



Red de Transporte de la Provincia de Buenos Aires

Previsión Situaciones Relevantes Verano 2025-2026

GPOR – I de O

- **Resumen de consideraciones y resultados Condición N**
- **Hipótesis consideradas para el análisis**
- **Evolución de la demanda y generación distribuida**
- **Situación Parque de transformación Estado N**
- **Situaciones relevantes de Líneas Estado N**
- **Nodos y Corredores Comprometidos**
- **Área Atlántica**
- **Anexo - Análisis de la Red en Condición N-1**

Resumen de consideraciones y resultados condición N

Consideraciones sobre el presente documento

El documento se basa en estimaciones de demanda de los usuarios y datos históricos reales de TRANSBA.

El objetivo es identificar estados de carga relevantes para la red en condición N y N-1 donde se estiman porcentajes de sobrecarga que podrían darse en escenarios de pico exigentes.

Es importante considerar que la red de TRANSBA no está diseñada con el criterio de operación N-1 en todas las condiciones de demanda y para todo su equipamiento. Por tanto, se muestran las estimaciones de afectación a la demanda para N-1 de transformadores y líneas de transmisión en el Anexo del presente documento, con la finalidad de estar preparados para las acciones que se deberán tomar en la operación en tiempo real ante contingencias.

Asociado a lo anterior, se encuentra vigente desde hace más de una década, la Orden de Servicio N° 20 de TRANSBA, que es OS del SADI, donde cada agente distribuidor y cooperativa acordó con TRANSBA las acciones de transferencias de demanda y prioridades de restricción en cada nodo ante la ocurrencia de contingencias o cuando se supere la capacidad nominal del equipamiento en condiciones N.

Resumen de consideraciones y resultados condición N

Zonas destacadas con probabilidad de saturación de equipos

Corredor de 66 kV Bragado - Pehuajó: Se espera alta solicitación en los transformadores de 132/66 kV T5PH, T3BG y T4BG, lo que podría requerir restricciones a la demanda en los nodos Bragado, Pehuajó, Carlos Casares y 9 de Julio.

Corredor de 66 kV Pergamino - S. A. de Areco: Se espera alta solicitación en las líneas que componen el corredor, el cual opera abierto por seguridad y para mitigar sobrecargas. Corredor altamente dependiente de la generación distribuida diésel de **Capitán Sarmiento**. Se estima requerimiento de generación adicional de emergencia para evitar sobrecargas de transformadores en las EETT S. A. de Areco y Arrecifes.

Corredor de 132 kV Ramallo - Zárate: Contiene a las EETT Ramallo Industrial, San Pedro con Papel Prensa y Baradero radiales; Las Palmas con Protisa y Eastman radiales. Tiene dependencia de la generación de San Pedro y Las Palmas.

Doble Corredor de 132 kV Campana - Zárate: Se vinculan con estaciones intermedias (Corcemar, Praxair, Toyota, Campana 132). Con alta carga hay dependencia de la generación de San Pedro y Las Palmas para evitar la saturación de los conductores de las líneas salientes de Campana.

Corredor de 132 kV Villa Gesell - Dolores (CAN - Costa Atlántica Norte): Se vinculan estaciones intermedias (Valeria del Mar, Pinamar, Mar de Ajó, Mar del Tuyú, Las Toninas y San Clemente). Dependiente de la generación en Mar de Ajó para control de tensión y controlar sobrecargas en la línea Villa Gesell - Valeria del Mar, **se estima requerimiento de generación adicional de emergencia para evitar desenganche de líneas con el consiguiente colapso de la CAN.**

Resumen de consideraciones y resultados condición N

Transformadores con probabilidad de saturación:

- **132/66 kV, 4 TRs:** T3BG/T4BG **Bragado**, T5PH **Pehuajó**, T3AA **S. A. de Areco**
- **132/34,5/13,8 kV, 34 TRs:** T1BL/T2BL **Balcarce**, T1CI/T2CI **Chivilcoy**, T1IM/T2IM **IMSA**, T1LM **Las Armas**, T1LS **Las Palmas**, T1LO **Las Toninas**, T1LJ/T2LJ **Luján**, T1LD/T2LD **Luján Dos**, T1MU **Mar del Tuyú**, T1MD/T2MD **Mercedes**, T1PS **Papel Prensa**, T1PL **Pedro Luro**, T1PO/T2PO/T6PO **Pergamino**, T4AA **S. A. de Areco**, T1SH/T2SH **San Pedro**, T1GVI **Villegas**, T1VG/T2VG **V. Gesell**.

Considerando demanda pico de años anteriores: T1CZ/T2CZ **Cnel. Suarez**, T1CM/T2CM **Campana 132 kV**, T1MJ/T2MJ **Mar de Ajó**, T1SB/T2SB **Saladillo**.

- **66/13,8 kV, 4 TRs:** T1NJ/T2NJ **9 de Julio**, T1AS/T4AS **Arrecifes**.

Transformadores con alta carga:

- 132/34,5/13,8 kV: T1CM/T2CM **Campana 132 kV**, T1CT/T2CT **Capitán Sarmiento**, T1DO/T2DO **Dolores**, T1GD **Gral Madariaga**, T1MJ/T2MJ **Mar de Ajó**, T1PF/T2PF **Pigüé**.

Alimentadores con probabilidad de saturación:

Se estima la sobrecarga de los alimentadores 3ESPA1 de la ET Pigüé, 3AREC1 de la ET San Antonio de Areco, 3ALIM3 de ET Luján Dos generando restricciones.

Transformación de Transba

RESUMEN DE EETT CON RESTRICCIONES - NECESIDAD DE UGEDT PARA EVITARLAS (1/6)

EETT / USUARIOS	TRANSFORMADOR	RESTRICCIÓN O UGEDT	COMENTARIOS
ARRECIFES EMP DIST ENERG NORTE	T1AS 66/13.8 kV 10/10 MVA T4AS 66/13.8 kV 7,5/7,5 MVA	2,1 MW* (13 %)	-
BRAGADO COOP. MNO. MORENO BS. AS. EMP DIST ENERG NORTE	T3BG 132/69/13.8 kV 20/20/10 MVA T4BG 132/69/13.8 kV 20/20/10 MVA	14 MW (18 %) en el corredor de 66 kV Bragado - Pehuajó (Pehuajó, Carlos Casares, 9 de Julio y Bragado 66 kV). Volumen adicional al necesario de 14 MW en 9 de Julio para evitar saturación del T1NJ y T2NJ (ver slides 8 y 30)	Aprox. 12,5 MW de cortes requeridos por Transba el verano pasado por saturación de transformadores asociados al corredor
PEHUAJÓ EMP DIST ENERG NORTE	T5PH 132/69/13.8 kV 40/40/13,8 MVA		
IMSA EMP DIST ENERG NORTE NIDERA	T1IM 132/34.5/13.8 kV 15/10/15 MVA T2IM 132/34.5/13.8 kV 15/10/15 MVA	2,8 MW (10 %)	-

* Estimación brindada por la distribuidora para el verano 2024-2025 asimilables a 25/26

Transformación de Transba

RESUMEN DE EETT CON RESTRICCIONES - NECESIDAD DE UGEDT PARA EVITARLAS (2/6)

EETT / USUARIOS	TRANSFORMADOR	RESTRICCIÓN O UGEDT	COMENTARIOS
CHIVILCOY EMP DIST ENERG NORTE	T1CI 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA T2CI 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA	5,9 MW* (10 %)	Se solicitaron restricciones el verano pasado
LUJÁN DOS COOP. LUJÁN BS AS	T1LD 132/34.5/13.8kV 30/20/30 MVA T2LD 132/34.5/13.8kV 30/20/30 MVA	2,2 MW (6 %) 4,4 MW (11%) de repetirse el pico de demanda del verano 2022-2023	Se solicitaron restricciones el verano pasado
PAPEL PRENSA COOP. SAN PEDRO	T1PS 132/34.5/13.8 kV 15/15/5 MVA	Restricciones por 0,75 MW (4 %)	-

* Estimación brindada por la distribuidora para el verano 2024-2025 asimilable a 25/26

Transformación de Transba

RESUMEN DE EETT CON RESTRICCIONES - NECESIDAD DE UGEDT PARA EVITARLAS (3/6)

EETT / USUARIOS	TRANSFORMADOR	RESTRICCIÓN O UGEDT	COMENTARIOS
LUJÁN EMP DIST ENERG NORTE COOP. LUJÁN BS AS	T1LJ 132/34.5/13.8kV 40/30/40 MVA T2LJ 132/34.5/13.8kV 40/30/40 MVA	3,7* MW (5 %) considerando despacho en S. A. de Giles. 9,4 MW* si se realiza transferencia de demanda para eliminar sobrecargas en la ET Mercedes	Se solicitaron restricciones el verano pasado
MERCEDES EMP DIST ENERG NORTE	T1MD 132/34.5/13.8 kV 40/30/40 MVA T2MD 132/34.5/13.8 kV 40/30/40 MVA	5,7 MW* (7 %) sin transferencias a Luján.	EDEN indica que de realizarse la transferencia, las restricciones (o UGEDT) se suman directamente a la de Luján
NUEVE DE JULIO COOP. MNO MORENO BS AS EMP DIST ENERG NORTE	T1NJ 66/13.8 kV 10/10 MVA T2NJ 66/13.8 kV 10/10 MVA	14 MW* (40 %)	La Cooperativa M. Moreno indica que no dispone de generación en su red 4 MW de UGEDT el verano pasado Se solicitaron restricciones el verano pasado

* Estimación brindada por la distribuidora para el verano 2024-2025 asimilable a 25/26

Transformación de Transba

RESUMEN DE EETT CON RESTRICCIONES - NECESIDAD DE UGEDT PARA EVITARLAS (4/6)

EETT / USUARIOS	TRANSFORMADOR	RESTRICCIÓN O UGEDT	COMENTARIOS
PERGAMINO COOP. DE PERGAMINO EMP DIST ENERG NORTE	T1PO 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA T2PO 132/34.5/13.8 kV 30/10/30 MVA T6PO 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA	4,1 MW (5 %) 11 MW (12%) de repetirse la demanda pico verano 2022-2023	5,7 MW disponibles de UGEDT el verano pasado
S. A. DE ARECO COOP.DE S. A. DE ARECO EMP DIST ENERG NORTE	T3AA 132/69 kV 15 MVA	0,5 MW (3 %) , alimenta a la ET C. Sarmiento	Se considera despacho de CT C. Sarmiento (5 MW) Demanda de Carmen de Areco alimentada totalmente desde ET S. A. de Areco
	T4AA 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA	Restricciones por 11 MW (30 %)	4 MW disponibles de UGEDT el verano pasado, se solicitaron restricciones en S. A. de Areco. Demanda de Carmen de Areco alimentada totalmente desde ET S. A. de Areco

Transformación de Transba

RESUMEN DE EETT CON RESTRICCIONES - NECESIDAD DE UGEDT PARA EVITARLAS (5/6)

EETT / USUARIOS	TRANSFORMADOR	RESTRICCIÓN O UGEDT	COMENTARIOS
SAN PEDRO COOP. SAN PEDRO EMP DIST ENERG NORTE	T1SH 132/34.5/13.8 kV 15/10/15 MVA T2SH 132/34.5/13.8 kV 15/10/15 MVA	5 MW (16 %)	-
QUEQUÉN COOP. DE NECOCHEA / EMP DIST ENERG ATLÁNTICA	T1QU 132/34.5/13.8 kV 15/10/15 MVA	1,5 MW (9 %)	Se espera operar con la demanda de Lobería (ET Balcarce) transferida a Quequén
PEDRO LURO EMP DIST ENERG SUR	T1PL 132/34.5/13.8kV 15/10/15 MVA	1 MW (6 %)	-
PIGÜÉ COOP. DE PIGÜÉ-DISTRIB / EMP DIST ENERG SUR	T1PF o T2PF 132/34.5/13.8 kV 15/10/15 MVA	2,1 MW (16 %) debido a sobrecarga de los TTII del alimentador 3ESPA1	De cambiar los TTII se sobrecargan los transformadores, requiriéndose restricciones por 1,5 MW (6%)
VILLA GESELL COOP. VILLA GESELL / EMP DIST ENERG ATLÁNTICA	T1VG 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA T2VG 132/34.5/13.8 kV 15/10/15 MVA	Restricciones por 0,1 MW (0,3 %)	-

Transformación de Transba

RESUMEN DE EETT CON RESTRICCIONES - NECESIDAD DE UGEDT PARA EVITARLAS (6/6)

EETT / USUARIOS	TRANSFORMADOR	RESTRICCIÓN O UGEDT	COMENTARIOS
LAS PALMAS COOP. ZÁRATE BS AS	T1LS 132/34.5/13.8 kV 30/30/20 MVA	Restricciones por 0,4 MW (1 %)	-
MAR DEL TUYÚ EMP DIST ENERG ATLÁNTICA	T1MU 132/34.5/13.8kV 20/20/6,6 MVA	Restricciones por 1 MW (6 %)	Se prevé cambio de transformador. EDEA dispone de 3 MW de generación distribuida en su red



Transformación de Transba

RESUMEN DE EETT CON RESTRICCIONES - NECESIDAD DE UGEDT PARA EVITARLAS CONSIDERANDO DEMANDA PICO DE AÑOS ANTERIORES (1 de 2)

EETT / USUARIOS	TRANSFORMADOR	RESTRICCIÓN O UGEDT	COMENTARIOS
CORONEL SUÁREZ EMP DIST ENERG SUR	T1CZ 132/34.5/13.8 kV 15/10/15 MVA T2CZ 132/34.5/13.8 kV 15/10/15 MVA	2 MW (7 %)	-
CAMPANA 132 KV AXION EMP DIST ENERG NORTE	T1CM 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA T2CM 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA	3,3 MW (6 %)	-



Transformación de Transba

RESUMEN DE EETT CON RESTRICCIONES - NECESIDAD DE UGEDT PARA EVITARLAS CONSIDERANDO DEMANDA PICO DE AÑOS ANTERIORES (2 de 2)

EETT / USUARIOS	TRANSFORMADOR	RESTRICCIÓN O UGEDT	COMENTARIOS
MAR DE AJÓ CESOP LTDA SAN BERNARDO EMP DIST ENERG ATLÁNTICA	T1MJ 132/34.5/13.8 kV 30/16,7*/30 MVA T2MJ 132/34.5/13.8 kV 30/10/30 MVA	Con el alimentador a Gral. Madariaga, alivio de demanda en la red interna de distribución o restricciones por 1,7 MW (3 %)	-
SALADILLO COOP. SALADILLO EMP DIST ENERG NORTE	T1SB 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA T2SB 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA	Transferencia de demanda o restricciones por 3,7 MW (6 %)	-

Hipótesis consideradas para el análisis

Hipótesis de demanda:

Tasa de crecimiento de energía del SADI esperado por CAMMESA para el período Noviembre 2025 - Abril 2026: **+0,4 %**

Debido a las altas temperaturas que se esperan y probabilidad de repetición de las olas de calor de los veranos pasados, se toma como referencia el pico de verano 2023-2024 para la Provincia de Buenos Aires (sin GBA) considerando un incremento en potencia del **+3% (4.047 MW)**, agentes del área prevén crecimiento de -1,2 % en energía, estableciendo así un mínimo en el aumento de potencia pico.

