

Red de Transporte de Extra Alta Tensión

Previsión Situaciones Relevantes

Invierno 2025

GPOR - IdeO

- 1. Resumen previsión situación N**
- 2. Demanda SADI a Abril 2025**
- 3. Hipótesis considerada para el análisis**
- 4. Sistema de Transmisión**
 - a. Transformación en estado Crítico y Alta Carga
 - b. Restricciones ante N-1 de máquinas
 - c. Situaciones N-1 comprometidas
 - i. Para la Demanda
 - ii. Para la Generación

1. Resumen previsión Situación N

General SADI

- Demanda prevista 27.475 MW, + 3,0 % superior al récord 2024 (26.675 MW) con base en una tasa de crecimiento similar a la histórica. (3,1 %).

Área GBA

- Demanda Prevista por SACME: 11.000 MW (+2,2% respecto al invierno récord 2024).
- Con 4 transformadores en ET Ezeiza y las hipótesis de generación y demanda de SACME, **no se prevén situaciones fuera de lo normal**.
- La indisponibilidad de Atucha I (h/ marzo 2027) compromete la carga de Rodríguez en **condición N-1**.
- Todos los compensadores sincrónicos y los capacitores instalados en 132 y 220 kV de Ezeiza se consideran en servicio.

Área Centro [Diapositiva 18](#)

- Se prevé que la ET Malvinas, a pesar de contar con su capacidad de transformación completa (T1MA, T2MA y T4MA), podría experimentar saturación ante la indisponibilidad **total** del CC Pilar. Por otro lado, la conexión provisoria o incompleta del Transformador T4MA (recientemente disponible como capacidad de transformación y vinculado sin redundancia operativa), en particular, presenta un riesgo de restricciones operativas ante fallas permanentes en su barra de 500 kV o 132 kV, o en sus equipos de maniobra no redundantes.
- En la ET Arroyo Cabral, la indisponibilidad de la generación asociada(*) a esta ET podría llevar a la saturación de la capacidad de transformación.

Área Litoral / Prov. de Santa Fé

- Con un crecimiento proyectado del 3.2% respecto al invierno récord de 2024, existe la posibilidad de experimentar estados de alta carga este invierno, particularmente si la generación vinculada a la ET Rosario se encuentra indisponible. [Ver D19](#)
- ET Ramallo (T1RA y T4RA), se prevén estados críticos ante un bajo despacho de su generación asociada (**). [Diapositiva 17](#)

(*) CT CC Villa María II (250 MW)

(**) CT Rojo (258 MW), San Nicolás (240 MW), San Pedro (212 MW) y Las Palmas (212 MW) / TV5 San Nicolás, CN ATUCHA I (F/S)

1. Resumen previsión Situación N

Área Patagónica

- En Patagonia, con las líneas de 500 kV Santa Cruz Norte – Río Santa Cruz y Río Santa Cruz – Esperanza, operando con muy poca carga, se deberá prestar especial atención al control de tensión del corredor debido a su gran longitud (564 km).
- La red de 500 kV del sistema Patagónico tiene alta sensibilidad a las variaciones de tensión por operación y perturbaciones, lo cual puede afectar la demanda. Habitualmente se toman medidas operativas para evitar pérdidas de demanda en operaciones programadas.
- Ante la salida de servicio de cualquier tramo de línea al sur de la ET Santa Cruz Norte, al ser un sistema radial, **no se podrá abastecer la totalidad de la demanda** debido a que no hay suficiente generación local instalada y/o disponible. Esta situación fue oportunamente informada a SPSE, SE, ENRE y CAMMESA.

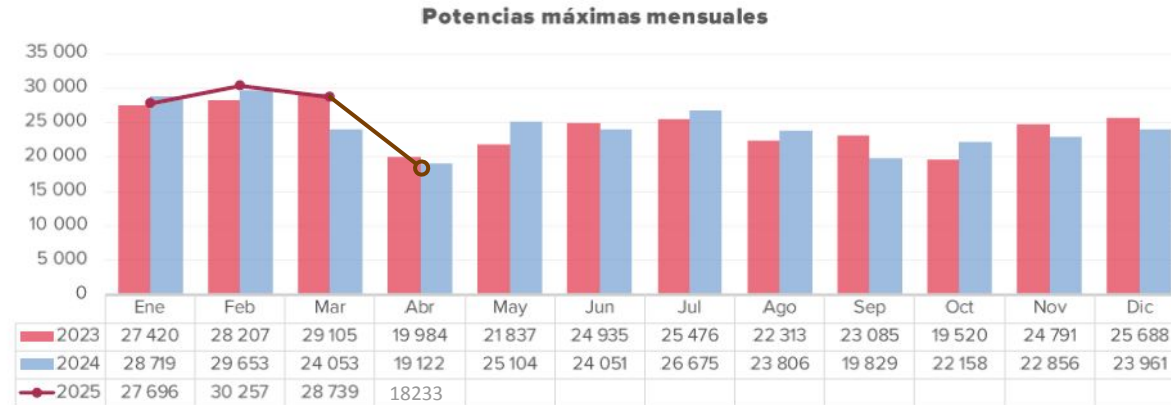
Potencia de Cortocircuito en GBA

- En función de la generación despachada en el área de GBA, podría verse superado el nivel de cortocircuito en 500 kV de **ET Ezeiza** y **ET Rodríguez**, por lo que, desde la operación programada y en tiempo real se realiza el seguimiento para evitar esta situación.

2. Demanda SADI a Abril 2025

Evolución potencia pico del SADI

Evolución de potencia máxima bruta mensual año actual vs años anteriores [MW]

