comunicaciones entre Controles Maestros NEA y los PLC de Rincón.
- c) Indisponibilidad simultánea de los dos PLC de *Rincón*.

La indisponibilidad de dos PLC sucesivos implica limitar la transmisión por la línea afectada por PLC fuera de servicio en ambos extremos a un valor de potencia que no requiera DAG.

En los casos de fallas en las comunicaciones entre equipos, el COC deberá suministrar toda la información necesaria para la operación en tiempo real al COT, por los medios alternativos disponibles,

OS N° 21: OPERACIÓN DE RECURSOS ESTABILIZANTES DEL CORREDOR GBA-LITORAL-NEA-GARABÍ - DAG/DAD NEA

Confeccionó: Ingeniería de Operación

Versión 4

12 de agosto, 2025

Pág. 28/36

con periodicidad adecuada, debido a que Transener no cuenta con parte de esa información.

CAMMESA debe supervisar la selección. A tales efectos, el COT suministrará la información requerida. En los casos de fallas en las comunicaciones con la estación de trabajo del COC, el COT suministrará al COC toda la información necesaria para la supervisión en tiempo real por los medios alternativos disponibles, con cierta periodicidad.

2.1.1. Procedimiento ante salida de servicio del Control Maestro NEA

El Control Maestro puede quedar fuera de servicio por inconvenientes propios, o puede interrumpirse la comunicación con la estación de trabajo remota del COT.

Ante la aparición de una alarma que indique falla del Control Maestro NEA, el COT se comunicará con el Operador del COY en *Rincón*, quien le informará si el Control Maestro está funcionando.

Si se verifica que el Control Maestro NEA está apagado, bajo instrucciones del COT el Operador del COY efectuará un intento de rearranque como se detalla en el punto 3 del Anexo 1. Si el arranque no resulta exitoso, se pasará a operar con $DAG=0$, esta verificación se hará mediante el software SISDAG cuya operación está detallada en el Anexo 4 de la OS15.

Si se verifica el correcto funcionamiento del Control Maestro; es decir que la falla es en realidad de comunicación con el COT, **se mantendrá la operación en Automático**, para lo cual el Operador del COY, supervisado telefónicamente por el COT, realizará las acciones sobre la estación de trabajo que le solicite el COT, y mantendrá a éste informado respecto a cambio de magnitudes, alarmas o contingencias que aparezcan, hasta tanto quede reestablecida la comunicación.

