

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 Bahía Blanca de Transba.

DISTRIBUCIÓN - TRANSBA S.A.

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

ESTACIONES TRANSFORMADORAS DEL DISTRITO BAHIA BLANCA

*ET Bahía Blanca 500 kV	*ET Coronel Pringles	*ET Indio Rico	*ET Norte Dos	*ET Profertil
*ET Bahía Blanca Urbana	*ET Coronel Rosales	*ET Mar del Plata	*ET Patagones	*ET Punta Alta
*ET Balcarce	*ET Coronel Suárez	*ET Miramar	*ET Pedro Luro	*ET Quequén
*ET Chañares	*ET CT Luis Piedrabuena	*ET Monte Hermoso	*ET Petroquímica	*ET Tres Arroyos
*ET Coronel Dorrego	*ET Gonzáles Chaves	*ET Necochea	*ET Pigüé	*ET Tornquist

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 BALCARCE	3
1.2. ET GONZÁLES CHAVES	3
1.3. ET MIRAMAR	4
1.4. QUEQUÉN	4
1.5. ET TORNQUIST	5
2. FALLA EN TRANSFORMADORES ÚNICOS	5
2.1. GONZÁLES CHAVES	5
2.2. MONTE HERMOSO	5
2.3. PEDRO LURO	6
2.4. QUEQUÉN	6
2.5. TORNQUIST	6
3. N-1 DE TRANSFORMADORES	7
3.1. BAHÍA BLANCA URBANA – F/S T1BU o T2BU – ALIVIO DE CARGAS ESTIMADO: 4 MW	7
3.2. BALCARCE – F/S T2BL – ALIVIO DE CARGAS ESTIMADO: 28 MW	7
3.3. CORONEL PRINGLES – F/S T1CF – No se requiere aliviar carga	8
3.4. CORONEL DORREGO – F/S T1CG o T2CG – ALIVIO DE CARGAS ESTIMADO: 2 MW	8
3.5. CORONEL DORREGO – F/S T3CG – No se requiere aliviar carga	9
3.6. CHAÑARES – F/S T1CH o T2CH – ALIVIO DE CARGAS ESTIMADO: 7 MW	11
3.7. CORONEL SUÁREZ – F/S T1CZ – ALIVIO DE CARGAS ESTIMADO: 8 MW	12
3.8. MIRAMAR – F/S T1 ó T2MR – ALIVIO DE CARGAS ESTIMADO: 8 MW	12
3.9. NECOCHEA – F/S T2NE – ALIVIO DE CARGAS ESTIMADO: 17 MW	13
3.10. NORTE DOS – F/S T2ND – ALIVIO DE CARGAS ESTIMADO: 21 MW	13
3.11. PATAGONES – F/S T1PK o T2PK – No se requiere aliviar carga	14
3.12. PIGÜÉ – F/S T2PF – ALIVIO DE CARGAS ESTIMADO: 6 MW	14
3.13. PETROQUÍMICA – F/S T2PQ – ALIVIO DE CARGAS ESTIMADO: 6 MW	15
3.14. PUNTA ALTA – F/S T1PV – ALIVIO DE CARGAS ESTIMADO: 6 MW	15
3.15. TRES ARROYOS – F/S T2TY – ALIVIO DE CARGAS ESTIMADO: 13 MW	16
4. CONSECUENCIAS DE FALLAS EN EETT CON TRANSFORMADORES PROPIEDAD DEL USUARIO	16
4.1. LUIS PIEDRABUENA	16
4.2. INDIO RICO	16
4.3. SOLALBAN ENERGIA SA (SOLVAY INDUPA)	17
5. FALLAS EN CORREDORES RADIALES	17
5.1. CORONEL ROSALES – PUNTA ALTA	17
5.2. PROFERTIL - PETROQUIMICA	17
5.3. LÍNEA BAHÍA BLANCA - PEDRO LURO Y CARMEN DE PATAGONES - P. LURO	17
6. FALLAS EN GRANDES TRANSFORMADORES DE INTERCONEXIÓN CON LA RED DE ALTA TENSIÓN	18
6.1. F/S DEL T1BB ó T2BB 500/132 kV – 300 MVA	18
6.2. AUTOMATISMO PARA LA F/S DEL T1BB ó T2BB 500/132 kV – 300 MVA	21
6.3. F/S DEL T1BB ó T2BB 500/132 kV – 300 MVA CON EL OTRO F/S POR EJEMPLO POR MANTENIMIENTO.	21
7. FALLAS EN CORREDORES DE LA RED DE TRANSBA	22

1. SOBRECARGA DE TRANSFORMADORES EN CONDICIÓN N

1.1. ET BALCARCE

Medidas a tomar ante las posibles sobrecargas:

- (1) Poner en paralelo ambos transformadores.
- (2) Coordinar con **EDEA** la reducción de tensión.
- (3) Solicitar a **EDEA** la transferencia de demanda (**2 MW**) de 13,2 kV a 33 kV.
- (4) Coordinar con CAMMESA el despacho de UGEM (**hasta 18 MVA**) si estuviera disponible.
- (5) Solicitar a **EDEA** el Alivio de 2 MVA por medio de acciones de la Cooperativa en su red (Estación Terrena puede generar **0,5 MW** desconectando su demanda de la red).
- (6) En caso de inconvenientes para reducir la carga con las 4 acciones anteriores, la misma deberá realizarse mediante la apertura del **Alimentador 2** de **13,2 kV** (con previo aviso).
- (7) Solicitar a Mc Cain reducción de carga en su planta.