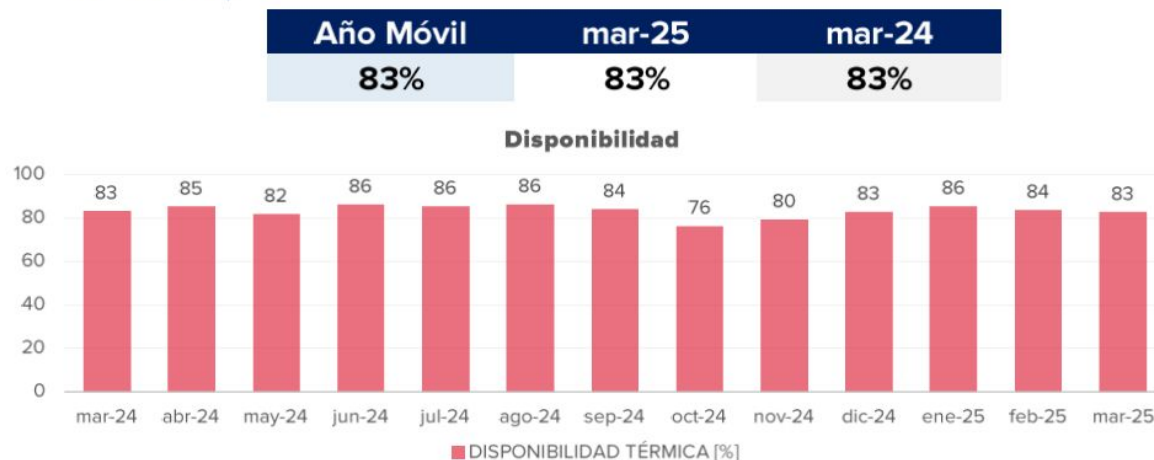


Fuente: CAMMESA al 07/05/25 + Scada
Record histórico 30257 MW, Lunes 10 de Febrero de 2025 - 14:47 hs

Disponibilidad Térmica

Evolución hasta Abril 2025

Disponibilidad Térmica Mensual (convencional + nuclear)



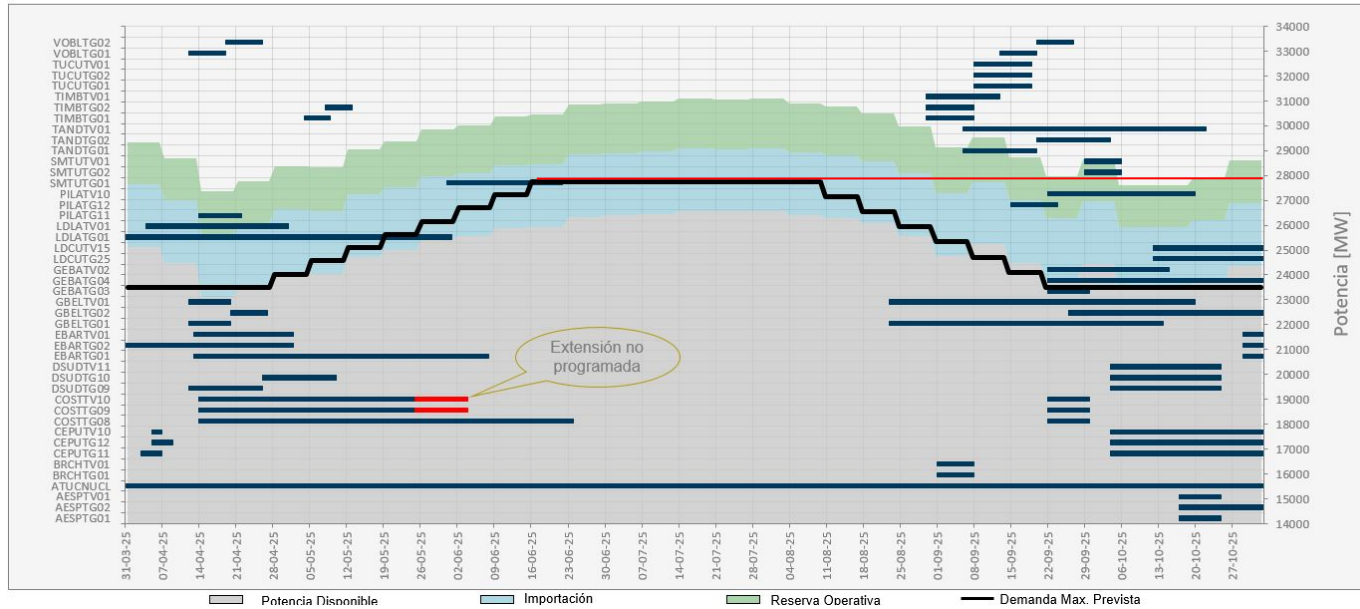
Fuente: CAMMESA al 7/5/25

La disponibilidad térmica año móvil (83 %) presenta valores superiores a los medios históricos (75 %)

Situación Prevista - Invierno 2025

Cubrimiento requerimiento de potencia

Mantenimientos e indisponibilidades de CC grandes y nucleares



3. Hipótesis consideradas para el análisis

Hipótesis de **CAMMESA** Programación Estacional Definitiva Mayo - Octubre 2025

- **Crecimiento demanda de energía:** Los agentes prevén un crecimiento energético del **- 0.4 %**.
- **Disponibilidad térmica:** No se prevé el ingreso de generación térmica convencional hasta fin de octubre de 2025.
- **Combustibles:** despacho por costos.
 - **Gas:** los consumos de usinas son cubiertos con Gas Nacional, GNL y Chile.
 - **Fuel Oil:** límite máximo de consumo dependiendo de la disponibilidad de equipamiento.
 - **Gas Oil:** con límite de consumo semanal sostenido por logística 175 mil m3.
- **Aportes hidráulicos:**
 - Para el Limay, Collón, Neuquén se considera la previsión de la AIC hasta mayo, y luego el tercil seco, para Futaleufú se considera tercil inferior.
 - Para el Río Uruguay se considera el cuartil inferior, y para el río Paraná se toma el tercil inferior.
- **Utilización de Embalses:** operatoria de embalses de acuerdo a las Normas de Manejo de Aguas → Erogado de Piedra del Águila según NMA.
- **Energías Renovables:** ingresos hasta octubre 2025: 478.9 MW. **Eólico** → 155.4 MW, **Solares** → 320 MW, **Bio Combustibles** → 0 MW, **Hidráulica** → 3 MW.
- **Importación/Exportación:** Se considera importación de posibles excedentes hidráulicos y renovables provenientes de Uruguay por crónica. También oferta térmica de Brasil de 1100 MW medios. Se considera oferta térmica de 120 MW proveniente desde Bolivia.
- **Disponibilidad de generación:** 86 % considerada para los meses Junio, Julio y Agosto (ver [diapositiva 6](#))

Ingreso de Generación - 1 de 1

Junio, Julio y Agosto 2025

Descripción	Máquina	Tipo	Resolución	Potencia	Ingreso previsto
P.S. Anchoris (Luján de Cuyo -Mendoza)	ANCHFV	FV	Mater	115	28/08/2025
P.S. SAN LUIS NORTE	SLUNFV	FV	Mater	36	15/07/2025

3. Hipótesis consideradas para el análisis

Hipótesis **Transener** - Análisis Invierno 2025

- Se adopta como hipótesis de demanda pico **27.475 MW**, es decir un crecimiento en la demanda del orden del 3,0 % respecto del récord de invierno (**26.675 MW**, 10-07-24).
- En especial, para GBA, Bs As y Litoral se consideraron las previsiones de demanda pico de los Distribuidores por ser las de mayor participación en el global (60 %).
- Se opera respetando los valores nominales del equipamiento.
- Potencia instalada en el SADI a Marzo de 2025: **43.555 MW**.