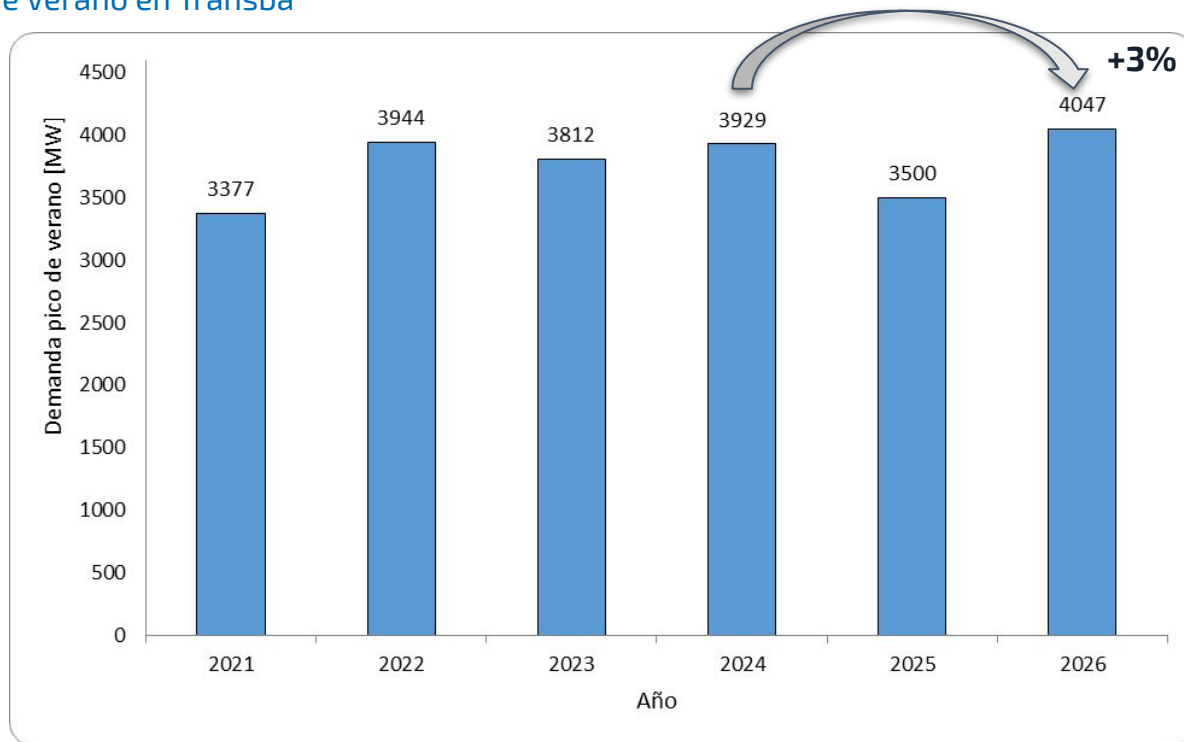
Hipótesis de generación:

- **Zona Centro:** Despacho de la generación distribuida disponible (según necesidad local).
- **Zona Atlántica:** (tres hipótesis)
 - H1: despacho necesario para cumplir el límite de seguridad del área: 407 MW (86 % de la potencia disponible)
 - H2: despacho típico para evitar sobrecargas con red completa, sin cumplir el límite de seguridad del área: 139 MW (33 % de la potencia disponible).
 - H3: despacho típico con indisponibilidad de la TG 18 de V. Gesell (80 MW) en la CAN

En todos los casos se considera nulo el aporte de potencia activa de la generación eólica del área, sin embargo se considera significativo el aporte de potencia reactiva.

Evolución y Proyección de la Demanda

Demanda Pico de Verano en Transba



Hipótesis consideradas para el análisis

Generación distribuida Área Centro y Norte

Central	Pot. Nominal	Pot. Efectiva*
C. Sarmiento	5	5
Bragado	119,7	119,7
Rojo	258,6	250
San Pedro	211,71	200
Las Palmas	212,2	200
Junín ¹	22,4	20
Lincoln ¹	15	14
Salto II	63	60
Lobos	15,7	15
Colón	15,3	15
San Nicolás	345,7	220
Luján II	127,3	127,3
TOTAL	1412	1246 88%

* Potencias que pueden ser despachadas considerando restricciones de la red y generación disponible declarada

¹ Hasta la fecha de emisión de esta presentación CAMMESA no tiene novedades respecto a la desvinculación de estas centrales.

CT Arrecifes y CT Villegas se consideran desvinculadas del SADI

Área Atlántica

Central	Pot. Nominal	Pot. Efectiva*
Miramar	20	20
9 de Julio	243 ³	206**
Necochea	140 ³	110**
Oscar Smith (V. Gesell)	125	119**
Mar de Ajó	30	26**
Barker	250	250
PE Necochea	37,95	37,95
PE Los Teros I y II	172	172
PE Miramar	98,6	98,6
PE Vivoratá ⁴	49,5	49,5
PE La Elbita I,II y III	162	162
PE Vientos de Olavarría	99	99
PE La Rinconada	94,5	94,5
TOTAL	1522	1445 95%

** Potencia máxima disponible según Centrales de la Costa.

³ En CT 9 de Julio desvinculadas TG13 y TG20 (40 MW)

En CT Necochea desvinculadas TV01 y TV02 (64 MW)

⁴ Vinculado a la red de Transener

Hipótesis consideradas para el análisis

Generación distribuida

Área Sur

Central	Pot. Nominal	Pot. Efectiva*	
Ing. White	100	100	
PE M. Cebreiro (Corti)	100	100	
PE Pampa Energía II (Corti)	50,4	50,4	
PE Villalonga I y II	55	55	
PE La Castellana I y II	116	116	
PE Energética	99,8	99,8	
PE La Genoveva I y II	130	130	
PE PE III (De la Bahía)	53	53	
PE PE IV A (De La Bahía Ampliación)	54	54	
PE PE IV B (De La Bahía B)	27	27	
PE García del Río	10	10	
PE El Mataco y San Jorge	201,6	201,6	
PE El Mataco III	36	36	
PE Vientos del Secano	50	50	
PE De La Buena Ventura	103,2	103,2	
TOTAL	1186	1186	100%

* Potencias que pueden ser despachadas considerando restricciones de la red y generación disponible declarada



Generación a entrar en servicio

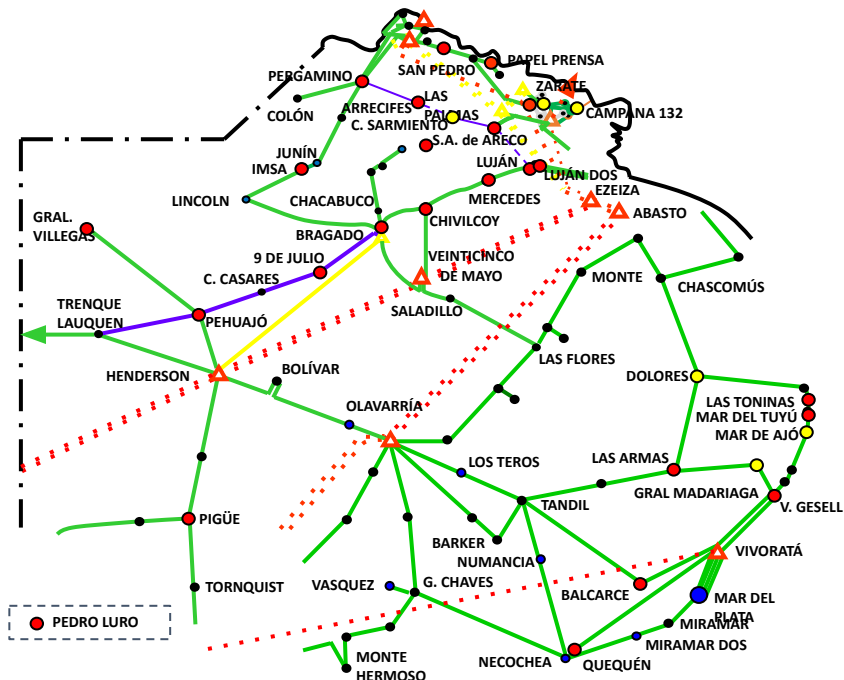
Generación que se espera entre en servicio para el verano 2025-2026 conectada a la red de Transba

Central	Pot. Nominal	Fecha estimada de E/S
PE CASA YPF	35	enero 2026
PE CASA Cementos Avellaneda	28	enero 2026
PS Junín	22,6	marzo 2026
PS Lincoln	20	marzo 2026
TOTAL	106	

Análisis Red en Condición N

Nodos Relevantes previstos en verano 2025-2026

Condición N



Transformación de Transba

ESTACIONES CON CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN EN ESTADO CRÍTICO PARA CONDICIÓN N (1 de 8)

EETT / USUARIOS	TRANSFORMADOR	REDUCCIÓN o ELIMINACIÓN DE SOBRECARGA	SOLUCIÓN PREVISTA*
ARRECIFES EMP DIST ENERG NORTE	T1AS 66/13.8 kV 10/10 MVA T4AS 66/13.8 kV 7,5/7,5 MVA	Transferencias en la red del distribuidor o restricciones por 2,1 MW** (13 %)	Nueva ET Arrecifes Oeste 132/33/13,2 kV – 2x30/20/30 MVA (E/S verano 2026-2027)
BALCARCE EMP DIST ENERG ATLÁNTICA	T1BL 132/34.5/13.8 kV 15/10/15 MVA T2BL 132/34.5/13.8 kV 30/30/18* MVA	Transferencias a Quequén o restricciones por 3,9 MW (8 %)	Reemplazo de un transformador 15/10/15 MVA por otro de 30/20/30 MVA (E/S invierno 2027)

* Según Guía de Referencia de Transba 2025-2032 basado en el Plan de Obras FREBA 2019 - 2026

** Estimación brindada por la distribuidora para el verano 2024-2025

Transformación de Transba

ESTACIONES CON CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN EN ESTADO CRÍTICO PARA CONDICIÓN N (2 de 8)

EETT / USUARIOS	TRANSFORMADOR	REDUCCIÓN o ELIMINACIÓN DE SOBRECARGA	SOLUCIÓN PREVISTA *
BRAGADO COOP. MNO. MORENO BS. AS. EMP DIST ENERG NORTE	T3BG 132/69/13.8 kV 20/20/10 MVA T4BG 132/69/13.8 kV 20/20/10 MVA	De ser posible, reducción de generación en Bragado y Salto o restricciones por 14 MW (18 %) en el corredor de 66 kV Bragado - Pehuajó (Pehuajó, Carlos Casares, 9 de Julio y Bragado 66 kV)	ET Nueve de Julio 132 kV y línea 25 de Mayo - 9 de Julio (E/S 2027)
PEHUAJÓ EMP DIST ENERG NORTE	T5PH 132/69/13.8 kV 40/40/13,8 MVA		
CHIVILCOY EMP DIST ENERG NORTE	T1CI 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA T2CI 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA	Transferencias a Chacabuco y/o Saladillo o restricciones por 5,9 MW** (10 %)	Instalación de dos transformadores de 30/20/30 MVA en la futura ET Chivilcoy Dos (E/S verano 2026 - 2027)

* Según Guía de Referencia de Transba 2025-2032 basado en el Plan de Obras FREBA 2019 - 2026

** Estimación brindada por la distribuidora para el verano 2024-2025

Transformación de Transba

ESTACIONES CON CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN EN ESTADO CRÍTICO PARA CONDICIÓN N (3 de 8)

EETT / USUARIOS	TRANSFORMADOR	REDUCCIÓN o ELIMINACIÓN DE SOBRECARGA	SOLUCIÓN PREVISTA*
GRAL VILLEGAS EMP DIST ENERG NORTE	T1GVI 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA	Transferencias en la red del distribuidor o restricciones por 3 MW (10 %)	Instalación del segundo transformador 132/34,5/13,8 kV 30/20/30 MVA (E/S verano 2026 - 2027)
LUJÁN DOS COOP. LUJÁN BS AS	T1LD 132/34.5/13.8kV 30/20/30 MVA T2LD 132/34.5/13.8kV 30/20/30 MVA	Restricciones por 2,2 MW (6 %) 4,4 MW (11%) de repetirse el pico de demanda del verano 2022-2023	Nueva ET Luján Industrial 132/33/13,2 kV 2 x 30/20/30 MVA (E/S 2026 sin ejecución de obras hasta el momento)
IMSA EMP DIST ENERG NORTE NIDERA	T1IM 132/34.5/13.8kV 15/10/15 MVA T2IM 132/34.5/13.8kV 15/10/15 MVA	Transferencias a Junín o restricciones por 2,8 MW (10 %)	Nueva ET Junín Sur de 2x30/20/30 MVA (E/S verano 2026-2027)

* Según Guía de Referencia de Transba 2025-2032 basado en el Plan de Obras FREBA 2019 - 2026

Transformación de Transba

ESTACIONES CON CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN EN ESTADO CRÍTICO PARA CONDICIÓN N (4 de 8)