***Nota 1:** En caso de detectarse previamente el riesgo de sobrecarga se deberá coordinar con **EDEA** ya que la **Cooperativa de Balcarce** puede hacer transferencias fuera del pico.*

***Nota 2:** Por limitaciones en el interruptor de vinculación con la CT no se pueden despachar más de 800 A (alrededor de 18 MVA) con la UGEM de Balcarce.*

1.2. ET GONZÁLES CHAVES

Medidas a tomar ante las posibles sobrecargas:

- (1) Coordinar con **EDEA** para bajar la tensión a 13,2 kV.
- (2) Solicitar a **EDEA** la transferencia del **Alimentador** a **San Cayetano** de 33 kV hacia la **ET Quequén**.
- (3) Coordinar con **EDEA** para abastecer la demanda o parte de la demanda de 13,2 kV desde **Barker** mediante una barra pasante de **33 kV** en la **ET Gonzáles Chaves**.
- (4) Solicitar a **EDEA** el alivio de 2 MVA por medio de acciones en su red.
- (5) En caso de inconvenientes para reducir la carga con las 3 acciones anteriores, **EDEA** en 15 minutos, puede aliviar la carga indicada mediante maniobras en la red de distribución.

1.3. ET MIRAMAR

Medidas a tomar ante las posibles sobrecargas:

- (1) Solicitar el arranque de la **CT Miramar (20 MW)**. En caso de no ser posible, poner en paralelo ambos transformadores.
- (2) Solicitar a **EDEA** la transferencia de la demanda de Otamendi a Mar del Plata.
- (3) Solicitar a **EDEA** el alivio de **2 MVA** por medio de acciones en su red.
- (4) En caso de inconvenientes para reducir la carga con las 3 acciones anteriores, **EDEA** posee en Miramar dos centros de distribución en los cuales pueden realizar reducciones de demanda en 15/20 minutos.
- (5) En caso de inconvenientes para reducir la carga con las 4 acciones anteriores, se procederá a la apertura de los alimentadores en el siguiente orden (de acuerdo al convenio de conexión)(*):
 1. **Alimentador 1 a Miramar “3MIRM1” (EDEA)**
 2. **Alimentador 8 a El Marquesado “9MARQ8” (EDEA)**
 3. **Alimentador 1 a Libertador “9LIBE1” (EDEA)**
 4. **Alimentador 2 a Libertador “9LIBE2” (EDEA)**
 5. **Alimentador 5 a Otamendi “3OTAM5” (EDEA)**
 6. **Alimentador 4 a Miramar “9MIRM4” (EDEA)**
 7. **Alimentador 7 a Chapadmalal “9CHAP7” (EDEA)** – *esta salida no podrá permanecer abierta más de 20 minutos.*

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

Nota 1: No se admite reducción de tensión

Nota 2: El paralelo de transformadores limita el despacho de generación a 10 máquinas (14 MW) por potencia de cortocircuito.

1.4. QUEQUÉN

Medidas a tomar ante las posibles sobrecargas:

- (1) Coordinar con **EDEA** la transferencia de carga a la **ET G. Chaves (La Dulce)** y **ET Balcarce (Lobería-Pieres)**.
- (2) Coordinar con la **Cooperativa de Necochea** la transferencia de carga a la **ET Necochea**.
- (3) Coordinar con la **Cooperativa de Necochea** la reducción de tensión.
- (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 1 (13,2 kV)
3. Alimentador 3 (13,2 kV)

1.5. ET TORNQUIST

Medidas a tomar ante las posibles sobrecargas:

- (1) Solicitar a **EDES** la transferencia de parte de la carga desde su **ET Tornquist** 33/13,2 kV a través de los alimentadores de 33 KV **3NO319 “Norte 1”** (ET Norte Dos).
- (2) Solicitar a **Papelera del Sur** el despacho de generación interna (**350 kW**).

Nota: Ante sobrecargas no se admite reducción de tensión, EDES prefiere tomar acciones dentro de su red, en caso de ser necesario.

2. FALLA EN TRANSFORMADORES ÚNICOS

2.1. GONZÁLES CHAVES

Transformador N° 1 132/33/13,2 kV:

Medidas a tomar ante la posible indisponibilidad:

- (1) Solicitar a **EDEA** la transferencia del Alimentador de 33 kV San Cayetano a la **ET Quequén**.
- (2) Abastecer desde la **ET Barker** el alimentador de 33 kV B. Juárez junto con un máximo de 5 MVA de la demanda de 13,2 kV mediante el T2GC. Podrá requerirse reconfigurar la **ET Barker** para poder abastecer estas demandas.

Transformador N° 2 33/13,2 kV:

Medidas a tomar ante la posible indisponibilidad:

- (1) Transferir aproximadamente **3 MVA** al transformador N°1.
- (2) Solicitar a **EDEA** el alivio de carga del resto de la demanda en 13,2 kV por ser radial.

2.2. MONTE HERMOSO

Se actuará de acuerdo a la **Orden de Servicio N° 25**: “*Modo de operación del vínculo entre las ET Monte Hermoso de Transba y Monte Hermoso de EDES*”

- (1) En caso de emergencia se podrá aliviar carga mediante la apertura del/los alimentador/es según el convenio de conexión:

1. Alimentador 1 (13,2 kV)

2. Alimentador 2 (13,2 kV)
3. Alimentador 4 (13,2 kV)
4. Alimentador 3 (13,2 kV)

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

2.3. PEDRO LURO

Medidas a tomar ante la posible indisponibilidad:

- (1) Notificar a **EDES**, quien tiene generación distribuida para llevar y alimentar en BT servicios esenciales (hospitales, agua, etc.). Hay clientes con generación propia.
- (2) El remanente que no se puede abastecer queda con corte. **EDES** ejecutará las restricciones necesarias.

Nota 1: Ante indisponibilidad se produce el corte total.

