

# 1. MECANISMOS DE CONTROL DE EMERGENCIA QUE MINIMIZAN LAS RESTRICCIONES A LA TRANSMISIÓN

## 2. I.- MECANISMOS EXISTENTES

En el Sistema Interconectado Cuyo (SIC) se encuentran implementados los siguientes mecanismos de control, tendientes a evitar un colapso ante la pérdida de elementos serie del sistema de transmisión en los niveles de 500, 220 y 132 kV.

### A - SISTEMA DE 500 KV

- 1 - Mecanismo de Sobrefrecuencia
- 2 - Mecanismo de Subfrecuencia

### B - SISTEMA DE 220 KV

- 1 - Mecanismo Disparo Automático Generación – DAG – Sur
- 2 - Mecanismo Disparo Automático Demanda – DAD – San Juan.

### C - SISTEMA DE 132 KV

- 1 - Mecanismo Disparo Automático Generación – DAG – Luján + Cacheuta
- 2 - Mecanismo Disparo Automático Generación – DAG – Sur
- 3 - Mecanismo Disparo Automático Demanda – DAD Cruz de Piedra
- 4 - Mecanismo Disparo Automático Demanda – DAD San Juan
- 5 - Mecanismo Protección de Barras Cruz de Piedra
- 6 - Mecanismo Protección de Barras San Juan
- 7 - Mecanismo Isla Repsol – YPF en Luján de Cuyo
- 8 - Mecanismo Disparo Automático de Demanda y Generación – DAD/DAG interna Nihuil

### D - SISTEMA DE 66 KV

- 1 - Mecanismo Disparo Automático Generación – DAG – Condarco

En la Tabla siguiente, se da el listado de las LAT 220 – 132 – 66 KV que ante una salida forzada de las mismas (N-1) hace actuar el Mecanismo de DAD o DAG al cual están asociadas, despejando Demanda o Generación y en algunos casos ambos para evitar un colapso en el SIC

PERDIDAS DE LINEAS (N-1) ASOCIADAS A LOS MECANISMOS DE EMERGENCIA					
LAT 220 KV (N-1)	MECANISMO	LAT 132 KV (N-1)	MECANISMO	LAT 66 KV (N-1)	MECANISMO
Reynos – Gran Mendoza	DAG SUR	Cruz de Piedra – Luján de Cuyo Nº 1	DAG LUJÁN	Condarco – Godoy Cruz Nº 1	DAG Condarco
Cruz de Piedra – Agua del Toro	DAG SUR	Cruz de Piedra – Luján de Cuyo Nº 2	DAG LUJÁN	Condarco – Godoy Cruz Nº 2	DAG Condarco
Agua del Toro – Nihuil-2	DAG SUR	Cruz de Piedra – Luján de Cuyo Nº 1 y 2	DAG LUJÁN		
Cruz de Piedra – San Juan	DAD San Juan	Luján de Cuyo – San Martín Nº 1	DAG LUJÁN		
Gran Mendoza – San Juan	DAD San Juan	Luján de Cuyo – San Martín Nº 2	DAG LUJÁN		
		Luján de Cuyo – San Martín Nº 1 y 2	DAG LUJÁN		

Cruz de Piedra – Gran Mendoza Nº 1	DAG LUJÁN DAD CDP
Cruz de Piedra – Gran Mendoza Nº 2	DAG LUJÁN DAD CDP
Cruz de Piedra – Gran Mendoza Nº 1 y 2	DAG LUJÁN DAG SUR DAD CDP
Cable OF San Martín – Las Heras	DAG LUJAN
Nihuil-1 – Pedro Vargas	DAG SUR
Nihuil-1 – Nihuil-2	DAG SUR
Nihuil-3 – Nihuil-2	DAD/DAG interna Nihuil

## **A - SISTEMA DE 500 KV**

Para evitar un colapso ante la pérdida de los vínculos de 500 kV Luján (San Luis) - Gran Mendoza y Diamante – Agua del Cajón, en el sistema regional se han implementado los siguientes mecanismos que actúan ante situaciones extremas de sobrefrecuencia o subfrecuencia.

### **1 - Sobrefrecuencia**

Mientras el Sistema Cuyo se encuentre vinculado al SADI por las LAT's 500 kV Gran Mendoza – Luján San Luis y Diamante – Agua del Cajón y sea exportador de energía eléctrica, los grupos generadores que tienen la capacidad de ser fichados por telecontrol desde el CTR de Distrocuyo permanecerán en la condición de “NO FICHADO”.

En situación de N-1 de cualquiera de los dos vínculos de 500 kV anteriormente citados y para permitir que la potencia de intercambio (exportación) al Sistema Nacional se pueda llevar hasta el valor de los 480 MW (como resultado de los estudios realizados), se encuentra habilitado un Disparo Automático de Generación (DAG) que actúa en los grupos de las Centrales Hidráulicas del sistema sur y en la central Térmica Luján de Cuyo, evitando una sobrefrecuencia en el Sistema Regional que pone en peligro la estabilidad del Sistema. Esto lo realiza manualmente el operador del CTR, ante distintos valores de intercambio de exportación.

#### **Mecanismo**

#### **Fichado por Telecomando desde el C.T.R.**

##### **Centrales Hidráulicas sistema Sur**

En los grupos de las centrales Reyunos y Agua del Toro, se encuentra instalado un fichado accionado desde CTR ante determinados valores de exportación vinculado a un relé de sobrefrecuencia ajustado a 51.1Hz. Al superar la frecuencia este valor, se produce el desenganche del o de los grupos que se encuentren fichados.

##### **Central Térmica Luján de Cuyo.**

En la TV 15 del Grupo Ciclo Combinado Siemens se encuentra instalado un fichado que se acciona desde el CTR (ante determinados valores de intercambio) y que actúa ante la pérdida del vínculo de 500 kV.

#### **Ajuste Instantáneo de Frecuencia**

En las centrales de Nihuil-1 y Nihuil-3 se habilitó un ajuste a 51.1Hz instantáneo actuando sobre 3 grupos de Nihuil-1 y 2 grupos en Nihuil-3.

#### **Metodología**

1. Si el Sistema Cuyo se encuentra vinculado al SADI por las LAT's 500 kV Gran Mendoza – Luján San Luis y Diamante – Agua del Cajón y sea exportador de energía eléctrica, los grupos generadores que tienen la capacidad de ser fichados por telecontrol desde el CTR de Distrocuyo permanecerán en la condición de “NO FICHADO”.
2. En situación de N-1 de cualquiera de los dos vínculos de 500 kV y si la exportación del SIC se encuentra por debajo de los 90 MW (con el Sistema Nihuil en servicio), no se efectuará ningún tipo de Fichado (si el valor de Frecuencia llega a 51,1 Hz, desengancharán los grupos 01, 02 y 03 de C.H. Nihuil-1 y 01 y 02 de la C.H. Nihuil-3).
3. Pasado el umbral de los 90 MW y hasta los 160 MW se fichará un grupo de Agua del Toro, sumándose a los grupos de Nihuil.
4. Desde los 160 MW y hasta los 220 MW, se fichará el Grupo TV 15 de Luján de Cuyo y se desfichará el grupo de Agua del Toro.
5. A partir de los 220 MW y hasta los 350 MW, se irán fichando y desfichando los grupos de Agua del Toro y Reyunos de manera tal que la suma de las potencias activas de los grupos Fichados sean aproximadamente iguales a la potencia de exportación del SIC.
6. En caso de indisponibilidades de los grupos antes mencionados, o valores de potencia inferiores a los citados, se Ficharán los grupos de manera tal que la suma de las potencias activas de los mismos, sean lo más aproximado a la potencia de exportación del SIC.
  - En el cálculo de la potencia a despejar del grupo TV 15 ( $\pm 80$  MW), se sumó el salto de potencia que realiza la TG 25 (40 MW en 1 segundo y  $\pm 20$  MW de acuerdo a la evolución del grupo), por lo que la potencia total despejada por Fichado del TV 15 es del orden de los 140 MW aproximadamente.
  - Para el caso de Nihuil se tomó en cuenta una potencia a despejar entre 65 y 90 MW y para Agua del Toro del orden de los 70 MW.

## 2 - Subfrecuencia

En planillas adjuntas en **Sección 1.3**, se muestran los cortes por relés de mínima frecuencia.

### **Esquema de Corte de carga por disminución de frecuencia**

Es responsabilidad de los Agentes del MEM, independientemente de la existencia de contratos con garantía de abastecimiento, la instalación de relés de corte por subfrecuencia por un porcentaje de su Demanda determinado por CAMMESA, de acuerdo a lo indicado en el cuadro siguiente:

Escalón	Relé F. Abs. (Hz)	Relés Decrem.D f/dt (Hz/seg)	Relé de Restitución		Carga fichada de la Demanda
			Hz	Temporiz. Carga Fichada	
1	49.0				3.5%
2	48.9				4.0%
3	48.8				6.0%
4	48.7				6.5%
5	48.6				9.0%
6	48.5	- 0.6	49.2	17 Seg	4.0%
			49.2	19 Seg.	4.0%
7	48.4	- 0.9	49.2	15 Seg.	5.0%
Total					42.0%

El esquema actual de cortes por relés de subfrecuencia determinado por CAMMESA está conformado por escalones de corte de relés de frecuencia absoluta (Fabs), por relés de corte por decremento de la frecuencia ( $\Delta F/\Delta T$ ) y de derivada de la frecuencia ( $df/dt$ ).

La conformación del mismo depende de la ubicación geográfica y de la potencia declarada del Agente.

Para el presente caso

Escalón	Relé Fabs	Relé $\Delta F/\Delta t$	Relé $df/dt$	Porcentaje mínimo a cortar (%)
1	49.0	No	No	4.5
2	48.9	No	No	4.0
3	48.8	No	No	6.0
4	48.7	No	No	6.5
5	48.6	No	No	9.0
6	48.5	No	No	10.0
7	48.4	No	No	2.0
8	48.3	No	No	10.0
9	Decremental 1			-0.6 Hz/Seg.
10	Decremental 2			-0.9 Hz/Seg.

#### B - SISTEMA DE 220 kV

Para prevenir contingencias en el sistema de transmisión en 220 kV que lleven al colapso al SIC, se han implementado los siguientes mecanismos de DAG y DAD que actúan ante los eventos que se detallan a continuación:

1. Pérdida Línea 220 kV Los Reyunos - Gran Mendoza. (DAG del SUR)
2. Pérdida Línea 220 kV Cruz de Piedra - Agua del Toro. (DAG del SUR)

3. Pérdida Línea 220 kV Agua del Toro - Nihuil 2. (DAG del SUR)
4. Pérdida Línea 220 kV Cruz de Piedra - San Juan. (DAD en E.T. San Juan)
5. Pérdida Línea 220 kV Gran Mendoza - San Juan. (DAD en E.T. San Juan)

Las pérdidas de las tres primeras LAT, que corresponden a la zona sur, están contempladas en el Mecanismo de DAG Sur y la cuarta y quinta mediante un mecanismo DAD implementado en la E.T. San Juan.

#### 1 - Pérdida Línea 220 kV Los Reyunos - Gran Mendoza

La siguiente es la tabla de fallas para la LAT 220 kV Los Reyunos – Gran Mendoza detectada por el sistema DAG SUR donde se indican las señales causales de actuación DAG en función del extremo donde se detecta la falla. También se indican en forma resumida allí las acciones de desconexión del sistema.

Equipo	U Línea kV	Vinculo	Causa de perdida	Extremo Fallado	Señal origen	Fuente	DAG en Diamante	DAG en Nihuil
<b>Línea 220 kV Gran Mendoza Los Reyunos</b>			Falla Simple	E.T. Gran Mendoza	AF3F	relé Z local	Gen / Bomba C.H. Reyunos	NO
			Falla Simple Simple	P.I. Reyunos	AF3F	relé Z local	Gen / Bomba C.H. Reyunos	NO
			Apertura Interruptor LAT en servicio	E.T. Gran Mendoza	Contacto Imagen	Int Línea local	Gen / Bomba C.H. Reyunos	NO
			Apertura Interruptor LAT en servicio	P.I. Reyunos	Contacto Imagen	Int. Línea local	Gen / Bomba C.H. Reyunos	NO

#### Explicación:

Cuando esta falla es detectada en el extremo P.I. Los Reyunos, es informada en primera instancia al sistema DAG SUR por medio del AF3F local.

Cuando cualquiera de estas fallas es detectada en el extremo E.T. Gran Mendoza es informada en primera instancia al nodo de P.I. Los Reyunos por medio de señal DAG vía TPS emitida por el nodo de control E.T. Gran Mendoza hacia nodo P.I. Los Reyunos.

La señal DAG vía TPS tiene respaldo por comunicaciones mediante código exclusivo de distancia mínima superior a 2.

También será detectada en segunda instancia por medio del AF3F local de P.I. Los Reyunos acelerado por ampliación de alcance o zona del relé Z.

#### 2 - Pérdida Línea 220 kV Cruz de Piedra - Agua del Toro.

La siguiente es la tabla de fallas para la 220 kV Cruz de Piedra - Agua del Toro detectada por el sistema DAG SUR donde se indican las señales causales de actuación DAG en función del extremo donde se detecta la falla. También se indican en forma resumida allí las acciones de desconexión del sistema.

Equipo	U Línea kV	Vinculo	Causa de perdida	Extremo Fallado	Señal origen	Fuente	DAG en Diamante	DAG en Nihuil
<b>Línea 220 kV Cruz de Piedra - Agua del Toro</b>			Falla Simple	E.T. Cruz de Piedra	AF3F	relé Z P.I. Agua del Toro	Generación C.H. Agua del Toro	N1,N2, N3 Dte > 228 MW
			Falla Simple	P.I. Agua del Toro	AF3F	relé Z P.I. Agua del Toro	Generación C.H. Agua del Toro	N1,N2, N3 Dte > 228 MW
			Apertura interruptor LAT en servicio	E.T. Cruz de Piedra	Contacto Imagen	Int. Línea local	Generación C.H. Agua del Toro	N1,N2, N3 Dte > 228 MW
			Apertura interruptor LAT en servicio	P.I. Agua del Toro	Contacto Imagen	Int. Línea local	Generación C.H. Agua del Toro	N1,N2, N3 Dte > 228 MW

### Explicación:

Cuando esta falla es detectada en el extremo P.I. Agua del Toro es informada en primera instancia al sistema DAG SUR por medio del AF3F local.

Cuando esta falla es detectada en el extremo E.T. Cruz de Piedra es informada en primera instancia al nodo P.I. Agua del Toro por medio del AF3F local de P.I. Agua del Toro acelerado por ampliación de alcance o zona del relé Z.

Desde este extremo la falla solo tiene señal DAG desde E.T. Cruz de Piedra por comunicaciones mediante código exclusivo de distancia mínima superior a 2.

El sistema también produce DAG por apertura de interruptor de línea con línea en servicio en cualquiera de sus extremos la cual es determinada por medio de los contactos imágenes del interruptor censado.

### 3 - Pérdida Línea 220 kV Agua del Toro - Nihuil –2

La siguiente es la tabla de fallas para la 220 kV Agua del Toro – Nihuil-2 detectada por el sistema DAG SUR donde se indican las señales causales de actuación DAG en función del extremo donde se detecta la falla. También se indican en forma resumida allí las acciones de desconexión del sistema.