EETT / USUARIOS	TRANSFORMADOR	REDUCCIÓN o ELIMINACIÓN DE SOBRECARGA	SOLUCIÓN PREVISTA *
LUJÁN EMP DIST ENERG NORTE COOP. LUJÁN BS AS	T1LJ 132/34.5/13.8kV 40/30/40 MVA T2LJ 132/34.5/13.8kV 40/30/40 MVA	Restricciones por 3,7** MW (5 %) considerando despacho en S. A. de Giles	Nueva ET S.A. de Giles de 2x30/20/30 MVA absorbe parte de la demanda de Luján (E/S verano 2026-2027)
LAS ARMAS EMP DIST ENERG ATLÁNTICA	T1LM 132/34.5/13.8kV 15/10/15 MVA	Transferencias a Mar del Plata o restricciones por 0,4 MW (4 %)	Instalación de un segundo transformador 132/34,5/13,8 kV 15/10/15 MVA (E/S 2026 sin ejecución hasta el momento)
LAS TONINAS EMP DIST ENERG ATLÁNTICA	T1LO 132/34.5/13.8kV 30/30/20 MVA	Transferencias a San Clemente o restricciones por 3,1 MW (11 %)	Readecuación de ET Mar del Tuyú con incorporación de dos transformadores de 2x30/20/30 MVA (E/S Verano 2025/2026 – 2027/2028)

* Según Guía de Referencia de Transba 2025-2032 basado en el Plan de Obras FREBA 2019 - 2026

** Estimación brindada por la distribuidora para el verano 2024-2025

Transformación de Transba

ESTACIONES CON CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN EN ESTADO CRÍTICO PARA CONDICIÓN N (5 de 8)

EETT / USUARIOS	TRANSFORMADOR	REDUCCIÓN o ELIMINACIÓN DE SOBRECARGA	SOLUCIÓN PREVISTA*
MERCEDES EMP DIST ENERG NORTE	T1MD 132/34.5/13.8 kV 40/30/40 MVA T2MD 132/34.5/13.8 kV 40/30/40 MVA	Transferencias a Luján o restricciones por 5,7 MW** (7 %) , EDEN indica que de realizarse dicha transferencia, dichas restricciones se suman directamente a la de Luján	Instalación de dos transformadores de 30/20/30 MVA en la futura ET Mercedes Dos (E/S verano 2026-2027) o Nueva ET S.A. de Giles de 2x30/20/30 MVA absorbe parte de la demanda de Mercedes (E/S verano 2026-2027)
MAR DEL TUYÚ EMP DIST ENERG ATLÁNTICA	T1MU 132/34.5/13.8kV 20/20/6,6 MVA	Despacho de generación móvil (EDEA) o restricciones por 1 MW (6 %)	Reemplazo del actual transformador por uno 30/30/20 MVA (en ejecución E/S verano 2025-2026)
NUEVE DE JULIO COOP. MNO MORENO BS AS EMP DIST ENERG NORTE	T1NJ 66/13.8 kV 10/10 MVA T2NJ 66/13.8 kV 10/10 MVA	Restricciones por 14 MW** (40 %)	Nueva ET 9 de Julio 132/33/13,2 kV de 2x40/30/40 MVA y línea 25 de Mayo - 9 de Julio (E/S 2027)

* Según Guía de Referencia de Transba 2025-2032 basado en el Plan de Obras FREBA 2019 - 2026

** Estimación brindada por la distribuidora para el verano 2024-2025

Transformación de Transba

ESTACIONES CON CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN EN ESTADO CRÍTICO PARA CONDICIÓN N (6 de 8)

EETT / USUARIOS	TRANSFORMADOR	REDUCCIÓN o ELIMINACIÓN DE SOBRECARGA	SOLUCIÓN PREVISTA*
PEDRO LURO EMP DIST ENERG SUR	T1PL 132/34.5/13.8kV 15/10/15 MVA	Restricciones por 1 MW (6 %)	Instalación de un segundo transformador 132/34.5/13,8 kV 15/10/15 MVA (E/S 2027)
PERGAMINO COOP. DE PERGAMINO EMP DIST ENERG NORTE	T1PO 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA T2PO 132/34.5/13.8 kV 30/10/30 MVA T6PO 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA	Restricciones por 4,1 MW (5 %) 11 MW (12%) de repetirse la demanda pico verano 2022-2023	Nueva ET Pergamino Industrial 132/33/13.2 kV – 1 x 30/20/30 MVA (E/S 2026 sin ejecución hasta el momento)
QUEQUÉN COOP. DE NECOCHEA / EMP DIST ENERG ATLÁNTICA	T1QU 132/34.5/13.8 kV 15/10/15 MVA	De tener transferida la demanda de Lobería (ET Balcarce), restricciones por 1,5 MW (9 %)	Reemplazo del transformador T1QU 132/34,5/13,8 kV - 15/10/15 MVA por otro de 30/30/30 MVA e instalación de un segundo transformador 30/30/30 MVA (E/S 2026 sin ejecución hasta el momento)
LAS PALMAS COOP. ZÁRATE BS AS	T1LS 132/34.5/13.8 kV 30/30/20 MVA	Restricciones por 0,4 MW (1 %)	Instalación de un segundo transformador 40/40/40 MVA (invierno 2027)

* Según Guía de Referencia de Transba 2025-2032 basado en el Plan de Obras FREBA 2019 - 2026

Transformación de Transba

ESTACIONES CON CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN EN ESTADO CRÍTICO PARA CONDICIÓN N (7 de 8)

EETT / USUARIOS	TRANSFORMADOR	REDUCCIÓN o ELIMINACIÓN DE SOBRECARGA	SOLUCIÓN PREVISTA*
SAN PEDRO COOP. SAN PEDRO EMP DIST ENERG NORTE	T1SH 132/34.5/13.8 kV 15/10/15 MVA T2SH 132/34.5/13.8 kV 15/10/15 MVA	Transferencias a Papel Prensa, Baradero o restricciones por 5 MW (16 %) .	Reemplazo de un transformador 15/10/15 MVA por otro de 30/20/30 MVA (E/S verano 2026-2027) o Nueva ET San Pedro Industrial de 2x30 MVA absorbe parte de la demanda de San Pedro (E/S 2027)
VILLA GESELL COOP. VILLA GESELL / EMP DIST ENERG ATLÁNTICA	T1VG 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA T2VG 132/34.5/13.8 kV 15/10/15 MVA	Restricciones por 0,1 MW (0,3 %)	Reemplazo del transformador existente T2VG de 15/10/15 MVA por uno de 40/30/40 MVA (E/S verano 2026-2027)
PIGÜÉ COOP. DE PIGÜÉ-DISTRIB / EMP DIST ENERG SUR	T1PF o T2PF 132/34.5/13.8 kV 15/10/15 MVA	Restricciones por 2,1 MW (16 %) debido a sobrecarga de los TTII del alimentador 3ESPA1. De cambiar los TTII se sobrecargan los transformadores, requiriéndose restricciones por 1,5 MW (6%)	Nueva ET Guaminí 132/33/13,2 kV – 2 x 30/30/20 MVA. Permite aliviar la carga del alimentador 3ESPA1 (E/S verano 2026-2027)

* Según Guía de Referencia de Transba 2025-2032 basado en el Plan de Obras FREBA 2019 - 2026

Transformación de Transba

ESTACIONES CON CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN EN ESTADO CRÍTICO PARA CONDICIÓN N (8 de 8)

EETT / USUARIOS	TRANSFORMADOR	REDUCCIÓN o ELIMINACIÓN DE SOBRECARGA	SOLUCIÓN PREVISTA*
S. A. DE ARECO COOP.DE S. A. DE ARECO EMP DIST ENERG NORTE	T3AA 132/69 kV 15 MVA	Alimenta la ET C. Sarmiento, por 0,5 MW (5 %)	Nueva ET Capitán Sarmiento 132/33/13.2 kV – 2x30/20/30 MVA (E/S verano 2026-2027)
	T4AA 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA	Restricciones por 11 MW (30 %)	Instalación de un transformador de 30 MVA en la futura ET S. A. de Areco Dos 132 kV (E/S verano 2026-2027)
PAPEL PRENSA COOP. SAN PEDRO	T1PS 132/34.5/13.8 kV 15/15/5 MVA	Restricciones por 0,75 MW (5 %)	Reemplazo de un transformador de 15 MVA en San Pedro por uno de 30 MVA (E/S verano 2026-2027)

* Según Guía de Referencia de Transba 2025-2032 basado en el Plan de Obras FREBA 2019 - 2026

Transformación de Transba

ESTACIONES CON CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN EN ESTADO CRÍTICO PARA CONDICIÓN N CONSIDERANDO DEMANDA PICO DE AÑOS ANTERIORES (1/2)

EETT / USUARIOS	TRANSFORMADOR	REDUCCIÓN o ELIMINACIÓN DE SOBRECARGA	SOLUCIÓN PREVISTA*
CORONEL SUÁREZ EMP DIST ENERG SUR	T1CZ 132/34.5/13.8 kV 15/10/15 MVA T2CZ 132/34.5/13.8 kV 15/10/15 MVA	Posibles restricciones por 2 MW (7 %)	Reemplazo de un transformador de 15 MVA por otro 30/20/30 MVA (E/S verano 2027-2028)
CAMPANA 132 KV AXION EMP DIST ENERG NORTE	T1CM 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA T2CM 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA	Transferencia a Campana Tres o restricciones por 3,3 MW (6 %)	Nueva ET Los Cardales 2 x 132/34,5/13,8 kV 40/40/40 MVA (E/S 2028)

* Según Guía de Referencia de Transba 2025-2032 basado en el Plan de Obras FREBA 2019 - 2026



Transformación de Transba

ESTACIONES CON CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN EN ESTADO CRÍTICO PARA CONDICIÓN N CONSIDERANDO DEMANDA PICO DE AÑOS ANTERIORES (2/2)

EETT / USUARIOS	TRANSFORMADOR	REDUCCIÓN o ELIMINACIÓN DE SOBRECARGA	SOLUCIÓN PREVISTA*
MAR DE AJÓ CESOP LTDA SAN BERNARDO EMP DIST ENERG ATLÁNTICA	T1MJ 132/34.5/13.8 kV 30/16,7*/30 MVA T2MJ 132/34.5/13.8 kV 30/10/30 MVA	Con el alimentador a Gral. Madariaga, alivio de demanda en la red interna de distribución o restricciones por 1,7 MW (3 %)	Sin solución prevista
SALADILLO COOP. SALADILLO EMP DIST ENERG NORTE	T1SB 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA T2SB 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA	Transferencia de demanda o restricciones por 3,7 MW (6 %)	Nueva ET Roque Pérez 132/33/13.2 kV 2 x 30/20/30 MVA (E/S 2030)

* Según Guía de Referencia de Transba 2025-2032 basado en el Plan de Obras FREBA 2019 - 2026

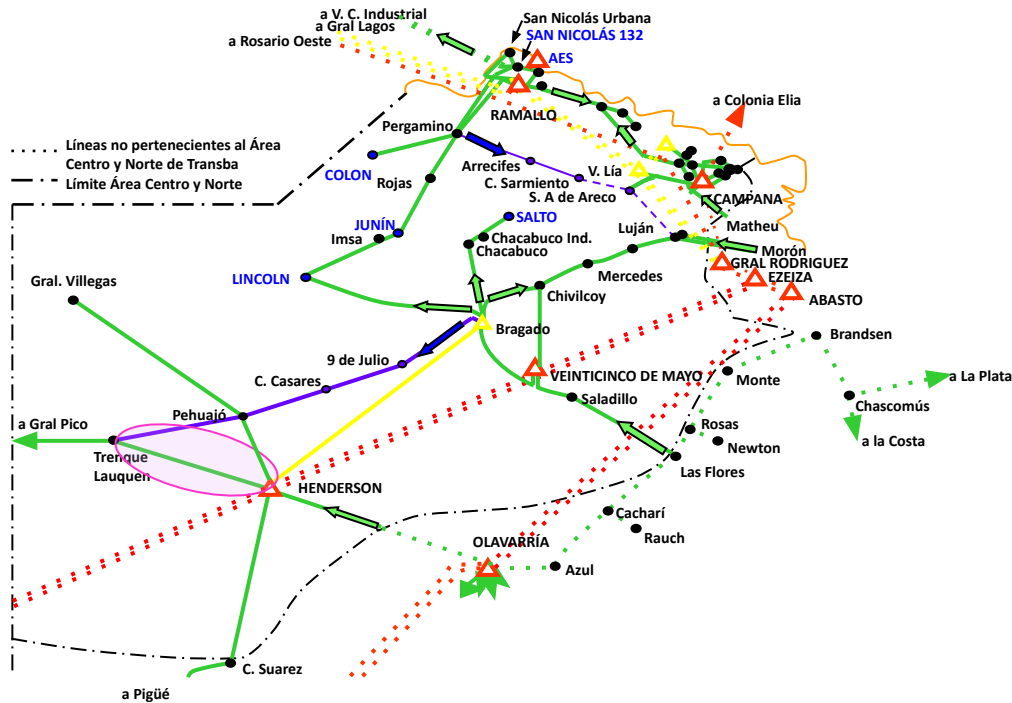
Situaciones relevantes N de Líneas

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN QUE PUEDEN ORIGINAR RESTRICCIONES EN ESCENARIOS DE ALTA DEMANDA Y/O DÉFICIT DE GENERACIÓN (1 de 1)

Línea/s	Elemento/s limitante/s	Obra que lo soluciona
Campana – Corcemar (1CACO1) Corcemar – Toyota (1CO-TOY1) Toyota – Zárate (1TOY-ZA1) Campana –Praxair (1CAPX1)	Conductores (535 A)	Secc. LAT Zárate – Campana III y vinculación a Campana y secc. LAT Atucha– Zárate y vinculación a Las Palmas. Presentado en esquema Res. SE N° 1/03. Actualmente suspendido por parte de la Comisión de Obras de la SE.
Arrecifes – C. Sarmiento (6ASCT1)	Transformador de Corriente en Arrecifes (150 A)	Cambio de Transformador de Corriente presentado en esquema Res. SE N° 1/03. Actualmente suspendido por parte de la Comisión de Obras de la SE.
Arrecifes - Pergamino (6ASPO1)	Bobina de onda portadora (250 A)	Nueva ET Arrecifes Oeste 132/33/13,2 kV – 2x30/20/30 MVA (Guía de referencia Transba E/S verano 2026/27)
Chascomús – Verónica (1CUVR1)	Transformador de Corriente en Chascomús (300 A)	Cambio de Transformador de Corriente. Presentado en esquema Res. SE N° 1/03. Actualmente suspendido por parte de la Comisión de Obras de la SE.
Valeria del Mar – Villa Gesell (1VAVG1)	Conductores (535 A)	Línea 132 kV Villa Gesell – Mar de Ajó (Guía de referencia Transba, E/S invierno 2028)

Nodos Comprometidos

Nodo T. Lauquen



Para red completa en pico:

- Línea Henderson – Trenque Lauquen 132 kV Transporta más de 85 MW
- Tensiones por debajo de 0,9 pu en Trenque Lauquen.
- Control de tensión en Henderson (>1,05 pu)

Indisponibilidad línea 132 kV Henderson – T. Lauquen:

- El nodo cuenta con automatismo de subtensión.