*Nota 2: Ante sobrecargas no se admite reducción de tensión, **EDES** prefiere tomar acciones dentro de su red, en caso de ser necesario.*

2.4. QUEQUÉN

Medidas a tomar ante la posible indisponibilidad:

- (2) Coordinar con **EDEA** la transferencia de carga a la **ET G. Chaves** (La Dulce) y **ET Balcarce** (Lobería-Pieres).
- (3) Coordinar con la **Cooperativa de Necochea** la transferencia de carga a la **ET Necochea**.
- (4) Coordinar con la **Cooperativa de Necochea** la reducción de tensión.
- (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 1 (13,2 kV)
3. Alimentador 3 (13,2 kV)

2.5. TORNQUIST

Medidas a tomar ante la posible indisponibilidad:

- (1) Notificar a **EDES**, quien abastecerá la carga con su **ET Tornquist 33/13,2 kV** a través de los alimentadores de 33 KV **3NO319 “Norte 1”** (ET Norte Dos).
- (2) Notificar a **Papelera del Sur**. La industria sólo tiene generación (**350 kW**) para iluminación de emergencia y algunas herramientas. Requiere **6 MW** como potencia mínima para poder operar, demanda que no podrá ser abastecida en esta situación.

Nota 1: Ante indisponibilidad se produce el corte total.

Nota 2: Ante sobrecargas no se admite reducción de tensión, EDES prefiere tomar acciones dentro de su red, en caso de ser necesario.

3. N-1 DE TRANSFORMADORES

3.1. BAHÍA BLANCA URBANA – F/S T1BU O T2BU – ALIVIO DE CARGAS ESTIMADO: 4 MW

Medidas a tomar ante la posible indisponibilidad:

- (1) Se coordinará con **EDES** la reposición de alimentadores posible a través del **T2BU E/S** de acuerdo a la potencia disponible.
- (2) El resto de demanda a reponer se cubre con transferencias hacia los nodos de 132 kV **Petroquímica, Chañares ó Norte II** mediante la red de subtransmisión en 33 kV de **EDES**.
- (3) En caso de emergencia, la reducción de carga deberá realizarse mediante la apertura de los alimentadores (*):
 1. Alimentador “**3B 312**” a **ET “A”** (33 kV)
 2. Alimentador “**3A 311**” a **ET “B”** (33 kV)
 3. Alimentadores **302 y 304** a **Ing. White** (33 kV)
 4. Alimentadores **307 y 314** a **ET “D”** (33 kV).

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

3.2. BALCARCE – F/S T2BL – ALIVIO DE CARGAS ESTIMADO: 28 MW

Medidas a tomar ante la posible indisponibilidad:

- (1) Coordinar con **EDEA** la transferencia de la carga de Lobería a la **ET Quequén** y la de Laguna a Mar del Plata.
- (2) Coordinar con **EDEA** la reducción de tensión hasta 13 kV.
- (3) Coordinar con **CAMMESA** el despacho de **UGEM hasta 18 MVA** si estuviera disponible.
- (4) Solicitar a **EDEA** el alivio de **5 MVA** por medio de acciones en la planta industrial de Mc Cain.

- (5) Solicitar a **EDEA** el alivio de **10 MVA** por medio de las siguientes acciones en su red:
 - I. Paralelo de la Generación de San Manuel y corte de 1,5 MW a **TELINTAR**.
 - II. Restricciones de la Cooperativa Balcarce.
- (6) En caso de inconvenientes para reducir la carga con las 4 acciones anteriores, la misma deberá realizarse mediante la apertura del **Alimentador 2** de la **Cooperativa Balcarce**.

Nota 1: Por limitaciones en el interruptor de vinculación con la CT no se pueden despachar más de 800 A (alrededor de 18 MVA) con la UGEM de Balcarce.

3.3. CORONEL PRINGLES – F/S T1CF – NO SE REQUIERE ALIVIAR CARGA

Medidas a tomar ante la posible indisponibilidad:

- (1) Se recupera toda la carga con el 2° transformador que está energizado como reserva.

Nota 1: Se produce el corte total en el post-falla.

3.4. CORONEL DORREGO – F/S T1CG o T2CG – ALIVIO DE CARGAS ESTIMADO: 2 MW

Medidas a tomar ante la posible indisponibilidad con mayor demanda que la prevista en la ET:

- (1) Abrir el alimentador en 33 kV **3MHER1 “Monte Hermoso”** en caso de estar cargado, notificando al **COD** de **EDES** sobre la causa y necesidad a efectos de que este continúe con la coordinación de restricciones entre clientes y Cooperativas de la región. En caso de no estar cargado el alimentador **3MHER1** se optará por desvincular el alimentador de 33 kV **3ORIE1 “Oriente”** en vez del alimentador a **Monte Hermoso**.
- (2) **EDES** notificará una vez que haya coordinado las restricciones necesarias y que haya seccionado adecuadamente el Alimentador de 33 kV **3MHER1 “Monte Hermoso”** o **3ORIE1 “Oriente”** (según corresponda) para una energización que no provoque sobrecargas. **EDES** ejecutará el plan de acción que tiene previsto, detallado más abajo.
- (3) **EDES** puede movilizar rápidamente una **ET móvil de 5 MVA (33/13,2 KV)** hacia la **ET Dorrego**, acordando su vinculación y puesta en servicio con la Gerencia de Mantenimiento de la Región Sur de Transba.
- (4) **EDES** solicitará el arranque de la **generación de la Cooperativa Indio Rico**.
- (5) Puede haber **1,6 MW de generación de la Cooperativa de Monte Hermoso** para posibilitar el abastecimiento en época estival.

Nota 1: La demanda en 33 kV a Monte Hermoso (alrededor de 10 MW) está transferida a la nueva ET de 132 kV.

Nota 2: En todas las situaciones el COD de **EDES** irá monitoreando la disponibilidad de potencia con el COTDT, a efectos de coordinar en consecuencia las restricciones asociadas a barras de 33 KV.