Equipo	U Línea kV	Vinculo	Causa de perdida	Extremo Fallado	Señal origen	Fuente	DAG en Diamante	DAG en Nihuil
<b>Línea 220 kV Agua del Toro Nihuil-2</b>			Falla .Simple	P.I. Agua del Toro	AF3F	relé Z	NO	Generación Nihuil-1, 2 y 3
			Falla .Simple	C.H. Nihuil-2	AF3F	relé Z	NO	Generación Nihuil-1, 2 y 3
			Apertura Interruptor LAT en servicio	P.I. Agua del Toro	C.I	Int. Línea	NO	Generación Nihuil-1, 2 y 3
			Apertura Interruptor LAT en servicio	C.H. Nihuil-2	C.I.	Int. Línea	NO	Generación Nihuil-1, 2 y 3

### Explicación:

Cuando esta falla es detectada en el extremo C.H. Nihuil-2 es informada en primera instancia al sistema DAG SUR por medio del AF3F local.



Cuando esta falla es detectada en el extremo P.I. Agua del Toro es informada en primera instancia al nodo C.H. Nihuil-2 por medio del AF3F local de C.H. Nihuil-2 acelerado por ampliación de alcance o zona del relé Z.

Desde este extremo la falla solo tiene señal DAG desde P.I. Agua del Toro por comunicaciones mediante código exclusivo de distancia mínima superior a 2.

El sistema también produce DAG por apertura de interruptor de línea, con línea en servicio en cualquiera de sus extremos la cual es determinada por medio de los contactos imágenes del interruptor censado.

#### **4 - Pérdida vínculo 220 kV Cruz de Piedra - San Juan.**

Para determinar que la nueva línea está fuera de servicio se recibe una señal desde el nuevo PLC de control de 220 kV en E.T. San Juan que a través de una red de control FL-Net y respaldo por cable envía el estado de ambas líneas de 220 kV con todos los enclavamientos y posibilidades de operación resueltos (doble barra de 220 kV, acoplamiento, etc.) Este PLC se comunica a su vez con el PLC DAG Sur ubicado en E.T. Gran Mendoza a través de un canal serie y recibe el estado de la línea en el extremo Gran Mendoza y la señal de disparo en ese extremo a través de TPS. Con todo esto y con el estado de los ATR se determina la condición de las líneas de 220 kV.

Ante falla de una línea, se determina (por medio de los estudios eléctricos correspondientes), el límite de transporte de la línea restante. Este valor varía en función de la capacidad insertada por los bancos de compensación capacitiva, por lo que los estudios eléctricos definen 6 valores distintos de límites de transporte de las dos líneas que quedan en servicio según 6 rangos de potencia reactiva de los bancos. Para esto se leerá del PLC de Compensación el valor actual de los bancos y en función de esto se fijará el valor de límite de transporte para el cálculo.

Se definieron tres niveles de DAD, según el volumen de Demanda a despejar. El caso extremo de alta Demanda y baja generación define el nivel 3 (tres) de DAD.

Este mecanismo censa la potencia transportada por las LAT's de 220 kV, la carga de los Transformadores de la E.T. San Juan, las Demandas en 13.2 kV y en 33 kV, como así también las potencias intercambiadas con las líneas en 132 kV conectadas a la Barra de igual tensión de la E.T. San Juan. De esta manera es posible pre calcular la Demanda a despejar.

Las Salidas 132 kV a Fábrica EMA, Cañada Honda y Caucete se consideran como Demanda despejable. El vínculo con la C.H. Ullúm aporta potencia a la Barra de 132 kV de San Juan, por lo que NO se lo considera en el despeje.

La salida 132 kV a Punta de Rieles cuenta con la Central Quebrada de Ullúm y Sarmiento, pero si estas centrales se encuentran fuera de servicio, es necesario (en algunos casos), realizar un despeje adicional. Para resolver los inconvenientes antes mencionados, se envía una señal de actuación de DAD por pérdida de LAT 220 kV a Energía San Juan, de tal modo que se despeje Demanda en las instalaciones del distribuidor hasta lograr que el intercambio de potencia activa entre la Barra de 132 kV de la E.T. San Juan y Punta de Rieles sea menor o igual a 5 MW.

Según la Demanda a despejar será el nivel de DAD a aplicar. A Fábrica EMA se le envía una señal de despeje según el nivel de DAD a ejecutar.

En todo momento el mecanismo DAD pre calcula la Demanda a despejar ante la salida de las LAT's 220 kV y conoce cuanta potencia se despejaría al dejar la salida a Punta de Rieles con bajo intercambio y cuanta potencia se sacaría de servicio al enviar la señal de DAD correspondiente a Fábrica EMA. En caso de que se requiera más potencia a despejar, la misma se toma de las salidas 132 kV Caucete, Cañada Honda o de la Demanda de la E.T. San Juan según sea la más conveniente.

Nivel DAD	Escenario ejemplo	Energía San Juan (Punta de Rieles )	EMA	Caucete	Energía San Juan (San Juan)	Capacidad necesaria
Nivel 1 < 40 MVA	Valle Invierno	19.92 MVA 19.9 x 0.82	10.5 MVA 10 x 3.3	5.3 MVA 5.3 x 0.16	----- -----	15 Mvar
Nivel 2 40-80 MVA	Resto Verano	23.9 MVA 17.9 x 15.8	21 MVA 20 x 6.6	17.5 MVA 17 x 4.16	15.5 MVA 15 x 3.75	35 Mvar
Nivel 3 > 80 MVA	Pico Invierno	52.5 MVA 52 x 7	31.6 MVA 30 x 9.8	17.5 MVA 17 x 4	32 MVA 31 x 7.8	45 Mvar
	Pico Verano	26.4 MVA 25.6 x 6.4	32 MVA 30 x 11	19.8 MVA 19.2 x 4.8	19 MVA 18 x 6	20 Mvar

Para el cálculo se suman las potencias transportadas por las Líneas 220 kV Cruz de Piedra más LAT 220 KV a Gran Mendoza y se le resta el límite de transporte de la línea restante que ahora es variable según tabla en función de la compensación capacitiva insertada, el resultado es la Potencia a Despejar por el Sistema DAD.

$MVA\ DAD = \{[(MVA\ LAT\ 220kV\ GMZ) + (MVA\ LAT\ 220\ kV\ CP) - (MVA\ Límite\ para\ falla\ LAT\ 220\ kV\ Cruz\ de\ Piedra - San\ Juan\ según\ tabla)]\}$

#### 5 - Falla LAT 220 kV Gran Mendoza – San Juan

Se desarrollaron nuevos estudios eléctricos que determinaron como se debe actuar en cada caso teniendo en cuenta la sobrecarga de la Línea 220 kV Cruz de Piedra – San Juan y los respectivos perfiles de tensión. Como estos factores se ven afectados por la potencia reactiva inyectada por los bancos de compensación capacitiva se incorporó al automatismo DAD la medición de esta variable. Por lo tanto ahora la capacidad de transporte de la línea que queda en servicio (ante una falla), es dinámica y varía en función de la potencia reactiva de los bancos de compensación siguiendo una tabla previamente definida por los estudios eléctricos.

El resto de las funciones del automatismo (evaluación de otras fallas, selección de Demandas a desconectar en cada caso, sistema de disparos locales y remotos, etc.) no se modificaron y siguen funcionando del mismo modo.

Se suman las potencias transportadas por las líneas LAT 220 kV a Gran Mendoza más LAT 220 KV a Cruz de Piedra y se le resta el límite de transporte de la línea restante que ahora es variable según tabla en función de la compensación capacitiva insertada, el resultado es la Potencia a Despejar por el Sistema DAD.

$MVA\ DAD = \{[(MVA\ LAT\ 220kV\ GMZ) + (MVA\ LAT\ 220kV\ CP) - (MVA\ Límite\ para\ falla\ LAT\ 220\ kV\ Gran\ Mendoza - San\ Juan\ según\ tabla)]\}$

#### C - SISTEMA DE 132 kV



## 1 – Mecanismo de DAD en la E.T. Cruz de Piedra.

El sistema DAD E.T. Cruz de Piedra fue concebido a causa del aumento de la Demanda y la falta de ampliaciones de la Red de Alta Tensión, por lo cual su finalidad es ser conservador, preservando la estructura del Sistema Eléctrico de Transporte, lo que puede llevar en algunos casos, a un despeje mayor de Demanda. Este sistema inteligente, actúa preventivamente efectuando Desconexión Automática de Demanda en el Sistema Interconectado Cuyo (SIC), ante contingencias severas detectadas en líneas y/o barras de E.T. Cruz de Piedra que pueden amenazar la Estabilidad de este importante nodo eléctrico de transformación e interconexión, pudiéndose extender a todo el Sistema de Transporte Regional. En ningún caso es objeto de este dispositivo la desconexión de generación, pero cabe destacar que en general, actuará en forma complementaria a los dispositivos DAG, dado que tienen alcances sobre fallas comunes a ambos.

### Descripción General

La Demanda sobre la que actúa el sistema está conformada por Demanda local de la E.T. CRUZ DE PIEDRA a nivel de 66 kV y la Demanda remota de 66 y 13,2 kV en los centros de distribución que conforman la carga del denominado Anillo Centro de 132 kV (E.D.E.M.S.A.) y del sistema Río Mendoza (La Cooperativa Empresa Eléctrica de Godoy Cruz).

En los escenarios más críticos, cuando el volumen de potencia a desconectar excede el disponible en la Zona Regional Centro, el dispositivo extenderá el alcance de sus disparos a la Demanda de E.T. San Juan mediante un canal de Teleprotección Selectiva.

Dicho interdisparo tendrá como receptor el sistema DAD E.T. SAN JUAN que será el encargado de componer la potencia de desconexión complementaria requerida.

Las fallas o causales de actuación del dispositivo son:

**CASO 1) N-1 o Falla simple LAT 132 kV Cruz de Piedra – Gran Mendoza.**

**CASO 2) N-2 o Falla doble LAT 132 kV Cruz de Piedra – Gran Mendoza.**

**CASO 3) N-1 o Falla simple LAT 132 kV Cruz de Piedra – Lujan de Cuyo.**

**CASO 4) N-2 o Falla doble LAT 132 kV Cruz de Piedra – Lujan de Cuyo.**

**CASO 5) Actuación de la Protección Direccional de Barras (PB) E.T. Cruz de Piedra.**

**CASO 6) Sobrecarga de LAT 132 kV Cruz de Piedra - Gran Mendoza.**

**CASO 7) Mínima Tensión en barras de 132 kV E.T. Cruz de Piedra Escalón 1.**

**CASO 8) Mínima Tensión en barras de 132 kV E.T. Cruz de Piedra Escalón 2.**

### Funcionamiento

Para cada tipo de falla, en todo momento, el sistema calcula un **vector de desconexión** que compone en forma aproximada la potencia requerida por la misma y que se extrae de una tabla denominada **Activa**, perteneciente a un conjunto de otras 3 tablas generales (Mínima, Media y Máxima).

La tabla que se considerará **Activa** cada vez será función del nivel de generación del sistema Lujan + Cacheuta según el siguiente esquema:

- |                  |  |
|------------------|--|
| 1. Tabla Mínima: | $0 < \text{Generación total Lujan + Cacheuta} \leq 332 \text{ MW}$   |
| 2. Tabla Media:  | $332 < \text{Generación total Lujan + Cacheuta} \leq 402 \text{ MW}$ |
| 3. Tabla Máxima: | $402 < \text{Generación total Lujan + Cacheuta} \leq 522 \text{ MW}$ |

Cada tabla a su vez, se compone de una serie de 5 filas de las cuales también solo una de ellas será la Fila Activa en función de la mayor de las cargas transportadas por cada terna de la línea 132 kV Cruz de Piedra – Gran Mendoza.

La carga es evaluada en % del límite operativo nominal (153 MVA) de cada terna según el siguiente esquema:

- Fila 1:  $0 \% < \text{MVA Gran Mendoza – Cruz de Piedra} \leq 30 \%$**
- Fila 2:  $30 \% < \text{MVA Gran Mendoza – Cruz de Piedra} \leq 50 \%$**
- Fila 3:  $50 \% < \text{MVA Gran Mendoza – Cruz de Piedra} \leq 70 \%$**
- Fila 4:  $70 \% < \text{MVA Gran Mendoza – Cruz de Piedra} \leq 85 \%$**
- Fila 5:  $85 \% < \text{MVA Gran Mendoza – Cruz de Piedra}$**

Para cualquier falla los valores de potencia de desconexión tabulados son el resultado de los estudios eléctricos asociados al diseño del mecanismo y constituyen parámetros de entrada para el proceso de cálculo de vectores.

### **Fichado por IMPORTACIÓN**

Para las fallas de línea, PB CP y Sobrecarga, el sistema DAD CP posee un mecanismo de Fichado/Desfichado automático condicionado a la Potencia Activa transportada por la línea 132 kV Gran Mendoza – Cruz de Piedra. El fichado se produce siempre que el flujo de Potencia Activa en las líneas Gran Mendoza – Cruz de Piedra sea entrante a las barras de la E.T. Cruz de Piedra (esto significa que la Región Cuyo es Importadora) y que el nivel de esta importación supere un determinado valor en MW.

De no cumplirse esta condición, se dice que el sistema se encuentra Desfichado.

Esta condición de Fichado/Desfichado es para este sistema una Función Automática.

### **Características del sistema de *Fichado/Desfichado*:**

1. Es condicionante de actuación solo para los CASOS de fallas 1 A 6 (Líneas, Protección de Barras y Sobrecarga).
2. Requiere que el flujo de P (MW) sea de importación a Barras de E.T. Cruz de Piedra.
3. Requiere que el valor importado de P supere un umbral prefijado.

### **Indicadores de falla**

#### **LINEAS**

Para los casos de Líneas, el sistema actúa tanto por **Falla** propiamente dicha como también por su Apertura Intempestiva.

Se considera actuación por Falla, si la salida de servicio es consecuencia de los disparos de las protecciones de Impedancia.

Se considera actuación por Apertura Intempestiva, si la salida de servicio ocurre sin disparos previo de protecciones en cualquiera de sus extremos y en condiciones de tabla y filas inapropiadas. Esto responde al hecho de que las consecuencias de la apertura intempestiva pueden ser equivalentes a la salida de servicio por falla propiamente dicha.

#### **PB**

Para el caso de Protección Direccional de Barras, el sistema DAD actúa por indicación del automatismo Protección de Barras Cruz de Piedra.

#### **SOBRECARGA**

Para el caso de Sobrecarga, el sistema actúa por indicación de “I” Línea 132 kV Cruz de Piedra – Gran Mendoza >880 Amp.

### **MINIMA TENSION**

Para el caso de  $U \ll$  el sistema actúa por indicación de un rele de Subtensión con dos escalones con ajustes según se detalla más abajo.

#### **Mínima Tensión en barras de 132 kV Cruz de Piedra**

Los disparos DAD por Mínima Tensión en Barras de 132 kV en E.T. Cruz de Piedra están definidos de la siguiente manera:

El proceso de desconexión de Demanda por  $U \ll$  es el resultado de la acción combinada entre una protección de Subtensión y el PLC central del automatismo.

El rele de  $U \ll$  posee dos escalones programados con los siguientes umbrales de tensión y temporizaciones:

1. Escalón 1
  - a. Arranque = 0,90pu.
  - b. Disparo  $\Delta t = 3,5$  segundos.
2. Escalón 2
  - a. Arranque = 0,95pu.
  - b. Disparo  $\Delta t = 7,0$  segundos

Ante detección de disparo escalón 1 el automatismo efectúa una desconexión de Demanda de 80 Mva aproximadamente.

