

ANEXO 2 DE OS N° 20: *DISTRITO OLAVARRÍA*

OBJETIVO

Detallar las acciones operativas que ejecutará el COTDT para eliminar sobrecargas en transformadores y reponer demanda ante fallas en el equipamiento concerniente al Distrito Olavarría de Transba.

DISTRIBUCIÓN - TRANSBA S.A.

Administración de Redes de Operación – Ezeiza	Gerente de Mantenimiento	Jefe de Distrito Madariaga
Asistente Especialista	Gerente de Planificación y Operación de la Red	Jefe de Distrito Olavarría
*COTDT	Gerente de Región Norte	Jefe de Distrito San Nicolás
Director de Ingeniería Regulatoria	Gerente de Región Sur	Jefe de Lab de Prot, Ctról, Comu y Med
Director Técnico	Gestión de la Calidad	Jefe de Laboratorio Región Norte
Estaciones y Líneas	Jefatura de Gestión de Mantenimiento	Jefe de Operaciones
GdeM - Asistencia Técnica	Jefe de Distrito Bahía Blanca	Jefe del COTDT
Gerente de Ingeniería	Jefe de Distrito Bragado	Programación de la Operación
		Protecciones y Control

ESTACIONES TRANSFORMADORAS DEL DISTRITO OLAVARRIA

*ET Azul	*ET Chillar	*ET Loma Negra	*ET Olavarría 500 kV
*ET Barker	*ET La Pampita	*ET Monte	*ET Rauch
*ET Cacharí	*ET Laprida	*ET Newton	*ET Rosas
*ET Calera Avellaneda	*ET Las Flores	*ET Olavarría 132 kV	*ET Tandil

DISTRIBUCIÓN – TRANSENER S.A.

Centro de Documentación de Sede Central	Jefe de Administración de Redes de Operación
COT - Jefatura del Centro de Control	Jefe de Ingeniería de Operación
Jefatura de Estudio de Fallas y Normalizaciones	Jefe de Planeamiento de la Red

DISTRIBUCIÓN – OTRAS EMPRESAS

CAMMESA

* Distribución de copia impresa

Este Anexo de la OS N° 20 se encuentra disponible en Intranet, en la dirección Dir. General > Sistema de Documentos > Ingeniería en Operación > Orden de servicio (Ingeniería de Operación) > Transba

CONTENIDO

	Pág.
1) SOBRECARGA DE TRANSFORMADORES EN CONDICIÓN N	3
1.1 ET AZUL	3
1.2 ET MONTE	3
1.3 ET TANDIL	4
2) FALLA EN TRANSFORMADORES ÚNICOS	5
3) N-1 DE TRANSFORMADORES	5
3.1 AZUL – F/S T1AZ – ALIVIO DE CARGAS ESTIMADO: 12 MW	5
3.2 BARKER – F/S T1BK – ALIVIO DE CARGAS ESTIMADO: 16 MW	5
3.3 LAS FLORES – F/S T1LF – ALIVIO DE CARGAS PREVISTO: 0 MW	6
3.4 MONTE – F/S T1 ó T2ME – ALIVIO DE CARGAS ESTIMADO: 10 MW	6
3.5 TANDIL – F/S T1TD - ALIVIO DE CARGAS ESTIMADO: 10 MW	6
4) EETT CON TRANSFORMADORES PROPIEDAD DEL USUARIO	7
4.1 REPSOL-YPF	7
4.2 CALERA ÁVELLANEDA	7
4.3 LA PAMPITA / LOMA NEGRA	7
5) FALLAS EN CORREDORES RADIALES	8
6) FALLAS EN GRANDES TRANSFORMADORES DE INTERCONEXIÓN CON LA RED DE ALTA TENSIÓN ...	8
6.1.F/S DEL T1OL ó T2OL 500/132 kV – 300 MVA	8
6.2.AUTOMATISMO PARA LA F/S DEL T1OL ó T2OL500/132 kV – 300 MVA	9
7) FALLAS EN CORREDORES DE LA RED DE TRANSBA	10
7.1 DESCRIPCIÓN ÁREA COSTA ATLÁNTICA	10
7.2 CONTINGENCIAS	11
7.2.1 LÍNEA DE 132 kV LAS ARMAS - TANDIL	11
7.2.2 LÍNEA DE 132 kV CHASCOMÚS – DOLORES	11