Detalle del plan de acción:

- I. Arranque de generación local en la **Cooperativa Eléctrica Indio Rico (EDES)**.
- II. Se evaluará posible aporte de generación de **EDES**, transportable, de 1,2 MVA a la ET de 33/13,2 kV Oriente (**EDES**) que se vinculará mediante un transformador de 13,2/0,38 KV de OMHSA /Glencore (cliente de la **Cooperativa Eléctrica Dorrego**) a barras de 13,2 KV con redistribución en la red de las **Cooperativas Eléctricas Oriente, Copetonas y Dorrego con cortes rotativos**.
- III. Se pedirá arranque de sendos grupos electrógenos de 800 KVA c/u a la **Cooperativa Eléctrica M. Hermoso**, y se accionará sobre alimentadores 1 y 2 de la ET de 33 kV Monte Hermoso (**EDES**) con cortes rotativos. En forma independiente, la **Cooperativa Eléctrica M. Hermoso** posee cubiertos sus servicios esenciales mediante grupos propios en propiedad de clientes (servicio hospitalario, sanitario y agua potable).
- IV. Para el resto de los servicios residenciales se coordinará en forma conjunta las restricciones entre **EDES** y **Coop. Eléctrica Dorrego** hasta cubrir el módulo necesario según la demanda y horario, previendo que podrá quedar restablecido el total de la demanda en horas de valle.

El detalle de alimentadores sobre los que propone actuar la **Cooperativa Cnel Dorrego** es:

1. Seccionamiento de la salida rural en el alimentador “**9DORR1**” (800 kW, demora aprox: 15 min.)
2. Seccionamiento de la salida a planta urbana en el alimentador “**9DORR1**” (3 MW, demora aprox: 15 min.)

Otras posibilidades que pueden ser requeridas:

3. Corte en Guisasola perteneciente al alimentador “**3ORIE2**” (200 kW, demora aprox: 30 min.)
4. Corte en Aparicio perteneciente al alimentador “**3ORIE2**” (300 kW, demora aprox: 45 min.)
5. Corte en Oriente perteneciente al alimentador “**3ORIE2**” (300 kW, demora aprox: 60 min.)

3.5. CORONEL DORREGO – F/S T3CG – NO SE REQUIERE ALIVIAR CARGA

Medidas a tomar ante la posible indisponibilidad con mayor demanda que la prevista en la ET:

- (1) Abrir el alimentador en 33 kV **3MHER1 “Monte Hermoso”** en caso de estar cargado, notificando al **COD de EDES** sobre la causa y necesidad a efectos de que este continúe

con la coordinación de restricciones entre clientes y Cooperativas de la región. En caso de no estar cargado el alimentador **3MHER1** se optará por desvincular el alimentador de 33 kV **3ORIE1 “Oriente”** en vez del alimentador a **Monte Hermoso**.

- (2) **EDES** notificará una vez que haya coordinado las restricciones necesarias y seccionado adecuadamente el Alimentador de 33 kV **3MHER1 “Monte Hermoso”** o **3ORIE1 “Oriente”** (según corresponda) para una energización que no provoque sobrecargas. **EDES** ejecutará el plan de acción detallado más abajo.
- (1) **EDES** puede movilizar rápidamente una **ET móvil de 5 MVA (33/13,2 KV)** hacia la **ET Dorrego**, acordando su vinculación y puesta en servicio con la Gerencia de Mantenimiento de la Región Sur de Transba.
- (2) **EDES** solicitará el arranque de la generación de la **Coopertativa Indio Rico**.
- (3) Actualmente puede haber **1,5 MW en Monte Hermoso** para posibilitar el abastecimiento en época estival.

***Nota 1:** La demanda en 33 kV a Monte Hermoso (alrededor de 10 MW) está transferida a la nueva ET de 132 kV.*

***Nota 2:** En todas las situaciones el COD de **EDES** irá monitoreando la disponibilidad de potencia con el COTDT, a efectos de coordinar en consecuencia las restricciones asociadas a barras de 33 KV.*

Detalle del plan de acción:

- I. Arranque de generación local en la Cooperativa Eléctrica Indio Rico (EDES).
- II. Se evaluará posible aporte de generación de EDES transportable de 1,2 MVA a la ET de 33/13,2 kV Oriente (EDES) que se vinculará mediante un transformador de 13,2/0,38 KV de OMHSA /Glencore (cliente de la Cooperativa Eléctrica Dorrego) a barras de 13,2 KV con redistribución en la red de las Cooperativas Eléctricas Oriente, Copetonas y Dorrego con cortes rotativos.
- III. Se pedirá arranque de sendos grupos electrógenos de 800 KVA c/u a la Cooperativa Eléctrica M. Hermoso, y se accionará sobre alimentadores 1 y 2 de la ET de 33 kV Monte Hermoso (EDES) con cortes rotativos. En forma independiente, la Cooperativa Eléctrica M. Hermoso posee cubiertos sus servicios esenciales mediante grupos propios en propiedad de clientes (servicio hospitalario, sanitario y agua potable).
- IV. Para el resto de los servicios residenciales se coordinará en forma conjunta las restricciones entre EDES y Coop. Eléctrica Dorrego hasta cubrir el módulo necesario según la demanda y horario, previendo que podrá quedar restablecido el total de la

demanda en horas de valle. El detalle de alimentadores sobre los que propone actuar la **Cooperativa Cnel Dorrego** es:

1. Seccionamiento de la **salida rural** en el alimentador “**9DORR1**” (800 kW, demora aprox: 15 min.)
2. Seccionamiento de la salida a **planta urbana** en el alimentador “**9DORR1**” (3 MW, demora aprox: 15 min.)

Otras posibilidades que pueden ser requeridas:

1. Corte en **Guisasola** perteneciente al alimentador “**3ORIE2**” (200 kW, demora aprox: 30 min.)
2. Corte en **Aparicio** perteneciente al alimentador “**3ORIE2**” (300 kW, demora aprox: 45 min.)
3. Corte en **Oriente** perteneciente al alimentador “**3ORIE2**” (300 kW, demora aprox: 60 min.)