Nota: En Marzo de 2024 era de **43.874 MW**. Gran parte de la baja en la potencia instalada se debe a cambios en el acuerdo comercial con Yacypretá (aprox -1200 MW) y bajas en generación Térmica. En cuanto a los incrementos, la mayor parte se debe a ingreso de generación Eólica y Solar. (*)

Los análisis realizados destacan las situaciones comprometidas a nivel Transporte y Transformación.

(*) fuente CAMMESA

Ingreso de Generación por tipo

Abril 2024 – Abril 2025 (1 de 2)

Solar Fotovoltaica

Descripción	Potencia	Fecha Comercial
P.S. Victorica	7.2	12/04/2024
P.S. Helios Santa Rosa 2	5.2	04/05/2024
P.S.F.V. LA RIOJA	60	22/08/2024
P.S. Pampa del Infierno	130	29/08/2024
P.S.F.V. Cutral Co	3.1	27/11/2024
P.S. AMANECER IV	12	07/12/2024
P.S. Los Molles	90	07/01/2025
P.S. CHARATA I	15	22/01/2025
P.S. CHARATA III	10	20/02/2025
P.S. VILLA ÁNGELA IV	11	26/02/2025
P.S. VILLA ÁNGELA V	30	26/02/2025
TOTAL	373.5 MW	

Hidráulica Renovable

Descripción	Potencia	Fecha Comercial
-	-	-
TOTAL	0 MW	

Eólico

Descripción	Potencia	Fecha Comercial
P.E. LA ELBITA	162	28/06/2024
P.E. Pampa Energía 6	139,5	13/7/2024
P.E. GRAL. LEVALLE I	62	13/08/2024
P.E. GRAL. LEVALLE II	93	23/11/2024
P.E. Vientos de Olavarría	99	14/12/2024
TOTAL	555.5 MW	

Ingreso de Generación por tipo

Abril 2024 – Abril 2025 (2 de 2)

Térmica convencional

Descripción	Potencia	Fecha Comercial
CT EZEIZA (Albanesi) TV5	42,09	04/04/2024
CT EZEIZA (Albanesi) TV6	42,53	17/04/2024
COOP. RIO GRANDE TDF	79,3	1/5/2024
DPE TIERRA DEL FUEGO	70,9	01/05/2024
G. MEDITERR.	49,68	26/06/2024
COG Arroyo Seco	52,18	17/09/2024
COG Arroyo Seco	53,17	01/10/2024
G. MEDITERR.	65	14/12/2024
TOTAL	455 MW	

Total renovables instalados a la fecha*

Eólico → 4343 MW
 Solares → 1.955 MW
 Biogas/Biomasa → 333 MW
 Hidráulica Renovable → 502 MW

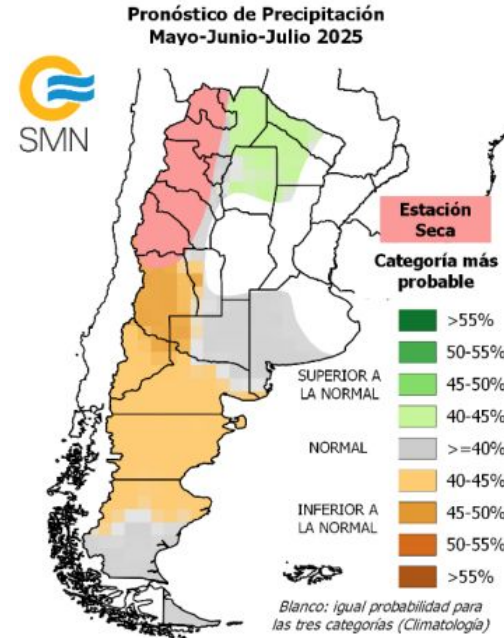
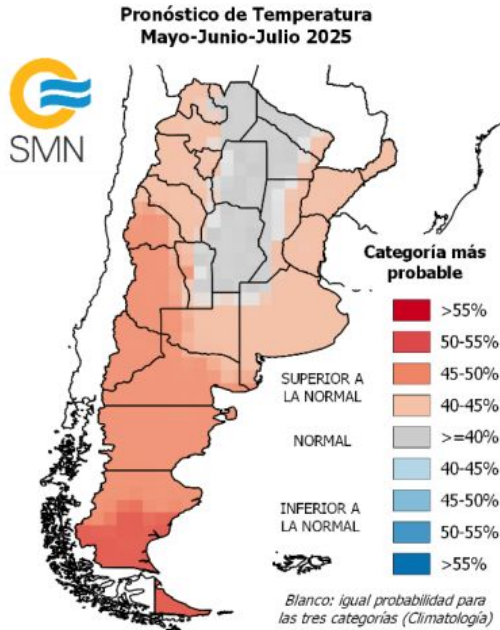
Biomasa

Descripción	Potencia	Fecha Comercial
C.T. BELL VILLE BIOGAS	1,2	27/06/2024
C.T. BIOGAS SAN LUIS	2	29/06/2024
Central Biomásica La Florida	14,47	21/11/2024
TOTAL	17.5 MW	

Total ingresos Abril 2024 – Abril 2025

Eólico → 555MW
 Solares → 373MW
 Biogas/Biomasa → 17.5 MW
 Térmico → 455 MW
 Hidráulica renovable → 0 MW