1) SOBRECARGA DE TRANSFORMADORES EN CONDICIÓN N

1.1 ET AZUL

Medidas a tomar ante las posibles sobrecargas:

- (1) Vincular el T2AZ en paralelo con el transformador sobrecargado (T1AZ o T3AZ)
- (2) Cerrar el acoplador de barras poniendo todos los transformadores en paralelo.
- (3) Solicitar el arranque de grupos generadores SDMO de 1500 kW vinculados al transformador T1AZ que alimenta las salidas N° 1 y N° 2 a la **Cooperativa de Azul**.
- (4) Coordinar con la **Cooperativa de Azul** y **EDEA** la reducción de tensión. Según requerimientos de la Cooperativa se deberá mantener en 33 kV la barra **3AZA**.
- (5) Solicitar a **EDEA** la transferencia de la salida de 33 kV a Tapalqué de la **ET Azul** a la **ET Saladillo**.
- (6) Solicitar a la **Cooperativa de Azul** la apertura de alimentadores de 13,2 kV internos de acuerdo a la necesidad faltante.
- (7) En caso de emergencia se podrá aliviar carga mediante la apertura del/los alimentador/es en el siguiente orden:

1. Alimentador 6 a San Lorenzo “3SLOR6” (Coop. Azul)
2. Alimentador 1 “3AZUL1” (Coop. Azul)
3. Alimentador 2 “3AZUL2” (Coop. Azul)
4. Alimentador 7 “3TAPA7” a Tapalque- Alvear (EDEA)
5. Alimentador 8 “3CACH8” a Cachari (Coop. Azul)

1.2 ET MONTE

Medidas a tomar ante las posibles sobrecargas:

- (1) Solicitar a **EDEN** la reducción de carga en el alimentador a **Lobos** de 33 kV si es que estuviera cargado.
- (2) Solicitar a la **Cooperativa de Monte** la conexión de compensación reactiva dispuesta a tal fin en los siguientes módulos:
 - 0,5 MVar en el alimentador **9MNTE1**
 - 0,5 MVar en el alimentador **9MNTE2**
 - 0,75 MVar en el alimentador **9MNTE5**
 - 0,5 MVar en el alimentador **9MNTE6**
- (3) Solicitar a la **Cooperativa de Monte** la transferencia de alrededor de **1,5 MW** desde el alimentador de 13,2 kV **9MNTE6** al **9MNTE5**.

- (4) Cambiar de barra alimentadores de 13,2 kV previa coordinación con la **Cooperativa de Monte** por ser con cortes.
- (5) Solicitar a **EDEA** el despacho de alrededor de **1,2 MW** de generación en Gral Belgrano a través del alimentador de 33 kV **3BELG1 "Belgrano"**.
- (6) Solicitar a **EDEA** el Alivio de **500 kW** por medio de acciones de transferencia de carga rural de la *ET Gral. Belgrano* a la *ET Pila*, vinculada a la **ET Chascomús**. Esta transferencia tiene una demora de 30 minutos.
- (7) En caso de inconvenientes para reducir la carga con las 2 acciones anteriores, la misma deberá realizarse mediante la apertura del **Alimentador 6** de 13,2 kV.

Nota 1: EDEA no admite reducción de tensión ya que le desconecta la generación que dispone en Gral Belgrano.

1.3 ET TANDIL

Medidas a tomar ante las posibles sobrecargas:

- (1) Poner en paralelo el transformador 2 con el 3 en ambos niveles de tensión o bien otros que se identifiquen como más convenientes para eliminar la sobrecarga.
- (2) Solicitar a la **Usina Popular y Municipal de Tandil** la transferencia de carga de 33 kV a 13,2 kV y entre los transformadores 2 y 3.
- (3) Solicitar a **EDEA** la reducción de carga en Ayacucho y Rauch mediante el despacho de **6,5 MW** de generación en **Ayacucho** o, en su defecto, mediante restricciones.
- (4) Coordinar con la **Usina Popular y Municipal de Tandil** la ejecución de cortes según la siguiente prioridad de apertura de alimentadores (*):