3.6. CHAÑARES – F/S T1CH O T2CH – ALIVIO DE CARGAS ESTIMADO: 7 MW

Medidas a tomar ante la posible indisponibilidad:

- (1) Solicitar al COD de **EDES** la transferencia de carga a las ET **Norte Dos** y **Bahía Urbana**.
- (2) En caso de emergencia, la reducción de carga deberá realizarse mediante la apertura de los alimentadores:
 1. Alimentador a **Puesto A** (33 kV)
 2. Alimentador a **B° los Chañares** (13,2 kV)
 3. Alimentador a **Sesquicentenario** (13,2 kV)
 4. Alimentador a **Guasch** (13,2 kV)
 5. Alimentador a **Pozo Zelarrayán** (13,2 kV)
 6. Alimentador a **Cuyo** (13,2 kV)
 7. Alimentador a **Planta Etano** (33 kV)

Orden de reconexión:

1. Alimentador a **Planta Etano** (33 kV)
2. Alimentador a **Puesto A** (33 kV)
3. Alimentador a **Pozo Zelarrayán** (13,2 kV)
4. Alimentador a **Cuyo** (13,2 kV)
5. Alimentador a **Guasch** (13,2 kV)
6. Alimentador a **Sesquicentenario** (13,2 kV)
7. Alimentador a **B° los Chañares** (13,2 kV)

3.7. CORONEL SUÁREZ – F/S T1CZ – ALIVIO DE CARGAS ESTIMADO: 8 MW

Medidas a tomar ante la posible indisponibilidad:

- (1) No hay posibilidad de transferencia con otros nodos.
- (2) Consultar a **EDES** la posibilidad de disponer de generación propia de empresas de la zona (**2,5 MW** aproximadamente).
- (3) En primera instancia **EDES** cuenta con generación transportable para cubrir parcialmente la demanda afectada y el resto continuará con cortes rotativos que coordinará **EDES**.
- (4) En caso de emergencia, la reducción de carga deberá realizarse mediante la apertura de los alimentadores (*):
 1. Alimentador a **A. Corto** (33 kV)
 2. Alimentador a **Huanguelén** (33 kV)
 3. Alimentador a **Papelera** (13,2 kV)
 4. Alimentador a **Las Colonias** (13,2 kV)
 5. Alimentador a **Escuela 13** (13,2 kV)
 6. Alimentador a **Cotam** (13,2 kV)
 7. Alimentador a **Cnel Suarez 2** (13,2 kV)
 8. Alimentador a **Cnel Suarez 1** (13,2 kV).

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

*Nota 1: Ante sobrecargas no se admite reducción de tensión, **EDES** prefiere tomar acciones dentro de su red, en caso de ser necesario.*

3.8. MIRAMAR – F/S T1 Ó T2MR – ALIVIO DE CARGAS ESTIMADO: 8 MW

Medidas a tomar ante la posible indisponibilidad:

- (1) En caso de F/S del **T2MR** despachar la generación de la **CT Miramar** cerrando el acoplador de barras de 13,2 kV. En caso de F/S del **T1MR** no se podrá despachar la **CT** por el enclavamiento existente entre el interruptor del **T1MR** y la **CT**, salvo que la F/S sea por un tiempo considerable y se pueda recurrir al puenteo provisorio de dicho enclavamiento.
- (2) Coordinar con **EDEA** la transferencia de la carga de Otamendi a la ET Mar del Plata.
- (3) Coordinar con **EDEA** la transferencia de la carga de 13,2 kV a la ET Mar del Plata.
- (4) En caso de inconvenientes para reducir la carga con las 3 acciones anteriores, **EDEA** posee dos centros de distribución con posibilidad de realizar restricciones.
- (5) En caso de inconvenientes para reducir la carga con las 4 acciones anteriores, se procederá a la apertura de los alimentadores en el siguiente orden (de acuerdo al convenio de conexión)(*):
 1. **Alimentador 1 a Miramar “3MIRM1” (EDEA)**

2. Alimentador 8 a El Marquesado “9MARQ8” (EDEA)
3. Alimentador 1 a Libertador “9LIBE1” (EDEA)
4. Alimentador 2 a Libertador “9LIBE2” (EDEA)
5. Alimentador 5 a Otamendi “3OTAM5” (EDEA)
6. Alimentador 7 a Chapadmalal “9CHAP7” (EDEA)

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

Nota 1: No se admite reducción de tensión.

3.9. NECOCHEA – F/S T2NE – ALIVIO DE CARGAS ESTIMADO: 17 MW

Medidas a tomar ante la posible indisponibilidad:

- (1) Solicitar a la **Cooperativa Necochea** la transferencia de carga a la **ET Quequén**.
- (2) Solicitar a **EDEA** la transferencia de toda su carga desde la **ET Quequén** a la **ET G. Chaves** (La Dulce) y **Balcarce** (Lobería-Pieres).
- (3) Reducir tensión.
- (4) Solicitar a la **Cooperativa Necochea** el alivio de **3 MVA** por medio de acciones en su red.
- (5) En caso de emergencia se podrá aliviar carga mediante la apertura del/los alimentador/es en el siguiente orden:
 1. Alimentador 10 (13,2 kV)
 2. Alimentador 8 (13,2 kV)
 3. Alimentador 6 (13,2 kV)
 4. Alimentador 7 (13,2 kV)
 5. Alimentador 2 (13,2 kV)
 6. Alimentador 9 (13,2 kV)
 7. Alimentador 4 (13,2 kV)
 8. Alimentador 1 (13,2 kV)
 9. Alimentador 3 (13,2 kV)

3.10. NORTE DOS – F/S T2ND – ALIVIO DE CARGAS ESTIMADO: 21 MW

Medidas a tomar ante la posible indisponibilidad:

- (1) **EDES** recuperará carga parcial o total del alimentador de 13,2 kV **9CLAP1 “Cámara Laprida”** y/o del alimentador de 13,2 kV **9CPAR1 “Cámara Paraguay”** desde el alimentador **9CUYO1 “Cuyo”** de la **ET Chañares**.