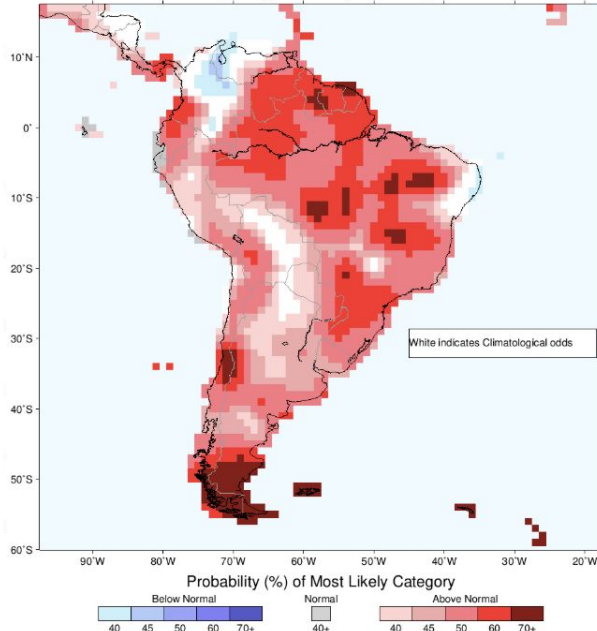
Información Meteorológica



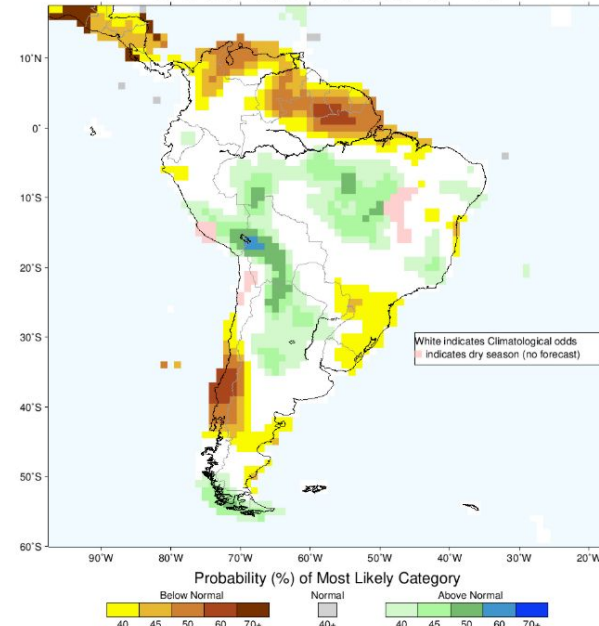
No se descartan variaciones de corto plazo que puedan provocar cambios bruscos en las temperaturas.

Información Meteorológica

IRI Multi-Model Probability Forecast for Temperature for June–July–August 2025, Issued April 2025



IRI Multi-Model Probability Forecast for Precipitation for June–July–August 2025, Issued April 2025



Para el invierno se esperan temperaturas mayores a las normales en todo el país. Respecto a las precipitaciones se espera que sean iguales o inferiores a las normales.

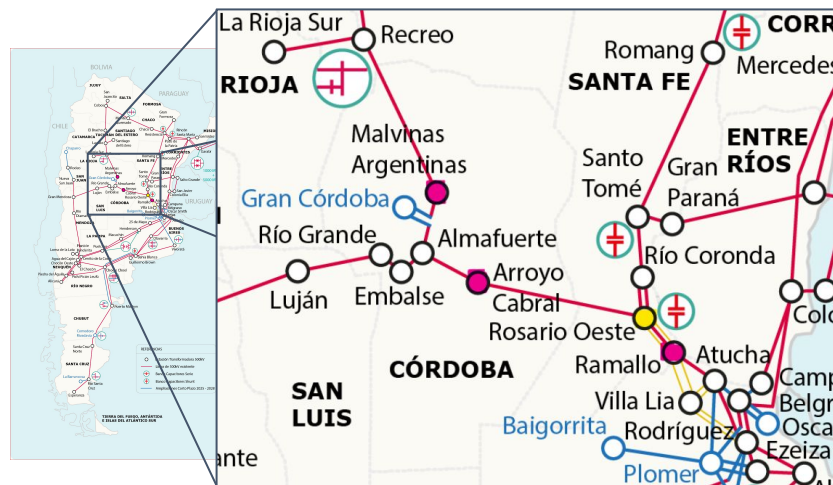
4. Sistema de Transmisión:

a. Transformación en estado Crítico y
Alta Carga

SITUACIONES N

Transformación en Condición N

ESTADO CRÍTICO (~ 100 %)



Se considera como Estado Crítico aquellos nodos cuyos transformadores pueden alcanzar niveles de carga en el entorno de la saturación y/o superación de su capacidad nominal.

- Estado Crítico (~ 100%)
- Estado de Alta Carga (~ 90%)
- Estado normal (< 90%)

Transformación en Condición N

ESTADO CRÍTICO (~ 100 %) (1 de 2)

ET	TRANSFORMADOR	OBSERVACIONES	SOLUCIÓN PROYECTADA A FUTURO
RAMALLO	T1RA 220/132 kV 300 MVA	<ul style="list-style-type: none"> Alta dependencia de la disponibilidad de CT Rojo (5 x 50 MW). Ante la indisponibilidad de CT Rojo se esperan estados críticos de carga, para lo cual se deberá despachar CT San Pedro, CT Las Palmas y CT San Nicolás 	T2RA 220/132 kV 300 MVA Obra suspendida
	T4RA 500/220 kV 300 MVA	<ul style="list-style-type: none"> Alta dependencia de la disponibilidad de CT San Nicolas TV5 (350 MW) y CN Atucha I (F/S previsto por extensión de vida útil h/ marzo 2027) La indisponibilidad de ambas centrales, puede dejar a este transformador en estado de alta carga o saturación. Para salir del estado crítico, si con la generación de las CT Rojo, Arroyo Seco, Las Palmas y San Pedro no es suficiente se dispone el T9RA y se desconecta el T1RA. 	<u>T3RA</u> <u>500/220 kV 300 MVA</u> Obra suspendida

Transformación en Condición N

ESTADO CRÍTICO (~ 100 %) (2 de 2)

ET	TRANSFORMADOR	OBSERVACIONES	SOLUCIÓN PROYECTADA A FUTURO
MALVINAS	T1MA, T2MA y T4MA 500/132 kV 300 MVA	<ul style="list-style-type: none"> Alta dependencia de la disponibilidad de la CT Pilar (480 MW). Ante las previsiones de crecimiento de EPEPC (3%) y una indisponibilidad de la generación en Pilar (todo el CC) implicaría restricciones a la demanda. 	<p><u>T3MA</u> <u>500/132 kV de 600 MVA</u> Obra en Inicio (EPEC)</p>
ARROYO CABRAL	T1AC 500/132 kV 300 MVA	<ul style="list-style-type: none"> Dependiente de la disponibilidad de la CT Villa Maria II. El invierno pasado se observaron niveles comprometidos de carga, cercanos a la saturación, un despacho restringido de esta generación podría hacerla operar nuevamente en estados críticos. 	<p>T2AC 500/132 kV 300 MVA (Guía Ref TNER)</p>

Transformación en Condición N

ESTADO ALTA CARGA (> 90 %)