Si transcurrido un  $\Delta t = 3,5$  segundos respecto de la primer desconexión la tensión no se establece por encima de los 0,95pu el automatismo efectúa un segundo disparo complementario de 20 Mva aproximadamente.

Los escalones del rele de  $U <$  son de tiempo definido y el sistema de control realiza la lógica de enclavamiento entre ellos de forma tal que se cumplan las siguientes características:

- 1º. Si la tensión fluctúa pero nunca se establece por debajo de 0,95pu el sistema permanece en reposo.
- 2º. Si la fluctuación lleva la tensión a un valor igual o menor que 0,95pu pero nunca alcanza una profundidad igual o menor que 0,90 no se produce disparo de Demanda aun cuando se cumplan los  $\Delta t = 7,0$  seg. del escalón 2. (Escalón condicionado).
- 3º. Si en cambio la fluctuación es tal que conduce a un estado de tensión de 0,90pu o menor por un tiempo  $\Delta t = 3,5$  segundos se produce el primer disparo de Demanda de 80 MVA.
- 4º. OCURRIDO el disparo de escalón 1 el sistema de control MEMORIZA dicho evento y queda a la espera de la recuperación de la tensión por encima de los 0,95pu. Si tal recuperación tiene lugar, no se efectúa el disparo de Demanda adicional volviendo el sistema al reposo.
- 5º. Si por el contrario, EFECTUADO el primer disparo de Demanda y habiendo transcurrido desde el mismo un  $\Delta t$  de 3,5 segundos adicionales, la tensión no se recupera hasta un nivel por encima de 0,95pu el automatismo efectuará un segundo disparo de Demanda complementario de 20 MVA.

Luego de este disparo correctivo se espera la recuperación de la tensión a niveles estables según resulta de los estudios eléctricos correspondientes.

Cabe destacar que en esta situación la tensión de la Barra de E.T. San Juan seguirá la tendencia de su homóloga en E.T. Cruz de Piedra y que el automatismo DAD (E.T. San Juan) actuará en forma cooperativa con el de E.T. Cruz de Piedra, dado que cuenta con un relé de Subtensión que posee los mismos escalones de  $U <$  y esquema de trabajo similar.

### **Sobrecarga de LAT 132 kV ET Cruz de Piedra – ET Gran Mendoza**

El proceso de DAD por sobrecarga tiene por objeto actuar ante aquellos eventos que no se presentan junto con indicadores de falla en barras o en líneas no detectables por funciones de impedancia como puede ser la pérdida espontánea de gran volumen de generación que incrementa bruscamente la potencia importada por la línea de referencia.

Para ello se emplea un órgano de sobrecarga de las protecciones distanciométricas de cada línea ajustados con un único escalón de tiempo definido cuyo arranque está ajustado a 880 A y su disparo a 2,5 segundos del arranque.

Ante este indicador, el sistema de control realiza un único disparo de Demanda que compondrá en forma aproximada 100 MVA.

Una mayor precisión en el deslastre por sobrecarga requiere la instalación de un juego de relés de máxima intensidad direccional para cada terna con escalones múltiples no cubierto por el alcance del proyecto.

La actuación por sobrecarga se efectúa sin tener en cuenta la situación de la línea (Estado N o N-1).

### **Retiro de servicio de una línea para Mantenimiento**

El sistema DAD impone restricciones al retiro de servicio para Mantenimiento de las líneas involucradas, en los casos de Falla arriba descriptos.

Dichas restricciones son complementarias a las que impone el sistema DAG Lujan + Cacheuta y deben ser tenidas en cuenta en conjunto.

Para proceder al retiro de una línea, el Operador debe establecer las condiciones impuestas por las tablas para evitar la desconexión de Demanda innecesaria.

Cumplidas las condiciones se puede proceder a la apertura del / de los interruptores y seccionadores de línea correspondiente.

Una vez que el sistema detecta el / los seccionadores de línea abiertos, considera a la misma en estado de Mantenimiento e ignora los indicadores de apertura de sus interruptores así como también los de sus protecciones de Impedancia lo que permite realizar ensayos de cierres y aperturas sin provocar actuación no deseada.

El cumplimiento de tablas para las condiciones de mantenimiento de las líneas, es suficiente para proceder a su retiro de servicio.

Señalización:

Para complementar las condiciones de tablas y asistir al Operador en caso de Mantenimiento, el sistema enviará una señal **SI PARA MANT** ó **NO PARA MANT** al sistema de Telecontrol, que indicará si las condiciones son aptas para la maniobra.

Esta señal se presentará en forma visual apropiada en las pantallas del CTR y existirá una señal por cada línea de 132 kV:

**SI PARA MANT** ó **NO PARA MANT** LAT 132 kV Cruz de Piedra – Gran Mendoza  
**SI PARA MANT** ó **NO PARA MANT** LAT 132 kV Cruz de Piedra – Luján de Cuyo

### **Comando de Habilitar / Deshabilitar**

Para contemplar casos de situaciones Forzadas, el automatismo posee un comando Habilitar/Deshabilitar DAD que actúa en forma global desactivando el dispositivo para todas sus funciones y que el CTR puede emplear cuando sea necesario.

El Operador cuenta con un punto sensible en su SCADA para ejecutar este comando y una alarma / señalización que devuelve el estado de Habilitado / Deshabilitado del sistema.

### **Comando Rearme pos actuación**

Cada vez que el sistema detecte una causal de DAD y HABIENDO ACTUADO en consecuencia, procederá al DESARME o Inhibición automática de una posterior y consecutiva actuación por la MISMA CAUSA.

El efecto del DESARME, es que serán ignorados todos los indicadores subsiguientes relacionados con el mismo caso.

Para devolver al dispositivo su sensibilidad ante la falla ocurrida se requiere establecer la condición de REARMADO.

Este diseño de funcionamiento responde al concepto de que el Operador es el único que tiene toda la información necesaria para determinar cuándo se han repuesto las condiciones eléctricas, para que el sistema DAD opere en forma normal nuevamente, ante SOLAMENTE esta Falla ocurrida (\*).

(\*) Reposición de la línea al servicio

(\*) Reposición de la Demanda desconectada por el sistema DAD

(\*) Reposición de la generación desconectada por los sistemas DAG.

### **Telecomando, señalización y alarmas.**

El sistema DAD cuenta con los recursos necesarios para la operación de estas funciones consistentes en un punto sensible para su telecomando con leyenda, aspecto y animación adecuadas y una alarma para registro histórico y seguimiento.

Punto Sensible: Punto sensible de Telecomando REARMAR DAD y Señalización REARMAR DAD

Desplegado en la pantalla adecuada del SCADA de CTR tiene dos estados:

**:REARM DAD** Es el aspecto del punto sensible cuando el DAD requiere el telecomando de rearme: Color rojo y animación intermitente. Para su operación se selecciona el punto posicionando el cursor y emitiendo un comando de cierre.

**:NORML DAD** Es el aspecto del punto sensible cuando el DAD ha sido rearmado: Color Verde y SIN Animación (Fijo).  
Este nuevo estado avisa que la DAD se encuentra rearmada.

### **Alarma Rearmar DAD**

El estado de rearme/desarme es tratado también como alarma cuyo texto es REARMAR DAD y se activa cuando el dispositivo solicita esta acción después de un disparo. El rearme del sistema produce el RTN de dicha alarma.

### **Rearmado automático**

Para dar respaldo al Operador en su despliegue de tareas ante contingencias de líneas causales de DAD el dispositivo posee un mecanismo de rearme automático que opera de la siguiente manera:

#### **Línea 132 kV Cruz de Piedra – Luján de Cuyo:**

Habiendo devuelto la condición (N) a esta doble terna, un temporizador 1 ajustable procede al rearmado automático del vector DAD para falla de LAT 132 kV Cruz de Piedra – Luján de Cuyo.

#### **Línea 132 kV Cruz de Piedra – Gran Mendoza:**

Habiendo devuelto la condición (N) a esta doble terna un temporizador 2 ajustable procede al rearmado automático del vector DAD para falla de LAT 132 kV CP - GM.

En ambos casos los temporizadores son ajustables y su valor por defecto es de ½ hora. También en ambos casos los temporizadores COMIENZAN cuando la línea está en estado N. La señalización y las alarmas relacionadas se comportan tal como si el rearme hubiese sido Telecomandado.

### **Ejemplo de aplicación:**

Ocurrido un caso de Falla simple en una doble terna y habiéndose ejecutado la desconexión de potencia que corresponda, el sistema procede al DESARME de actuación (Exclusivamente) por dicha falla simple.

Si se detecta una segunda salida de servicio de la terna originante en forma previa al REARME Telecomandado o Automático, no se ejecutarán acciones DAD adicionales por esta Caso ya que se asume que las condiciones eléctricas no han sido restablecidas.

Si por otro lado, estando aun en estado N-1 ocurriese la falla de la terna restante, el sistema ejecutará su desconexión de Demanda por N-2 para completar la potencia que le corresponde según tablas.

La Inhibición o Desarme pos actuación tiene las siguientes características:

- 1º. Se aplica a la Falla ocurrida de línea simple o doble, escalón de Mínima Tensión y Protección de Barras.
- 2º. No es excluyente con el comando de Deshabilitación General del sistema DAD.
- 3º. El comando de Rearme es único para toda Falla y su efecto es restablecer el sistema completo a su condición de operación normal.

### **Conformación de los vectores de desconexión.**

El nodo central y las unidades remotas mantienen entre sí dos tipos de canales de comunicación:

“Canales de Adquisición y Canales de Comando o Disparo”.

Los vectores de desconexión son actualizados en tiempo real mediante lectura periódica de sus potencias a través de los *Canales de Adquisición*.



En función de la potencia indicada por la tabla y fila activas para una falla dada, el proceso de cálculo incorpora al vector tantas Demandas locales y remotas como sean necesarias para satisfacer la potencia de desconexión.

Concluido el cálculo, el sistema procede a impartir a las unidades remotas las consignas resultantes que deberá ejecutar para cada Falla.

Detectada un tipo de falla, se efectúa la transmisión del comando de desconexión por medio de los *Canales de Disparo*.

Las Demandas locales que participan de las acciones del sistema DAD son:

**Salida 66 kV Agrelo**

**Salida 66 kV Barriales**

**Salida 66 kV LC 35 (YPF)**

**Salida 66 kV Rodeo del Medio 1 (\*)**

**Salida 66 kV Rodeo del Medio 2 (\*) Estas Salidas son desconectadas en forma conjunta conformando a los efectos del DAD una sola Demanda.**

Las Demandas remotas en las EE.TT. de los Distribuidores están divididas en bloques existiendo:

<b>E.T. Rodeo de la Cruz:</b>	<b>Bloques 1, 2 y 3.</b>
<b>E.T. Las Heras:</b>	<b>Bloques 1, 2, 3, y 4.</b>
<b>E.T. Guaymallén:</b>	<b>Bloques 1, 2, 3, y 4.</b>
<b>E.T. San Martín:</b>	<b>Bloques 1, 2, 3, y 4.</b>
<b>E.T. Godoy Cruz:</b>	<b>Bloque 1.</b>
<b>E.T. Villa Hipódromo:</b>	<b>Bloque 1.</b>
<b>E.T. San Juan:</b>	<b>Bloque 4.</b>

Los alimentadores y distribuidores que componen cada bloque se dan en el Anexo 3 del presente Documento.

Para cada falla, el sistema incorporará al vector resultante en forma secuencial tantos bloques como necesite para conformar la potencia requerida por la tabla y la fila activas en ese instante.

A cada bloque corresponde un número de orden de secuencia que establece un número de prioridad en su incorporación al vector.

El número de prioridad determina que bloque será considerado primero en la suma.

El orden de prioridad de los bloques puede ser variado por el administrador del sistema mediante configuración.

Para los casos de falla en que el sistema requiere baja potencia, esta reasignación permite determinar si un bloque será tenido en cuenta o no.

Se adopta como Regla, que los bloques conformados por Demandas críticas o sensibles sean tenidos en cuenta en última prioridad.

### **Actuación del sistema ante fallos internos**

En caso de desperfecto en un canal de adquisición en alguna unidad remota, el sistema central estará imposibilitado de obtener las potencias de Demanda requeridas para el cálculo del vector.

Ante esta situación, el dispositivo dará la correspondiente alarma de comunicaciones y tomara medidas automáticas para compensar el desperfecto, que consiste en buscar una Demanda sustituta para cubrir, en la medida posible, la potencia requerida por la tabla. Para el caso de Fallas severas, el volumen requerido podría quedar insatisfecho.

Para contemplar este posible déficit ocasionado por este desperfecto y estando el Canal de Comando operativo ante una causal de actuación, se transmitirá el comando de desconexión a todas las unidades remotas, incluidas aquellas que hayan sido sustituidas, lo que puede conducir a una potencia de desconexión por exceso.

Este diseño obedece al hecho de que la actuación por exceso de potencia desconectada se considerada menos nocivo para el propósito original por el cual nació este Mecanismo.

## TABLAS DE OPERACIÓN DAD

**En esta TABLA NO se puede realizar Mantenimiento en las Líneas de 132 kV**

TABLA DAD MAXIMA - 402 < POTENCIA ACTIVA EN BARRAS DE LUJAN ≤ 522 MW de Generación.								
MVA %	MVA	N -1	N -1	N - 2	N – 2	U <<	U <<	PB
NOMINAL = 153 MVA	Gran Mendoza Cruz de Piedra	Gran Mendoza Cruz de Piedra	Cruz de Piedra Luján de Cuyo	Gran Mendoza Cruz de Piedra	Cruz de Piedra Luján de Cuyo	ESC 1	ESC 2	
< 30 %	< 45 MVA	17	0 (ver DAG)	250	102	80	100	17
30 % A 50 %	45 A 76 MVA	86	0 (ver DAG)	281	102	80	100	86
50 % A 70 %	76 A 107 MVA	146	102	281 Mza + 100 SJ	153	80	100	146
70 % A 85 %	107 A 130 MVA	146	102	281 Mza + 100 SJ	176	80	100	146
> 85 %	> 130 MVA	167	102	281 Mza + 100 SJ	176	80	100	167

TABLA DAD MEDIA - 332 < POTENCIA ACTIVA EN BARRAS DE LUJAN ≤ 402 MW de Generación.								
MVA %	MVA	N -1	N -1	N – 2	N – 2	U <<	U <<	PB
NOMINAL = 153 MVA	Gran Mendoza Cruz de Piedra	Gran Mendoza Cruz de Piedra	Cruz de Piedra Luján de Cuyo	Gran Mendoza Cruz de Piedra	Cruz de Piedra Luján de Cuyo	ESC 1	ESC 2	
< 30 %	< 45 MVA	0	0	250	102	80	100	0
30 % A 50 %	45 A 76 MVA	0	0	250	102	80	100	0
50 % A 70 %	76 A 107 MVA	73	0	281	153	80	100	73
70 % A 85 %	107 A 130 MVA	133	0	281Mza + 100 SJ	176	80	100	133
> 85 %	> 130 MVA	167	0	281 Mza + 100 SJ	176	80	100	167

TABLA DAD MINIMA - POTENCIA ACTIVA EN BARRAS DE LUJAN ≤ 332 MW de Generación.								
MVA %	MVA	N -1	N -1	N - 2	N – 2	U <<	U <<	PB
NOMINAL = 153 MVA	Gran Mendoza Cruz de Piedra	Gran Mendoza Cruz de Piedra	Cruz de Piedra Luján de Cuyo	Gran Mendoza Cruz de Piedra	Cruz de Piedra Luján de Cuyo	ESC 1	ESC 2	
< 30 %	< 45 MVA	0	0	112	61	80	100	0
30 % A 50 %	45 A 76 MVA	0	0	112	61	80	100	0
50 % A 70 %	76 A 107 MVA	68	0	161	83	80	100	68
70 % A 85 %	107 A 130 MVA	122	0	208	102	80	100	122
> 85 %	> 130 MVA	167	0	270	134	80	100	167

## Tablas de Mantenimiento de Líneas

Para la Fuera de Servicio de la Líneas:

- **132 KV Cruz de Piedra – Gran Mendoza.**
- **132 KV Cruz de Piedra – Luján de Cuyo.**

El Operador deberá establecer las condiciones operativas adecuadas.

