

ANEXO 3 DE OS N° 20: DISTRITO MADARIAGA
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 Madariaga 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 Olavarria
*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 MADARIAGA

*ET Chascomus	*ET Las Toninas	*ET Mar del Tuyú	*ET Valeria del Mar
*ET Dolores	*ET Madariaga	*ET Pinamar	*ET Villa Gesell
*ET Las Armas	*ET Mar de Ajó	*ET San Clemente	

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 LAS ARMAS.....	3
1.2 LAS TONINAS.....	3
1.3 ET MAR DE AJÓ.....	3
1.4 ET VALERIA DEL MAR.....	3
3.1 VILLA GESELL.....	4
2) FALLA EN TRANSFORMADORES ÚNICOS.....	4
2.1 GRAL. MADARIAGA.....	4
2.2 MAR DEL TUYÚ.....	5
2.3 VALERIA DEL MAR.....	5
2.4 LAS ARMAS.....	5
2.5 LAS TONINAS.....	6
3) N-1 DE TRANSFORMADORES.....	6
3.2 CHASCOMÚS – F/S T1CU – ALIVIO DE CARGAS ESTIMADO: 26 MW.....	6
3.3 MAR DE AJÓ – F/S T1MJ – ALIVIO DE CARGAS ESTIMADO: 25 MW.....	6
3.4 PINAMAR – F/S T2PM – ALIVIO DE CARGAS ESTIMADO: 0 MW.....	7
3.5 SAN CLEMENTE – F/S T1 ó T2SE - ALIVIO DE CARGAS ESTIMADO: 5 MW.....	7
3.6 VILLA GESELL – F/S T1VG - ALIVIO DE CARGAS ESTIMADO: 30 MW.....	7
4) EETT CON TRANSFORMADORES PROPIEDAD DEL USUARIO.....	7
5) FALLAS EN CORREDORES RADIALES	7
6) FALLAS EN GRANDES TRANSFORMADORES DE INTERCONEXIÓN CON LA RED DE ALTA TENSIÓN ...	8
7) FALLAS EN CORREDORES DE LA RED DE TRANSBA	8
7.1 DESCRIPCIÓN ÁREA COSTA ATLÁNTICA.....	8
7.2 CONTINGENCIAS	9
7.2.1 LÍNEA DE 132 kV LAS ARMAS - TANDIL.....	9
7.2.2 LÍNEA DE 132 kV CHASCOMÚS – DOLORES	9

1) **SOBRECARGA DE TRANSFORMADORES EN CONDICIÓN N**

1.1 **ET LAS ARMAS**

Medidas a tomar ante las posibles sobrecargas:

- (1) Solicitar a **EDEA** la transferencia de la demanda de Maipú a la **ET Dolores** y de Pirán a la ET Mar del Plata.
- (2) En caso de inconvenientes para reducir la carga con la acción anterior, **EDEA** realizará las reducciones necesarias para salir de la sobrecarga.

Nota 1: Se evitará aliviar carga en 13,2 kV por ser una demanda radial.

Nota 2: No se admite reducción de tensión.

1.2 **LAS TONINAS**

Medidas a tomar ante las posibles sobrecargas:

- (1) Coordinar con **EDEA** la transferencia de carga de 33 kV a la **ET San Clemente**.
- (2) Coordinar con **EDEA** la transferencia de carga de 13,2 kV por Santa Teresita (EDEA), vinculada por 33 kV a la **ET Mar del Tuyú** o **Las Toninas**.

1.3 **ET MAR DE AJÓ**

Medidas a tomar ante las posibles sobrecargas:

- (1) Solicitar el arranque de grupos SDMO (**3 MW**), si están disponibles.
- (2) Ante una sobrecarga del transformador N° 2 (15 MVA) transferir el Alimentador 7 al transformador N° 1 (30 MVA).
- (3) Coordinar con **EDEA** la reducción de tensión hasta 13,0 kV.
- (4) Solicitar a **EDEA** y la **Cooperativa de San Bernardo** el alivio de carga mediante acciones en sus redes.
- (5) En caso de inconvenientes para reducir la carga con las 4 acciones anteriores, la misma deberá realizarse mediante la apertura del **Alimentador 3**.