ET	TRANSFORMADOR	OBSERVACIONES	SOLUCIÓN PROYECTADA A FUTURO
ROSARIO OESTE	<p>T3RO, T5RO y T6RO 500/132 kV 300 MVA</p> <p>T1RO y T2RO 220/132 kV 150 MVA</p> <p>T7RO 500/220 kV 855 MVA</p>	<p>Hipótesis de Demanda y Generación: Se asumió la demanda prevista por EPESF: unos 2.250 MW lo que representa un crecimiento del 3.2 % respecto del invierno pasado.</p> <p>Escenario de generación 1</p> <ul style="list-style-type: none"> • CON CT Arroyo Seco (2 TG : 90 MW) • CON generación en Coronda • CON CT Gomez (64 MW) y CT Perez (75 MW) • CON San Nicolás TV5 <p>Estados de carga previstos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • T3RO, T5RO → 78 % T6RO, → 42 % • T1RO y T2RO → 70 % T7RO → 62 % <p>Escenario de generación 2</p> <ul style="list-style-type: none"> • SIN 1TG Arroyo Seco • SIN generación en Coronda • SIN ½ CT Perez y ½ CT Gomez • SIN San Nicolás TV5 <p>Estados de carga previstos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • T3RO, T5RO → 92 % T6RO, → 67 % • T1RO y T2RO → 72 % T7RO → 68 % <p>El escenario 2 con baja disponibilidad de generación implica estados críticos para Ramallo y Coronda. Diapositiva 3</p>	<p>T9RO 600 MVA 500/132 kV</p> <p>Disponible en base. PES indefinida.</p>

Transformación en Condición N

ESTADO Normal (< 90 %)

ET	TRANSFORMADOR	OBSERVACIONES	SOLUCIÓN PROYECTADA A FUTURO
EZEIZA	T1EZ, T3EZ, T7EZ y T10EZ 500/220 kV 800 MVA + T9EZ (***)	<p>Hipótesis de Demanda y Generación</p> <ul style="list-style-type: none"> • Demanda de 11.000 MW (2.2 % superior al invierno 2024) (*) • Despacho de generación en GBA de 5.000 MW(*) • 6 Compensadores en servicio (6 x +120/-120 MVar) • Banco de capacitores en 132 kV del T7EZ (2x 65 MVar) • Banco de capacitores en 220 kV (2 x 115 MVar) <p>Estados de carga previstos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • T7EZ, T1EZ → 86 % , 85 % • T10EZ, T3EZ → 86 % , 84 % <p>Con las hipótesis descritas no se esperan situaciones anormales o destacables</p>	ET Plomer (**) 500/220 kV 800 MVA

(*) fuente SACME

(**) Proyecto AMBA I sin fecha prevista

(***) Transformador operativo en función de demanda y limitaciones por potencia de CC

4. Sistema de Transmisión

b. Restricciones ante N-1 de máquinas

SITUACIONES N-1

Transformación en Condición n-1

Restricciones (incluye máquina única) (1 de 11)

ET	TRANSFORMADOR F/S	RESTRICCIÓN ESTIMADA EN PICO (MW de corte)	GENERACIÓN CONSIDERADA (Asociada al Transformador)	REPUESTO o RESERVA
ROMANG	T1RM o T2RM 500/132 kV 150 MVA	Sin restricciones.	CT Villa Ocampo, Bio. Avellaneda	Sin repuesto. (*)
SANTO TOMÉ	T1ST, T2ST o T3ST 500/132 kV 300 MVA	Sin restricciones.	Con Brigadier López, CT Ceres y CT Rafaela.	TxST 300 MVA
CORONDA	T1CN 500/132 kV 300 MVA	Sin restricciones. Condicionado a la disponibilidad de generación.	CT Renova CT Terminal 6, 132 kV	TxAM de 300 MVA
GRAN PARANÁ	T1GPA o T2GPA 500/132 kV 300 MVA	Sin restricciones.	CT La Paz, CT San Salvador	TxAM 300 MVA
ATUCHA	T2AT 220/132 kV 150 MVA	Sin restricciones.	CT La Palmas, CT San Pedro	Reserva Rápida (T1AT) 220/132 kV 150 MVA

(*) En gestión de compra por EPE Santa Fe.

Transformación en Condición N-1

Restricciones (incluye máquina única) (2 de 11)

ET	TRANSFORMADOR F/S	RESTRICCIÓN ESTIMADA EN PICO (MW de corte)	GENERACIÓN CONSIDERADA (Asociada al Transformador)	REPUESTO o RESERVA
ROSARIO OESTE (*)	T3RO, T5RO o T6RO 500/132 kV 300 MVA	Sin restricciones. Condicionado a la disponibilidad de generación	CT C. de Gómez, CT Pérez. CT Terminal 6, CT Renova, CT Arroyo Seco	TxRO Repuesto de 300 MVA 500/132 kV
	T7RO 500/220 kV 855 MVA	Se considera que la reserva rápida evita restricciones	CT C. de Gómez, CT Pérez. CT San Nicolás (TV5) y CN Atucha I, CT Rojo, CT Arroyo Seco.	Fase de rápida conexión
	T1RO o T2RO 220/132 kV 150 MVA	Sin restricciones Condicionado a la disponibilidad de generación	CT C. de Gómez, CT Pérez, CT Arroyo Seco	TxRO Repuesto de 150 MVA 220/132 kV
RAMALLO	T4RA 500/220 kV 300 MVA	Sin restricciones.	CT San Nicolás (TV5) y CT Rojo, CT Arroyo Seco. (Sin CN Atucha I)	TxRA 500/220 kV de 300 MVA
	T1RA 220/132 kV 300 MVA	Se considera que la reserva rápida evita restricciones. Condicionado a la disponibilidad de generación	CT Rojo, Arroyo Seco, San Pedro y Las Palmas, Junín, Lincoln, Colón, Arrecifes, Capitán Sarmiento.	Reserva Rápida (T9RA) 500/132 kV de 300 MVA T2RA 220/132 kV de 300 MVA

(*) Ante contingencia existe un alto riesgo de afectación mayor a la demanda por ausencia de un automatismo de DAD. Se está gestionando con EPE Santa Fe la instalación del automatismo . Se estima su pes para invierno 2026

Transformación en Condición N-1

Restricciones (incluye máquina única) (3 de 11)