Implica:

- Transferencias de carga de EDEN
- Hasta 72 MW de restricciones, 88% de la demanda del nodo
- Apertura de la línea Pehuajó - Trenque Lauquen para evitar sobrecarga del TSPH quedando el nodo vinculado desde La Pampa

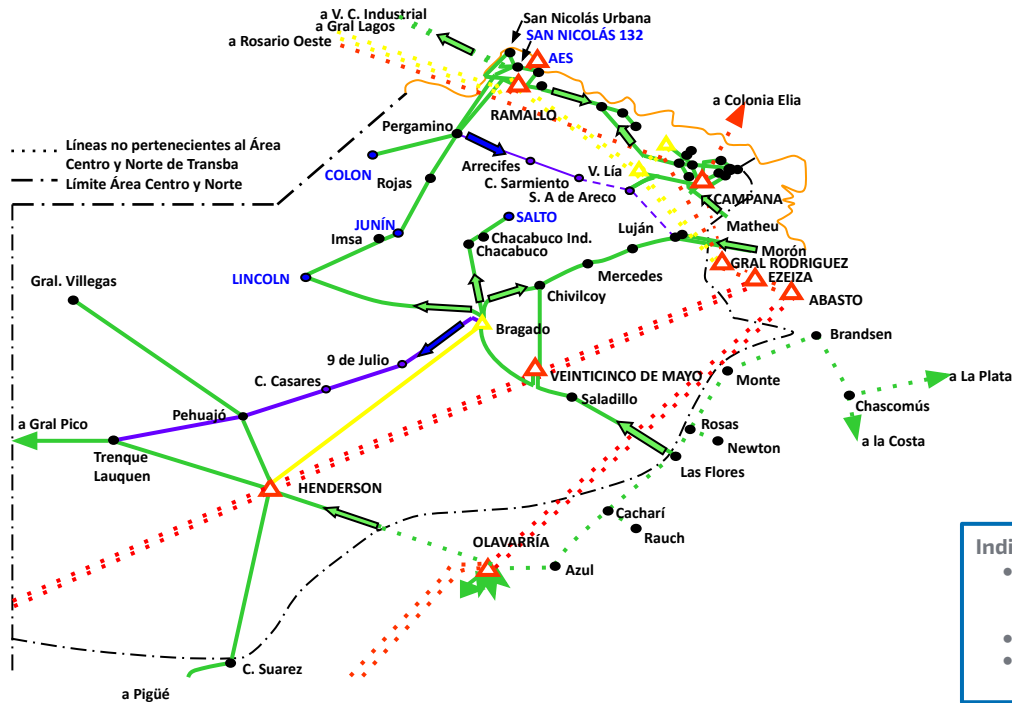
Se considera desvinculada la generación de CT Villegas.

Soluciones estructurales proyectadas (G.R.):

- ET Charlone 500/132 kV
- Líneas asociadas a la ET

Nodos Comprometidos

Nodo Bragado



Línea Bragado – Henderson 220 kV

- Transporta aprox. 150 MW
- El área cuenta con automatismo de alivio de carga por subtensión.
- En pico requiere toda la generación del área:
 - Bragado (119 MW)
 - Salto II (60 MW)
 - Junín (20 MW)
 - Lincoln (14 MW)
 - Colón (15 MW)
 - Luján II (127 MW)
- Posibles restricciones a Acerbrag durante el pico. (totales o parciales)

Soluciones estructurales proyectadas (G.R.):

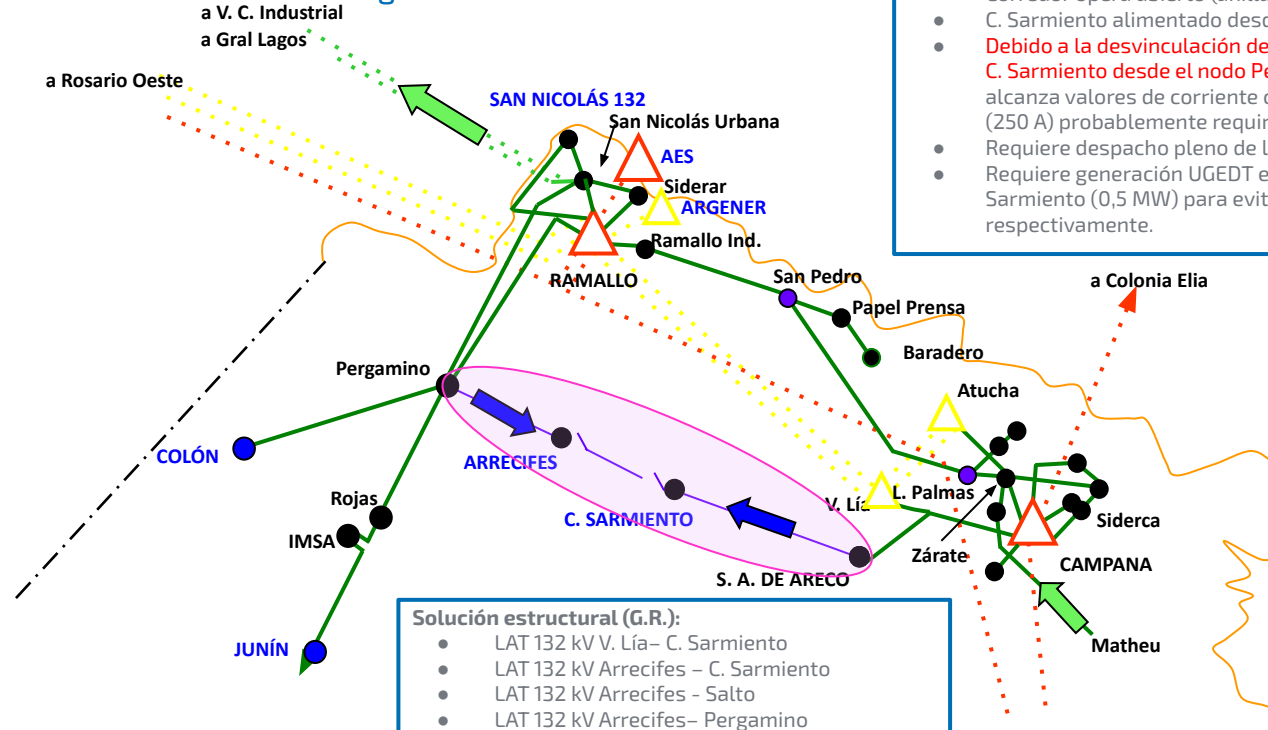
- ET Baigorrita (ex O'Higgins) 500/132 kV
- ET Charlone 500/132 kV
- Líneas de 132 kV asociadas a estas EETT

Indisponibilidad línea 220 kV Bragado – Henderson Implica:

- Posible colapso parcial del área por desenganche de líneas en cascada, eventual reposición con cortes aprox. de 34 MW de contar con toda la generación disponible del área..
- El área cuenta con automatismo de alivio por subtensión.
- ACERBRAG parada con su compensación shunt E/S o bien restricciones a la demanda.

Corredores Comprometidos

Corredor 66 kV S.A. de Areco - Pergamino



En pico:

- Corredor opera abierto (anillado hay sobrecarga sin generación).
- C. Sarmiento alimentado desde S. A. de Areco.
- **Debido a la desvinculación de la CT Arrecifes - Pergamino, no es posible alimentar C. Sarmiento desde el nodo Pergamino.** La línea Arrecifes - Pergamino alcanza valores de corriente cercanos a la corriente nominal de la BOP (250 A) probablemente requiriendo restricciones.
- Requiere despacho pleno de la CT C. Sarmiento (5 MW)
- Requiere generación UGEDT en San Antonio de Areco [AA] (11 MW) y C. Sarmiento (0,5 MW) para evitar sobrecargas en el T4AA y T3AA respectivamente.

Solución estructural (G.R.):

- LAT 132 kV V. Lía- C. Sarmiento
- LAT 132 kV Arrecifes - C. Sarmiento
- LAT 132 kV Arrecifes - Salto
- LAT 132 kV Arrecifes- Pergamino

Corredor Bragado - Pehuajó

En pico:

- Requiere de generación distribuida o restricciones en el corredor por aprox. 14 MW adicionales a la necesaria en 9 de Julio para evitar saturación de los transformadores (14 MW). **Resumiendo, en total son necesarios 28 MW de generación para evitar restricciones por sobrecarga**
- Tanto el T5PH como el T3BG/T4BG trabajan prácticamente saturados, una disminución en el aporte de potencia en uno de los extremos (BG o PH) termina sobrecargando el extremo opuesto.

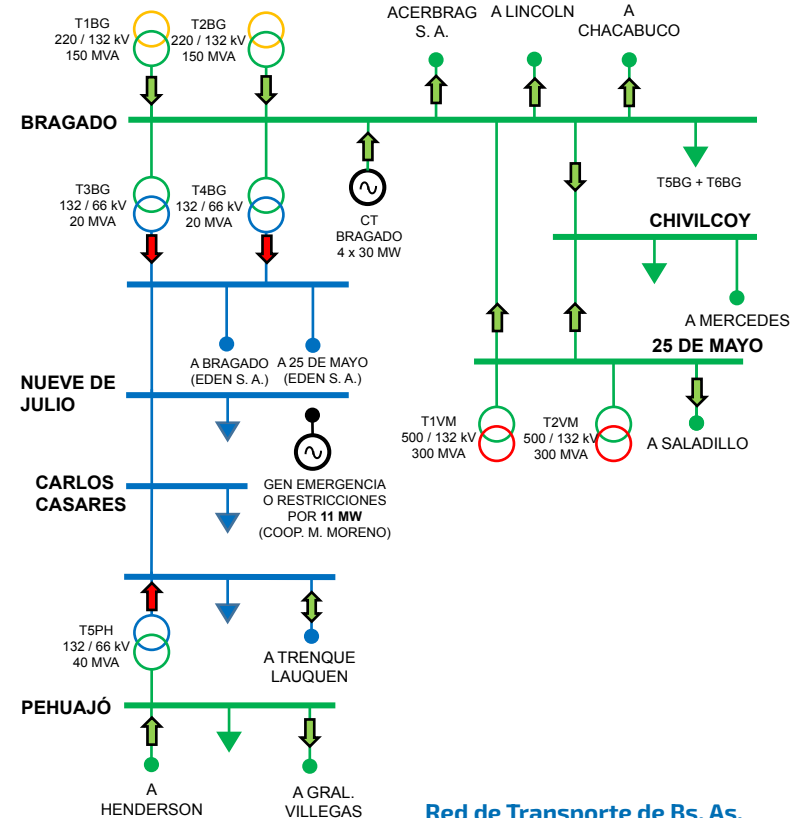
Indisponibilidad de la línea Henderson – Pehuajó 132 kV:

- Sobrecargas en los transformadores T3BG/T4BG de Bragado y en la línea Bragado – 9 de Julio 66 kV.
- Requiere de aprox. 61 MW de corte en Pehuajó, Gral. Villegas, Carlos Casares y 9 de Julio por baja tensión en el corredor Bragado – Pehuajó 66 kV.

- El cambio de los transformadores T5BG y T6BG permitiría disminuir 2,7 MVA la demanda asociada a la salida 6BRAG1 en 66 kV, reduciendo las restricciones asociadas a la sobrecargas en los extremos del corredor.

Solución estructural (G.Ref.):

- Nueva ET 9 de Julio 132 kV
- LAT 132 kV 9 de Julio – 25 de Mayo



Red de Transporte de Bs. As.

Corredores Comprometidos

Corredor Bragado - Pergamino



Requiere:

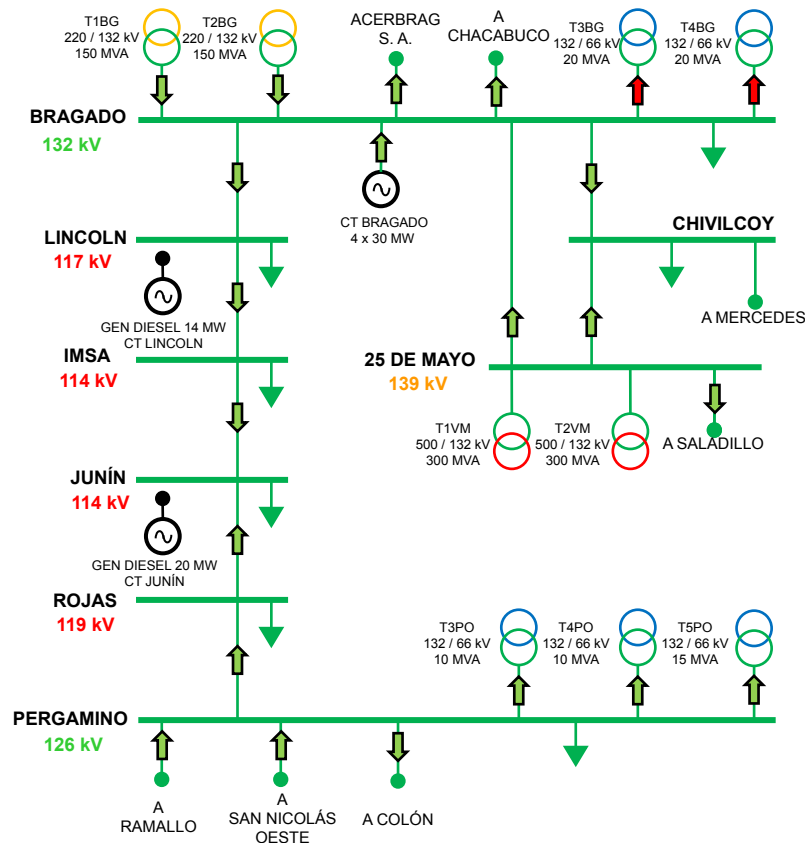
- Despacho del Área Centro: CT Bragado, CT Salto 2, CT Luján 2, CT Lobos, CT Junín, CT Lincoln.
- Despacho del Área Norte: CT San Nicolás, CT Rojo, CT Colón.
- Restricciones parciales o totales a Acerbrag para poder operar con tensiones iguales o mayores a 0,9 pu.