Estas condiciones son aquellas que no provoquen desconexión de generación por parte del dispositivo DAG y de Demanda por el dispositivo DAD.

### CONDICIONES DAG - DAD CERO

LÍNEAS A SACAR DE SERVICIO PARA TRABAJOS PROGRAMADOS Ó DE EMERGENCIAS	CONDICIONES DAG CERO	CONDICIONES DAD CERO
SIMPLE TERNA <b>LUJÁN DE CUYO - CRUZ DE PIEDRA</b>	<b>MENOR A 402 MW</b>	Generación en Barras de Luján de Cuyo <b>MENOR A 402 MW</b>
SIMPLE TERNA <b>CRUZ DE PIEDRA - GRAN MENDOZA</b>	<b>MENOR A 402 MW</b>	Generación en Barras de Luján de Cuyo <b>MENOR A 402 MW</b> <b>+ POTENCIA APARENTE</b> <b>Gran Mendoza – Cruz de Piedra &lt; 75 MVA</b>
TERNAS Nº 1 Y 2 <b>CRUZ DE PIEDRA - GRAN MENDOZA</b>	<b>MENOR A 332 MW</b>	<b>DESHABILITAR DAD</b>
TERNAS Nº 1 Y 2 <b>LUJÁN DE CUYO - CRUZ DE PIEDRA</b>	<b>MENOR A 232 MW</b>	<b>DESHABILITAR DAD</b>

## 2- PSEUDO PROTECCIÓN DE BARRAS Y DAD EN E.T. SAN JUAN

Este mecanismo está destinado a proteger al Sistema Cuyo de las fallas en la Barra de 132 kV de la E.T. SAN JUAN, para que la misma no lo lleve al colapso, como consecuencia de tener una falla aplicada un tiempo extremadamente largo, separándola junto a los elementos vinculados a la misma de modo de no producir una desconexión total de la Barra y la pérdida de todos los vínculos.

Para ello se han configurado las Barras de 132 kV en dos partes, uniéndolas eléctricamente a través del interruptor de Acoplamiento Transversal de Barras, el cual protege al sistema contra las fallas en las mismas, este interruptor está asociado a un PLC que toma la decisión de abrirlo para separar del sistema la Barra fallada.

La configuración de las Barras en la E.T. San Juan es la siguiente:

La “**Barra A de 132 kV**” tendrá conectados los siguientes elementos:

- Autotrafo ATR Nº 2 de 150 Mva
- Trafo TR2 (T.T.E.)
- Trafo TR3 (S.W.) y TR5 (Siam)
- Salida 132 kV a E.M. Punta de Rieles
- Salida 132 kV a E.T. Caucete

La “**Barra B de 132 kV**” tendrá conectados los siguientes elementos:

- Autotrafo ATR N° 1 de 150 Mva
- Trafo TR1 (Cegelec)
- Salida 132 kV Cañada Honda y Trafo TR4 (Mirón)
- Salida 132 kV a C.H. Ullúm
- Salida 132 kV a Fábrica EMA

La Barra de 33 kV es única y alimentada por cuatro transformadores, en tanto que la Barra de 13,2 kV está alimentada por los transformadores TR1 y TR2 (provisoriamente en lugar del TR2 se encuentra alimentando el TR5 Siam) con el interruptor de Acoplamiento Transversal de Barras abierto y distribuida la Demanda entre ambas máquinas.

En la Barra de 33 kV se realiza, en caso de falla de la Barra de 132 kV, el disparo de una parte de la Demanda (DAD) para evitar sobrecargar los transformadores que queden en servicio y así llevarlos a valores de caga nominal.

### **ACTUACIÓN DEL DISPOSITIVO DAD**

La siguiente es una descripción de su funcionamiento.

El sistema DAD San Juan actúa ante las siguientes contingencias:

**Falla LAT 220 KV Gran Mendoza – San Juan.**

**Falla LAT 220 KV Cruz de Piedra – San Juan.**

**N-1 de Trafos TR1, TR2, TR3/TR5 ó TR4**

**N-2 de Trafos TR1, TR2, TR3/TR5 ó TR4**

**Actuación Protección de Barras.**

**Señal DAD recibida de E.T. Cruz de Piedra (100 MVA)**

**Mínima tensión: Escalón 1.**

### **Falla LAT 220 kV Gran Mendoza – San Juan:**

Se desarrollaron nuevos estudios eléctricos que determinaron como se debe actuar en cada caso teniendo en cuenta la sobrecarga de la Línea 220 kV Cruz de Piedra – San Juan y los respectivos perfiles de tensión. Como estos factores se ven afectados por la potencia reactiva inyectada por los bancos de compensación capacitiva se incorporó al automatismo DAD la medición de esta variable. Por lo tanto ahora la capacidad de transporte de la línea que queda en servicio (ante una falla), es dinámica y varía en función de la potencia reactiva de los bancos de compensación siguiendo una tabla previamente definida por los estudios eléctricos.

El resto de las funciones del automatismo (evaluación de otras fallas, selección de Demandas a desconectar en cada caso, sistema de disparos locales y remotos, etc.) no se modificaron y siguen funcionando del mismo modo.

Se suman las potencias transportadas por las líneas LAT 220 kV a Gran Mendoza más LAT 220 KV a Cruz de Piedra y se le resta el límite de transporte de la línea restante que ahora es variable según tabla en función de la compensación capacitiva insertada, el resultado es la Potencia a Despejar por el Sistema DAD.

$$\text{MVA DAD} = \{[(\text{MVA LAT 220kV GMZ}) + (\text{MVA LAT 220kV CP}) - (\text{MVA Límite para falla LAT 220 kV Gran Mendoza – San Juan según tabla})]\}$$

### **Falla LAT 220 kV Cruz de Piedra – San Juan:**

Para determinar que la nueva línea está fuera de servicio se recibe una señal desde el nuevo PLC de control de 220 kV en E.T. San Juan que a través de una red de control FL-Net y respaldo por cable envía el estado de ambas líneas de 220 kV con todos los enclavamientos y posibilidades de operación resueltos (doble barra de 220 kV, acoplamiento, etc.) Este PLC se comunica a su vez con el PLC DAG Sur ubicado en E.T. Gran Mendoza a través de un canal serie y recibe el estado de la línea en el extremo Gran Mendoza y la señal de disparo en ese extremo a través de TPS. Con todo esto y con el estado de los ATR se determina la condición de las líneas de 220 kV.

Ante falla de una línea, se determina (por medio de los estudios eléctricos correspondientes), el límite de transporte de la línea restante. Este valor varía en función de la capacidad insertada por los bancos de compensación capacitiva, por lo que los estudios eléctricos definen 6 valores distintos de límites de transporte de las dos líneas que quedan en servicio según 6 rangos de potencia reactiva de los bancos. Para esto se leerá del PLC de Compensación el valor actual de los bancos y en función de esto se fijará el valor de límite de transporte para el cálculo.

Se definieron tres niveles de DAD, según el volumen de Demanda a despejar. El caso extremo de alta Demanda y baja generación define el nivel 3 (tres) de DAD.

Este mecanismo censa la potencia transportada por las LAT's de 220 kV, la carga de los Transformadores de la E.T. San Juan, las Demandas en 13.2 kV y en 33 kV, como así también las potencias intercambiadas con las líneas en 132 kV conectadas a la Barra de igual tensión de la E.T. San Juan. De esta manera es posible pre calcular la Demanda a despejar.

Las Salidas 132 kV a Fábrica EMA, Cañada Honda y Caucete se consideran como Demanda despejable. El vínculo con la C.H. Ullúm aporta potencia a la Barra de 132 kV de San Juan, por lo que NO se lo considera en el despeje.

La salida 132 kV a Punta de Rieles cuenta con la Central Quebrada de Ullúm y Sarmiento, pero si estas centrales se encuentran fuera de servicio, es necesario (en algunos casos), realizar un despeje adicional. Para resolver los inconvenientes antes mencionados, se envía una señal de actuación de DAD por pérdida de LAT 220 kV a Energía San Juan, de tal modo que se despeje Demanda en las instalaciones del distribuidor hasta lograr que el intercambio de potencia activa entre la Barra de 132 kV de la E.T. San Juan y Punta de Rieles sea menor o igual a 5 MW.

Según la Demanda a despejar será el nivel de DAD a aplicar. A Fábrica EMA se le envía una señal de despeje según el nivel de DAD a ejecutar.

En todo momento el mecanismo DAD pre calcula la Demanda a despejar ante la salida de las LAT's 220 kV y conoce cuanta potencia se despejaría al dejar la salida a Punta de Rieles con bajo intercambio y cuanta potencia se sacaría de servicio al enviar la señal de DAD correspondiente a Fábrica EMA. En caso de que se requiera más potencia a despejar, la misma se toma de las salidas 132 kV Caucete, Cañada Honda o de la Demanda de la E.T. San Juan según sea la más conveniente.

Nivel DAD	Escenario	Energía San Juan	EMA	Caucete	Energía San Juan	Capacidad
-----------	-----------	------------------	-----	---------	------------------	-----------



	<b>ejemplo</b>	<b>(Punta de Rieles )</b>			<b>(San Juan)</b>	<b>necesaria</b>
Nivel 1 < 40 MVA	Valle Invierno	19.92 MVA 19.9 x 0.82	10.5 MVA 10 x 3.3	5.3 MVA 5.3 x 0.16	----- -----	15 Mvar
Nivel 2 40-80 MVA	Resto Verano	23.9 MVA 17.9 x 15.8	21 MVA 20 x 6.6	17.5 MVA 17 x 4.16	15.5 MVA 15 x 3.75	35 Mvar
Nivel 3 > 80 MVA	Pico Invierno	52.5 MVA 52 x 7	31.6 MVA 30 x 9.8	17.5 MVA 17 x 4	32 MVA 31 x 7.8	45 Mvar
	Pico Verano	26.4 MVA 25.6 x 6.4	32 MVA 30 x 11	19.8 MVA 19.2 x 4.8	19 MVA 18 x 6	20 Mvar

Para el cálculo se suman las potencias transportadas por las Líneas 220 kV Cruz de Piedra más LAT 220 KV a Gran Mendoza y se le resta el límite de transporte de la línea restante que ahora es variable según tabla en función de la compensación capacitiva insertada, el resultado es la Potencia a Despejar por el Sistema DAD.

$MVA\ DAD = \{[(MVA\ LAT\ 220kV\ GMZ) + (MVA\ LAT\ 220\ kV\ CP) - (MVA\ Límite\ para\ falla\ LAT\ 220\ kV\ Cruz\ de\ Piedra - San\ Juan\ según\ tabla)]\}$

#### **N-1 de Trafos TR1, TR2, TR3/TR5 ó TR4**

Similar al cálculo de las Líneas, el Sistema DAD suma las potencias de todos los Trafos y le resta la potencia del Trafo que sale de servicio, el resultado es la Potencia a Despejar por el Sistema DAD.

$MVA\ DAD = \{[(MVA\ TR1) + (MVA\ TR2) + (MVA\ TR3/TR5) + (MVA\ TR4)] - (MVA\ del\ Trafo\ que\ sale\ de\ servicio)\}$

#### **N-2 de Trafos TR1, TR2, TR3/TR5 ó TR4**

Ídem al N-1, el Sistema DAD suma las potencias de todos los Trafos y le resta la potencia de los Trafos que salen de servicio, el resultado es la Potencia a Despejar por el Sistema DAD.

$MVA\ DAD = \{[(MVA\ TR1) + (MVA\ TR2) + (MVA\ TR3/TR5) + (MVA\ TR4)] - (MVA\ de\ los\ Trafos\ que\ salen\ de\ servicio)\}$

### **Actuación Protección de Barras**

#### **En el caso de que la Barra fallada sea la “A”.**

El PLC manda la orden de apertura al interruptor del Acoplamiento Transversal de Barras de 132 kV y a los Interruptores de las salidas a la E.T. Caucete y Punta de Rieles, al interruptor de 132 kV del Autotrafo N° 2 (150 Mva) y a los Trafos N° 2 TTE y N° 3 -5 (SW – Siam).

Con el Trafo TTE se pierde parcialmente la Demanda de 13,2 kV conectada a esta máquina.

Como en el despeje de la Barra se pierde la C.H. Quebrada de Ullúm, el nivel de tensión en el sistema San Juan esta fuera de los límites permitidos.

El sistema de corte de Demanda implementado (DAD), se encargará de realizar cortes en la Barra de 33 kV de la E.T. San Juan, con lo cual los niveles de tensión y la carga de los

transformadores en servicio, posterior al despeje de la Barra estarán dentro de las bandas permitidas.

**En el caso de que la Barra fallada sea la “B”.**

El PLC manda la orden de apertura al interruptor del Acoplamiento Transversal de Barras de 132 kV y a los Interruptores de las salidas a C.H. Ullúm, Cañada Honda y Fábrica EMA, al interruptor de 132 kV del Autotrafo N° 1 (150 Mva) y a los Trafos N° 1 Cegelec y Mirón.

Con el Trafo Cegelec se pierde también parcialmente la Demanda de 13,2 kV conectada a esta máquina.

El sistema de corte de Demanda implementado (DAD), se encargará de realizar cortes en la Barra de 33 kV de la E.T. San Juan, con lo cual, los niveles de tensión y la carga de los transformadores que quedaron en servicio, posterior al despeje de la Barra, estarán dentro de las bandas permitidas.

**Señal DAD recibida de E.T. Cruz de Piedra (100 MVA).**

Se encuentra ligado en forma Cooperativa con el DAD Cruz de Piedra (DGO.009) donde dice...

**Sobrecarga de LAT 132 kV ET Cruz de Piedra – ET Gran Mendoza**

El proceso de DAD por sobrecarga tiene por objeto actuar ante aquellos eventos que no se presentan junto con indicadores de falla en barras o en líneas no detectables por funciones de impedancia como puede ser la pérdida espontánea de gran volumen de generación que incrementa bruscamente la potencia importada por la línea de referencia.

Para ello se emplea un órgano de sobrecarga de las protecciones distanciométricas de cada línea ajustados con un único escalón de tiempo definido cuyo arranque está ajustado a 880 A y su disparo a 2,5 segundos del arranque.

Ante este indicador, el sistema de control realiza un único disparo de Demanda que comandará en forma aproximada 100 MVA.

Una mayor precisión en el deslastre por sobrecarga requiere la instalación de un juego de relés de máxima intensidad direccional para cada terna con escalones múltiples no cubierto por el alcance del proyecto.

La actuación por sobrecarga se efectúa sin tener en cuenta la situación de la línea (Estado N o N-1).

**Mínima tensión: Escalón 1.**

Se encuentra ligado en forma Cooperativa con el DAD Cruz de Piedra (DGO.009), donde dice...