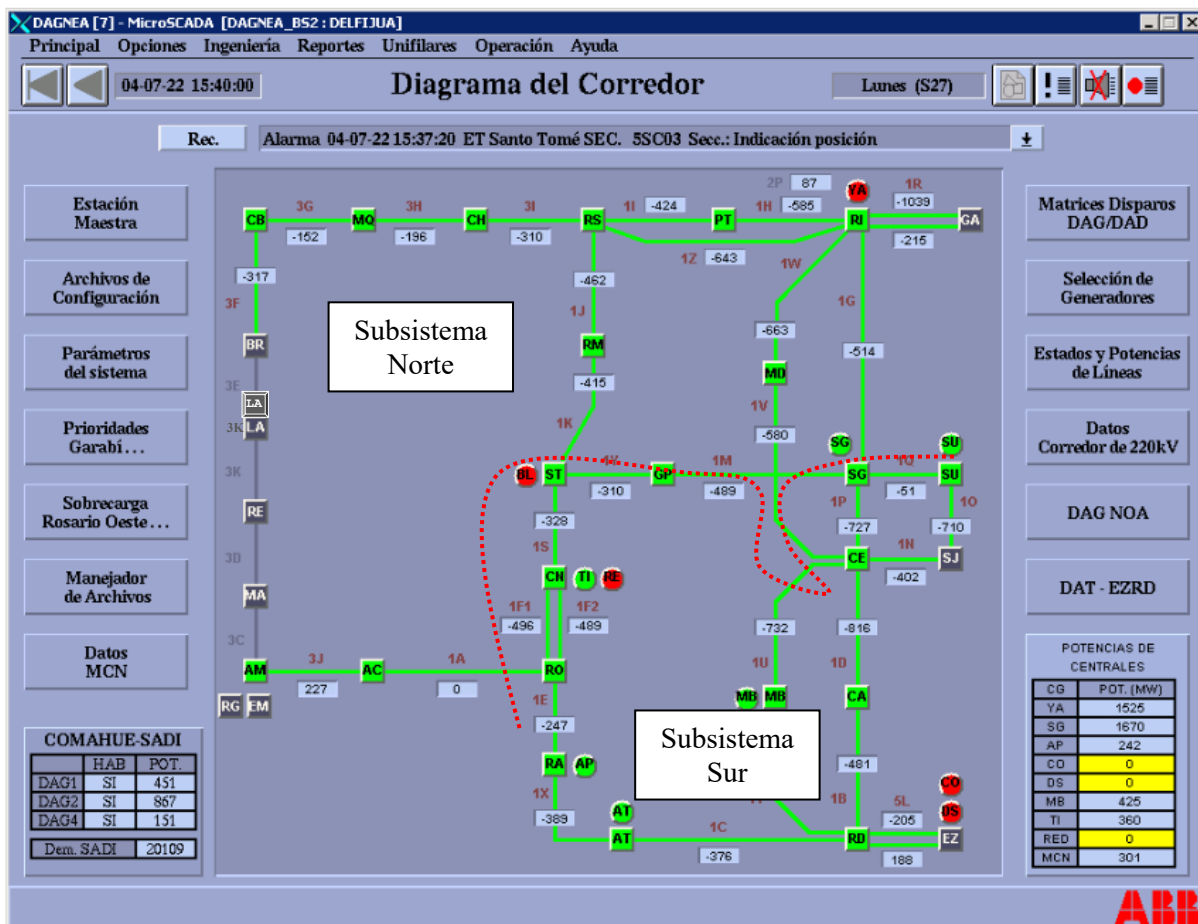
Dado que el Operador del COY ya no podrá apartarse del Control Maestro NEA hasta que se solucione el inconveniente, podrá requerir la presencia en la estación de personal adicional para que se haga cargo del resto de sus tareas.

2.1.2. Operación en Condición de Emergencia OCE

La figura siguiente muestra el Sistema bajo supervisión de la DAGNEA y los dos subsistemas en los que está dividido (Norte y Sur). También se muestran las letras que representan a las distintas líneas. Desde Santo Tomé- Salto Grande hacia el norte es lo que se define como Subsistema Norte y cuenta con tres electroductos o ramas (desde ET Rincón hacia el sur).

La primera rama consiste en la línea 1G, la segunda en las líneas 1V y 1W, y la tercera en un doble corredor con las líneas 1H y 1I y 1Z y que a su vez están conectadas con las subramas 1J, 1K (NEA) y 3I, 3H, 3G, 3F, 3E, 3K, 3D, 3C, 3J, 1A (NOA). Una rama está fuera de servicio cuando alguno de sus tramos está fuera de servicio, la tercera rama se tomará fuera de servicio si ambas subramas se encuentran fuera de servicio.

Si el corredor cae en un N-2 ó peor, no cubierto por Tabla de volúmenes DAG/DAD, donde una de las líneas faltantes es del Subsistema Norte, y la exportación a Brasil es menor a 1500 MW, pasa a un estado de operación que llamamos Operación en Condición de Emergencia (OCE).



2.1.2.1 Condiciones para una OCE

Las condiciones para entrar en este estado son:

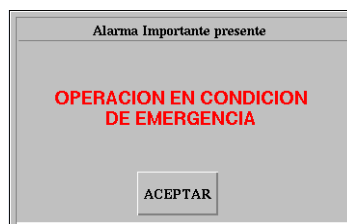
- El Sistema está en configuración N-2 ó peor.
- La configuración presente NO tiene una Tabla de Volúmenes DAG/DAD asignada.
- El Subsistema Norte se encuentra con al menos una rama fuera de servicio.
- La exportación a Brasil es menor a 1500 MW.
- El sistema está en funcionamiento ADAPTIVO (es decir que la Estación Maestra tiene comunicación con al menos uno de los PLC Maestros de ET Rincón)

Si se dan estas condiciones aparecerá en pantalla un recuadro con el cartel:

OS N° 21: OPERACIÓN DE RECURSOS ESTABILIZANTES DEL CORREDOR GBA-LITORAL-NEA-GARABÍ - DAG/DAD NEA
 Confeccionó: Ingeniería de Operación

Versión 4
 Pág. 30/36

12 de agosto, 2025



Es conveniente abrir la pantalla de “Alarmas Importantes” ante un N-2 del sistema, para visualizar la presencia del estado OCE.