1. **Alimentador 7 (13,2 kV) / Alimentador 3 (33 kV)**
2. **Alimentador 6 (13,2 kV) / Alimentador 5 (33 kV)**
3. **Alimentador 5 (13,2 kV) / Alimentador 4 (33 kV)**
4. **Alimentador 4 (13,2 kV)**
5. **Alimentador 3 (13,2 kV)**
6. **Alimentador 2 (13,2 kV)**
7. **Alimentador 1 (13,2 kV)**

() El orden de prioridad de reconexión es inverso al de apertura.*

Nota 1: EDEA no admite reducción de tensión ya que causaría problemas en su red. La Usina Popular y Municipal de Tandil sí admite.

2) FALLA EN TRANSFORMADORES ÚNICOS

No EETT con transformadores únicos que presenten riesgo de desabastecimiento de la demanda.

3) N-1 DE TRANSFORMADORES

3.1 AZUL – F/S T1AZ – ALIVIO DE CARGAS ESTIMADO: 12 MW

Medidas a tomar ante la posible indisponibilidad:

- (1) Solicitar a la **Cooperativa de Azul** el arranque de grupos SDMO de 1500 kW.
- (2) Solicitar a **EDEA** la transferencia de la carga de Tapalque a la **ET Saladillo**.
- (3) Coordinar con la **Cooperativa de Azul** y **EDEA** la reducción de tensión. Según requerimientos de la Cooperativa se deberá mantener en 33 kV la barra **3AZA**.
- (4) Coordinar con la **Cooperativa de Azul** el alivio de **2,5 MVA** por medio de acciones en su red.
- (5) En caso de inconvenientes para reducir la carga con las 4 acciones anteriores, la misma deberá realizarse mediante la apertura de alimentadores internos de la Cooperativa.
- (8) En caso de emergencia se podrá aliviar carga mediante la apertura del/los alimentador/es en el siguiente orden:

1. Alimentador 6 a San Lorenzo “3SLOR6” (Coop. Azul)
2. Alimentador 1 “3AZUL1”(Coop. Azul)
3. Alimentador 2 “3AZUL2” (Coop. Azul)
4. Alimentador 8 “3CACH8” a Cachari (Coop. Azul)

3.2 BARKER – F/S T1BK – ALIVIO DE CARGAS ESTIMADO: 16 MW

Medidas a tomar ante la posible indisponibilidad:

- (1) Solicitar a **EDEA** la transferencia de la carga de San Cayetano a la **ET Quequén**.
- (2) Solicitar a **EDEA** la transferencia de la carga de B. Juárez a la **ET G. Chaves**.
- (3) Solicitar a **Loma Negra** el alivio de carga por medio de acciones en su planta industrial.
- (4) En caso de inconvenientes para reducir la carga con las 3 acciones anteriores, la misma deberá realizarse por **EDEA** en las estaciones B. Juárez y JN Fernández.

Nota 1: No es posible reducir tensión en la barra que abastece a JN Fernández.

3.3 LAS FLORES – F/S T1LF –ALIVIO DE CARGAS PREVISTO: 0 MW

Medidas a tomar ante la posible indisponibilidad:

- (1) Transferir toda la carga al segundo transformador.

3.4 MONTE – F/S T1 Ó T2ME – ALIVIO DE CARGAS ESTIMADO: 10 MW

Medidas a tomar ante la posible indisponibilidad:

- (1) Solicitar a **EDEA** la transferencia de carga de la *ET Gral. Belgrano* a la **ET Chascomús**. Podrá solicitarse el despacho de la generación de EDEA en Gral Belgrano para evitar sobrecargas en **Chascomús**.
- (2) Coordinar con **EDEN** la transferencia de la carga de Lobos a la **ET Luján** si es que estuviera cargado.
- (3) Solicitar a la **Cooperativa de Monte** la conexión de compensación reactiva dispuesta a tal fin en los siguientes módulos:
 - 0,5 MVar en el alimentador **9MNTE1**
 - 0,5 MVar en el alimentador **9MNTE2**
 - 0,75 MVar en el alimentador **9MNTE5**
 - 0,5 MVar en el alimentador **9MNTE6**
- (4) Solicitar a la **Cooperativa de Monte** el alivio de **150 KVA** por medio de acciones en su red.
- (5) En caso de inconvenientes para reducir la carga con las 3 acciones anteriores, la misma deberá realizarse mediante la apertura del **Alimentador 6**.