ET	TRANSFORMADOR F/S	RESTRICCIÓN ESTIMADA EN PICO (MW de corte)	GENERACIÓN CONSIDERADA (Asociada al Transformador)	REPUESTO o RESERVA
RODRIGUEZ (EDENOR)	T1RD, T2RD, T3RD o T4RD 500/220 kV 800 MVA	200 MW Condicionado a la disponibilidad de generación	CT Puerto, CT Pilar. (Sin CN Atucha I)	Fase de Repuesto en ET RD.
EZEIZA (*)	T1EZ, T3EZ, T7EZ, T10EZ o T9EZ 500/220 kV 800 MVA	Sin restricciones	CT Costanera, CT Dock Sud, CT Buenos Aires, CT Puerto, CT Ezeiza. TV Genelba, COG La Plata YPF. CT Pilar	(**)
CAMPANA	T1CA o T2CA 500/132 kV 300 MVA	Sin restricciones. Condicionado a disponibilidad de generación o abastecimiento desde EDENOR	Con CN Atucha I y 210 MW hacia Siderca, CT Las Palmas, CT San Pedro.	TxRO de 300 MVA
25 de MAYO	T1VM o T2VM 500/132 kV 300 MVA	Sin restricciones.	CT Bragado, CT Salto II	TxBB de 300 MVA
HENDERSON	T3HE 500/220 kV 300 MVA	Se considera que la reserva rápida evita restricciones	CT Junín, CT Salto II, CT Bragado, CT Luján Dos	Reserva Rápida (T1HE) 500/220 kV 300 MVA
	T7HE 500/132 kV 300 MVA	Se considera que la reserva rápida evita restricciones	CT Realicó	Reserva Rápida (T2HE) 500/132 kV 300 MVA

(*) Ante contingencia existe un alto riesgo de afectación mayor a la demanda por lo cual se cuenta con un automatismo de DAD de SACME

(**) Fase en proceso de compra como reserva para ET EZ con plazo de 1 año.

Transformación en Condición N-1

Restricciones (incluye máquina única) (4 de 11)

ET	TRANSFORMADOR F/S	RESTRICCIÓN ESTIMADA (MW de corte)	GENERACIÓN CONSIDERADA (Asociada al Transformador)	REPUESTO o RESERVA
OLAVARRÍA	T10L o T20L 500/132 kV 300 MVA	Sin restricciones.	CT 9 de Julio, CT Barker, CT Necochea, CT O. Smith, CT Mar de Ajó, CT Olavarría. PE Vientos de Necochea, PE Los Teros, PE Miramar, PE Vivoratá, PE La Elbita, PE De la buena Ventura,	Reserva rápida T30L de 300 MVA
BAHÍA BLANCA	T1BB o T2BB 500/132 kV – 300 MVA	Se considera que la reserva rápida evita restricciones	CT Solalbán, General Cerri, CT Ingeniero White, PPEE Pampa Energía, PE La Castellana, PE Villalonga, PE de la Bahía, PE La Genoveva, PE Energética, PE García del Río, PE Mataco y San Jorge, PE Vientos del Secano, PE De la Buena Ventura.	Reserva rápida T3BB de 300 MVA y TxBB de 300 MVA
VIVORATÁ	T1VIV o T2VIV 500/132 kV – 450 MVA	Sin restricciones.	CT 9 de Julio, CT Barker, CT Necochea, CT O. Smith, CT MAR de Ajó, CT Olavarría. PE Vientos de Necochea, PE Los Teros, PE Miramar, PE Vivoratá, PE La Elbita, PE De la buena Ventura,	Fase de reserva rápida de 150 MVA
MACACHÍN	T2MC 500/132 kV – 300 MVA	Se considera que la reserva rápida evita restricciones	CT Realicó, CH Salto Andersen PE La Banderita, PE Gral Acha	T1MC Reserva rápida de 150 MVA Fase de repuesto 50 MVA 500/138 kV y TxBB de 300 MVA

Transformación en Condición N-1

Restricciones (incluye máquina única) (5 de 11)

ET	TRANSFORMADOR F/S	RESTRICCIÓN ESTIMADA EN PICO (MW de corte)	GENERACIÓN CONSIDERADA (Asociada al Transformador)	REPUESTO o RESERVA
PUELCHES	T1PU 500/132 kV 100 MVA	1 MW	CH Salto Andersen, CT Realicó, 250 kVA en Chacharramendi, PE La Banderita	TxBB de 300 MVA
CHOELE CHOEL	T5CL 500/132 kV 100 MVA	Se considera que la reserva rápida evita restricciones	CH Guillermo Céspedes, Termoroca, PE Pomona I y II.	Reserva rápida T3CL de 150 MVA
PTO.MADRYN	T1PY 500/330 kV 450 MVA	Se considera que la reserva rápida evita restricciones	CH F.Ameghino, CT Patagonia, PE Rawson, CT Cdro. Rivadavia y Generación de Aluar, CH Futaleufú, PE Aluar, PE Malaspina	Fase de rápida conexión
	T2PY o T3PY 500/132 kV 600 MVA (vinculado a generación)	Sin restricciones	PE Puerto Madryn I y II, PE Loma Blanca II, IV, I, III y VI, Chubut Norte I, II, III y IV	Fase de rápida conexión
SANTA CRUZ NORTE	T1ZN, T2ZN o T3ZN 500/132 kV 150 MVA	Sin restricciones	CT Patagonia, CT Cdro. Rivadavia, Pico Truncado, CT Los Perales, PE Manantiales Behr II, PE del Bicentenario. PE Diadema. PE Los Hércules. PE Kosten, PE Cañadón León, PE Tordillo.	Fase de rápida conexión

Transformación en Condición N-1

Restricciones (incluye máquina única) (6 de 11)

ET	TRANSFORMADOR F/S	RESTRICCIÓN ESTIMADA EN PICO (MW de corte)	GENERACIÓN CONSIDERADA (Asociada al Transformador)	REPUESTO o RESERVA
RÍO SANTA CRUZ	T1RSC 500/132 kV 150 MVA	Sin restricciones con despacho de generación vinculada en Isla	Generación Diesel vinculada a SPSE	TxBB de 300 MVA
ESPERANZA	T1ESP 500/220 kV 300 MVA	Restricciones en Río Gallegos aún con la totalidad de generación disponible en Río Chico actualmente. Restricción total de la demanda de El Calafate, y Restricción parcial en Río Turbio y localidades aledañas	CT Río Chico	Fase de Repuesto en ET Esperanza.
	T2ESP 220/132 kV 100 MVA	Restricciones del total de la demanda en Calafate (Conexión radial)	El área no cuenta con generación	TxESP 100 MVA 220/132 kV
PLANICIE BANDERITA	T2PB 500/132 kV 300 MVA	Sin restricciones	CT Alto Valle, CH Casa de Piedra, CH Divisaderos, CT Entre Lomas, CT Cipolletti, CT Termoroca, CT Loma Campana, CT L. Lata Diesel, CT Lomitas	Fase de rápida conexión