La operación del automatismo DAGNEA ya no se rige por las reglas usuales (tomar acciones de acuerdo a tablas de Volúmenes de DAG/DAD).

Pasa a condición OCE, hasta que aparezca una configuración que sí tenga una tabla de Volúmenes DAG/DAD asignada.

En condición OCE, cualquier evento que saque de servicio una rama del Subsistema Norte provoca la desconexión de generadores de Yacyretá dejando sólo siete de ellos en servicio (acción denominada DAG_OCE) y/o hará *runback* máximo en Garabí.

Los eventos que NO modifican el número de ramas en servicio en el Subsistema Norte no provocan DAG_OCE.

Mientras el Sistema opera en OCE, el Subsistema Sur queda con matrices congeladas, esto significa que la salida de líneas de éste subsistema (Sur) provocará que el automatismo responda con las acciones previstas en la última Tabla de volúmenes DAG/DAD que estuvo activa previo a entrar a condición OCE.

2.1.2.2 Importación-Exportación a Brasil:

En el caso de **importación** desde Brasil se hará *runback* máximo además de la DAG_OCE en Yacyretá. Esto significa que se reducirá también la importación hasta el valor mínimo técnico de la Conversora (55 MW por rama de conversora).

En el caso de **exportación** a Brasil la acción a realizar va a depender del valor de la potencia exportada:

- Entre 0 y 500 MW sólo se efectuará DAG_OCE.
- Entre 501 y 1500 MW se efectuará DAG_OCE y *runback* máximo. Esto es así para evitar la pérdida de sincronismo del Sistema. Previo a la falla, una parte de la generación de Yacyretá se va para Brasil. Al hacer DAG_OCE la potencia para cubrir esa demanda vendrá del Sur, lo que en algunos casos podría provocar la inestabilidad del Sistema.
- Con exportación mayor de 1500 MW el automatismo no pasa a condición OCE, quedando la operación con Matrices Congeladas. En este caso el Subsistema Norte está descargado y no hay riesgo que la pérdida de una rama ponga en peligro la estabilidad del Sistema. La mayor parte de la generación de Yacyretá se transmite hacia Brasil.

Nota: Solo provocarán DAG_OCE los eventos cuyos disparos lleguen a Rincón (3E, 3K, 3D y 3C no

llegan a Rincón).

2.1.3. Límites de transmisión

Los límites máximos de transmisión para Red Completa e Incompleta, son los indicados en la Programación Estacional vigente.

2.2. RESTRICCIONES A LA OPERACIÓN DE LA RED CON DAG NEA

2.2.1. Precauciones durante desconexión de elementos de transmisión con DAG NEA habilitada

Se indican a continuación las acciones que deberá ejecutar el personal del COT durante maniobras de cambio de configuración para evitar actuaciones innecesarias de la DAG NEA.

Antes de iniciar toda maniobra de desconexión de líneas incluidas en el esquema de DAG NEA, el personal del COT verificará en la pantalla **Matrices de Disparos DAG/DAD** el nivel DAG/DAD asignado por el Control Maestro NEA a ese evento en las Estaciones involucradas.

Durante el tiempo de ejecución de toda maniobra de desconexión de líneas incluidas en el esquema de DAG/DAD, el personal del COT prestará el máximo de atención a la aparición de alarmas asociadas a cualquiera de los sistemas de DAG.

Si fuese necesario desconectar un tramo de línea habiendo máquinas seleccionadas para DAG en alguna de las Centrales, y si el evento correspondiente a esa operación ocasionará la desconexión de esas máquinas, se coordinará previamente con el COC la modificación del despacho de generación necesaria para llevar la transmisión a condición de transmisión con reserva ($DAG = 0$), para esa línea.