1.4 **ET VALERIA DEL MAR**

Medidas a tomar ante las posibles sobrecargas:

- (1) Solicitar **EDEA** la transferencia de carga a la **ET Pinamar**.

- (2) Solicitar a **EDEA** el alivio de 1,5 MVA por medio de acciones en su red.
- (3) En caso de inconvenientes para reducir la carga con las 2 acciones anteriores, la **Cooperativa de Pinamar** puede bajar carga con el correspondiente aviso.
- (4) En caso de emergencia se podrá aliviar carga mediante la apertura del/los alimentador/es según el convenio de conexión:

1. Alimentador 2 (13,2 kV)
2. Alimentador 3 (13,2 kV)
3. Alimentador 1 (13,2 kV)

Nota 1: No se admite reducción de tensión.

3.1 VILLA GESELL

Medidas a tomar ante las posibles sobrecargas:

- (1) Solicitar a la **Cooperativa de Villa Gesell** el arranque de grupos SDMO.
- (2) Reducir tensión.
- (3) Solicitar el alivio de carga por medio de acciones de **EDEA** y la Cooperativa de **Villa Gesell** en sus redes.
- (4) En caso de emergencia se podrá aliviar carga mediante la apertura del/los alimentador/es según el convenio de conexión:
 1. Alimentador 7 (13,2 kV)
 2. Alimentador 4 (13,2 kV)
 3. Alimentador 3 (13,2 kV)
 4. Alimentador 6 (13,2 kV)

2) FALLA EN TRANSFORMADORES ÚNICOS

2.1 GRAL. MADARIAGA

Transformador N° 1 132/33/13,2 kV:

Medidas a tomar ante la posible indisponibilidad:

- (1) Coordinar con **EDEA** para abastecer carga del nivel de 13,2 kV mediante el vínculo en 33 kV de Mar de Ajó.
- (2) Solicitar a **EDEA** el alivio de 1 MVA por medio de acciones en su red.
- (3) Solicitar a **EDEA** el alivio de 2,5 MVA en la red de la Cooperativa.

2.2 MAR DEL TUYÚ

Medidas a tomar ante la posible indisponibilidad:

- (1) Solicitar a EDEA la transferencia de carga la a **ET Las Toninas (6MW)** y **ET Mar de Ajó (6MW)**.
- (2) Coordinar con **EDEA** el alivio restante requerido.

2.3 VALERIA DEL MAR

Medidas a tomar ante la posible indisponibilidad:

- (1) Coordinar con **EDEA** la transferencia de carga (hasta **12 MVA**) a la **ET Pinamar**.
- (2) Solicitar a **EDEA** el arranque de grupos SDMO en Pinamar.
- (3) Coordinar con **EDEA** la reducción de tensión en la **ET Pinamar** hasta 13 kV
- (4) Solicitar a **EDEA** el alivio de carga del resto de la demanda.
- (5) En caso de no ser suficiente lo anterior se podrá aliviar carga mediante maniobras en la red interna.
- (5) En caso de emergencia se podrá aliviar carga mediante la apertura del/los alimentador/es según el convenio de conexión:
 1. **Alimentador 2 (13,2 kV)**
 2. **Alimentador 3 (13,2 kV)**
 3. **Alimentador 1 (13,2 kV)**

2.4 LAS ARMAS

Medidas a tomar ante la posible indisponibilidad:

- (1) Solicitar a **EDEA** la transferencia de carga en 33 kV a la **ET Dolores** y **Mar del Plata**.
- (2) Coordinar con **EDEA** y la **CT las Armas** para abastecer la demanda de 13,2 kV en isla.

Nota 1: La posibilidad de formación de la isla en 13,2 kV está sujeta a la modificación de un enclavamiento existente en la **ET Las Armas**.