- (2) En caso de emergencia, la reducción de carga deberá realizarse mediante la apertura de los alimentadores:

1. Alimentador a **Cámara Laprida** (13,2 kV)
2. Alimentador a **Cámara Paraguay** (13,2 kV).

Nota: Ante sobrecargas no se admite reducción de tensión, EDES prefiere tomar acciones dentro de su red, en caso de ser necesario.

3.11. PATAGONES – F/S T1PK O T2PK – NO SE REQUIERE ALIVIAR CARGA

Medidas a tomar ante la posible indisponibilidad:

- (1) Se recupera la carga desde el transformador que quede E/S

3.12. PIGÜÉ – F/S T2PF – ALIVIO DE CARGAS ESTIMADO: 6 MW

Medidas a tomar ante la posible indisponibilidad:

- (1) Verificar que el alimentador de 33 kV **3ACOR1 “A. Corto”** lleve alrededor de **0,4 MW**. Para demandas mayores se transferirá el excedente a la **ET Tornquist**.
- (2) Solicitar a **EDES** el despacho de la generación de **Guaminí** que se vincula mediante el alimentador de 33 kV **3ESPA1 “Espartillar”**.
- (3) **EDES** hará las siguientes transferencias:
 - (a) **0,5 MVA** de la suma del alimentador de 33 kV **3ACOR1 “A. Corto”** y el alimentador de 13,2 kV **9SAAV1 “Saavedra”**. Estos alimentadores se transfieren a la **ET Tornquist** mediante la red de **EDES**.
- (4) De no ser suficiente ejecutarán cortes rotativos entre la **Cooperativa de Pigüé** y **EDES**. **EDES** propone participar en las restricciones con un **64,1 %** (1,3 MVA) y la Cooperativa con un **35,9 %** (0,7 MVA).
- (5) En caso de emergencia, la reducción de carga deberá realizarse mediante la apertura de los alimentadores (*):

EDES

1. Alimentador a **A. Corto** (33 kV)
2. Alimentador **3** a **Saavedra** (13,2 kV)
3. Alimentador a **Puán** (33 kV)
4. Alimentador **4** a **Goyena** (13,2 kV)
5. Alimentador a **Espartillar** (33 kV).

Coop. De Pigüé

6. Alimentador 1 a **Pigüé** (13,2 kV)
7. Alimentador 2 a **Pigüé** (13,2 kV).

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

3.13. PETROQUÍMICA – F/S T2PQ – ALIVIO DE CARGAS ESTIMADO: 6 MW

Medidas a tomar ante la posible indisponibilidad:

- (1) Solicitar a **EDES** la transferencia de **2 MW** por medio de su red interna. La transferencia se hará desde el alimentador de 33 kV **3CDMM1** hacia la ET Bahía Urbana o bien desde los alimentadores de 13,2 KV **9PIQ17 “Piq.17”** o **9PIQ18 “Piq.18”**.
- (2) De ser necesarias, el resto de las reducciones a la demanda se distribuirá entre los usuarios industriales mediante los mecanismos detallados en el apartado de este documento referido a la falla del **T1BB**.
- (3) En caso de emergencia, la reducción de carga deberá realizarse mediante la apertura de los alimentadores:
 1. Alimentador a **Piquete 17** (13,2 kV)
 2. Alimentador a **Piquete 18** (13,2 kV).
 3. Alimentador a **3CARG1** (33 kV)
 4. Alimentador a **3MEGA1** (33 kV)
 5. Alimentador a **3MEGA2** (33 kV)

3.14. PUNTA ALTA – F/S T1PV – ALIVIO DE CARGAS ESTIMADO: 6 MW

Medidas a tomar ante la posible indisponibilidad:

- (1) Solicitar a **EDES** la transferencia de la demanda sin abastecer, quien la hará mediante los siguientes vínculos:
 1. Hacia su red interna a través de la **red de distribución en 13,2 kV**
 2. Hacia los alimentadores de 33 kV **3IW302 “Ing. White 302”** y **3IW304 “Ing. White 304”** de la **ET Bahía Blanca Urbana** desde los alimentadores de 33 kV **3GRUM1 “Grumbein 1”** y **3GRUM2 “Grumbein 2”**.
- (2) En caso de emergencia, la reducción de carga deberá realizarse mediante la apertura de los alimentadores (*):
 1. Alimentador a **Grumbein 2** (33 kV)
 2. Alimentador a **Grumbein 1** (33 kV).

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

3.15. TRES ARROYOS – F/S T2TY - ALIVIO DE CARGAS ESTIMADO: 13 MW

Medidas a tomar ante la posible indisponibilidad:

- (1) Coordinar con EDEA y Cooperativa para transferir carga a la **ET Gonzalez Chaves** mediante la doble terna de 33 kV que se vincula en **Tres Arroyos** a los alimentadores **3TARR3** y **3TARR4**. Para que esto sea factible puede requerirse descargar la **ET Gonzalez Chaves** mediante la transferencia de los alimentadores de EDEA **3SCAY4** (San Cayetano) a **Quequén** y **3JREZ3** (Benito Juarez) a **Barker**.
- (2) Solicitar a la **Cooperativa de Tres Arroyos** el despacho de generación en la Maltería **Quilmes**.
- (3) Solicitar a la **Cooperativa de Tres Arroyos** cortes rotativos en 13,2 kV
- (4) En caso de emergencia se podrá aliviar carga mediante la apertura del/los alimentador/es según el convenio de conexión:
 1. Salida 8 a Maltería (33 kV)
 2. Salida 7 a Maltería (33 kV)
 3. Salida a Claromecó (33 kV).