**Mínima Tensión en barras de 132 kV Cruz de Piedra**

Los disparos DAD por Mínima Tensión en Barras de 132 kV en E.T. Cruz de Piedra están definidos de la siguiente manera:

El proceso de desconexión de Demanda por  $U <<$  es el resultado de la acción combinada entre una protección de Subtensión y el PLC central del automatismo.

El relé de  $U <<$  posee dos escalones programados con los siguientes umbrales de tensión y temporizaciones:

3. Escalón 1
  - a. Arranque = 0,90pu.
  - b. Disparo  $\Delta t = 3,5$  segundos.
4. Escalón 2
  - a. Arranque = 0,95pu.
  - b. Disparo  $\Delta t = 7,0$  segundos

Ante detección de disparo escalón 1 el automatismo efectúa una desconexión de Demanda de 80 Mva aproximadamente.

Si transcurrido un  $\Delta t = 3,5$  segundos respecto de la primer desconexión la tensión no se establece por encima de los 0,95pu el automatismo efectúa un segundo disparo complementario de 20 Mva aproximadamente.

Los escalones del relé de U < son de tiempo definido y el sistema de control realiza la lógica de enclavamiento entre ellos de forma tal que se cumplan las siguientes características:

- 6º. Si la tensión fluctúa pero nunca se establece por debajo de 0,95pu el sistema permanece en reposo.
- 7º. Si la fluctuación lleva la tensión a un valor igual o menor que 0,95pu pero nunca alcanza una profundidad igual o menor que 0,90 no se produce disparo de Demanda aun cuando se cumplan los  $\Delta t = 7,0$  seg. del escalón 2. (Escalón condicionado).
- 8º. Si en cambio la fluctuación es tal que conduce a un estado de tensión de 0,90pu o menor por un tiempo  $\Delta t = 3,5$  segundos se produce el primer disparo de Demanda de 80 MVA.
- 9º. OCURRIDO el disparo de escalón 1 el sistema de control MEMORIZA dicho evento y queda a la espera de la recuperación de la tensión por encima de los 0,95pu. Si tal recuperación tiene lugar, no se efectúa el disparo de Demanda adicional volviendo el sistema al reposo.
- 10º. Si por el contrario, EFECTUADO el primer disparo de Demanda y habiendo transcurrido desde el mismo un  $\Delta t$  de 3,5 segundos adicionales, la tensión no se recupera hasta un nivel por encima de 0,95pu el automatismo efectuará un segundo disparo de Demanda complementario de 20 MVA.

Luego de este disparo correctivo se espera la recuperación de la tensión a niveles estables según resulta de los estudios eléctricos correspondientes.

El siguiente grafico ilustra lo arriba descrito:

Cabe destacar que en esta situación la tensión de la Barra de E.T. San Juan seguirá la tendencia de su homóloga en E.T. Cruz de Piedra y que el automatismo DAD (E.T. San Juan) actuará en forma cooperativa con el de E.T. Cruz de Piedra, dado que cuenta con un relé de Subtensión que posee los mismos escalones de U << y esquema de trabajo similar.

### **3 – MECANISMO DAG IMPLEMENTADO EN LUJÁN DE CUYO**

(DAG conjunta C.T.M.S.A. – Cacheuta)

**Descripción:**

El dispositivo DAG Luján tiene por función preservar la estabilidad y mantener bajo control el estado de carga del sistema de transporte eléctrico de la Región Cuyo ante la pérdida brusca de su capacidad de transmisión provocada por alguna de las siguientes fallas:

FALLA		
N°	LÍNEA	Tipo de Falla
1	LAT 132 kV E.T. Luján de Cuyo - E.T. Cruz de Piedra	Simple
2	LAT 132 kV E.T. Luján de Cuyo - E.T. Cruz de Piedra	Doble
3	LAT 132 kV E.T. Luján de Cuyo - E.T. San Martín	Simple
4	LAT 132 kV E.T. Luján de Cuyo - E.T. San Martín	Doble
5	LAT 132 kV E.T. Cruz de Piedra - E.T. Gran Mendoza	Simple
6	LAT 132 kV E.T. Cruz de Piedra - E.T. Gran Mendoza	Doble
7	Cable OF 132 kV E.T. San Martín - E.T. Las Heras	Simple
8	LAT 132 kV E.T. Luján de Cuyo - E.T. PIP	Simple
9	LAT 132kV E.T. PIP – E.T. Tupungato	Simple

#### Descripción básica del dispositivo

#### Nodos de control

El dispositivo consiste en un sistema de control centralizado compuesto de un nodo maestro y 5 esclavos distribuidos de la siguiente manera:

Numero de Nodo	Nombre	TIPO	Lugar
1	Luján de Cuyo	MAESTRO	E.T. Luján de Cuyo
2	Cruz de Piedra	ESCLAVO	E.T. Cruz de Piedra
3	San Martín	ESCLAVO	E.T. San Martín
4	Gran Mendoza	ESCLAVO	E.T. Gran Mendoza
5	CTR	ESCLAVO	Centro de Telecontrol Regional
6	Cacheuta	ESCLAVO	Central Hidroeléctrica Cacheuta
7	PIP	ESCLAVO	E.T. PIP EDEMSA

El Nodo Maestro es el encargado de tomar las decisiones de desconexión de las máquinas de **C.T. Luján** y de **C.H. Cacheuta** en base a la información de generación, estados de línea y protecciones de líneas medidos y censados tanto localmente como recibida desde los esclavos remotos.

#### Nodo de supervisión

Existe además un nodo de supervisión que permite monitorear al dispositivo y registrar los eventos y alarmas externas e internas más importantes del sistema para permitir controlar su funcionamiento así como también configurar los parámetro principales de ser necesario.

## **Síntesis del funcionamiento**

El dispositivo posee dos funciones básicas que consisten en **Detectar y Distinguir** cada una de las fallas que están dentro de su alcance y **Desconectar (DAG)** ante su ocurrencia un volumen de potencia que conduzca a poner bajo control rápidamente la estabilidad transitoria y/o los estados de carga remanentes en el estado post – falla.

Los controladores *esclavos* reportan al *maestro* ante fallas, la posición de los elementos de maniobra (Interruptores y seccionadores) de los extremos de línea alejados a la E.T. Luján así como también las órdenes de apertura de las protecciones correspondientes, que confirman la salida de servicio definitiva de la línea en forma trifásica. El controlador maestro hace lo propio con los extremos locales y los datos resultantes son analizados para decidir si un cambio en esas señales significa una **Falla en Progreso** o por el contrario, están relacionadas con el **Mantenimiento**.

Confirmada una situación de falla particular el nodo de control Luján procede a ejecutar las órdenes de desconexión de una combinación de máquinas previamente seleccionada.

La combinación de máquinas seleccionada dependerá en todo momento de la falla detectada y del volumen de Potencia Activa Total de Barras (PB) existente en la E.T. Luján de Cuyo en el momento de la ocurrencia.

La Potencia Activa Desconectada (PD) es una función de la PB mencionada y su cálculo es efectuado por el *programa del controlador maestro* siguiendo las pautas de los estudios eléctricos realizados para el diseño.

## **Principios de Diseño**

El dispositivo cumple con los siguientes principios de diseño:

### **Función:**

Se utiliza el sistema DAG Luján con acciones en C.T. Luján y C.H. Cacheuta como elemento indispensable para el mantenimiento de la estabilidad transitoria de los generadores del área Cuyo. En este sentido, el dispositivo es automático, lo que evita que sus acciones de desconexión sean habilitadas (fichadas) o inhibidas (desfichadas) tanto por el operador del CTR como del generador. Su actuación dependerá exclusivamente del nivel de potencia y del estado de las líneas supervisadas, salvo retiro de servicio por mantenimiento programado.

### **Criterios de Desconexión:**

El sistema actualizado opera por VOLUMEN DE POTENCIA y pre - selecciona un conjunto de combinaciones de máquinas que satisfacen el nivel indicado por el cálculo, basado en los estudios eléctricos con un margen de tolerancia acotado y ajustable de ser necesario.

De acuerdo a la variedad y al número de máquinas despachadas, el proceso de preselección producirá más de una combinación que satisface la potencia de desconexión (PD) requerida por los estudios eléctricos, aplicándose luego un criterio que tiene en cuenta las características de las máquinas disponibles. El patrón de selección implementado se basa en el concepto de permitir el más rápido restablecimiento de los niveles de generación una vez que el sistema de transporte se encuentra nuevamente en estado N, para lo cual se prioriza en primer término la desconexión del componente hidráulico y en segundo término

la de las máquinas térmicas según su tiempo de reposición o complejidad de restauración al servicio.

### **Limites Cruzados:**

Existe un caso de límites cruzados entre los sistemas de generación de la zona centro y sur de la región que se presenta ante Falla Doble Simultánea de la LAT 132 kV Gran Mendoza – Cruz de Piedra y cuando la potencia activa total en barras de E.T. Luján es mayor o igual a 456 MW. Ante este evento DAG Luján interdispasa generación en C.H. Agua del Toro a través del dispositivo DAG SUR (HINISA / HIDISA).

Este recurso hace independiente sus decisiones respecto del volumen de potencia existente en el sur de la provincia.

### **Escenario básico de cálculo:**

Se aplican los mismos volúmenes de DAG para el Pico de Verano que para el resto de los estados de carga.

### **Situaciones de Mantenimiento:**

El retiro de operación por mantenimiento de un vínculo de 132 kV que se encuentre bajo control del dispositivo, debe ser efectuado únicamente luego de haber disminuido en barras de Luján, el nivel de potencia activa total (valor de Mantenimiento), de tal forma que permita la apertura de los interruptores del vínculo sin provocar acciones de desconexión.

### **Fallas dobles cruzadas y fallas triples.**

El sistema no contempla situaciones de FALLAS TRIPLES ni situaciones para FALLAS DOBLES CRUZADAS siendo éstas aquellas que involucran a dos o más líneas de DIFERENTES TERNAS.

### **Potencia Máxima en Barras:**

(Acordado en minuta de fecha 08/11/06 CAMMESA – Distro – Usuarios)

La potencia máxima a generar en Barras de Luján de Cuyo la impone el Límite de Transporte:

Doble Terna 132 kV Luján de Cuyo – Cruz de Piedra N° 1 y 2 **(670/740 A.)** el límite es por conductor.

Doble Terna 132 kV Luján de Cuyo – San Martín N° 1 y 2 **(480 A.)** el límite es por TI (400 A.)

Para evitar que se Colapse Parcial o Totalmente el SIC ó se produzcan sobrecargas no deseadas en otras líneas por causa de Fallas Simples ó Dobles para Mantenimiento Programado o de Emergencia cuando la combinación de máquinas a desconectar incluye los grupos TV 15 o uno de los TG 21 / TG 22 del ciclo combinado N° 1 el proceso de cálculo solo considera como potencia de desconexión efectiva las de estos generadores y no incluye en el computo la reducción de potencia consecuente de los grupos 25 y 14 dado que estos procesos son lentos en la contención de las inestabilidades transitorias o sobrecargas severas.

### **TRABAJOS PROGRAMADOS Y DE EMERGENCIA**

Para la realización de Mantenimientos Estacionales Programados, no Programados y de Emergencia en los Vínculos:



**Cruz de Piedra – Luján de Cuyo 1 y 2.**  
**Luján de Cuyo – San Martín 1 y 2.**  
**Cruz de Piedra – Gran Mendoza 1 y 2.**  
**Cable OF San Martín – Guaymallén.**  
**Luján de Cuyo – PIP**  
**PIP – Tupungato**

El CTR solicitará a CTMSA de acuerdo a su estado de Generación, la reducción de la misma ya que de no ser así, el mecanismo de DAG procederá a realizar el despeje de los grupos como si se hubiera producido una falla, por lo que se deberán respetar los volúmenes determinados en la siguiente tabla de límites, para evitar el accionamiento de la DAG.

LÍNEAS A SACAR DE SERVICIO POR TRABAJOS PROGRAMADOS Ó DE EMERGENCIAS	POTENCIA ACTIVA MÁXIMA A GENERAR EN BARRAS DE E.T. LUJÁN DE CUYO
	MW C.T. LUJÁN + MW C.H. CACHEUTA
<b>CABLE OF</b> SAN MARTÍN – GUAYMALLÉN	<b>522</b>
<b>SIMPLE TERNA</b> LUJÁN DE CUYO – CRUZ DE PIEDRA	<b>418</b>
<b>SIMPLE TERNA</b> CRUZ DE PIEDRA – GRAN MENDOZA	<b>522</b>
<b>SIMPLE TERNA</b> LUJÁN DE CUYO – SAN MARTÍN	<b>418</b>
<b>TERNA 1 Y TERNA 2</b> CRUZ DE PIEDRA – GRAN MENDOZA	<b>418</b>
<b>TERNA 1 Y TERNA 2</b> LUJÁN DE CUYO – SAN MARTÍN	<b>418</b>
<b>TERNA 1 Y TERNA 2</b> LUJÁN DE CUYO – CRUZ DE PIEDRA	<b>301</b>
<b>SIMPLE TERNA</b> LUJÁN DE CUYO – PIP	<b>418</b>
<b>SIMPLE TERNA</b> PIP – TUPUNGATO	<b>418</b>

#### **ALCANCES Y LIMITACIONES DEL SISTEMA DAG LUJAN**

##### **Línea en mantenimiento:**

Encontrándose uno de los vínculos de una doble terna en mantenimiento y produciéndose la apertura del otro por falla, el volumen de DAG a aplicar es el equivalente a **FALLA DOBLE**.

##### **Fallas de múltiples no contempladas:**

El sistema no evalúa fallas dobles acaecidas en ternas que unen diferentes EE.TT., ni fallas triples, por lo que se deberán tomar las precauciones operativas necesarias en caso de algún tipo de riesgo de ocurrencia de esta clase de evento no considerado por el automatismo.

##### **Aperturas intempestivas:**

Se considera causal de acciones DAG la *Apertura Intempestiva* de un interruptor de una línea en servicio.

Se define como *intempestiva* la apertura del mismo cuando por error de maniobra o cualquier otra causa distinta a la orden de la protección de línea se produjese la apertura del interruptor sin la necesaria reducción de generación para evitar la desconexión automática de generación.

El efecto de la apertura intempestiva es la pérdida brusca de transmisión y por ende se considera equivalente a la originada en un falla natural con la salvedad de que su detección se hace mediante el contacto imagen del interruptor de línea cuyo cambio de estado se produce al final de su carrera de apertura.

#### **DAG fuera de servicio:**

Ante fallas o destrucción del equipamiento de DAG (hardware - software) la potencia máxima a generar en CTMSA, no deberá superar los 301 MW.

#### **Despachos contemplados:**

El mecanismo de desconexión actual opera bajo el principio de **VOLUMEN DE POTENCIA** por lo cual en condiciones normales de funcionamiento de todo su equipamiento cualquier tipo de despacho es igualmente contemplado y no se impone restricción a la forma del mismo.

#### **Operación por defecto:**

El dispositivo DAG Luján – Cacheuta puede operar en un **modo óptimo de desconexión** cuando los sistemas de mediciones y comunicaciones se hallan funcionando correctamente. En estas condiciones el nodo de control central o maestro puede pre - configurar correctamente sus procesos de cálculo y selección de máquinas y efectuar así la desconexión del volumen necesario.

En caso de fallo de las mediciones o las comunicaciones no es posible para el PLC central computar el valor de generación ni las formas de despacho verdaderas de **C.T. Luján** o de **C.H. Cacheuta** así como tampoco contar con la topología completa del sistema de transporte supervisado requiriéndose decidir sobre la base de condiciones supuestas en un intercambio de selectividad por seguridad. Este mecanismo permite preservar la contención de las perturbaciones que pudieran presentarse en este estado de funcionamiento disminuido y mientras se procede a la solución del problema técnico, para cuya identificación el sistema cuenta con un completo conjunto de alarmas y una supervisión permanente de los operadores del C.T.R.