1 Nota 1: EDEA no admite reducción de tensión ya que le desconecta la generación que dispone en Gral Belgrano.

3.5 TANDIL – F/S T1TD - ALIVIO DE CARGAS ESTIMADO: 10 MW

Medidas a tomar ante la posible indisponibilidad:

- (1) Transferir carga entre transformadores N° 2 y 3 o bien ponerlos en paralelo.
- (2) Solicitar el despacho de **6,5 MW** de generación a **EDEA** en **Ayacucho** y el alivio de **10 MVA** a la **Usina Popular y Municipal de Tandil** por medio de acciones en su red.
- (3) En caso de inconvenientes para reducir la carga con las 2 acciones anteriores, la misma deberá realizarse mediante solicitud de apertura de alimentadores internos de la Cooperativa.

- (4) Coordinar con la **Usina Popular y Municipal de Tandil** la ejecución de cortes según la siguiente prioridad de apertura de alimentadores (*):

1. Alimentador 7 (13,2 kV) / Alimentador 3 (33 kV)
2. Alimentador 6 (13,2 kV) / Alimentador 5 (33 kV)
3. Alimentador 5 (13,2 kV) / Alimentador 4 (33 kV)
4. Alimentador 4 (13,2 kV)
5. Alimentador 3 (13,2 kV)
6. Alimentador 2 (13,2 kV)
7. Alimentador 1 (13,2 kV)

(*) *El orden de prioridad de reconexión es inverso al de apertura.*

Nota 1: EDEA no admite reducción de tensión por problemas en su red. Sí lo admite la Usina Popular y Municipal de Tandil.

4) EETT CON TRANSFORMADORES PROPIEDAD DEL USUARIO

4.1 REPSOL-YPF

Hay 3 EETT asociadas a Estaciones de Bombeo dentro del **distrito Olavarría** y 4 en total en la **provincia de Buenos Aires**.

La pérdida total del suministro en las 4 Estaciones de Bombeo del oleoducto les trae problemas de continuidad del mismo. Pueden cortar por 1 hora como máximo.

Aceptan alivio de carga por 3,5 MW de 8 a 10 hs sin inconvenientes.

En caso de necesitar cortar consumo en alguna de las plantas, se solicitará como primera medida telefónicamente a **Despacho Central de YPF**. Luego de un tiempo definido por TRANSBA, YPF procederá a enclavar la Estación Transformadora. Esto les permitirá acondicionar el bombeo para evitar paros imprevistos del Oleoducto.

4.2 CALERA AVELLANEDA

Tiene **30 MW** de demanda en régimen normal. Puede reducir hasta un mínimo técnico de **12 a 14 MW**.

Un apagón es muy grave porque acorta mucho la vida útil del horno. Es prioritario evitar el apagón.

Analizarán la posibilidad de entrar a la planta industrial con una señal del automatismo para poder efectuar cortes.

4.3 LA PAMPITA / LOMA NEGRA

No tiene forma de administrar la carga como en Barker, en su caso la posibilidad es cortar todo o nada, mientras que en Barker pueden producir otras variaciones de demanda por ser los hornos más chicos.

Ante la propuesta de un automatismo que abra el corredor y queden radiales desde la ET Bahía Blanca manifestaron que habitualmente no se autoriza esta configuración para trabajos programados debido a la caída de tensión en el corredor de 132 kV que los afecta impidiéndoles producir.

Pueden ofrecer en Loma Negra algún alivio de carga controlado, pero requieren de horas para lograr una parada.

5) **FALLAS EN CORREDORES RADIALES**

No hay corredores radiales en configuración N.

6) **FALLAS EN GRANDES TRANSFORMADORES DE INTERCONEXIÓN CON LA RED DE ALTA TENSIÓN**

6.1. **F/S DEL T1OL Ó T2OL 500/132 KV – 300 MVA**

Medidas a tomar ante la posible sobrecarga del transformador restante:

- (1) Energizar y cargar el transformador de reserva T3OL.
- (2) Solicitar completar despacho y despachar toda la generación disponible en el área.
- (3) Reconfigurar la ET Olavarría según los siguientes subsistemas **sólo si las tensiones de la costa y el área centro estuvieran dentro de banda:**

Subsistema 1: Salidas a Henderson, La Pampita y Azul.