4. CONSECUENCIAS DE FALLAS EN EETT CON TRANSFORMADORES PROPIEDAD DEL USUARIO

4.1. LUIS PIEDRABUENA

La **ET Luis Piedrabuena** alimenta los **Servicios Auxiliares** de la **Central Luis Piedra Buena 500 kV**. Esta indisponibilidad afecta únicamente su arranque en negro desde la red de 132 kV.

4.2. INDIO RICO

Hay **1 ET** asociada a **Estaciones de Bombeo** dentro del **distrito Sur** 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 al enclavamiento de la Estación Transformadora. Esto les permitirá acondicionar el bombeo para evitar paros imprevistos del Oleoducto.

4.3. SOLALBAN ENERGIA SA (SOLVAY INDUPA)

Solalban Energía S.A., vinculada con una doble terna de 132 kV a la **ET Petroquímica**, puede participar con una reducción de hasta **70 MW**. Además tiene un consumo mínimo de **10 MW** que no puede ser reducido por motivos ambientales.

Las Plantas PVC y CVM de Solvay Indupa se alimentan a través de los transformadores de la **ET Petroquímica** y es necesario que no vean afectada su demanda que totaliza unos **15 MW**.

Nota 1: *Solalban Energía S.A se vincula a la **ET Petroquímica** mediante los alimentadores de 132 kV **1CLSO1** y **1CLSO2** y puede participar con un módulo de hasta **70 MW** de reducción pero esto implica afectación de toda su producción por lo que está interesada en que el módulo sea lo menor posible, aunque manifiesta voluntad para participar.*

5. FALLAS EN CORREDORES RADIALES

5.1. CORONEL ROSALES – PUNTA ALTA

Medidas a tomar ante la posible indisponibilidad:

- (1) Se buscará abastecer **11 MW** a través de la red de 33 kV para lo cual se solicitará a **EDES** descargar alrededor de **4 MW** mediante las siguientes transferencias:
 1. Hacia su red interna a través de la red de distribución en 13,2 kV
 2. Hacia los alimentadores de 33 kV 3IW302 “Ing. White 302” y 3IW304 “Ing. White 304” de la ET Bahía Blanca Urbana desde los alimentadores de 33 kV 3GRUM1 “Grumbein 1” y 3GRUM2 “Grumbein 2”.
 3. Hacia el alimentador de 33 kV 3TORN1 “Tornquist” de la ET Tornquist.
- (2) Se pondrán en paralelo los transformadores de la **ET Punta Alta T1PV y T2PV**.
- (3) La **Coopertativa** transferirá alrededor de **7 MW** por el alimentador de 33 kV **3PECO1 “Pehuen-Co”** de la **ET Punta Alta** (satisfaciendo la provisión de potencia hasta la carga que puedan alimentar los transformadores de la **ET Punta Alta**) y, en caso de ser posible, hasta **4 MW** más una vez que **EDES** reduzca su demanda.
- (4) La **Cooperativa** alimentará el resto con la generación distribuida que tenga disponible y luego ejecutará restricciones a la demanda según su plan de contingencia.

5.2. PROFERTIL - PETROQUIMICA

La indisponibilidad provoca el corte total ya que no tienen posibilidad de alimentación alternativa.

5.3. LÍNEA BAHÍA BLANCA - PEDRO LURO Y CARMEN DE PATAGONES - P. LURO

Medidas a tomar ante la posible indisponibilidad:

ANEXO 1 DE OS N° 20: DISTRITO BAHIA BLANCA

Confeccionó: Ingeniería de Operación / COTDT

17 de diciembre, 2014

- (1) Contactar a TRANSPA para alimentar la demanda desde el sistema Patagónico. Las limitaciones de su red dependerán del escenario operativo del momento.

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

6.1. F/S DEL T1BB Ó T2BB 500/132 kV – 300 MVA

Medidas a tomar ante la posible indisponibilidad:

- (1) Si el tiempo lo permite configurar la ET Bahía Blanca (BB) de la siguiente manera con acoplador abierto:

Subsistema 1:

- Línea a Tornquist (1BBTO1)
- Línea a Pringles (1BBCF1)
- Línea a Pedro Luro (1BBPL1) sólo si tuviera un flujo menor a 20 MW o bien las tensiones en dicho corredor estuvieran en banda
- Línea a Monte Hermoso (1BBMH1) si las tensiones en la costa estuvieran en banda y con el acuerdo de EDEA, esto último si el tiempo lo permitiera

Subsistema 2:

- Transformador que haya quedado en servicio
- Capacitores en servicio de manera de minimizar el reactivo por el transformador
- Líneas a Petroquímica, Punta Alta y Norte Dos (1BBPQ1, 1BBPQ2, 1BBPQ3, 1BBPV1 y 1BBND1)
- Línea a Pedro Luro (1BBPL1) sólo si tuviera un flujo mayor a 20 MW o bien si las tensiones en dicho corredor estuvieran fuera de banda

- (2) Si el tiempo lo permite, solicitar al **COD** de **EDES** la reducción de carga necesaria, la cual se efectivizará aguas abajo y no en barras de las **EETT**.

- (3) En casos de urgencia efectuar la apertura de los siguientes alimentadores de **ET Urbana** con vínculo de **EDES**, los cuales cubren una Demanda máxima de **30 MW** en total:

1. Alimentador de 33 kV **3A 311 “Alimentador 311 ET B”**
2. Alimentador de 33 kV **3A 307 “Alimentador 307 ET D” ****
3. Alimentador de 33 kV **3A 314 “Alimentador 314 ET D” ****

*** Según el momento de la contingencia, es probable que al abrir cualquiera de los alimentadores indicados el otro interrumpa por sobrecarga, dado que ambos están anillados según configuración habitual.*

- (4) A continuación, notificar al **COD** de **EDES** la situación. **EDES** realizará rotación de cargas pidiendo al **COTDT** el retiro previo de alimentadores propios de otras **EETT** del **nodo B. Blanca**, o bien accionando sobre salidas de la red de distribución.