No se deben desconectar líneas si el evento correspondiente a dicha operación ocasionará la desconexión de generadores seleccionados para DAG.

2.2.2. Indisponibilidad de equipos vinculados a la DAG NEA

Los trabajos de mantenimiento programado en cualquier elemento que puedan originar falsas actuaciones del automatismo DAG NEA, deben ser solicitados por Programación del COT a CAMMESA siguiendo los procedimientos vigentes.

Cuando deban realizarse trabajos en equipos vinculados a la DAG NEA (Por ejemplo PLC y canales de Onda Portadora), el COT deberá verificar que para todos los eventos correspondientes a las estaciones afectadas por dichos trabajos no exista DAG. Cuando haya DAG prevista para cualquier evento de esas estaciones, deberá bajarse el flujo de potencia por las líneas vinculadas hasta alcanzar la condición de $DAG = 0$ para todos los eventos que pudieran producirse.

2.2.3. Indisponibilidad del PLC de la CH Yacyreta

Cuando por distintas razones la Estación Maestra no tiene comunicación con el PLC de la CH Yacyreta, se pueden seleccionar las máquinas de la Central en forma manual.

Por seguridad, ante la pérdida de comunicación con el PLC de Central, se mantiene la selección de máquinas.

Para hacer una nueva selección de máquinas en la Central debe dejarse la llave *Normal/Prueba* en *Normal* y pasar la llave *Manual/Automático* a *Manual*. En esta condición el operador de Central puede seleccionar el nivel de DAG que va a desconectar cada máquina. En este paso es

importante respetar la cantidad de máquinas asociadas a cada nivel de disparo descripto más arriba, si la selección manual no cumple con esta condición, la DAG efectiva será errónea.

Asimismo, en esta situación, en el unifilar de la Central se habilita el botón *Operación Manual* en donde deberán ingresarse los datos de estado de conexión y potencia de cada máquina tal como se indica en el punto 5.2.1.3 *Operación Manual de Central Yacyretá* en el Anexo 1 de la presente OS.

2.3. RESTRICCIONES EN CENTRALES PARA APLICACIÓN DE DAG

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

2.3.1. Central Yacyretá

Deben quedar 7 máquinas en servicio después de la DAG.

A diferencia del resto de las Centrales del Sistema, esta no recibe matrices de selección de la Estación Maestra, sino que cada disparo representa una cantidad de máquinas a desconectar, a saber:

DAG1 = 1 Máquina

DAG2 = 2 Máquinas

DAG3 = 4 Máquinas

DAG4 = 8 Máquinas

Lo que el PLC de Central recibe normalmente es solo el orden de prioridad de las máquinas.

2.3.2. Central Salto Grande

Siendo que entre ambas márgenes de la Central existen 14 máquinas y sólo 3 disparos desde Rincón hacia la Central, existe una lógica para el agrupamiento de máquinas por disparo que se describe a continuación:

- Si hay un solo pedido de DAG sobre la Central, se seleccionan las máquinas para el nivel 1, 2 y 3 hasta completar el volumen teórico.
- Si existen dos pedidos distintos sobre la Central, se seleccionan las máquinas para el nivel 2 y 3 hasta completar el pedido de volumen más alto y se seleccionan máquinas para nivel 1 hasta completar el volumen más bajo.
- Si existen tres pedidos distintos sobre la Central, se seleccionan las máquinas para el nivel 3 hasta completar el pedido de volumen más alto, luego se seleccionan las máquinas para el nivel 2 hasta completar el pedido de volumen intermedio, y por último se seleccionan máquinas para nivel 1 hasta completar el volumen más bajo.
- Si existen más de tres pedidos distintos sobre la Central, se seleccionan las máquinas para nivel 3 hasta completar el pedido de volumen más alto, luego se seleccionan máquinas para nivel 2 hasta completar un volumen igual a 2/3 del volumen más alto pedido, y por último se seleccionan máquinas para nivel 1 hasta completar un volumen igual a 2/3 del volumen más alto pedido. Seguidamente, para cada evento que requirió DAG en la Central se opta, dentro de los 3 niveles posibles, el más cercano al necesario.