#### **Tipos de fallos**

##### **Fallo de las comunicación con C.H. Cacheuta**

Esto impide al sistema conocer la potencia total de dicha Central Hidroeléctrica y así como la distribución de su despacho por lo tanto se efectuará una desconexión basada en las siguientes suposiciones:

**Ante pérdida de los datos de generación individual de C.H. Cacheuta se adoptará la potencia activa medida en la línea de acceso E.T. Luján – PI Cacheuta como potencia**

**activa total de aquella central hidroeléctrica para calcular el volumen de desconexión requerido por los estudios eléctricos.**

**b.) Debido a no contar con la forma de despacho de C.H. Cacheuta se procederá a la emisión de orden de desconexión de todas las unidades generadoras de C.H. Cacheuta. En C.T. se desconectará el valor requerido por el cálculo normal. Esto podrá resultar en ciertos casos en un exceso de potencia despejada.**

**Fallo de alimentación de transductores en C.T. Luján.**

El dispositivo cuenta con un sistema de detección de fallo de las mediciones de potencia de los siguientes grupos generadores de Centrales Térmicas: G11, G12, G14, G21, G22 y G15.

Ante la detección de este evento se activa automáticamente el pasaje del modo selectivo de desconexión a un modo de operación de defecto por fallo de mediciones y se activa también la emisión de la correspondiente alarma hacia el Centro de Telecontrol Regional de Distrocuyo S.A. para su reporte a los encargados del mantenimiento.

Ante la incertidumbre acerca del nivel de potencia activa de los grupos generadores cuya medición se ha perdido, un mecanismo de sustitución proveerá al proceso de cálculo y selección de los valores supuestos en tanto que las mediciones de potencia que continúan operativas serán aplicadas en modo real.

La solución implementada para esta situación de emergencia tiene la desventaja de que puede sobreestimarse la potencia real existente favoreciendo que en las decisiones de desconexión se incorporen más generadores de lo estrictamente necesario. El error será tanto menor cuanto más se asemejen los despachos supuesto y real.

Por otro lado frente a la solución de esquema fijo de desconexión presenta la ventaja que la parte de las mediciones que se conservan válidas permite moderar las acciones evitando actuar en forma innecesaria cuando el aporte de los generadores no desconectable es bajo.

#### **Fallas críticas.**

Existen por lo menos dos situaciones de falla consideradas críticas y que se presentan en condiciones de plena generación en el sistema eléctrico:

**Ante situaciones de plena generación en el sistema (más de 400 MW en generación propia del Sur y más de 418 MW en Luján) y ante la ocurrencia de una falla doble no simultánea (es decir separada una de otra algunos cientos de milisegundo) en el vínculo Cruz de Piedra – Gran Mendoza, existe una alta probabilidad de inestabilidad para el SIC aún cuando exista despeje de generación de acuerdo a lo previsto por el automatismo.**

- De la misma manera en estas condiciones de generación y en la línea Cruz de Piedra – Gran Mendoza ante aperturas intempestivas de interruptores sin presencia de señal AF3F emitida de los relés de Impedancia, por ejemplo por maniobras o apertura por discordancia de polos existe una alta probabilidad de que el SIC pierda la estabilidad debido a lo exigido del sistema de transmisión (ángulo de transmisión).

## **4 – MECANISMO DAG IMPLEMENTADO EN EL SISTEMA SUR**

## Descripción:

Este dispositivo DAG Sur tiene por función (al igual que el DAG Luján de Cuyo), preservar la estabilidad y mantener bajo control el estado de carga del sistema de transporte eléctrico de la región Cuyo ante la pérdida de alguno de los siguientes Equipos:

N°	LÍNEA
1	LAT 220 KV P.I. LOS REYUNOS – E.T. GRAN MENDOZA.
2	LAT 220 KV P.I. AGUA DEL TORO – E.T. CRUZ DE PIEDRA.
3	LAT 132 KV C.H. NIHUIL 1 – E.T. PEDRO VARGAS.
4	LAT 220 KV C.H. NIHUIL 2 – P.I. AGUA DEL TORO.
5	LAT 220 KV P.I. AGUA DEL TORO – P.I. LOS REYUNOS (NO ACTIVA ACCIONES DAG.)
6	LAT 132 KV C.H. NIHUIL 1 – C.H. NIHUIL 2.
7	LAT 132 KV E.T. GRAN MENDOZA – E.T. CRUZ DE PIEDRA N° 1 Y 2.
8	AUTOTRANSFORMADOR 500/220 KV EN E.T. GRAN MENDOZA.
9	AUTOTRANSFORMADOR 132/220 KV EN C.H. NIHUIL 2.

## Causales de acciones DAG para el sistema DAG SUR

Por medio del censado de las variables digitales y de las señales impulsivas de las protecciones de línea y equipos el sistema DAG SUR puede decidir cuándo determinada combinación de estas debe interpretarse como causal cierta de DAG.

En esta sección se enuncian y describen las causales de DAG para el sistema DAG SUR que originaran un desconexión efectiva de generación en concordancia con la situación del sistema en la tabla de decisiones.

### Protecciones de Línea

Se consideran causales de acciones de desconexión automática de generación de DAG SUR las órdenes de Apertura Trifásica Definitiva emitidas por las protecciones de Impedancia de la línea.

### Protecciones de transformadores

Se considera causal de acciones DAG SUR las señales de protecciones de aquellos autotransformadores que por su posición dentro del sistema de transporte constituyen una puerta de acceso a un vínculo fundamental para la evacuación de generación. Las señales consideradas en este caso son aquellas cuya emisión tiene como significado la salida indefectible de servicio del equipo:

En el sistema DAG SUR estos autotransformadores son dos:

**Autotrafo 150 MVA 220/132 kV de CH Nihuil 2**

**Autotrafo 300 MVA 500/220 kV de E.T. Gran Mendoza.**

### Elementos de maniobra

Se considera causal de acciones DAG SUR la Apertura Intempestiva de un interruptor de una línea en servicio. Se define como intempestiva la apertura del mismo cuando por error de maniobra o falla de cualquier especie se produjese la apertura del interruptor sin la correspondiente reducción de generación para evitar la toma de acciones DAG SUR. La señal empleada en este caso es la imagen del estado de los interruptores de línea relevantes para el sistema DAG SUR.

### **Sobrecarga de transformadores**

El sistema DAG SUR posee implementado también un mecanismo de DAG preventiva por sobrecarga del autotransformador de 150 MVA, 220/132 kV de C.H. Nihuil 2.

Se considera causal de acciones DAG SUR por lo tanto el valor de carga de dicho autotransformador cuando esta supera los umbrales ajustados.

### **Señales de sistema DAG LUJAN**

Se considera causales de acciones DAG SUR aquellas señales emitidas por el sistema DAG LUJAN ante la detección de las fallas siguientes en la LAT 132 kV Gran Mendoza – Cruz de Piedra.

**Falla doble simultanea con CTMSA > 456 MW**

**Falla simple.**

**Equipos y Líneas supervisados por El Sistema DAG**

El Sistema DAG SUR supervisa y controla en forma directa las siguientes líneas y equipos:

**Línea 220 kV P.I. Los Reyunos – E.T. Gran Mendoza.**

**Línea 220 kV P.I. Agua del Toro – E.T. Cruz de Piedra.**

**Línea 132 kV C.H. Nihuil 1 – E.T. Pedro Vargas.**

**Línea 220 kV C.H. Nihuil 2 – P.I. Agua del Toro.**

**Línea 220 kV P.I. Agua del Toro – P.I. Los Reyunos (no activa acciones DAG.)**

**Línea 132 kV C.H. Nihuil 1 – C.H. Nihuil 2.**

**Línea 132 kV E.T. Gran Mendoza – E.T. Cruz de Piedra Nº 1 y 2.**

**Autotransformador 500/220 kV en E.T. Gran Mendoza.**

**Autotransformador 132/220 kV en C.H. Nihuil 2.**

Además el sistema posee un mecanismo de control de sobrecarga del autotransformador 132 / 220 kV ubicado en C.H. Nihuil 2 que permite la supervisión en forma indirecta de la salida de servicio para el sistema de transporte de las siguientes líneas del corredor de 132 kV E.T. Cruz de Piedra – E.T. Pedro Vargas:

**E.T. Anchoris – E.T. Cápiz**

**E.T. Cápiz – E.T. Pedro Vargas.**

**C.H. Nihuil 1 – C.H. Nihuil 2. (no activa acciones DAG)**

### **Alcances y límites del dispositivo DAG SUR**

**Casos de N –1 contemplados.**

La siguiente es la tabla de causales N-1 de DAG detectadas por el sistema DAG SUR donde se indica en forma resumida la central donde se aplica la desconexión de máquinas.

Equipo	Vinculo	Causa	Se produce DAG Diamante en...	Se produce DAG Nihuil en...
Línea 220 kV	<b>Gran Mendoza – Reyunos</b>	Falla o apertura intempestiva cualquier extremo	<b>C.H. Reyunos Como Generador o Bomba</b>	NO
Autotrafo 500 / 220 kV	<b>E.T. Gran Mendoza</b>	Falla	<b>C.H. Reyunos Como Generador o Bomba</b>	NO
Línea 220 kV	<b>Cruz de Piedra – Agua del Toro</b>	Falla o apertura intempestiva cualquier extremo	<b>C.H. Agua del Toro</b>	<b>N1, N2, N3 si Dte &gt; 228 MW</b>
Línea 132 kV	<b>Cruz de Piedra – Gran Mendoza</b>	Falla o apertura intempestiva simples cualquier extremo	<b>C.H. Reyunos si esta Como Bomba</b>	NO
		Falla o apertura intempestiva doble simultanea de cualquier extremo	<b>C.H. Reyunos si esta como Bomba y/o C.H. Agua del Toro si CTMSA &gt; 456 MW</b>	NO
Línea 220 kV	<b>Agua del Toro – Nihuil-2</b>	Falla o apertura intempestiva cualquier extremo	NO	<b>Generación N1, N2 y N3</b>
Autotrafo 220/132 kV	<b>C.H. Nihuil-2</b>	Falla	NO	<b>Generación N1, N2 y N3</b>
Línea 132 kV	<b>Pedro Vargas – Nihuil-1</b>	Falla cualquier extremo	NO	<b>Generación N1, N2 y N3</b>

### Consideraciones especiales

Las siguientes son las consideraciones especiales aplicables a las causales de DAG arriba explicitadas:

Todas las perdidas por fallas son censadas en ambos extremos por los nodos de control excepto dos:

**LAT 220 kV Cruz de Piedra – Agua del Toro:** Es siempre detectada por AF3F de relé Z en P.I. Agua del Toro.

**LAT 220 kV Agua del Toro – Nihuil-2:** Es siempre detectada por AF3F de relé Z en C.H. Nihuil-2.



Para estos casos la detección es en segunda instancia por medio de la ampliación de alcance vía TPS del Relé de Impedancia.

Todas las pérdidas por apertura intempestiva son censadas en ambos extremos por los nodos de control excepto en LAT 132 kV ET PV – CH N1. Solo se censa interruptor en CH N1. Todas las pérdidas contempladas por DAG SUR son de tipo simple con la única excepción del caso de LAT 132 kV GM-CP. En este caso se contempla la pérdida por falla doble SIMULTÁNEA cuyas acciones de desconexión son aplicables a CH ADT solamente.

El sistema DAG SUR considera FALLA DOBLE SIMULTANEA de la LAT 132 kV GM-CP si se detecta la pérdida de una cualquiera de sus ternas dentro de un intervalo  $\Delta t$  igual o menor a 1 (uno) segundo subsiguiente a la detección de la pérdida de la otra.

### **Fallas dobles**

Este mecanismo no contempla el caso de fallas dobles que no son simultáneas. Es el caso de ocurrencia de falla en una de las ternas estando otra de las líneas que vigila el Sistema de DAG en mantenimiento.

Así en el caso de la doble terna 132 kV Cruz de Piedra – Gran Mendoza si una terna es retirada de servicio para mantenimiento la generación de C.T.M.S.A. deberá ser inferior 456 MW dado que DAG SUR tomará acciones solo como falla simple y de cómo lo indica la tabla de causales de DAG únicamente para el caso de bombas de CH Reyunos.

No se ha diseñado el sistema para ser efectivo ante fallas dobles cruzadas (de ternas pertenecientes a líneas diferentes). El sistema actuará en estos casos como si fallas simples se tratase.

### **Actuación por tabla defecto**

Ante falta de comunicación entre los siguientes pares de PLC:

**Comunicación P.I. ADT – P.I. LRY**

**Comunicación CH N1 – CH Nihuil-2**

Cualquiera de los centros operará bajo condiciones de tabla defecto la cual consiste en aplicar un volumen de desconexión de generación en cada central como si todo el sistema se encontrase al máximo nivel de potencia generada.

### **Nivel de los embalses**

Una consideración que se ha tenido en cuenta para definir que grupos se deben desconectar en el Sistema Nihuil, es que para poder mantener el equilibrio del nivel de agua en los embalses se disparan máquinas en las tres centrales.

### **Mecanismo de sobrecarga**

A los fines de evitar sobrecargas en el autotransformador de C.H. Nihuil 2 por la pérdida de tramos alejados que no son supervisados directamente, se implemento en el mecanismo un relé de medición de sobrecarga de la máquina, el cual actuará como relé de máxima corriente de tiempo inverso, disparando grupos del Sistema Nihuil acorde al nivel de sobrecarga.

Los valores de ajuste para este mecanismo son programables desde el sistema SCADA DAG SUR siendo actualmente los siguientes:

Valor nominal de maquina: 160 MVA

**Sobrecarga inferior a 10 %: DAG SUR NO EFECTUA DESPEJE.**

**Sobrecarga igual o mayor que 10 % y menor que 20 %: DAG SUR DESPEJA EN 30 MINUTOS**

**Sobrecarga igual o mayor que 20 % y menor que 30 %: DAG SUR DESPEJA EN 15 MINUTOS**

**Sobrecarga superior a 30 %: DAG SUR DESPEJA EN 5 MINUTOS.**

El ajuste realizable desde el sistema SCADA DAG SUR permitirá efectuar correcciones estacionales o de otra índole tanto a los umbrales de sobrecarga como a los tiempos de actuación. La sobrecarga es medida por el sistema DAG SUR a partir de las corrientes individuales de fase por medio de un transductor trifásico y las acciones de desconexión son tomadas por sobrecarga de una dos o las tres fases.

La sobrecarga es una causal de acciones DAG solo en CH Nihuil 2 y el dispositivo efectuará el desconexión de la nomina de maquinas que deje al transformador sobrecargado en su valor nominal o por debajo del mismo.

#### **Actuación ante situaciones de N-2**

Las actuaciones ante casos de N- 2 del sistema DAG SUR práctico corresponden totalmente con la descripción de estos casos dada en el anexo N° 3 Estudios eléctricos.