Nota 2: No se puede abastecer la demanda de 33 kV desde la isla ya que el T2LM cuenta con un TI de 50 A (1,1 MVA) en 13,2 kV

2.5 LAS TONINAS

Medidas a tomar ante la posible indisponibilidad:

- (1) Coordinar con **EDEA** la transferencia de carga de 33 kV a la **ET San Clemente**.
- (2) Coordinar con **EDEA** la transferencia de carga de 13,2 kV por Santa teresita.

3) N-1 DE TRANSFORMADORES

3.2 CHASCOMÚS – F/S T1CU – ALIVIO DE CARGAS ESTIMADO: 26 MW

Medidas a tomar ante la posible indisponibilidad:

- (1) Coordinar con **EDEA** la transferencia de la carga de Ranchos/Belgrano a la **ET Monte** y la de Lezama a la **ET Dolores**.
- (2) Solicitar a **EDEA** el alivio de **3,5 MVA** por medio de acciones de Villa del Sur en su planta industrial.
- (3) Solicitar a **EDEA** el alivio de **3 MVA** por medio de acciones en su red.
- (4) En caso de inconvenientes para reducir la carga con las 3 acciones anteriores, la misma podrá realizarse mediante maniobras en los centros de distribución de EDEA.

***Nota 1:** No se admite Reducción de Tensión.*

3.3 MAR DE AJÓ – F/S T1MJ – ALIVIO DE CARGAS ESTIMADO: 25 MW

Medidas a tomar ante la posible indisponibilidad:

- (1) Solicitar el arranque de grupos SDMO (3 MW), si están disponibles.
- (2) Reducir tensión.
- (3) Solicitar a **EDEA** y la **Cooperativa de San Bernardo** el alivio de **5 MVA** por medio de acciones en sus redes.
- (4) En caso de inconvenientes para reducir la carga con las 2 acciones anteriores, la misma deberá realizarse mediante el pedido a la **Cooperativa San Bernardo** y **EDEA**.

3.4 PINAMAR – F/S T2PM – ALIVIO DE CARGAS ESTIMADO: 0 MW

Medidas a tomar ante la posible indisponibilidad:

- (1) Coordinar con la **Región Sur** la vinculación a 13,2 kV de la Generación que quede afectada al transformador en falla y despachar completa la **CT Pinamar**.
- (2) En caso de inconvenientes para reducir la carga **EDEA** puede realizar restricciones por medio del Centro de Distribución de la Cooperativa Pinamar.

3.5 SAN CLEMENTE – F/S T1 Ó T2SE - ALIVIO DE CARGAS ESTIMADO: 5 MW

Medidas a tomar ante la posible indisponibilidad:

- (1) Coordinar con **EDEA** la transferencia de la carga de 33 kV a la **ET Las Toninas**.
- (2) En caso de emergencia solicitar a **EDEA** el alivio de carga.

3.6 VILLA GESELL – F/S T1VG - ALIVIO DE CARGAS ESTIMADO: 30 MW

Medidas a tomar ante la posible indisponibilidad:

- (1) Solicitar a la **Cooperativa de Villa Gesell** el arranque de grupos SDMO.
- (2) Reducir tensión.
- (3) Solicitar el alivio de carga por medio de acciones de **EDEA** y la Cooperativa de **Villa Gesell** en sus redes.
- (4) En caso de emergencia se podrá aliviar carga mediante la apertura del/los alimentador/es según el convenio de conexión:
 1. Alimentador 7 (13,2 kV)
 2. Alimentador 4 (13,2 kV)
 3. Alimentador 3 (13,2 kV)
 4. Alimentador 6 (13,2 kV)

4) EETT CON TRANSFORMADORES PROPIEDAD DEL USUARIO

No hay EETT con transformadores propiedad del usuario que presenten riesgo de desabastecimiento de la demanda.

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

No hay EETT con grandes transformadores de interconexión con la red.

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 (**Desconexión Automática de Demanda**) por subtensión 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 Automática 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.