Subsistema 2: Transformador que quede en servicio, salidas a Barker, Tandil, Chillar y anillo Olavarría.

- (4) Coordinar reducciones de carga proporcionales a todos los usuarios del área. A continuación se resumen la posibilidades de reducción de algunos agentes debiendo considerarse también la participación del resto:

ET de Bombeo Indio Rico

1. Solicitar telefónicamente a Despacho Central de YPF la parada de las EETT hasta **3,5 MW máximo**.
2. Posteriormente se informará a Despacho Central de YPF para que proceda al enclavamiento de la Estación Transformadora. Esto permitirá acondicionar el bombeo para evitar paros imprevistos del Oleoducto.

Cooperativa de Olavarría

1. Solicitar el volumen de corte requerido en función de la gravedad:

ORDEN DE PRIORIDAD	ELEMENTO DE OPERACIÓN	RESPONSABLE OPERACIÓN	NOMENCLATURA COOP. OLAV. (CONF NORMAL)	LÍNEA 33 kV	% POT. CORTADA	% POT. CORTADA ACUMULADA
1	3OLA07 - 3OLA08	TRANSBA	CEMENTO SAN MARTÍN	L. Nº 7 / L. Nº 8	11.37%	11.37%
2	3OLA10	TRANSBA	C.C.N. PIO	L. Nº 10	11.18%	22.54%
3	3OLA12	TRANSBA	SALIDA 12 TRANSBA	L. Nº 12	2.64%	25.18%
4	3OLA04	TRANSBA	SALIDA 4 TRANSBA	L. Nº 4	2.38%	27.56%
5	-	COOP.OLAVARRÍA	SALIDA 6 a CANT. ARG. (RL-11)	L. Nº 6	6.94%	34.50%
Total general					34.50%	

Loma Negra

1. Solicitar reducir demanda la cual es factible con rapidez en Barker y con menor tiempo de reacción en sus otras plantas (Sierras Bayas, L'Amalí y Olavarría).

Cementos Avellaneda

1. Solicitar reducir demanda la cual es factible llevarla como máximo a **12/14 MW**.

***Nota 1:** TRANSBA está instalando un tercer transformador como reserva caliente en la ET Olavarría.*

6.2. AUTOMATISMO PARA LA F/S DEL T1OL ó T2OL500/132 kV – 300 MVA

El Área Atlántica tiene como principal fuente de alimentación desde el SADI a la ET Olavarría a través de dos transformadores de 500/132 kV – 300 MVA. La falla de uno de estos transformadores trae aparejado diferentes efectos de la red en dependencia del estado previo de carga de los mismos.

De los análisis realizados surge que durante un 8 % del tiempo (referenciado a un año), la salida intempestiva de un transformador de 300 MVA, conlleva la apertura por protecciones de sobre-corriente del segundo transformador. Esta pérdida del 100 % de la potencia de transformación de Olavarría puede ser la causa de un colapso del área con importante impacto sobre la demanda.

En virtud de lo expuesto, TRANSBA sugiere que los responsables de abastecer la demanda evalúen la implementación de un esquema de alivio de carga que evite esta doble contingencia, minimizando las restricciones por la salida de un transformador. Con el objetivo de facilitar el inicio de estos estudios TRANSBA presentó una propuesta de alivio de carga que prevé acciones sobre la demanda en varias EETT cercanas.

En este sentido EDEA considera posible una solución superadora que no requeriría de restricciones, la cual debe ser estudiada por los agentes del área involucrados.

TRANSBA destaca que el tema de alivio de carga debiera ser priorizado por las distribuidoras en este nodo para evitar las consecuencias de la salida de ambas máquinas.

Fuera de la ventana del 8% del año, y en aproximadamente un 77 % del tiempo, la salida de un transformador deja a la segunda máquina en una condición de sobrecarga, inferior al ajuste de la protección de sobre-corriente, por lo cual se requieren acciones en la red.