En pico:

- Requiere generación de Junín, Lincoln y Colón.
- Tensiones en 132 kV por debajo de la banda permitida de 0,95 pu, e incluso, en **0,86 pu** en Junín e IMSA. Puede provocar la actuación de los relés de corte por subtensión.
- Tensión máxima en 33 kV y 13,2 kV de 1 pu, que podrían traer inconvenientes sobre los perfiles de tensión de las redes de distribución.
- A partir del ingreso de la ET 25 de Mayo es posible operar el corredor Bragado - Pergamino con tensiones cercanas a 0,9 pu de no estar operativa Acerbrag en escenarios de pico.

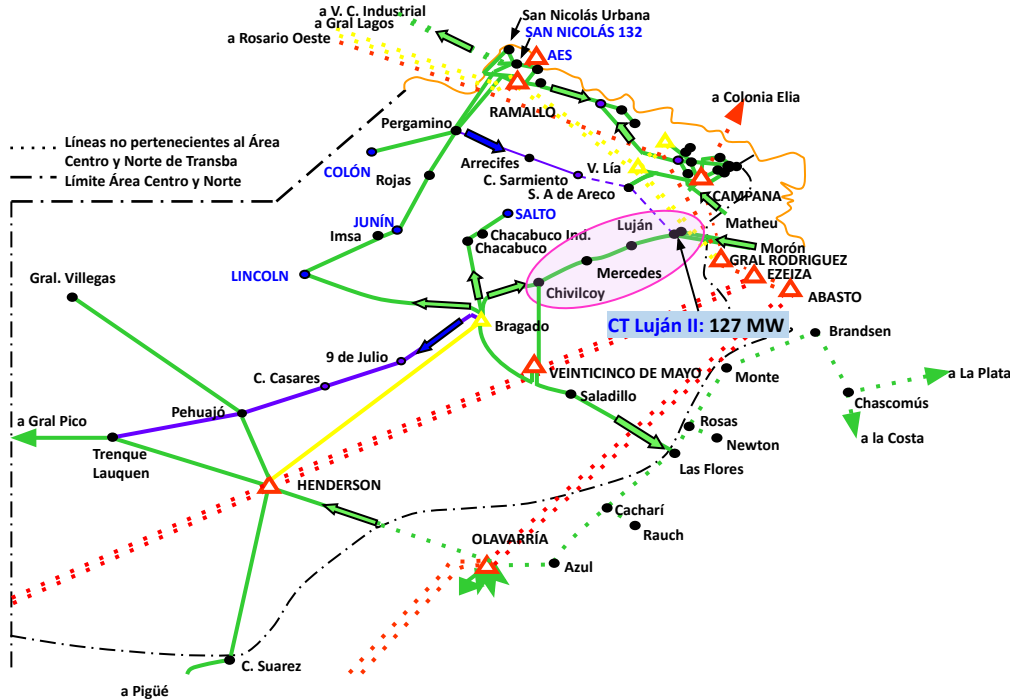
Solución estructural (G.Ref.):

- ET Junín Sur
- Línea de 132 kV Junín Sur - Junín (7 km)
- Línea de 132 kV Junín Sur - Chacabuco Industrial (48 km).



Corredores dependientes de la Generación

Corredor 132 kV Chivilcoy - Malvinas



Corredor Chivilcoy – Malvinas (SACME)

Demanda: 270 MW

Despacho de generación en **Lobos** para evitar sobrecarga transformadores 132/66 kV en Luján.

Necesidad de generación UGEDT en Chivilcoy (4,7 MW), Mercedes (5,7 MW) y Luján (7,2 MW) para evitar sobrecarga en transformadores de 132/33/13,2 kV

Generación:

- **Luján II:** 127 MW
- **Lobos:** 15 MW
- **UGEDT:** 13,1 MW total descontando 5,1 MW generación en S.A Giles (EDEN)

De no contar con la generación de la CT Luján II, ante indisponibilidad de la línea 1CIMD1 deben realizarse restricciones por hasta 50 MW según la configuración de la ET Malvinas (SACME).

Consecuencias de las nuevas obras:

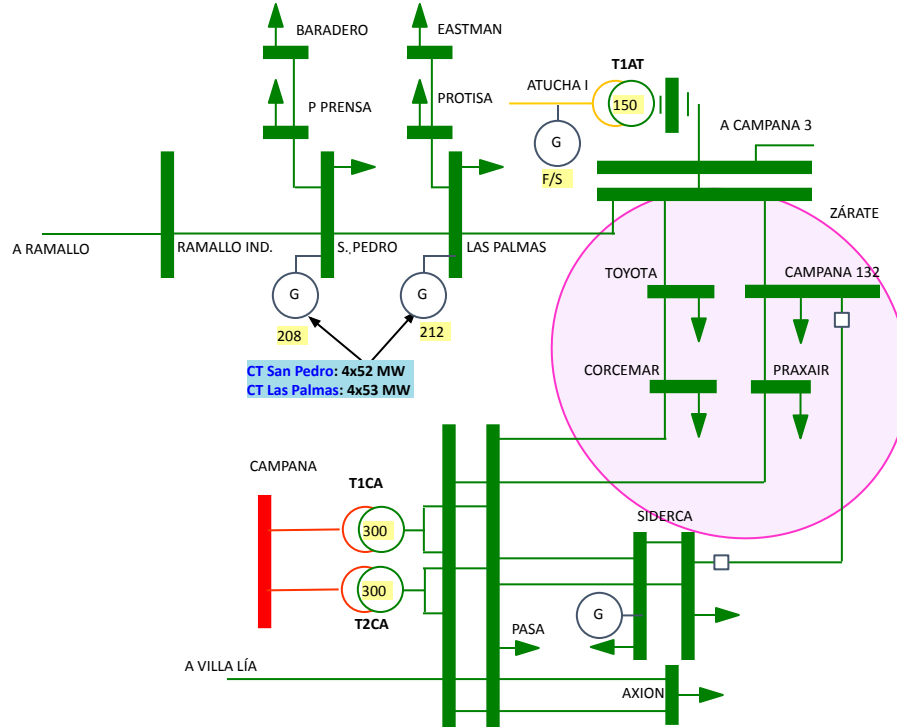
- ET 25 de Mayo 500/132 kV mejora perfil de tensión en ET Chivilcoy.

Soluciones estructurales proyectadas (G.Ref.):

- LAT 132 kV San A. de Areco - Luján
- LAT 132 kV 25 de Mayo - Lobos
- LAT 132 kV Lobos - Monte

Corredores dependientes de la Generación

Corredor 132 kV Campana - Zárate



Para altas demandas ante indisponibilidad de generación:

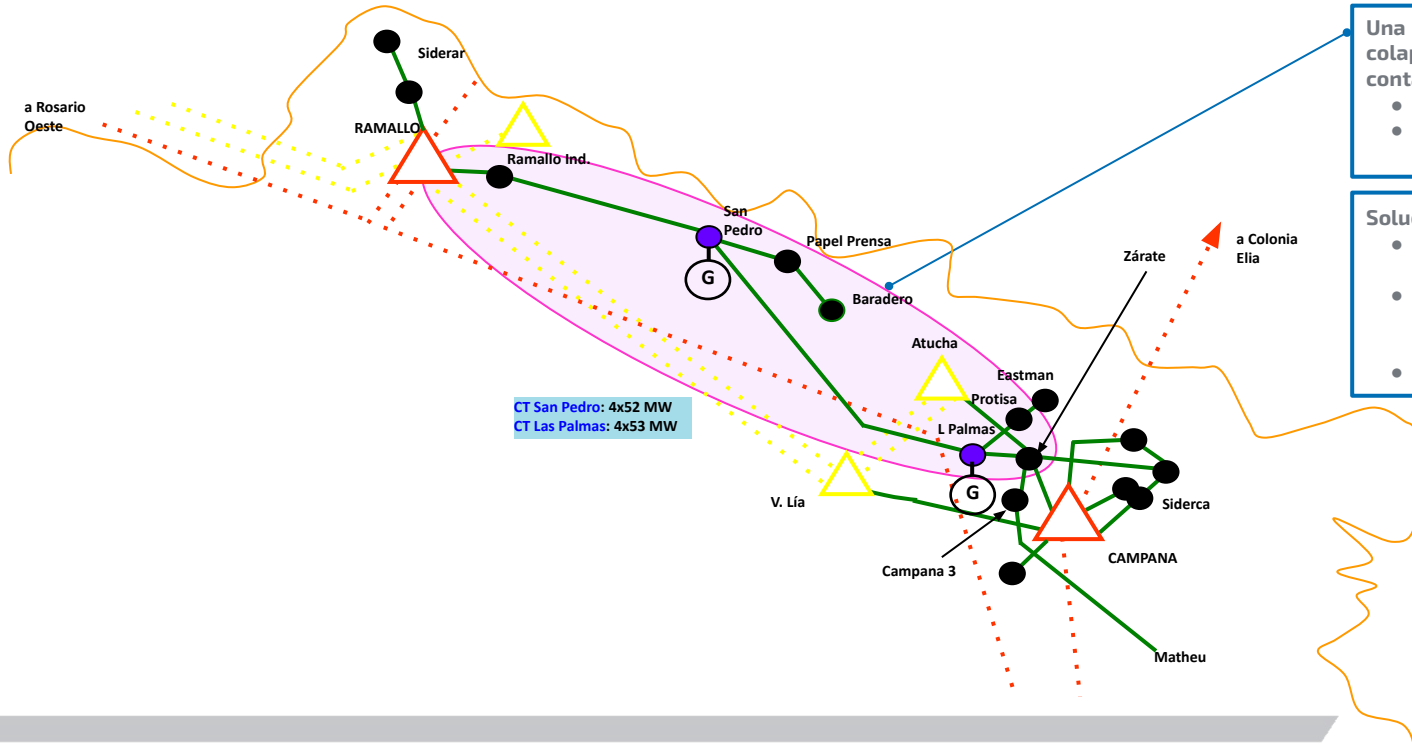
- Sobrecarga líneas Campana - Corcemar y Campana - Praxair.
- Requiere restricciones para evitar colapso de las estaciones del corredor Campana - Ramallo.

Solución estructural:

- Seccionamiento de LAT de 132 kV Atucha - Zárate y vinculación a Las Palmas
- Seccionamiento de LAT de línea Zárate - Campana 3 y vinculación a Campana
- LAT 132 kV Villa Lía - Baradero

Corredores dependientes de la Generación

Corredor 132 kV Ramallo - Zárate



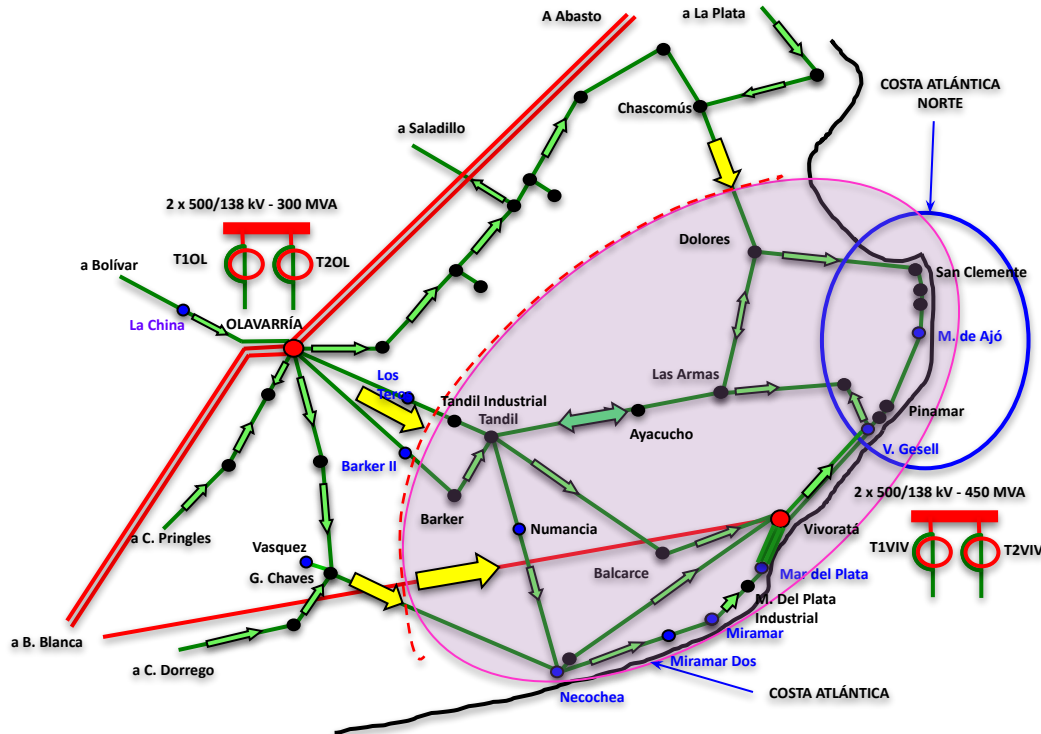
Una falla en los extremos puede provocar el colapso de toda la demanda que abastece de no contar con la generación.