En cualquier caso, deben quedar 4 máquinas en servicio después de la DAG, si es posible dos del lado argentino y dos del lado uruguayo.

El PLC está diseñado de manera tal que ante la recepción de un disparo nivel 1 saldrán de servicio las

máquinas seleccionadas para ese nivel, ante la recepción de un disparo nivel 2 saldrán de servicio las máquinas seleccionadas para nivel 1 y 2, y ante la recepción de un disparo nivel 3 saldrán de servicio las máquinas seleccionadas para los niveles 1, 2 y 3.

Desde el punto de vista de la elaboración de las tablas de la DAG NEA, hay que tener en cuenta que debe utilizarse la misma lista de prioridades de máquina en una misma tabla de DAG. Por ejemplo, en la Tabla Red Completa se utilizan varias listas de prioridades de centrales, tales como la NEA_PRI_05 y NEA_PRI_14, y en cada una de ellas se utiliza la misma prioridad de central: SG_21. De otro modo, la selección podría no responder como es esperado.

2.3.3. Centrales Manuel Belgrano, Timbúes y Vuelta de Obligado

Siempre debe quedar una TG en servicio después de la DAG.

2.3.4. Central Terminal Seis San Lorenzo y AES Paraná:

Sin restricción.

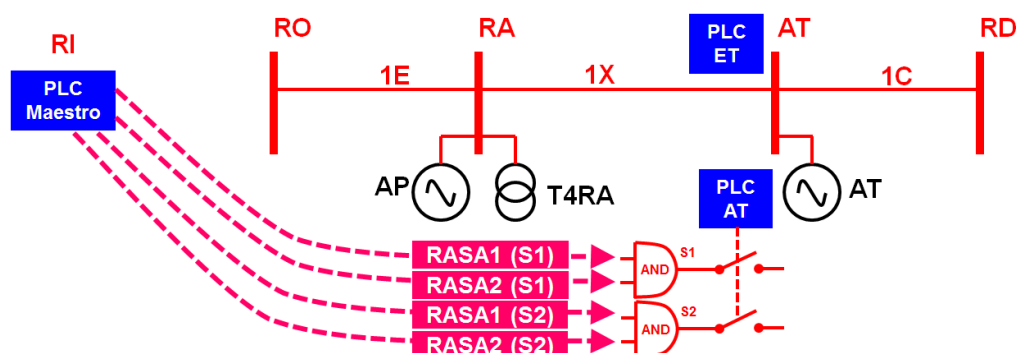
2.3.5. Central Atucha II

En configuración de Red Completa, la CN AT II no es seleccionada.

Es necesaria la Reducción Automática a Servicios Auxiliares (RASA) de la CN AT II en las configuraciones N-1 del corredor Rosario Oeste – Rodríguez cuando:

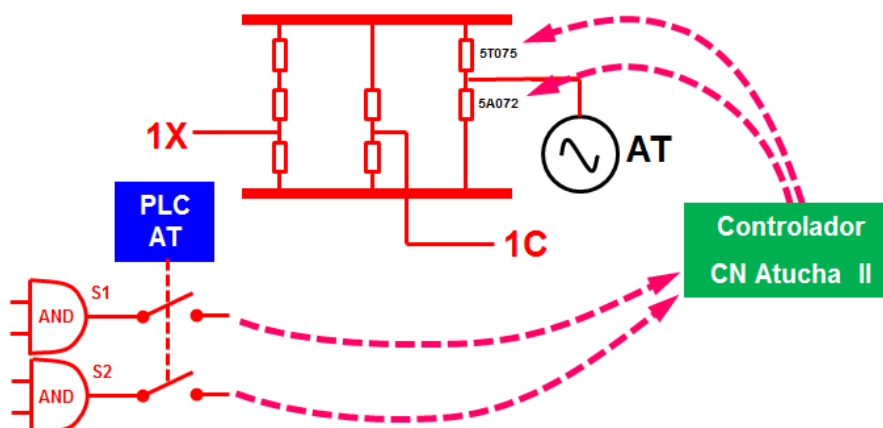
- ◆ la línea 1E está F/S y se desconecta la 1C, para evitar la sobrecarga del T4RA
- ◆ la línea 1X está F/S y se desconecta la 1C (está cubierto por el relé rechazo de carga de la CN)
- ◆ la línea 1C está F/S y se desconecta la 1X (está cubierto por el relé rechazo de carga de la CN)
- ◆ la línea 1C está F/S y se desconecta la 1E, para evitar la sobrecarga del T4RA