#### **Trabajos programados y de emergencia**

Para la realización de Mantenimientos Estacionales Programados, no Programados y de Emergencia en:

**Línea 220 kV Agua del Toro – Reyunos**

**Línea 220 kV Nihuil-2 – Agua del Toro**

**Autotrafo 150 Mva de C.H. Nihuil 2**

**Línea 220 kV Agua del Toro – Cruz de Piedra**

**Línea 220 kV Reyunos – Gran Mendoza**

**Línea 132 kV Nihuil 1 – Nihuil-2**

**Línea 132 kV Nihuil 2 – Nihuil-3**

**Línea 132 kV Nihuil 1 – Pedro Vargas**

**Línea 132 kV Pedro Vargas – Cápiz**

**Línea 132 kV Cápiz – Anchoris**

El CTR solicitará a HINISA de acuerdo a su estado de Generación, la reducción de la misma ya que de no ser así, el vínculo que quede en servicio se verá sobrecargado, poniendo en riesgo la integridad del Sistema, por lo que se deberán respetar los volúmenes determinados en la tabla de límites.

**TABLA PARA MANTENIMIENTO**

EQUIPO EN MANTENIMIENTO		MÁXIMA GENERACIÓN EN SISTEMA SUR	
1	Línea 220 kV AGUA DEL TORO – REYUNOS	<b>Diamante:</b> Sin Limitación (360 MW) <b>Nihuiles:</b> Sin Limitación (245 MW)	
2	Línea 220 kV C.H. Nihuil 2 Agua del Toro	<b>Diamante:</b> Sin Limitación. <b>Nihuiles:</b> 110 MW.	<b>Total:</b> 470MW
3	Autotrafo 150 Mva de C.H. Nihuil 2	<b>Diamante:</b> Sin Limitación. <b>Nihuiles:</b> 110 MW	<b>Total:</b> 470MW
4	Línea 220 kV Agua del Toro – E.T. Cruz de Piedra	<b>Diamante:</b> de 120 a 175 MW. <b>Nihuiles:</b> de 245 a 190 MW.	<b>Total:</b> 365 MW
5	LÍNEA 220 kV Reyunos –E.T. Gran Mendoza	<b>Diamante:</b> de 120 a 175 MW. <b>Nihuiles:</b> de 245 a 190 MW.	<b>Total:</b> 365 MW
6	Autotrafo de 300 Mva De E.T. Gran Mendoza	<b>Diamante:</b> de 120 a 175 MW. <b>Nihuiles:</b> de 245 a 190 MW.	<b>Total:</b> 365 MW
7	Línea 132 kV C.H. Nihuil 1 – C.H. Nihuil 2	<b>Diamante:</b> Sin Limitación. <b>Nihuiles:</b> 210 MW (C.H. Nihuil 1 70 MW, C.H. Nihuil 2, 3 y 4 140 MW)	<b>Total:</b> 570 MW
8	Línea 132 kV C.H. Nihuil 2 – Nihuil-3	<b>Diamante:</b> Sin Limitación. <b>Nihuiles:</b> 192 MW (C.H. Nihuil 1 y 2 sin limitación, Nihuil-3 y 4: 12 MW)	<b>Total:</b> 552 MW
9	Línea 132 kV C.H. Nihuil 1 –E.T. Pedro Vargas	<b>Diamante:</b> Sin Limitación. <b>Nihuiles:</b> 140 MW	<b>Total:</b> 500 MW
10	Línea 132 kV E.T. Pedro Vargas – Cápiz	<b>Diamante:</b> Sin Limitación. <b>Nihuiles:</b> 160 MW	<b>Total:</b> 520 MW
11	Línea 132 kV Cápiz – E.T. Anchoris	<b>Diamante:</b> Sin Limitación. <b>Nihuiles:</b> 170 MW	<b>Total:</b> 530 MW

Para prever esta situación, el CTR enviará a HINISA – HIDISA (vía MEMNet), una copia de la Programación Semanal que se remite a CAMMESA los días jueves; por su parte HINISA – HIDISA remitirá a Programación de Distrocuyo una copia de su Programación Semanal.

**DAG fuera de servicio**

Ante fallas o destrucción del equipamiento DAG el CTR aplicará las restricciones apropiadas para el caso particular de disminución de servicio del sistema DAG SUR.

Anexo 1: Tablas practicas empleadas por el sistema DAG SUR:

Sistema Nihuil: TABLA DE GRUPOS

Despacho NIHUIL	C.H. Nihuil 2 – Agua del Toro	C.H. Nihuil 1 – E.E.T.T Pedro Vargas	Autotrafo C.H. Nihuil 2	Sobrecarga Autotrafo C.H. Nihuil 2	Agua del Toro – E.T. Cruz de Piedra
<b>189 a 245</b>	N1: 2 Grupos N2: 3 Grupos N3: 1 Grupo	N1: 1 Grupo N2: 2 Grupos N3: 1 Grupo	N1: 2 Grupos N2: 3 Grupos N3: 1 Grupo	De acuerdo a % sobrecarga	N1: 2 Grupos N2: 2 Grupos N3: 1 Grupo
<b>113 a 189</b>	N1: 1 Grupo N2: 1 Grupo N3: 1 Grupo	0	N1: 1 Grupo N2: 1 Grupo N3: 1 Grupo	De acuerdo a % sobrecarga	N1: 2 Grupos N2: 2 Grupos N3: 1 Grupo
<b>&lt; de 113</b>	0	0	0	De acuerdo a % sobrecarga	0

Sistema Nihuil: TABLA DE VOLUMENES

Despacho NIHUIL	C.H. Nihuil 2 – Agua del Toro	C.H. Nihuil 1 – E.E.T.T Pedro Vargas	Autotrafo C.H. Nihuil 2	Sobrecarga Autotrafo C.H. Nihuil 2	Agua del Toro – E.T. Cruz de Piedra
<b>189 a 245</b>	110	74	110	De acuerdo a % sobrecarga	214
<b>113 a 189</b>	54	0	54	De acuerdo a % sobrecarga	144
<b>&lt; de 113</b>	0	0	0	De acuerdo a % sobrecarga	70

Sistema Diamante: TABLA DE GRUPOS

Despacho DIAMANTE	Los Reyunos E.T. Gran Mendoza + Autotrafo E.T. G.M	Agua del Toro E.T. Cruz de Piedra	E.T. Cruz de Piedra – E.T. Gran Mendoza 1 y 2
<b>328 a 368</b>	LRY: 2 Grupos	ADT: 2 Grupos	ADT: 02
<b>228 a 328</b>	LRY: 2 Grupos	ADT: 2 Grupos	0
<b>228 a 188</b>	LRY: 1 Grupo	ADT: 2 Grupos	0
<b>&lt; de 188</b>	0	0	0

Sistema Diamante: TABLA DE VOLUMENES

Despacho DIAMANTE	Los Reyunos E.T. Gran Mendoza + Autotrafo E.T. G.M	Agua del Toro E.T. Cruz de Piedra	E.T. Cruz de Piedra – E.T. Gran Mendoza 1 y 2
<b>328 a 368</b>	220	214	70
<b>228 a 328</b>	200	212	0
<b>228 a 188</b>	100	120	0
<b>&lt;188</b>	0	0	0

## Alarmas del sistema DAG SUR

El sistema DAG SUR posee un conjunto bien completo de alarmas que son presentadas a los operadores del Centro de Telecontrol Regional de Distrocuyo SA con el objeto de detectar y conducir las acciones correctivas necesarias.

El siguiente es un ejemplo del listado de alarmas con su significado, la urgencia de la misma y las acciones a seguir por el operador de turno.

TEXTO		SIGNIFICADO	URGENCIA	ACCIONES CORRECTIVAS
1	DAG PLC RUN	Programa del PLC detenido. Nodo DAG SUR fuera de servicio.	Alta	Dar Aviso Instantáneo al responsables de Mto.
2	DAG PLC MENOR	Batería PLC Defectuosa Tiempo de Ciclo SCAN superado. Elemento de maniobra en error.	Media	Dar Aviso No urgente Al responsable de Mto.
3	DAG FALLA U.EXPL.	Falta tensión de detección de elementos de playa	Media	Dar Aviso No urgente Al responsable de Mto.
4	DAG FALLA ANALÓGICAS	Falla medición. DAG en modo defecto	Baja	Dar Aviso No urgente Al responsable de Mto.
5	DAG FALLA COM. RED	Los PLC no se comunican por red.	Baja	Dar Aviso No urgente Al responsable de Mto.
6	DAG COM. BACK-UP	Los PLC se están comunicando vía módem	Baja	Dar Aviso No urgente Al responsable de Mto.
7	DAG FALLA HORA SATELITAL	Falla sincronismo con hora satélite	Muy Baja	Dar Aviso No urgente Al responsable de Mto.
8	DAG GRUPO 1	DAG desconectó grupo/s en C.H.	Comunicar causa de desconexión a CAMMESA	
9	DAG GRUPO 2	DAG desconectó grupo/s en C.H.	Comunicar causa de desconexión a CAMMESA	
10	DAG GRUPO 3	DAG desconectó grupo/s en C.H.	Comunicar causa de desconexión a CAMMESA	
11	DAG GRUPO 4	DAG desconectó grupo/s en C.H.	Comunicar causa de desconexión a CAMMESA	

## 5 – Mecanismo Isla YPF en Luján de Cuyo

La presente implementación tiene por objeto la formación de una Isla Eléctrica que preserve, en casos de colapso del SIC, la demanda crítica de la Refinería YPF. Las causas que ocasionan la formación de la Isla han sido estudiadas detalladamente para lograr la selectividad del dispositivo. El dispositivo prevé las situaciones que pueden considerarse las

más probables en función de las condiciones actuales del Sistema de Potencia para la detección de este suceso y trata de aislar a la Refinería del SIC.

Para la conformación de la Isla, se adoptará una configuración operativa que permita dejar sólo el consumo crítico de la Refinería YPF en la Barra **A'** de la E.T. Luján de Cuyo, conjuntamente con uno de los grupos generadores TG 23 o TG 24 en condiciones de operación normal. La Barra (A'), está vinculada con el Sistema eléctrico a través del interruptor de Acoplamiento Longitudinal de Barras (A – A'), sobre el cual actuará el dispositivo electrónico para desvincular la Barra ante colapso, originado por causas internas o externas descriptas a continuación.

Se ha previsto además un Sistema automático de despeje de Demanda de 33 kV del Trafo que se encuentre sobre la Barra **A'**, T5 o T6 y además una señal que provoca el alivio de Demanda que se envía al interior de la Refinería para permitir mantener el equilibrio Generación – Demanda.

### **Condiciones de Operación Requeridas**

**Se deberá ubicar en la Barra A' de 132 kV de la E.T. Luján de Cuyo la Demanda de la Refinería YPF que se preservará ante colapso, es decir:**

- \* Trafo T5 ó T6
- \* Trafo T17 ó T18

**Operar en Barra A' grupo Alsthom TG 23 ó TG 24.**

**Operar con el Acoplamiento Longitudinal de Barras siempre “cerrado”.**

- ♦ La demanda de 33 kV de los trafos T5 y T6 (YPF Yacimiento), deberá trabajar normalmente en forma radial.

**El PLC tiene programado la apertura de:**

- a) Interruptor de 132 kV del Acoplamiento Longitudinal de Barras.
- b) Interruptor de 33 kV de Trafo T5 o T6, el que se encuentre conectado a la barra A'.
- c) Envío de señal de alivio de Demanda al interior de la Refinería YPF.

### **Mecanismo de Despeje**

El mecanismo de despeje previsto se basa en un Sistema de lógica programable (PLC) que es el encargado de accionar el interruptor de 132 kV de Acoplamiento Longitudinal de Barras para conformar la Isla en la Barra **A'**.

El estudio eléctrico que se realizó para la implementación de la Isla considera que la misma debe formarse según los siguientes criterios:

- A. Formación de la Isla por consigna de frecuencia:** están implementados tres niveles de protección, dos por derivada de frecuencia y uno por frecuencia absoluta.
- B. Formación de la Isla por consigna de tensión:** están implementados tres niveles de protección, uno que considera una mínima tensión bifásica y dos que consideran mínima tensión monofásica.



- C. Formación de la Isla por consigna de impedancia:** están implementados dos niveles de protección, uno que considera fallas en las barras del sistema (A y B de E.T. Luján de Cuyo) y otro que considera fallas en la barra A' desde la cual se alimenta la Isla, en éste caso, YPF tiene implementada una conmutación automática y toma los servicios de la barra B' de Luján.
- D. Falla doble en las ternas Cruz de Piedra – Luján de Cuyo:** se considera que con una falla de este tipo, al perder estas dos interconexiones en forma simultánea, o una sola, estando la otra en mantenimiento, se debe armar la Isla en forma instantánea. Las señales implementadas son las siguientes: (ver esquema adjunto).
1. Señal actuación de las protecciones que monitorean la tensión de barras de 132 kV instalados en E.T. Luján de Cuyo.
  2. Señal emitida por Relé de Impedancia del Acoplamiento Longitudinal de Barras de 132 kV instalado en la ET Luján de Cuyo.
  3. Señal actuación de las protecciones que monitorean la frecuencia del sistema instalados en E.T. Luján de Cuyo.
  4. Señal de disparo (desenganche) por falla, de los interruptores de 132 kV salidas Nº 1 y 2 a E.T. Cruz de Piedra.
  5. Cálculo de déficit de generación en la Barra A' de la ISLA.
  6. Señal de Mínima Frecuencia que evalúa la frecuencia de la Barra A' de la ISLA después de formada.

Las condiciones de formación de la Isla pueden deberse a causas definidas como internas o externas a la E.T. Luján de Cuyo.

#### CAUSA EXTERNA

La señal 3 está asociada con el Sistema Regional frente a un Colapso Total.

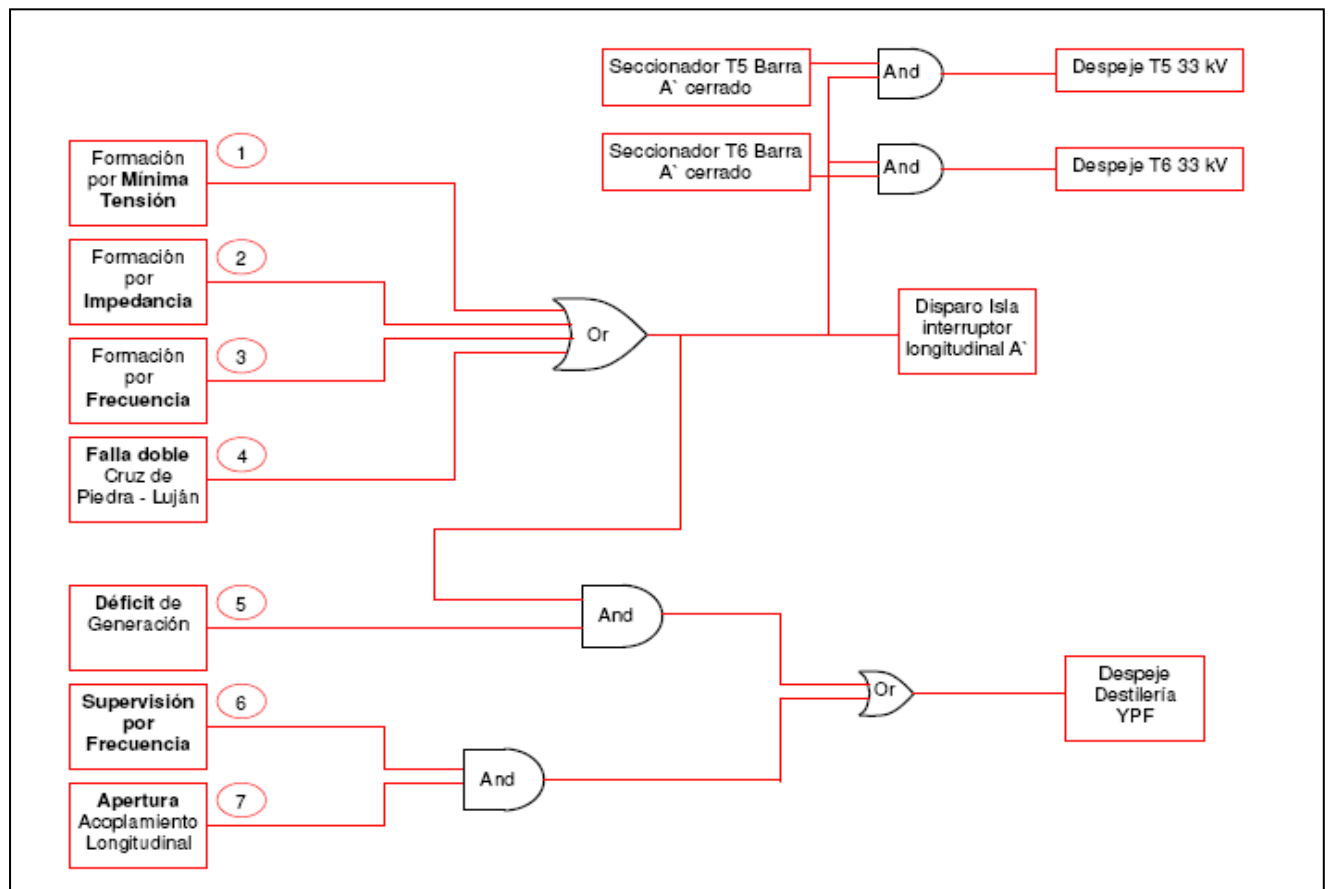
#### CAUSAS INTERNAS

La señal 4 está asociada a la pérdida del doble vínculo de 132 kV Luján de Cuyo - Cruz de Piedra (con apertura de los dos interruptores en el extremo Luján, es decir señal de apertura trifásica definitiva emanada de las protecciones).