- Abastece alrededor de 170 MW
- Cuenta con generación en Las Palmas y San Pedro

Solución estructural:

- Seccionamiento de LAT de 132 kV Atucha - Zárate y vinculación a Las Palmas
- Seccionamiento de LAT de 132 kV Campana 3 - Zárate y vinculación a Campana.
- LAT 132 Villa Lía - Baradero

Área Atlántica pico de verano 2025-2026



- **Demanda máxima esperada: 757 MW (+3% respecto al máximo histórico 735 MW)**
- **Abastecida por 4 vínculos en 132 kV, 1 vínculo en 500 kV y generación local.**
- **Generación móvil disponible:**
 - **20 MW en Miramar**
 - **3 MW en Mar del Tuyú**
- **Se consideran terminadas las obras asociadas al aumento de la potencia de cortocircuito admisible en la CT 9 de Julio**
- **Necesidad de UGEDT en la Costa Atlántica Norte para evitar sobrecarga de la línea Villa Gesell - Valeria del Mar.**
- **Desvinculación del SADI de la TV01 y TV02 en Necochea; y TG13 y TG20 en Mar del Plata.**

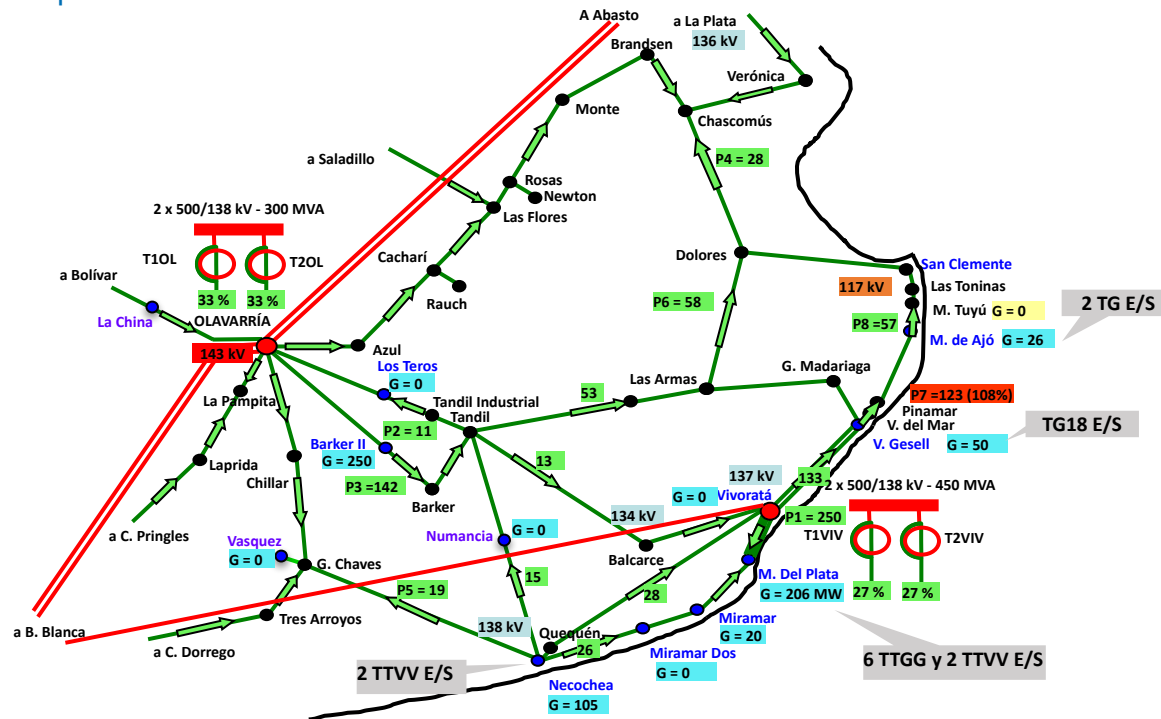
3 hipótesis de generación:

- H1:** Disponibilidad típica área MP, NE y CAN
H2: Disponibilidad reducida en MP y NE
H3: Disponibilidad reducida en la CAN

En todos los casos se considera nulo el aporte de potencia activa de la generación eólica del área, sin embargo se considera el aporte de potencia reactiva.

Área Atlántica pico de verano 2025-2026

Hipótesis 1



Hipótesis 1 : Cumplimiento del límite de seguridad del área considerando despacho de generación disponible declarado por los generadores:

- Nulo despacho de generación eólica
- **Demanda Atlántica = 757 MW (+3% respecto al máximo histórico 735 MW)**
- Demanda CAN = 205 MW
- Demanda M. del Plata = 310 MW
- Importación CA = **350 MW (límite de seguridad 350 MW)**

En Pico:

- Para cumplir con el límite de seguridad del área se requiere una generación de 407 MW
- Tensiones menores a 0,9 pu en la CAN
- Para evitar sobrecarga del 8% de la línea 1VAVG1, desenganche y colapso de la CAN, se requieren al menos 8 MW de UGEDT en Valeria del Mar o Pinamar considerando además, despacho de 3 MW en Mar del Tuyú (EDEA), despacho pleno en Mar de Ajó (26 MW) y despacho mínimo en Villa Gesell (50 MW).

Referencias de flujos por las líneas

P1: 5BB-VIV1

P2: 1TDI-TER1

P3: 1BK-BKD1

P4: 1CUD01

P5: 1GCNE1

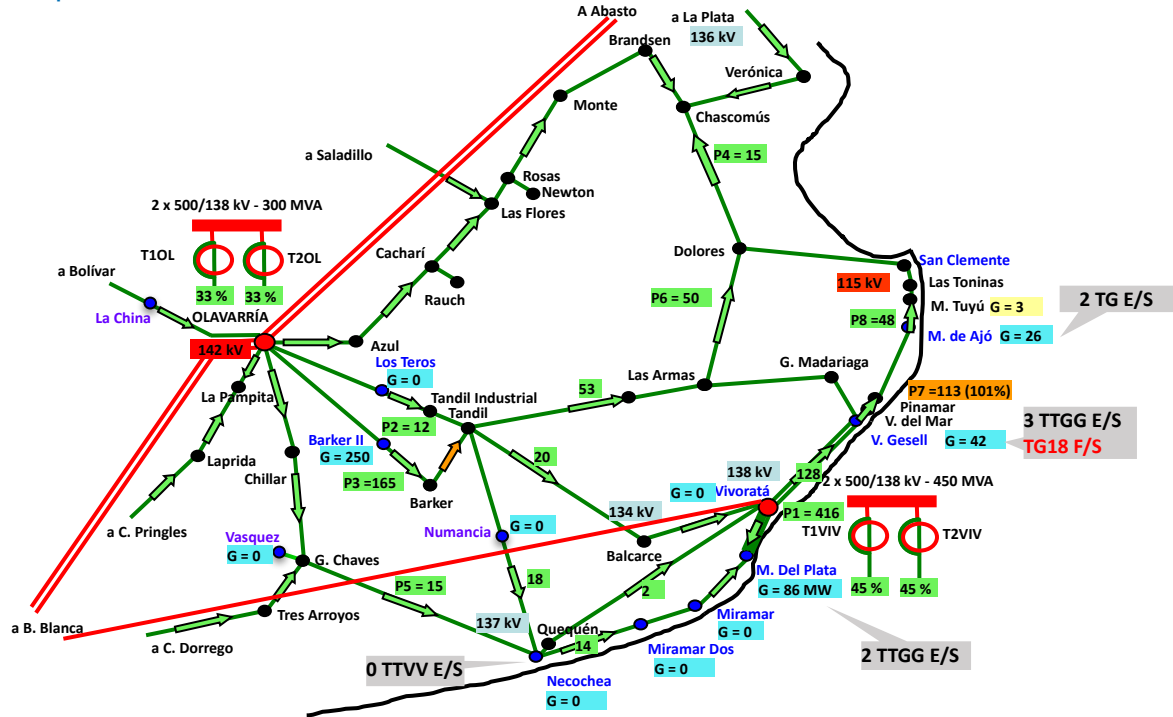
P6: 1DOLM1

P7: 1VAVG1

P8: 1LOMJ1

Área Atlántica pico de verano 2025-2026

Hipótesis 3



Hipótesis 3: Indisponibilidad TG18 V. Gesell (80 MW)

- Generación mínima en MP y VG E/S (TG23 y TG 24 en MP, TG11, TG14 y TG16 en VG)
- 1 máquina **indisponible en VG (TG 18)**
- Nulo despacho de generación eólica
- **Demanda Atlántica = 757 MW (+3% respecto al máximo histórico 735 MW)**
- Demanda CAN = 205 MW
- Demanda M. del Plata = 310 MW
- Importación CA = **605 MW (límite de seguridad 350 MW)**

En Pico:

- Tensiones por debajo de 0,9 p.u. en las EETT San Clemente, Las Toninas, Mar del Tuyú y Mar de Ajó.
- Con la disminución del despacho del área la carga de la 1VAVG1 llega al **101 %**. **Requiere al menos 3 MW de UGEDT en Valeria del Mar o Pinamar para evitar sobrecargas.**
- Con un despacho de 250 MW en la CT Barker la línea 1BKTD1 llega al 92 %.

Referencias de flujos por las líneas

P1: 5BB-VIV1	P4: 1CUD01	P7: 1VAVG1
P2: 1TDI-TER1	P5: 1GCNE1	P8: 1LOMJ1
P3: 1BK-BKD1	P6: 1DOLM1	

ANEXO – Análisis de la Red en Condición N-1

Situaciones Críticas N-1 de Líneas

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CUYA INDISPONIBILIDAD PARA DEMANDAS PICO SERÍA CRÍTICA PARA LA OPERACIÓN PUDIENDO ORIGINAR RESTRICCIONES.

Casos de líneas radiales: Su indisponibilidad producirá ENS durante todo el tiempo que esté fuera de servicio (1 de 2)

FALLA	OBSERVACIONES – EFECTOS DE LA FALLA	RESTRICCIONES MÁXIMAS
Línea 132 kV San Pedro - Papel Prensa	Línea radial. Cortes en Papel Prensa y Baradero.	84 MW
Línea 132 kV Papel Prensa - Baradero	Línea radial. Cortes en Baradero.	42 MW
Línea 132 kV Villa Lía – S.A.de Areco - Campana	Problemas de tensión y sobrecargas en transformación 132/66 del corredor de 66 kV Pergamino – Luján.	36 MW
Línea 132 kV Las Palmas - Protisa	Línea radial. Cortes en nodos Protisa y Eastman.	29 MW
Línea 132 kV C. de Patagones - Villalonga	Línea radial. cortes en C. de Patagones y Viedma (reposición desde P. Madryn en resto y valle – Pico con restricciones)	18 MW
Línea 66 kV Pergamino - Arrecifes	Operación radial. Cortes en Arrecifes.	14 MW

Situaciones Críticas N-1 de Líneas

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CUYA INDISPONIBILIDAD PARA DEMANDAS PICO SERÍA CRÍTICA PARA LA OPERACIÓN PUDIENDO ORIGINAR RESTRICCIONES.

Casos de líneas radiales: Su indisponibilidad producirá ENS durante todo el tiempo que esté fuera de servicio (2 de 2)

FALLA	OBSERVACIONES – EFECTOS DE LA FALLA	RESTRICCIONES MÁXIMAS
Línea 66 kV S. A. de Areco - C. Sarmiento	Operación radial. Cortes en C. Sarmiento.	12 MW
Línea 132 kV Protisa– Eastman	Línea radial. Cortes en el nodo Eastman.	10 MW
Línea 132 kV Mayor Buratovich – Pedro Luro	Línea radial. Cortes en Pedro Luro, C. de Patagones y posiblemente en Viedma (reposición desde P. Madryn en resto y valle – Pico con restricciones)	10 MW

Situaciones Críticas N-1 de Líneas

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CUYA INDISPONIBILIDAD PARA DEMANDAS PICO SERÍA CRÍTICA PARA LA OPERACIÓN PUDIENDO ORIGINAR RESTRICCIONES.

Líneas cuya indisponibilidad generaría restricciones en estados de alta demanda aún con máximo despacho de generación (1 de 5)

FALLA	OBSERVACIONES – EFECTOS DE LA FALLA	RESTRICCIONES MÁXIMAS
Línea 132 kV Valeria del Mar - Villa Gesell	Graves problemas de tensión en la Costa Atlántica Norte. Sobrecarga en Dolores - San Clemente.	101 MW
Línea 132 kV Pinamar - Valeria del Mar	Graves problemas de tensión en la Costa Atlántica Norte. Sobrecarga en Dolores - San Clemente.	86 MW
Línea 132 kV Veinticinco de Mayo - Saladillo	Problemas de tensión en el corredor Azul - Chascomús. Sobrecargas en líneas Azul - Olavarría y Azul - Cacharí	82 MW
Línea 132 kV Pergamino - San Nicolás Oeste	Problemas de tensión en corredor Pergamino - Bragado.	78 MW
Línea 132 kV Henderson - T. Lauquen	Problemas de tensión en T. Lauquen. Cortes en el Oeste de la Pcia. de Buenos Aires. Analizado en la sección "Nodos Comprometidos"	72 MW
Línea 132 kV Bragado - Lincoln	Problemas de tensión en corredor Pergamino - Bragado.	71 MW

Situaciones Críticas N-1 de Líneas

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CUYA INDISPONIBILIDAD PARA DEMANDAS PICO SERÍA CRÍTICA PARA LA OPERACIÓN PUDIENDO ORIGINAR RESTRICCIONES.

Líneas cuya indisponibilidad generaría restricciones en estados de alta demanda aún con máximo despacho de generación (2 de 5)

FALLA	OBSERVACIONES – EFECTOS DE LA FALLA	RESTRICCIONES MÁXIMAS
Línea 132 kV Pergamino - Rojas	Problemas de tensión en corredor Pergamino - Bragado.	70 MW
Línea 132 kV Olavarria - Azul	Problemas de tensión en el corredor Azul - Chascomús. Sobrecargas en línea Las Flores - Saladillo	69 MW
Línea 132 kV Pinamar - Mar de Ajó	Graves problemas de tensión en la Costa Atlántica Norte.	61 MW
Línea de 132 kV Henderson - Pehuajó	Cortes en Pehuajó, C. Casares y Nueve de Julio por problemas de tensión en el corredor de 66 kV y sobrecarga de la línea 6BGNJ1 y los transformadores de 132/66 kV de Bragado	61 MW
Línea 132 kV Pergamino - Ramallo	Problemas de tensión en corredor Pergamino - Bragado.	61 MW
Línea 132 kV Junín - Rojas	Problemas de tensión en corredor Pergamino – Bragado. Sobrecarga en línea Bragado-Lincoln	46 MW

Situaciones Críticas N-1 de Líneas

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CUYA INDISPONIBILIDAD PARA DEMANDAS PICO SERÍA CRÍTICA PARA LA OPERACIÓN PUDIENDO ORIGINAR RESTRICCIONES.