Para que la Central sea desconectada debe estar seleccionada y deben llegar a la central las dos señales RASA (Reducción a Servicios Auxiliares) por sistema 1 o por sistema 2. Esta señal luego va al tablero del Controlador de la Central y desde allí se envían dos señales de disparo por dos sistemas a los 2 interruptores de 500 kV. El disparo no va al interruptor de máquina porque dejaría sin auxiliares a la



Central.

Esto se implementó como medida de seguridad preventiva para evitar que una señal espuria por uno de los sistemas de teleprotección desconecte la central.



2.4. ACCIONES A REALIZAR DESPUÉS QUE OPERA LA DAG

Para recuperar la confiabilidad con que normalmente opera la Red, es decir transitoriamente estable ante fallas con pérdida de un elemento de transmisión, se ejecutarán las siguientes acciones:

Los Operadores de las Centrales:

- ♦ Prepararán los generadores desconectados por DAG para realizar el paralelo de uno o más de ellos en caso que el COC lo requiera.

El COC:

- ♦ De ser necesario, asignará la regulación secundaria de frecuencia a Centrales del SADI que no pertenezcan al área NEA, de manera que las Centrales del NEA puedan reducir su generación, para poner a cubierto la transmisión cumpliendo con el nuevo límite.

El COT:

- ♦ Operará sobre los equipos de transmisión que quedaron disponibles para recomponer el servicio y permitir, en lo posible, el cumplimiento del programa o reprograma de generación informado por el COC.
- ♦ En caso que después de la actuación de DAG exista una sobrecarga de potencia transmitida en la configuración resultante, informará al COC, el cual ejecutará las acciones necesarias para eliminar dicha sobrecarga lo antes posible.

2.5. ADMINISTRACIÓN Y ACTUALIZACIÓN DE ARCHIVOS

IO es responsable tanto de extraer periódicamente de los *base system* los archivos históricos, como de la carga de nuevos archivos de configuración del sistema en los *base systems* y en el SISDAG.

Toda modificación en los programas, parámetros operativos, algoritmos, archivos de configuración y diseño de las instalaciones de este automatismo será coordinada previamente por IO con CAMMESA, con el fin de mantener la calidad y seguridad del SADI, debiendo quedar constancia escrita de lo acordado. Una vez incorporados los cambios acordados al sistema, serán informados por IO al COT y a CAMMESA.

Asimismo, si como resultado de estudios y análisis fuese necesario modificar los algoritmos o pro-

gramas del Automatismo con el objeto de mantener la calidad y seguridad del SADI, CAMMESA efectuará el correspondiente requerimiento a Transener, que realizará lo solicitado, siendo la responsabilidad sobre el correcto funcionamiento de tales cambios atribuible exclusivamente a CAMMESA.

2.6. OPERACIÓN DE LA RED CON RESTRICCIONES EN DAG NEA

Cuando condiciones de despacho de generación o cualquier otro motivo impidieren la operación con máquinas seleccionadas para DAG en alguna Central (por ejemplo si han quedado Centrales fuera del esquema de DAG por indisponibilidades de equipamiento), y esto llevare a una condición de DAG insuficiente, CAMMESA decidirá y realizará las acciones a seguir (limitación de exportación/importación, redespachos, etc.) para llevar al SADI a una condición estable (o sea con DAG suficiente para todos los eventos) en el menor tiempo posible.

2.7. ALARMAS

La información disponible sobre alarmas del automatismo DAG NEA y las acciones que origina cada una de ellas se ha incluido en el Anexo 2 de esta Orden de Servicio.