La Cooperativa de Olavarría, la Cooperativa de Tandil, Loma Negra y Cementos Avellaneda apoyan la idea de un automatismo con la inquietud de que los cortes se solidaricen a la mayor cantidad de usuarios siempre y cuando sea técnica y económicamente viable. En caso de que no puedan abarcarse todos los usuarios, algunos agentes proponen que se fije algún sistema de compensación.

7) FALLAS EN CORREDORES DE LA RED DE TRANSBA

7.1 DESCRIPCIÓN ÁREA COSTA ATLÁNTICA

Se abastece principalmente desde el SADI a través de las líneas de 132 KV G- Chaves – Necochea, Chascomús – Dolores, Olavarría – Tandil y Olavarría – Barker. Además es fundamental el aporte de las centrales del área.

Se denomina Doble Corredor Olavarría – Tandil a las líneas Olavarría – Tandil y Olavarría – Barker – Tandil. Se determinó un límite de transmisión por seguridad del área de 180 MW de transmisión por el doble corredor Olavarría – Tandil medidos en Olavarría.

El nivel de transmisión por el doble corredor depende del nivel de demanda y el volumen de generación despachado. Para estados de demanda de pico (generalmente en temporada estival), cuando la generación disponible despachada no es suficiente, se sobrepasa el límite de seguridad del área. Esto puede traer como consecuencia que una falla simple en un elemento de transmisión o generación provoque un colapso total o parcial en el área.

Para estos casos si se produjera una indisponibilidad de alguna de las líneas que abastecen el área en condiciones críticas y una vez agotados todos los recursos de generación, los usuarios del subsistema afectado, en caso que se requiera reducir la demanda para poder operar dentro del rango admisible del equipamiento y en condiciones estables, deberán aplicar el plan de contingencia a solicitud de TRANSBA contribuyendo en forma proporcional a las reducciones solicitadas.

Cabe aclarar que el límite por seguridad de 180 MW no alcanza a la **Costa Atlántica Norte (CAN)**, es decir que aún respetando este límite no se asegura que la **CAN** pueda soportar una perturbación pues ello depende del estado de demanda y generación local en ese anillo.

En la actualidad no existen automatismos que protejan al área cuando se opera vulnerando el límite de seguridad. Existen esquemas de DAD (**D**esconexión **A**utomática de **D**emanda) por subtenión en el área Mar del Plata y CAN bajo el control y supervisión de EDEA.

Se define como CAN al las EETT, Villa Gesell, Valeria del Mar, Pinamar, Mar de Ajo, Mar del Tuyu, Las Toninas y San Clemente. Estas EETT forman parte de un anillo integrándose con las EETT G. Madariaga, Las Armas y Dolores.

El anillo de la CAN descripto, se abastece con la generación local y las líneas de vinculación Las Armas – Tandil y Chascomús – Dolores. En temporada estival este anillo depende fuertemente del volumen de generación despachado localmente para niveles de demanda de pico y resto. También depende fuertemente del nivel de transmisión por el doble corredor Olavarría – Tandil. Cuanto mayor es la transmisión, menor será el perfil de tensiones en las EETT de la CAN.

Otro factor de control muy importante para la CAN es la tensión en la ET La Plata 132 kV propiedad de **EDELAP**.

7.2 CONTINGENCIAS

En base a lo anterior, de todas las contingencias posibles, las de mayor impacto son las siguientes:

7.2.1 LÍNEA DE 132 kV LAS ARMAS - TANDIL

En estas circunstancias el anillo de la CAN queda vinculado al SADI a través de la línea Chascomús – Dolores. Con despacho de generación a pleno (tomando en cuenta la nueva TG18 de VG) y considerando el máximo nivel de demanda registrado, el subsistema debería soportar sin inconvenientes esa falla.

Para escenarios con déficit de generación y alta demanda, la CAN presenta riesgo de colapso ante esta falla simple. Para estos casos EDEA cuenta con un sistema de DAD (Desconexión Automático de Demanda) por subtensión.

7.2.2 LÍNEA DE 132 kV CHASCOMÚS – DOLORES

En estas circunstancias el anillo de la CAN queda vinculado al SADI a través de la línea Las Armas - Tandil y vale todo lo descripto para el caso de falla en la línea Las Armas –Tandil.