Transformación en Condición N-1

Restricciones (incluye máquina única) (7 de 11)

ET	TRANSFORMADOR F/S	RESTRICCIÓN ESTIMADA EN PICO (MW de corte)	GENERACIÓN CONSIDERADA (Asociada al Transformador)	REPUESTO o RESERVA
AGUA DEL CAJÓN (CAPEX)	T1AG o T2AG 500/132 kV 350 MVA (vinculado a generación)	Sin restricciones	Agua del Cajón.	TxCO de 300 MVA
EL CHOCON	T2CH 100 MVA o T4CH 150 MVA 500/132 kV	Sin restricciones	Agua del Cajón - PE Vientos Neuquinos	TxCO de 300 MVA
CHOCÓN OESTE	T8CO 500/132 kV 150 MVA	Sin restricciones	Agua del Cajón.	TxCO de 300 MVA
ALICURA	T9AL 500/132 kV 100 MVA	Sin restricciones Reserva rápida evita restricciones. (Conexión radial)	CT Bariloche	Reserva rápida (T11AL) 500/132 kV 150 MVA
SAN JUANCITO	T1SO 500/132 kV 300 MVA	Sin restricciones	CT Piquirenda, CT Orán, CT Tabacal, CT Caimancito, Autogen. Ledesma, CT Libertador. CT Güemes	TxBR de 300 MVA
COBOS	T1CB o T2CB 500/345/34.5 450 MVA (vinculado a generación)	Sin restricciones	CT Termoandes, CT Güemes, PS Caucharí, PS Altiplano, PS La Puna. PS Altiplano	Fase de rápida conexión

Transformación en Condición N-1

Restricciones (incluye máquina única) (8 de 11)

ET	TRANSFORMADOR F/S	RESTRICCIÓN ESTIMADA EN PICO (MW de corte)	GENERACIÓN CONSIDERADA (Asociada al Transformador)	REPUESTO o RESERVA
EL BRACHO	T1BR o T2BR 500/132 kV- 300 MVA	Sin restricciones	CT P. P. Norte, CT Tucumán y TG 1 de CT San Miguel de Tucumán. CT Independencia, CC El Bracho, TV, PS Tinogasta I y II, PS Saujil, PS Cafayate. PS Fiambalá. P.S.Tinogasta Tozzi.	TxBR de 300 MVA
SANTIAGO DEL ESTERO	T1SES 500/132 kV- 450 MVA	Se considera que la reserva rápida evita restricciones	CT Bandera, Añatuya.	Fase de rápida conexión
RECREEO	T1RE o T2RE 500/132 kV 150 MVA	Sin restricciones Condicionado a la disponibilidad de generación	Diesel de Catamarca, CT Terevintos, CT INTA, CT Parque Industrial y CH Escaba.	TxBR de 300 MVA
LA RIOJA SUR	T1LA o T2LA 500/132 kV 300 MVA	Sin restricciones Con disponibilidad de generación	Generación de La Rioja y Chilecito, PE Arauco, PS Nonogasta. PS La Rioja 3, PS Las Lomas	TxBR de 300 MVA
MALVINAS (*)	T1MA, T2MA o T4MA 500/132 kV 300 MVA	40 MW. Con disponibilidad de generación.	CT Pilar, CT Arcor, CT San Francisco.	(**)
ARROYO CABRAL	T1AC 500/132 kV 300 MVA	Sin restricciones Con disponibilidad de generación.	CT Pilar, Villa María II, Isla Verde, M Seveso, Bell Ville, Gral Levalle, CT Prodeman.	TxAM de 300 MVA

(*) Ante contingencia existe un alto riesgo de afectación mayor a la demanda. EPEC cuenta con un automatismo de DAD.

(**) Lanzada obra por EPEC para instalación de T3MA - 600 MVA, quedarán 300 MVA de reserva rápida .

Transformación en Condición N-1

Restricciones (incluye máquina única) (9 de 11)

ET	TRANSFORMADOR F/S	RESTRICCIÓN ESTIMADA EN PICO (MW de corte)	GENERACIÓN CONSIDERADA (Asociada al Transformador)	REPUESTO o RESERVA
ALMAFUERTE	T1AM o T2AM 500/132 kV 150 MVA	Sin restricciones Con disponibilidad de generación.	CT Pilar, CT 13 de Julio, CT Río Tercero, CT Maranzana II, Villa María II, CT Prodeman, CH Reolín, CH Los Molinos, PS Cura Brochero, etc.	TxAM de 300 MVA
	T3AM 500/132 kV 300 MVA			TxAM de 300 MVA
LUJÁN	T1LU o T2LU 500/132 kV 150 MVA	Sin restricciones	CT Pilar, CT Mediterránea, CH Molinos, La Viña, CT Maranzana II, PFV La Cumbre II y III, PE Las Achiras. A.G. FV La Calera (Cemento Avellaneda) P.E. San Luis Norte, etc.	Fase de repuesto 50 MVA 500/138kV
	T3LU 500/132 kV 300 MVA		P.S. Caldenes del Oeste	TxAM de 300 MVA
GRAN MENDOZA	T1GM 500/220 kV– 300 MVA	Sin restricciones Con disponibilidad de generación	CT Luján de Cuyo, CH Cacheuta, CT Anchoris, PS Solar de los Andes, CT Mendoza, PS Helios Santa Rosa, etc.	TxRA 500/220 kV de 300 MVA
	T2GM o T3GM 500/132 kV– 300 MVA			TxRO de 300 MVA
NUEVA SAN JUAN	T1NSJ 500/132 kV– 450 MVA	Se considera que la reserva rápida evita restricciones	Quebrada de Ullum, CH Ullum, CH Caracoles, CH Cuesta del Viento, CH Punta Negra, PS Ullum I y II, PS Iglesia Guañizuil. PS Sierras del Ullum, P.S. Zonda I, PS Tocota, etc.	Fase de rápida conexión

Transformación en Condición N-1

Restricciones (incluye máquina única) (10 de 11)

ET	TRANSFORMADOR F/S	RESTRICCIÓN ESTIMADA (MW de corte)	GENERACIÓN CONSIDERADA (Asociada al transformador)	REPUESTO o RESERVA
RIO DIAMANTE	T1RDI 500/220 kV 300 MVA	Sin restricciones	CH Los Reyunos, CH Agua del Toro, CH Nihuil.	Repuesto en operación. (*) TxRA 500/220 kV de 300 MVA
RESISTENCIA	T1RS o T2RS 500/132 kV 300 MVA	Se considera que la reserva rápida evita restricciones	CT Corrientes diesel, Las Palmas, Barranqueras Diesel, CT La Escondida. BM Unitan	Reserva rápida T3RS de 300 MVA
PASO DE LA PATRIA	T1PT o T2PT 500/132 kV 300 MVA	Sin restricciones	CT Itati, P. de la Patria, Santa Rosa, Biomasa Santa Rosa	TxPT de 300 MVA