- (5) Solicitar restricciones a los clientes del área de acuerdo a la siguiente descripción e informar al **COD** de **EDES** a medida que estas se vayan efectivizando para que pueda reponer la carga residencial:

ET de Bombeo Indio Rico

1. Solicitar telefónicamente a **Despacho Central de YPF** la parada de la **ET**.
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.

Cargill

1. Solicitar la reducción de hasta un **25% (alrededor de 2 MW)**.

***Nota 1:** En el momento la planta evaluará e informará las posibilidades de reducción posteriores a las 2 horas en función de la gravedad de la situación.*

Dow / PBB Polisur

1. Solicitar a los contactos indicados debajo, el escalón de corte requerido y su demora en función de la gravedad:

Escalón de reducción	Demanda	Demora
Escalón A	7 MW	30 min a 2 horas
Escalón B	10,2 MW	30 min a 2 horas
Total	17,2 MW	2 horas

Información de contactos y números de teléfono a utilizar			
Planta	Nro tel Sala de Control	Focal Point (diurno)	Teléfono de guardia pasiva
Coordinador	4012476	Operador ET-1	N/A
	4012475	Telefono secundario ET1 (oficina contigua a sala de operador)	N/A
		Daniel Rossini	154120277
Back up Coordinador		Guardia Eléctrica Normando Dello Russo	156 43 4551 ó 4544 0291 156469978

Nota 1: Hasta el **Escalón A** puede sostenerse la operación productiva aunque restringida, sin salida de servicio de plantas. Llegando al **Escalón B** se tienen plantas paradas.

Profertil

1. Solicitar el escalón de corte requerido en función de la gravedad, a los contactos indicados debajo:

Escalón de reducción	Demanda	Demora
Escalón 1	1 MW	Instantáneo
Escalón 2	1,2 MW	5 minutos
Escalón 3	3 MW	45 minutos
Total	5,2 MW	

Información de contactos y números de teléfono a utilizar	
Contacto	Teléfono
Líder Operativo de Servicios Auxiliares	0291-4598044/45
Supervisor de Turno	0291-4598156

Nota 1: La restricción de **3 MW** del **Escalón 3** podrá ser mantenida sólo por 4 horas.

Nota 2: La reducción de carga total propuesta es de **5,2 MW** sobre un pico de carga de la Planta del orden de **30 MW**.

Nota 3: Los **Escalones 1** y **2** imponen una reducción en la eficiencia del proceso, lo que implica una pérdida económica; mientras que la reducción del **Escalón 3** impone una parada parcial del proceso con un aumento importante en las pérdidas económicas.

Solvay Indupa y Solalban Energía

1. Solicitar a Solalban Energía S.A., vinculada con una doble terna de 132 kV a la **ET Petroquímica**, una reducción de hasta **70 MW** (tiene un consumo mínimo de 10 MW que no puede ser reducido por motivos ambientales).

***Nota 1:** Las Plantas **PVC** y **CVM** se alimentan a través de los transformadores de la **ET Petroquímica** y es necesario que no vean afectada su demanda que totaliza unos **15 MW**.*

***Nota 2:** La reducción de **70 MW** en Solalban Energía implica afectación de toda su producción por lo que está interesada en que el módulo sea lo menor posible, aunque manifiesta voluntad para participar.*

Air Liquide

No solicitar cortes ya que **Air Liquide** manifiesta que cualquier reducción implica un corte total, además explica que proveen de nitrógeno a todo el polo y cualquier corte los deja F/S por 3 horas. Según expresa, su producto es indispensable para las industrias de la zona y su alimentación debería tener prioridad.

6.2. AUTOMATISMO PARA LA F/S DEL T1BB Ó T2BB 500/132 kV – 300 MVA

El 1% del tiempo se estaría en una condición de carga tal que si en ese momento saliera de servicio uno de los dos (2) transformadores, el otro resultaría arrastrado por sobrecarga, salvo que se realizara alivio de carga automático. El 35 % del tiempo, el transformador que quede en servicio tendrá sobrecarga.

Al salir el segundo transformador habrá actuaciones en cascada con colapso total del área involucrando al anillo Bahía Blanca, la demanda de Patagones, Pedro Luro y EDESA y las EETT cercanas como ser Coronel Dorrego, Laprida, Coronel Pringles, Pigüé según dónde se efectivice la apertura de corredores por las protecciones.

TRANSBA propuso un automatismo local consistente en abrir los tres corredores en 132 kV que vinculan la ET Bahía Blanca con Olavarría, lo cual descarga notablemente el transformador que quedó abasteciendo la demanda luego de la falla de uno de los dos transformadores. Posteriormente se pueden insertar los capacitores en el nivel de 132 kV (2 x 50 MVar) reduciendo aún más la carga del transformador.

6.3. F/S DEL T1BB Ó T2BB 500/132 kV – 300 MVA CON EL OTRO F/S POR EJEMPLO POR MANTENIMIENTO.

Medidas a tomar ante el evento considerando que indefectiblemente se irá al colapso del **distrito Sur**:

- (1) Alimentar lo que permitan los límites de transmisión (poco más de **50 MW**) desde los **corredores vinculados a Olavarría y Henderson**.
- (2) Solicitar arranque de la generación de **Solalban** y reponer cortes equivalentes al volumen de generación.

Nota 1: Respecto a la **Central Solalban**, una vez restablecida la tensión, el **primer grupo turbogenerador (60 MW)** está en condiciones de entregar potencia en un plazo de **30 minutos**. El **segundo turbogenerador (60 MW)** estará en condiciones de entregar plena potencia luego de transcurridos **20 minutos** a partir del arranque del primer grupo.

7. FALLAS EN CORREDORES DE LA RED DE TRANSBA

No hay casos relevantes que afecten a esta área.