La señal 2 es generada por un relé de Impedancia ajustado para ver Fallas hacia delante (en la Barra del Sistema) y hacia atrás (fallas en la Barra de la ISLA).

Hacia delante sería la condición normal para el disparo de Isla, o sea aislar la Refinería ante fallas en el SIC. Hacia atrás se protege al sistema de fallas en la barra de la Isla A' y permitiría que Repsol pueda conmutar carga y salvar su demanda.

## Descripción de Esquema de Disparo Lógico de Sistema Isla



Este esquema lógico de disparo es el que está implementado en el PLC y considera las cuatro consignas descritas anteriormente para la formación de la Isla. Como se ve claramente las señales 1 a 4 forman directamente la Isla sin ningún retardo. Los retardos están todos implementados en los equipos de protección.

Ante la ocurrencia de una falla, se abre en forma simultánea lado 33 kV del transformador que esté funcionando en la Isla.

Si en el momento de formación de Isla existe un déficit de generación en la misma; se envía una señal de disparo a la Refinería para que produzca despeje de Demanda a fin de conservar el equilibrio entre Demanda y Generación. Esto se implementa con la señal N° 5. Este déficit se calcula previamente e YPF en forma permanente en su sistema SCADA sabe qué cantidad de Demanda fichar para luego ser deslastrada en forma automática en el momento de formación de la Isla. Esto es imprescindible para asegurar la formación exitosa de la Isla.

Finalmente una vez formada la Isla (condición conocida por el PLC por el estado del interruptor de acoplamiento), si se produce un descenso en la frecuencia de este pequeño sistema aislado, se envía una señal desde las protecciones de frecuencia al PLC, para que este envíe otra señal de deslastre adicional de carga a la Refinería Luján de Cuyo. Esto está implementado a través de la señal N° 6.

### Consideraciones de confiabilidad adicionales

### SISTEMA DE PROTECCIONES Nº 1 Y 2

Para aumentar la confiabilidad en la formación de la Isla, se utilizan dos sistemas de protecciones, teniendo ambos, ajustadas y configuradas las mismas funciones de protección y alimentados desde 2 (dos) sistemas de corriente continua distintos.

#### *Déficit de generación*

La señal de déficit de generación se mide a través de 2 (dos) dispositivos que trabajan en paralelo y en forma permanente se envían por comunicación al PLC. Ambos miden la potencia activa que se transmite desde el SIC a la barra Isla, a través del acoplamiento longitudinal de barras. De producirse la formación de la Isla, y encontrarse presente la señal de déficit de generación, acciona en Refinería Luján de Cuyo el deslastre prefijado.

#### *Sistema SCADA*

En Refinería Luján se implementó un sistema SCADA de Isla, que les permite saber a sus operadores todas las alarmas que indican formación de Isla. Adicionalmente a través del mismo sistema sus operadores conocen la cantidad de demanda a fichar para deslastrar, como se explicó anteriormente.

La señal de falla doble de la Línea 132 kV Cruz de Piedra – Luján de Cuyo, se obtiene del Sistema de protecciones (Señal AF3F) y es una AND entre las salidas Nº 1 y 2 a E.T. Cruz de Piedra en E.T. Luján de Cuyo.

### **Ajustes de Protecciones y Dispositivos Utilizados**

#### *IMPLEMENTACIÓN DE AJUSTES EN EL SISTEMA Nº 1 DE PROTECCIONES*

##### Formación de Isla por la consigna de tensión:

- Escalón  $U_{<<<}$ :  $U_{<<<} = 0.53 U_n$  –  $T_{<<<} = 170 \text{ ms}$  – Relé GE 750 – Mide tensión bifásica
- Escalón  $U_{<<}$ :  $U_{<<} = 0.7 U_n$  –  $T_{<<} = 600 \text{ ms}$  – Relé GE 750 - Mide tensión monofásica
- Escalón  $U_{<}$ :  $U_{<} = 0.85 U_n$  –  $T_{<} = 2500 \text{ ms}$  – Relé GE DFF - Mide tensión monofásica

##### Formación de Isla por la consigna de frecuencia:

- Escalón  $dF/dT_{<<<}$ :  $F = 49.5 \text{ Hz}$  –  $dF/dT = -2.4 \text{ Hz/s}$  –  $T_{<<<} = 150 \text{ ms}$  - Relé GE DFF
- Escalón  $dF/dT_{<<}$ :  $F = 48.9 \text{ Hz}$  –  $dF/dT = -1.2 \text{ Hz/s}$  –  $T_{<<} = 170 \text{ ms}$  - Relé GE DFF
- Escalón  $F_{<}$ :  $F_{<} = 48.8 \text{ Hz}$  –  $T_{<} = 250 \text{ ms}$  - Relé GE DFF

##### Formación de Isla por la consigna de impedancia:

- Relé de Impedancia Marca SIEMENS 7SAJ-511

##### Supervisión de Isla por frecuencia:

- Escalón  $F_{<<}$ :  $F_{<<} = 48.8 \text{ Hz}$  –  $T_{<<} = 1000 \text{ ms}$  – Relé GE 750
- Escalón  $F_{<}$ :  $F_{<} = 49.2 \text{ Hz}$  –  $T_{<} = 15 \text{ s}$  – Relé GE 750

### ***AJUSTES DEL SISTEMA DE PROTECCIONES Nº 2***

Los ajustes en este sistema se implementan con un relé SPAU 140c de ABB de mínima tensión, un relé SPAF 130 c de frecuencia y relé SEG MRF1 de frecuencia y derivada de frecuencia.

### **Señales Adicionales Implementadas**

#### **ESTADO DE LOS SECCIONADORES DE LOS TRAFOS T5 Y T6 SOBRE BARRA A'**

Debido a condiciones operativas que permiten el trabajo indistinto de los transformadores T5 o T6 sobre la Barra **A'**, se ha previsto la incorporación al PLC, de dos señales indicadoras del estado de seccionador de Barra **A'** para los trafos T5 y T6. Esto permitirá seleccionar a partir del programa almacenado en el PLC, la apertura de 33 kV (YPF Yacimiento 1, Yacimiento 2), asociado al Trafo que esté en servicio sobre la Barra **A'** (esto garantiza la correcta apertura del interruptor). El camino de disparo desde el PLC a estos interruptores es doble, utilizándose ambas bobinas de disparo para aumentar la confiabilidad del Sistema Isla.

#### **Isla habilitada ó bloqueada**

Existe también una señal de bloqueo - habilitación del dispositivo Isla que es Telecontrolada desde el CTR para poder inhibir el mecanismo automático ante necesidades específicas de operación.

#### **Despeje de Demanda en Refinería YPF**

Existe una señal de salida adicional que produce un despeje de Demanda dentro de la Refinería para mejorar el equilibrio Generación – Demanda de la Isla formada.

### **Observaciones Importantes**

Para evitar el riesgo de que fracase la Isla, YPF Yacimiento no puede trabajar en anillo en 33 kV (Trafos T5 y T6).

El paralelo de la ISLA con el SIC se hace por Telecomando a través de un Verificador de Sincronismo, que permite el cierre sincronizado del interruptor de Acoplamiento Longitudinal de Barras.

### **Descripción Técnica de los Dispositivos Involucrados en el Automatismo**

PLC marca OMRON, con las siguientes características: equipo modular equipado con ocho salidas digitales a relés, dos entradas analógicas, ocho entradas digitales a transistor, una memoria de 3,2 k pasos de programa, y una velocidad de procesamiento de 0.75 microsegundos por instrucción básica. Este equipo fue seleccionado teniendo en cuenta la velocidad de proceso de su CPU.

Los dispositivos de protección ya fueron descriptos en el punto 6.

### **Resumen**

La isla YPF se puede formar por las siguientes causas:

- Formación Programada (Manual o por Telecomando).
- Formación por Señal de disparo (desenganche) en E.T. Luján de Cuyo de los interruptores de 132 kV de las salidas Nº 1 y 2 a E.T. Cruz de Piedra.

- Formación por consigna de Mínima Tensión.
- Formación por consigna de Frecuencia.
- Formación por Fallas en Barras. Relé de Impedancia ajustado de manera de ver hacia delante fallas en la Barra del Sistema y hacia atrás fallas en la Barra de la ISLA.

## **6 – MECANISMO DAG/DAD (Interno) IMPLEMENTADO EN Sistema Nihuil**

Este mecanismo fue concebido (en común acuerdo con Hidronihuil y EDESTESA), para evitar que ante el Desenganche de la Línea 132 kV Nihuil-3 – Nihuil-2 se produzcan sobretensiones y sobrefrecuencia al quedar en Isla las CC.HH. Nihuil-3 y Nihuil-4 con la pequeña Demanda de la E.T. Alvear (EDESTESA), esto afecta tanto a los grupos generadores de las CC.HH. Nihuil-3, Nihuil-4 como la Demanda de E.T. Alvear (conectada en barras de 132 kV de Nihuil-3).

### **Funcionamiento**

Al Desenganchar la Línea 132 kV Nihuil-3 – Nihuil-2, el automatismo envía la señal de disparo en la C.H. Nihuil-3 a los Interruptores de 132 kV de los Grupos 01, 02 y Salidas a C.H. Nihuil-4 y a E.T. Alvear, evitando así valores de Frecuencia y Tensiones indeseables.

## **7 – MECANISMO DAG IMPLEMENTADO EN la C.H. Condarco**

Se ha construido una DAG sobre el sub Sistema Río Mendoza (C.H. Condarco – C.H. San Martín – E.T. Godoy Cruz), que tiene por objeto preservar la integridad de este sub Sistema ante la pérdida de una de las líneas, estando en servicio toda la generación de las CC.HH. Condarco y San Martín, evitando que la terna que quedó en servicio quede sobrecargada.

Este dispositivo DAG preserva la vinculación de la Central Álvarez Condarco con la Estación transformadora Godoy Cruz, empleando como recurso la desconexión automática de generación, para controlar situaciones de fallas que reducen la capacidad de transporte (N-1) de la doble terna LAT 66 kV C.H. A. Condarco – C.H. E.T. Godoy Cruz empleada para evacuar su generación.

Las acciones del D.A.G. Condarco consisten en desconectar una o dos unidades generadoras (según la severidad del disturbio) ante la condición combinada de pérdida intempestiva de una de las ternas y seguida de sobrecarga de la otra.

La detección de sobrecarga se realiza por medición directa del valor RMS de la intensidad de línea medida en la C.H. Condarco Salida 66 kV N° 1 y 2 a C.H. San Martín y en C.H. San Martín Salida 66 kV N° 1 y 2 a E.T. Godoy Cruz. La medición de corriente se efectúa en forma bifásica y los tiempos de desconexión están escalonados siguiendo una curva de tiempo tipo normal inversa.

En el estado pos actuación la línea que permanece en servicio queda con un nivel de carga seguro para su estabilidad y controlable por el operador.

### **AJUSTES DAG CONDARCO**

1. Dato I nominal de Línea  
 $I_n = 400 \text{ A.}$
2. Despeje

- A) Sobrecarga  $\leq 45\%$  Grupo 1 o Grupo 2, (\* El mayor)
- B) Sobrecarga  $> 45\%$  Grupo 1 y Grupo 2.

### Escalones

Escalón	Intensidad (A)	Sobrecarga (%)	Sobrecarga (A)	Despeje
1	460	15	60	G1 o G2 (*)
2	480	20	80	G1 o G2 (*)
3	500	25	100	G1 o G2 (*)
4	520	30	120	G1 o G2 (*)
5	540	35	140	G1 o G2 (*)
6	560	40	160	G1 o G2 (*)
7	580	45	180	G1 y G2
8	600	50	200	G1 y G2
9	620	55	220	G1 y G2
10	640	60	240	G1 y G2

## II.- MECANISMOS PROPUESTOS

### DAD ESTACIONES DEL CORREDOR 132 kV E.T. CRUZ DE PIEDRA – C.H. NIHUIL-1. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES

Este corredor, vincula el nodo Cruz de Piedra con las Centrales Generadoras del río Atuel (Nihuil I, II, III y IV). Si bien, en sus orígenes este corredor fue concebido y construido como un vínculo de transporte, destinado a inyectar la fuerte generación hidráulica del Sistema Nihuil en el nodo de Cruz de Piedra, con el transcurso del tiempo, se convirtió en la fuente de alimentación de las Demandas más importantes de la zona sur de la provincia de Mendoza. (EE.TT. Pedro Vargas, San Rafael, Cápiz y Anchoris, con flujos de potencia convergentes desde sus extremos.

### PROBLEMAS DETECTADOS

Como resultado de los (n-1) de los vínculos extremos del corredor, Líneas de 132 kV Cruz de Piedra – Anchoris ó Nihuil-1 – Pedro Vargas queda conformado un sistema radial en 132 kV con 244 Km de longitud con las EE.TT. Anchoris – Bajo Río Tunuyán – LC-35 (Repsol –YPF) – Capiz – Pedro Vargas y San Rafael colapsado en los niveles de tensión.

### SOLUCIÓN PROPUESTA

Se deberán instalar en las estaciones transformadoras involucradas un dispositivo capaz de detectar la evolución de los niveles de tensión y actuar en forma preventiva desconectando el volumen de Demanda necesario para restablecer los a valores te tensión a límites operativos normales.

Dicho dispositivo deberá:

1. Efectuar la medición de tensión de barras de cada E.T. y siguiendo su tendencia en forma dinámica.



2. Evaluar el volumen absoluto y la distribución de Demanda de cada una de las estaciones para efectuar un despeje proporcional.

El dispositivo, así mismo, deberá evaluar:

El nivel de tensión absoluto y el decremental en cada una de las estaciones donde se requiera efectuar desconexión de Demanda.