(*) Transformador fallado en reparación. Compromiso Faraday: Diciembre 2025

Transformación en Condición N-1

Transportistas Independientes (TI). Restricciones (incluye máquina única) (11 de 11)

ETI	TRANSFORMADOR F/S	RESTRICCIÓN ESTIMADA (MW de corte)	GENERACIÓN CONSIDERADA (Asociada al transformador)	REPUESTO o RESERVA (*)
CHACO Linsa	T1CHA 500/132 kV 300 MVA	Sin restricciones Siempre que haya generación disponible	Charata, Roca y San Martín, PS V Ángela, PS Pampa del Infierno, PS R S Peña	TxCHA 500/132 kV 300 MVA Propiedad del TI
GRAN FORMOSA Linsa	T1GFO o T2GFO 500/132 kV 300 MVA	Sin restricciones	Generación Diesel de Pirané, Formosa, Laguna Blanca y San Martín	
MERCEDES Limsa	T1MD 500/132 kV 300 MVA	100 MW (por subtensión)	CT Santa Rosa, CT Esquina	
SAN ISIDRO Litsa	T1SI o T2SI 500/132 kV 300 MVA	110 MW Siempre que haya generación disponible	Uruguay, Oberá, Posadas y Puerto Piray. EMSA Gen. CT Colonia Wanda.	
RINCON Litsa	T1RI 500/132 kV 300 MVA	Sin restricciones Siempre que haya generación disponible	CT Garruchos, San Alonso	Fase de Repuesto en ET Rincón Propiedad del TI
MONTE QUEMADO Linsa	T1MQ 500/132 kV 150 MVA	Sin restricciones	CT Añatuya, Bandera.	El TI no cuenta con reserva
SALTO GRANDE Litsa	T2SG 500/132 kV 150 MVA	Sin restricciones Siempre que haya generación disponible	Colon Entre Rios, San Salvador, La Paz.	Fase de Repuesto en ET Salto Grande Propiedad del TI

4. Sistema de Transmisión

c. Situaciones N-1 comprometidas

SITUACIONES N-1

Situaciones N-1

Comprometidas para la Demanda

Líneas de transmisión cuya indisponibilidad en escenarios de demanda pico sería crítica para la operación del sistema y podría originar restricciones:

- La falta de alguna de las dos interconexiones NEA-NOA y Comahue-Cuyo, retrotrae la situación en la que la salida de una línea adicional de 500 KV deja a una o más áreas eléctricas en condición de isla con posibles restricciones a la demanda.
- En cuanto a los corredores de 500 kV que poseen varios vínculos (corredores NEA – Litoral – GBA y Comahue – GBA), la indisponibilidad de una línea de 500 kV de éstos, pasará a ser crítica con altas demandas (limita la generación) y/o en altas transmisiones. Esto último en casos de alta hidraulicidad en Yacretá, en Salto Grande o en Comahue (sobre todo cuando existe riesgo de vertido), y frente al requerimiento de altas importaciones desde Brasil (en casos de déficit de generación en el SADI).
- La vinculación de la CN Atucha 2 solamente con dos líneas en 500 kV implica un alto riesgo de pérdida de ésta central ante falla simple en línea de 500 KV.
- Límite transmisión máximo Comahue en N: 5.300 MW
- Límite transmisión máximo Comahue N-1 más restrictivo: 3.525 MW (con un tramo Chocón – Puelches F/S)
- Líneas radiales:
 - Con altas demandas, Recreo - La Rioja, Rincón – San Isidro y Resistencia – Gran Formosa sin generación suficiente para evitar restricciones.
 - Gran Mendoza – Nueva San Juan, con vínculos en 132 y 220 kV que pueden no ser suficientes ante una alta importación de San Juan. Se requiere la Instalación de un automatismo de DAD por parte de la distribuidora / Transportista para evitar afectación mayor con desenchances en cascada.
 - Corredor Patagónico: Con la indisponibilidad de cualquiera de las líneas que abastecen las ET Río Gallegos, y el Calafate, Río Gallegos operará en Isla mientras que El Calafate no cuenta con generación local y tendrá restricción total de la demanda.

Vínculos de baja confiabilidad cuya indisponibilidad en escenarios de demanda pico, ocasiona restricciones a la demanda.

- En ET Malvinas, los equipos de maniobra 1SL20, 1SC20, 1DL20 y barras 5MAB y 1MAC

Situaciones N-1

Comprometidas para la Generación

Líneas de transmisión cuya indisponibilidad podría originar restricciones al despacho:

- **Choele Choel – Puerto Madryn (354 km):** La indisponibilidad de esta línea ocasiona que el área Patagónica quede operando en isla, generando restricción al despacho de la generación actual y futura de exportación al SADI (fundamentalmente renovable no acumulable, como la eólica).
- **Cerrito de la Costa – Planicie Banderita (27 km):** La indisponibilidad de esta línea o el interruptor BT15 ó el BL15 ocasiona restricción al despacho de: CH Planicie Banderita y CT Loma de la Lata (total: 1209 MW)
- **Bahía Blanca - Guillermo Brown (41 km):** La indisponibilidad de esta línea ocasiona restricción al despacho de CT Guillermo Brown (total: 582 MW) quedando la central desvinculada del SADI

Situaciones N-1

Comprometidas para la Generación

Vínculos de baja confiabilidad: Interruptores cuya indisponibilidad, ocasiona restricciones al despacho

CT / CH	ET de Transener	INTERRUPTOR UNICO / GENERACIÓN AFECTADA	Potencia máxima Afectada por interruptor f/s
Loma de la Lata	Planicie Banderita	BL25 / (TG1+...+TG5+TV1)	760 MW
Planicie Banderita	Planicie Banderita	BT15 ó BL15 (*) / (G1PB + G2PB)	472 MW
Alicurá	Alicurá	L5015 / G1AL L5035 / G2AL L5055 / G3AL L5075 / G4AL	262 MW
Genelba	Ezeiza	5L225 / G2GE	305 MW
San Nicolás	Ramallo	2DL02 / G5SN	350 MW

(*) Interruptores en serie



Transener



Transba