Líneas cuya indisponibilidad generaría restricciones en estados de alta demanda aún con máximo despacho de generación (3 de 5)

FALLA	OBSERVACIONES – EFECTOS DE LA FALLA	RESTRICCIONES MÁXIMAS
Línea 132 kV Las Toninas - Mar de Ajó	Graves problemas de tensión en la Costa Atlántica Norte.	44 MW
Línea 132 kV Olavarría - La Pampita	Problemas de tensión en La Pampita	43 MW
Línea 132 kV IMSA - Lincoln	Problemas de tensión en corredor Pergamino – Bragado.	40 MW
Línea 132 kV Chascomús - Verónica	Problemas de tensión en el corredor Monte - Chascomús.	38 MW
Línea de 132 kV Monte - Rosas	Problemas de tensión en el corredor Monte - Chascomús.	34 MW
Línea 220 kV Bragado - Henderson	Graves problemas de abastecimiento a toda el área Centro de la Pcia. de Buenos Aires. Analizado en la sección "Nodos Comprometidos"	32 MW

Situaciones Críticas N-1 de Líneas

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CUYA INDISPONIBILIDAD PARA DEMANDAS PICO SERÍA CRÍTICA PARA LA OPERACIÓN PUDIENDO ORIGINAR RESTRICCIONES.

Líneas cuya indisponibilidad generaría restricciones en estados de alta demanda aún con máximo despacho de generación (4 de 5)

FALLA	OBSERVACIONES – EFECTOS DE LA FALLA	RESTRICCIONES MÁXIMAS
Línea de 132 kV Las Flores - Rosas	Problemas de tensión en el corredor Las Flores - Chascomús.	30 MW
Línea 132 kV Tornquist - Tres Picos	Problemas de tensión en Pigüé, Puán y Tornquist. Sobrecarga en línea de 132 kV Henderson - Coronel Suarez.	25 MW
Línea 132 kV Dolores - San Clemente	Graves problemas de tensión en la Costa Atlántica Norte.	23 MW
Línea 66 kV Pehuajó - C. Casares	Cortes en C. Casares y Nueve de Julio por problemas de tensión en el corredor de 66 kV y sobrecarga de la línea 6BGNJ1 y los transformadores de 132/66 kV de Bragado	21 MW
Línea 132 kV Gonzales Chaves - Tres Arroyos	Problemas de tensión en Tres Arroyos	21 MW
Línea 66 kV Bragado - Nueve de Julio	Problemas de tensión en C. Casares y Nueve de Julio. Sobrecarga T5PH	15 MW



Situaciones Críticas N-1 de Líneas

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CUYA INDISPONIBILIDAD PARA DEMANDAS PICO SERÍA CRÍTICA PARA LA OPERACIÓN PUDIENDO ORIGINAR RESTRICCIONES.

Líneas cuya indisponibilidad generaría restricciones en estados de alta demanda aún con máximo despacho de generación (5 de 5)

FALLA	OBSERVACIONES – EFECTOS DE LA FALLA	RESTRICCIONES MÁXIMAS
Línea 66 kV C. Casares - Nueve de Julio	Sobrecarga T3BG y T4BG.	2 MW

Situaciones Críticas N-1 de Líneas

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CUYA INDISPONIBILIDAD PARA DEMANDAS PICO SERÍA CRÍTICA PARA LA OPERACIÓN PUDIENDO ORIGINAR RESTRICCIONES.

Líneas cuya indisponibilidad generaría restricciones en estados de alta demanda en caso de no disponer de toda la generación o imposibilidad de transferencias de demanda (1 de 5)

FALLA	OBSERVACIONES – EFECTOS DE LA FALLA
Línea 132 kV Campana - Praxair	Sobrecarga en las líneas de 132 kV del anillo de Campana - Zárate de no contar con generación en CT Las Palmas y CT San Pedro y / o de pasar demanda a Matheu (SACME / Edenor).
Línea 132 kV Campana - Corcemar	
Línea 132 kV Corcemar - Toyota	
Línea 132 kV Toyota - Zárate	
Línea 132 kV Praxair - Campana 132	
Línea 132 kV Campana 132 - Zárate	
Línea 132 kV Atucha - Zárate	Baja tensión en Eastman, Protisa y Las Palmas. Sobrecarga de Ramallo – Ramallo Ind. de no contar con la generación en CT Las Palmas y CT San Pedro
Línea 132 kV Zárate - Las Palmas	

Situaciones Críticas N-1 de Líneas

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CUYA INDISPONIBILIDAD PARA DEMANDAS PICO SERÍA CRÍTICA PARA LA OPERACIÓN PUDIENDO ORIGINAR RESTRICCIONES.

Líneas cuya indisponibilidad generaría restricciones en estados de alta demanda en caso de no disponer de toda la generación o imposibilidad de transferencias de demanda (2 de 5)

FALLA	OBSERVACIONES – EFECTOS DE LA FALLA
Línea 132 kV San Pedro - Ramallo Industrial	Baja tensión en Baradero, Papel Prensa, San Pedro. Sobrecarga en las líneas de 132 kV del anillo de Campana – Zárate de no contar con la generación en CT Las Palmas y CT San Pedro.
Línea 132 kV Ramallo - Ramallo Industrial	Baja tensión en Baradero, Papel Prensa, San Pedro y Ramallo Ind.. Sobrecarga en las líneas de 132 kV del anillo de Campana – Zárate de no contar con generación en CT Las Palmas y CT San Pedro.
Línea 132 kV Las Palmas - San Pedro	Baja tensión en Baradero, Papel Prensa, San Pedro y Ramallo Ind.. Sobrecarga en las líneas de 132 kV del anillo de Campana – Zárate de no contar con generación en CT Las Palmas y CT San Pedro.
Línea 132 kV Ramallo - Pergamino	Problemas de tensión en corredor San Nicolás/Ramallo – Bragado.
Línea 132 kV San Nicolás - San Nicolás Oeste	Problemas de tensión en corredor San Nicolás/Ramallo – Bragado.
Línea 66 kV S.A.Areco - Cap. Sarmiento	Restricciones en Cap. Sarmiento

Situaciones Críticas N-1 de Líneas

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CUYA INDISPONIBILIDAD PARA DEMANDAS PICO SERÍA CRÍTICA PARA LA OPERACIÓN PUDIENDO ORIGINAR RESTRICCIONES.

Líneas cuya indisponibilidad generaría restricciones en estados de alta demanda en caso de no disponer de toda la generación o imposibilidad de transferencias de demanda (3 de 5)

FALLA	OBSERVACIONES – EFECTOS DE LA FALLA
Línea 132 kV IMSA - Lincoln	Problemas de tensión en corredor Pergamino – Bragado.
Línea 132 kV Bragado - 25 de Mayo	Problemas de tensión en el área Centro de la Pcia. de Buenos Aires y sobrecarga de la línea 25 de Mayo - Chivilcoy de no disponer generación plena en el área..
Línea 132 kV Chivilcoy - 25 de Mayo	Problemas de tensión en el área Centro de la Pcia. de Buenos Aires y sobrecarga de la línea Bragado - Chivilcoy.
Línea 132 kV Bragado - Chivilcoy	Problemas de tensión en corredor Bragado – Luján y sobrecarga de la línea 25 de Mayo - Chivilcoy de no disponer de la generación de CT Luján.
Línea 132 kV Chivilcoy - Mercedes	Problemas de tensión en corredor Bragado – Luján, sobrecarga del vínculo Rodríguez - Malvinas de no disponer de la generación de CT Luján.
Línea 132 kV Luján - Mercedes	Problemas de tensión en Mercedes

Situaciones Críticas N-1 de Líneas

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CUYA INDISPONIBILIDAD PARA DEMANDAS PICO SERÍA CRÍTICA PARA LA OPERACIÓN PUDIENDO ORIGINAR RESTRICCIONES.

Líneas cuya indisponibilidad generaría restricciones en estados de alta demanda en caso de no disponer de toda la generación o imposibilidad de transferencias de demanda (4 de 5)

FALLA	OBSERVACIONES – EFECTOS DE LA FALLA
Línea 132 kV Luján - Malvinas	Sobrecarga del vínculo Luján - Malvinas que quede en servicio de no disponer de la generación en CT Luján.
Línea 132 kV Luján Dos - Luján	
Línea 132 kV Luján Dos - Malvinas	Sobrecarga de la línea Luján - Malvinas de no disponer de la generación en CT Luján.
Línea 132 kV Bragado – Chacabuco	Línea radial. Sin restricciones de contar con la generación de CT Salto II, caso contrario cortes en Chacabuco, Chacabuco Ind. y Salto.
Línea 132 kV Chacabuco – Chacabuco Ind.	Línea radial. Sin restricciones de contar con la generación de CT Salto II, caso contrario cortes en Chacabuco Ind. y Salto.
Línea 132 kV Chacabuco Ind. Salto	Línea radial, cortes en Salto de no contar con la generación de Salto II
Línea 132 kV Henderson - Coronel Suarez	Problemas de tensión en Cnel. Suarez sin vincularse con La Pampa

Transformación de Transba N-1

RESTRICCIONES ANTE N-1 DE TRANSFORMADORES (1 de 10)

EET	TRANSFORMADOR que mayor ENS generaría	RESTRICCIÓN ESTIMADA (MW de alivio / % de la demanda máx. del nodo)	USUARIOS
LUJÁN (T1/T2)	T1LJ o T2LJ 132/34.5/13.8 kV 40/30/40 MVA	37 MW / 50%	COOP. LUJÁN BS. AS. / EMP DIST ENERG NORTE
MERCEDES	T1MD o T2MD 132/34.5/13.8 kV 40/17,3*/30* MVA	36 MW / 50%	EMP DIST ENERG NORTE
BRAGADO (T3/T4)	T3BG o T4BG 132/69/13.8 kV 20/20/10 MVA	29 MW / 57%	COOP. MNO. MORENO BS. AS. / EMP DIST ENERG NORTE
PERGAMINO (T1/T2/T6)	T1PO 30/20/30 MVA o T2PO 30/10/30 MVA o T6PO 30/20/30 MVA	29 MW / 35%	COOP. DE PERGAMINO / EMP DIST ENERG NORTE
BALCARCE	T2BL 132/34.5/13.8 kV 30/30/20 MVA	29 MW / 66%	EMP DIST ENERG ATLÁNTICA
CHIVILCOY	T1CI o T2CI 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA	29 MW / 50%	EMP DIST ENERG NORTE
S. A. DE ARECO (T1/T2/T4)	T4AA 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA	28 MW / 100%	COOP. DE SAN ANTONIO DE ARECO / EMP DIST ENERG NORTE

Nota: Los MW de corte consideran el paralelo de generación distribuida instalada y transferencias de demanda declaradas en la TOS 20
Se resaltan en rojo las restricciones con porcentajes $\geq 40\%$ de la demanda del nodo.

Transformación de Transba N-1

RESTRICCIONES ANTE N-1 DE TRANSFORMADORES (2 de 10)

EETT	TRANSFORMADOR que mayor ENS generaría	RESTRICCIÓN ESTIMADA (MW de alivio / % de la demanda máx. del nodo)	USUARIOS
S. NICOLÁS URBANA	T1NU o T2NU 132/13.8/13.2 kV 44/44/15 MVA	27 MW / 39%	EMP DIST ENERG NORTE
S. NICOLÁS	T6SN o T7SN 132/34.5/13.8 kV 30/30/20 MVA	27 MW / 48%	EMP DIST ENERG NORTE
VILLA GESELL	T1VG 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA	27 MW / 65%	COOP. VILLA GESELL / EMP DIST ENERG ATLÁNTICA
CAMPANA 132 kV	T1CM o T2CM 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA	26 MW / 48%	EMP DIST ENERG NORTE / AXION
GRAL VILLEGAS (T1)	T1GVI 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA	25 MW / 85%	EMP DIST ENERG NORTE
LAS PALMAS	T1LS 132/34.5/13.8 kV 30/30/20 MVA	24 MW / 90%	COOP. ZÁRATE BS. AS.
CHACABUCO	T1CB 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA	23 MW / 61%	COOP. CHACABUCO

Nota: Los MW de corte consideran el paralelo de generación distribuida instalada y transferencias de demanda declaradas en la TOS 20
Se resaltan en rojo las restricciones con porcentajes $\geq 40\%$ de la demanda del nodo.

Transformación de Transba N-1

RESTRICCIONES ANTE N-1 DE TRANSFORMADORES (3 de 10)

EET	TRANSFORMADOR que mayor ENS generaría	RESTRICCIÓN ESTIMADA (MW de alivio / % de la demanda máx. del nodo)	USUARIOS
TRES ARROYOS	T1TY o T2TY 132/34.2/13.8 kV 30/30/10 MVA	22 MW / 44%	COOP. CELTA - TRES ARROYOS / EMP DIST ENERG ATLÁNTICA
MAR DE AJÓ	T1MJ 132/34.5/13.8 kV 30/10/30 MVA	22 MW / 46%	CESOP LTDA SAN BERNARDO / EMP DIST ENERG ATLÁNTICA
CAMPANA 3	T1CP o T2CP 132/34.5/13.8 kV 40/40/15 MVA	21 MW / 34%	EMP DIST ENERG NORTE
PEHUAJÓ	T5PH 132/69/13.8 kV 40/40/15 MVA	20 MW / 32%	EMP DIST ENERG NORTE
NORTE 2	T2ND 132/34.5/13.8 kV 45/30/45 MVA	20 MW / 28%	EMP DIST ENERG SUR
SALTO	T1SA o T2SA 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA	19 MW / 40%	COOP. SALTO
TANDIL	T1TD, T2TD o T3TD 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA	19 MW / 25%	EMP DIST ENERG ATLÁNTICA / USINA POPULAR DE TANDIL-DISTR.

Nota: Los MW de corte consideran el paralelo de generación distribuida instalada y transferencias de demanda declaradas en la TOS 20
Se resaltan en rojo las restricciones con porcentajes $\geq 40\%$ de la demanda del nodo.

Transformación de Transba N-1

RESTRICCIONES ANTE N-1 DE TRANSFORMADORES (4 de 10)

EETT	TRANSFORMADOR que mayor ENS generaría	RESTRICCIÓN ESTIMADA (MW de alivio / % de la demanda máx. del nodo)	USUARIOS
ROJAS	T1RF 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA	18 MW / 59%	COOP. DE LUZ Y F. DE ROJAS / EMP DIST ENERG NORTE
LUJÁN DOS	T1LD o T2LD 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA	18 MW / 37%	COOP. LUJÁN BS. AS.
BARADERO	T1BD o T2BD 132/34.5/13.8 kV 30/30/20 MVA	17 MW / 39%	EMP DIST ENERG NORTE
JUNÍN	T1JU o T2JU 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA	17 MW / 30%	EMP DIST ENERG NORTE
AZUL	T1AZ 132/34.5/13.8 kV 30/30/20MVA	17 MW / 36%	COOP. AZUL BS. AS. / EMP DIST ENERG ATLÁNTICA
T. LAUQUEN	T3TL o T6TL 132/34.5/13.8 kV 30/30/20 MVA	16 MW / 38%	COOP. T. LAUQUEN
CORCEMAR	T2CO 132/34.5/13.8 kV 30/30/20 MVA	15 MW / 100%	COOP. ZÁRATE BS. AS.

Nota: Los MW de corte consideran el paralelo de generación distribuida instalada y transferencias de demanda declaradas en la TOS 20
Se resaltan en rojo las restricciones con porcentajes $\geq 40\%$ de la demanda del nodo.

Transformación de Transba N-1

RESTRICCIONES ANTE N-1 DE TRANSFORMADORES (5 de 10)

EET	TRANSFORMADOR que mayor ENS generaría	RESTRICCIÓN ESTIMADA (MW de alivio / % de la demanda máx. del nodo)	USUARIOS
CHAÑARES	T1CH o T2CH 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA	15 MW / 34%	EMP DIST ENERG SUR
RAMALLO IND.	T1RN 132/34.5/13.8 kV 30/30/20 MVA	15 MW / 84%	BUNGE ARGENTINA - Ramallo / COOP. RAMALLO
PEDRO LURO	T1PL 132/34.5/13.8 kV 15/10/15 MVA	15 MW / 100%	EMP DIST ENERG SUR
CHASCOMÚS	T1CU 132/34.5/13.8 kV 30/30/20 MVA	15 MW / 34%	EMP DIST ENERG ATLÁNTICA
PINAMAR	T2PM 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA	15 MW / 51%	EMP DIST ENERG ATLÁNTICA
PEHUAJÓ	T4PH 132/34.5/13.8 kV 15/10/15 MVA	14 MW / 57%	EMP DIST ENERG NORTE
MAR DEL TUYÚ	T1MU 132/34.5/13.8 kV 20/20/6.6 MVA	13 MW / 80%	EMP DIST ENERG ATLÁNTICA

Nota: Los MW de corte consideran el paralelo de generación distribuida instalada y transferencias de demanda declaradas en la TOS 20
Se resaltan en rojo las restricciones con porcentajes $\geq 40\%$ de la demanda del nodo.

Transformación de Transba N-1

RESTRICCIONES ANTE N-1 DE TRANSFORMADORES (6 de 10)

EETT	TRANSFORMADOR que mayor ENS generaría	RESTRICCIÓN ESTIMADA (MW de alivio / % de la demanda máx. del nodo)	USUARIOS
DOLORES	T1DO o T2DO 132/34.5/13.8 kV 15/10/15 MVA	12 MW / 48%	EMP DIST ENERG ATLÁNTICA
S. A. DE ARECO (T3)	T3AA 132/69 kV 15 MVA	12 MW / 85%	COOP.DE SAN ANTONIO DE ARECO / EMP DIST ENERG NORTE
LAS TONINAS	T1LO 132/34.5/13.8 kV 30/30/20 MVA	12 MW / 43%	EMP DIST ENERG ATLÁNTICA
BRAGADO (T5/T6)	T6BG 132/34.5/13.8 kV 30/20/30* MVA	11 MW / 44%	EMP DIST ENERG NORTE
C. SUAREZ	T1CZ o T2CZ 132/34.5/13.8 kV 15/10/15 MVA	11 MW / 43%	EMP DIST ENERG SUR
IMSA	T1IM o T2IM 132/34.5/13.8 kV 15/10/15 MVA	10 MW / 41%	EMP DIST ENERG NORTE / NIDERA
G. MADARIAGA (T1)	T1GD 132/35.6/13.6 kV 15/15/5 MVA	10 MW / 75%	EMP DIST ENERG ATLÁNTICA

Nota: Los MW de corte consideran el paralelo de generación distribuida instalada y transferencias de demanda declaradas en la TOS 20
Se resaltan en rojo las restricciones con porcentajes $\geq 40\%$ de la demanda del nodo.

Transformación de Transba N-1

RESTRICCIONES ANTE N-1 DE TRANSFORMADORES (7 de 10)

EETT	TRANSFORMADOR que mayor ENS generaría	RESTRICCIÓN ESTIMADA (MW de alivio / % de la demanda máx. del nodo)	USUARIOS
9 DE JULIO	T1NJ o T2NJ 66/13.8 kV 10 MVA	10 MW / 53%	COOP. MNO. MORENO BS. AS. / EMP DIST ENERG NORTE
LINCOLN	T1LI o T2LI 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA	10 MW / 27%	EMP DIST ENERG NORTE
PIGUÉ	T1PF o T2PF 132/34.5/13.8 kV 15/10/15 MVA	10 MW / 37%	COOP. DE PIGUE-DISTRIB / EMP DIST ENERG SUR
PERGAMINO (T3/T4/T5)	T5PO 132/69 kV 15/15 MVA	10 MW / 35%	EMP DIST ENERG NORTE
TANDIL INDUSTRIAL	T1TDI 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA	9 MW / 47%	USINA POPULAR DE TANDIL-DISTR.
HENDERSON (T5/T6)	T6HE 132/34.5/13.8 kV 20/20/6.6 MVA	8 MW / 44%	EMP DIST ENERG NORTE
T. LAUQUEN (T4/T5)	T4TL o T5TL 132/66/13.2 kV 40/40/15 MVA	8 MW / 18%	COOP. T. LAUQUEN / EMP DIST ENERG NORTE

Nota: Los MW de corte consideran el paralelo de generación distribuida instalada y transferencias de demanda declaradas en la TOS 20
Se resaltan en rojo las restricciones con porcentajes $\geq 40\%$ de la demanda del nodo.

Transformación de Transba N-1

RESTRICCIONES ANTE N-1 DE TRANSFORMADORES (8 de 10)

EETT	TRANSFORMADOR que mayor ENS generaría	RESTRICCIÓN ESTIMADA (MW de alivio / % de la demanda máx. del nodo)	USUARIOS
B. B. URBANA	T1BU o T2BU 132/34.65 kV 40/40 MVA	7 MW / 13%	EMP DIST ENERG SUR
S. CLEMENTE	T1SE o T2SE 132/34.5/13.8 kV 15/10/15 MVA	7 MW / 36%	EMP DIST ENERG ATLÁNTICA
QUEQUÉN	T1QU 132/34.5/13.8 kV 15/10/15 MVA	6 MW / 40%	COOP. DE NECOCHEA / EMP DIST ENERG ATLÁNTICA
CHACABUCO IND.	T1CD 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA	6 MW / 55%	COOP. CHACABUCO
LAS ARMAS (T1)	T1LM 132/34.5/13.8 kV 15/10/15 MVA	5 MW / 49%	EMP DIST ENERG ATLÁNTICA
COLÓN	T1CN 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA	5 MW / 55%	COOP. COLÓN
SAN PEDRO	T1SH o T2SH 132/34.5/13.8 kV 15/15/10 MVA	5 MW / 17%	COOP. SAN PEDRO / EMP DIST ENERG NORTE

Nota: Los MW de corte consideran el paralelo de generación distribuida instalada y transferencias de demanda declaradas en la TOS 20
Se resaltan en rojo las restricciones con porcentajes $\geq 40\%$ de la demanda del nodo.

Transformación de Transba N-1

RESTRICCIONES ANTE N-1 DE TRANSFORMADORES (9 de 10)

EETT	TRANSFORMADOR que mayor ENS generaría	RESTRICCIÓN ESTIMADA (MW de alivio / % de la demanda máx. del nodo)	USUARIOS
C. SARMIENTO	T1CT 66/34.5/13.8 kV 11.4/10/11 MVA	5 MW / 34%	EMP DIST ENERG NORTE
LUJÁN (T3/T4)	T3LJ o T4LJ 132/69 kV 15/15 MVA	4 MW / 16%	EMP DIST ENERG NORTE
CARLOS CASARES (T2/T3/T4)	T4CJ 66/34.5/13.8 kV 15/10/15 MVA	4 MW / 25%	EMP DIST ENERG NORTE
C. PRINGLES	T1CF o T2CF 132/13.8/13.8 kV 10/10/3.3 MVA	3 MW / 26%	COOP. CNEL PRINGLES
ARRECIFES (T1/T4)	T1AS 66/13.8 kV 10 MVA	3 MW / 22%	EMP DIST ENERG NORTE
TORNQUIST	T1TO 132/34.5/13.8 kV 15/10/15 MVA	3 MW / 16%	EMP DIST ENERG SUR / INTERPACK S. A. Papel. del Sur
G. CHAVES (T1)	T1GC 132/34.5/13.8 kV 10/10/3.3 MVA	3 MW / 32%	EMP DIST ENERG ATLÁNTICA

Nota: Los MW de corte consideran el paralelo de generación distribuida instalada y transferencias de demanda declaradas en la TOS 20
Se resaltan en rojo las restricciones con porcentajes $\geq 40\%$ de la demanda del nodo.

Transformación de Transba N-1

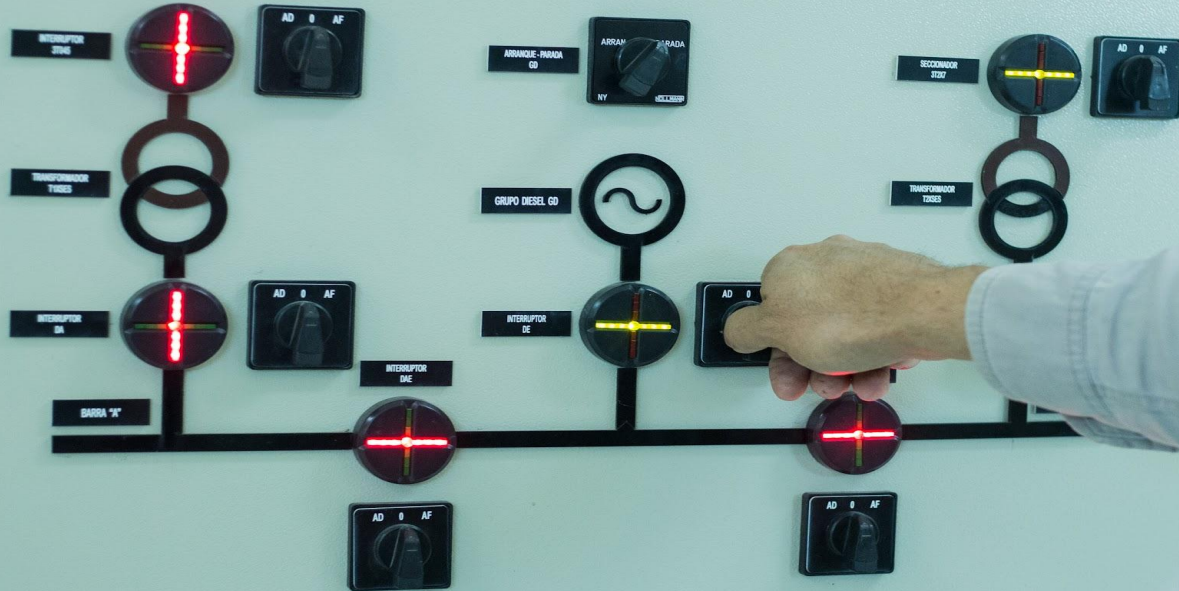
RESTRICCIONES ANTE N-1 DE TRANSFORMADORES (10 de 10)

EETT	TRANSFORMADOR que mayor ENS generaría	RESTRICCIÓN ESTIMADA (MW de alivio / % de la demanda máx. del nodo)	USUARIOS
VALERIA DEL MAR	T1VA 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA	3 MW / 18%	EMP DIST ENERG ATLÁNTICA
MONTE	T2ME 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA	2 MW / 6%	COOP. MONTE/ EMP DIST ENERG ATLÁNTICA / EMP DIST ENERG NORTE
NECOCHEA	T2NE 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA	1 MW / 4%	COOP. DE NECOCHEA
SALADILLO	T1SB o T2SB 132/34.5/13.8 kV 30/20/30 MVA	1 MW / 2%	COOP. SLADILLO / EMP DIST ENERG NORTE
G. CHAVES (T2)	T2GC 33/13.8 kV 5/5 MVA	1 MW / 17%	EMP DIST ENERG ATLÁNTICA
BARKER (T1/T2)	T2BK 132/34.5/13.8 kV 40/40/15 MVA	1 MW / 3%	COOP. DE BARKER / EMP DIST ENERG ATLÁNTICA

Nota: Los MW de corte consideran el paralelo de generación distribuida instalada y transferencias de demanda declaradas en la TOS 20
Se resaltan en rojo las restricciones con porcentajes $\geq 40\%$ de la demanda del nodo.

Sobreexcitación de Transformadores

ET	Equipo	Nivel de exigencia	Recursos atenuantes	Solución de largo plazo
Ramallo	T1RA	Elevada excitación del núcleo cuando hay escasez de generación en la CT San Nicolás y/o CT Rojo y necesidad de valores altos de tensión para compensar deficiencias del área.	Despacho de generación distribuida en el área Centro y Norte de Transba. Apertura del acoplador de 220 kV de la ET Ramallo. Control de TAP's del transformador de acuerdo a OS N° 50	Instalación de segundo transformador de 220/132 kV en la ET Ramallo (E/S año 2027 según Guía de Referencia Transba 2025-2032)



 **Transener**

 **Transba**