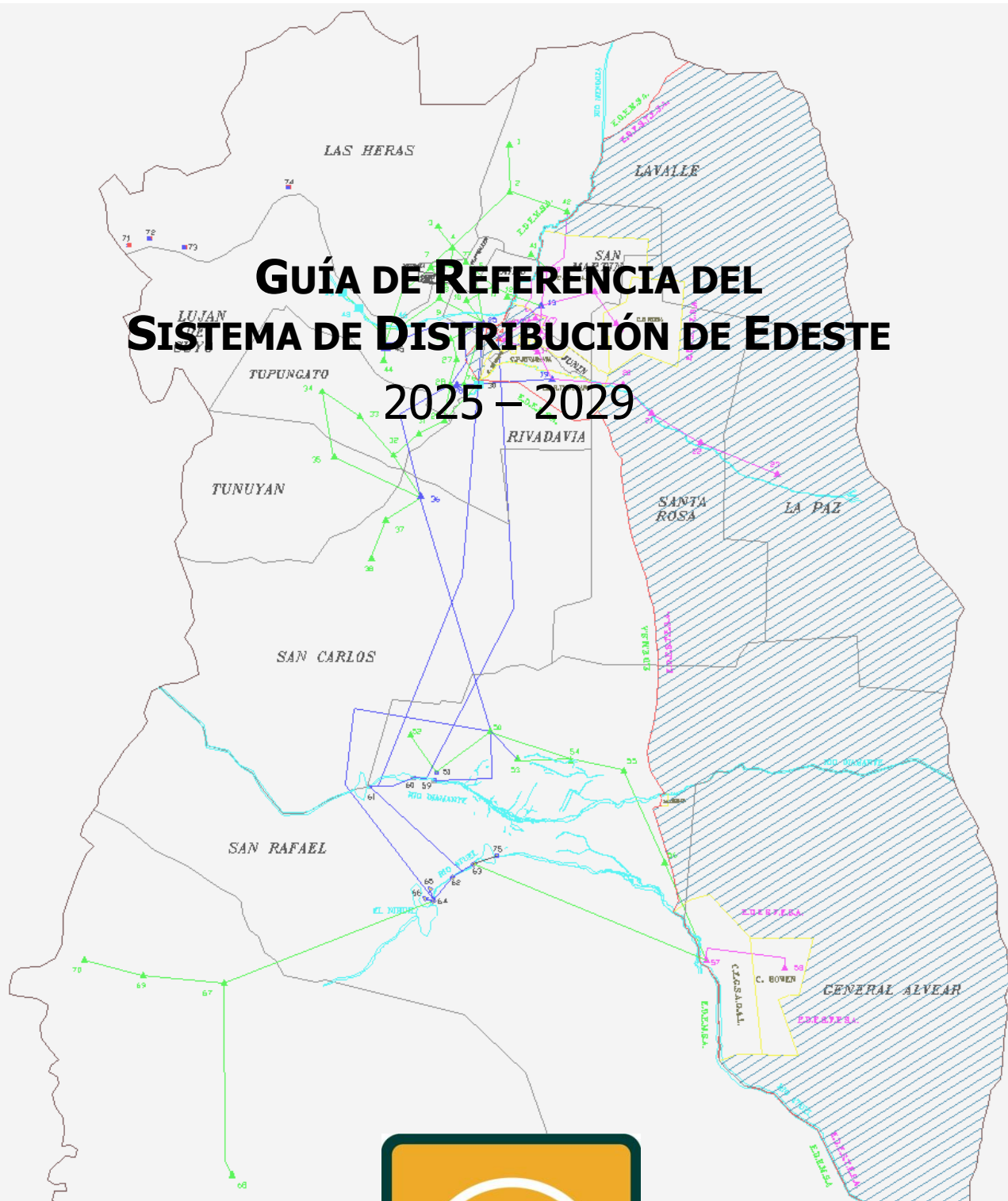


GUÍA DE REFERENCIA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE EDESTE 2025 – 2029





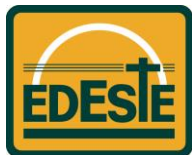
GUÍA DE REFERENCIA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE EDESTE

Contenido

Introducción.....	1
1 Descripción del sistema de Distribución en Alta Tensión.....	3
1.1 Corrientes admisibles en líneas y cables	3
1.2 Capacidad remanente de líneas de transmisión	4
1.3 Control de emergencias	4
1.3.1 Contingencias de carácter interno.....	4
1.3.2 Contingencias de origen externo	5
1.4 Normas Operativas.....	5
1.5 Carga de los transformadores.....	6
1.6 Balance de Energía.....	6
1.6.1 Origen de la información y precisión de los resultados.....	6
1.6.1 Pérdidas en las líneas de AT y las estaciones transformadoras AT–MT.	6
1.6.2 Pérdidas en líneas de Media Tensión y Centro de Transformación MT/BT.....	6
1.7 Detalles de las ampliaciones necesarias para minimizar las restricciones de transporte y/o mejorar la calidad de servicio	7
1.7.1 Obras de Alta Tensión	7
1.7.2 Obras de Media Tensión	8
1.8 Estaciones transformadoras	10
1.9 Centros de distribución	11
2 Estudios del Sistema de Distribución en Alta Tensión para el corto y mediano plazo	12
2.1 Flujos de Potencia Típicos	12
2.2 Flujos de Potencia Típicos	12
2.3 Estudios de Cortocircuito	14
2.3.1 Hipótesis utilizadas.....	14
2.3.2 Metodología.....	14
2.3.3 Resultados	14
2.4 Estudios de capacidad remanente.....	14
3 Información del sistema empleada para los estudios	15
3.1 Pronósticos de demandas	15
3.2 Curvas típicas para día hábil, semi hábil y feriado.....	15
3.3 Características técnicas del equipamiento del sistema.....	15
3.4 Datos de Protecciones	15
4 Calidad del servicio del sistema de Distribución en Alta Tensión	16
4.1 Indisponibilidad de líneas y equipos	16
4.2 Consecuencias de las indisponibilidades	16
4.2.1 Indisponibilidades de líneas de AT	16
4.2.2 Indisponibilidades en Transformadores de Potencia	16
4.3 Cortes de demanda provocados por fallas externas a la red	17
4.4 Formas de onda de tensión.....	17
4.5 Niveles de tensión.	17



5	Sistema de Distribución en Media Tensión	18
5.1	Descripción del Sistema de Distribución en Media Tensión	18
5.2	Capacidad Límite y Pérdidas en Alimentadores de MT.....	18
5.3	Indicadores de Calidad de Servicio y Producto Técnico de las Redes de MT	18
5.3.1	Generalidades.....	18
5.3.2	Índices y Límites.....	19
5.4	Servicio Monofilar del Mercado Eléctrico Disperso.....	20
5.4.1	Datos técnicos del Servicio Colectivo del Mercado Eléctrico Disperso.....	20
5.5	Servicio Monofilar del Mercado Eléctrico Disperso.....	21
6	Conclusiones.....	22
6.1	Descripción de los puntos comprometidos en sistema de distribución en Alta Tensión	22
6.2	Descripción de los puntos comprometidos en sistema de distribución en Media Tensión	22
6.3	Corrientes admisibles en líneas.....	22
6.4	Cortes por relés de Mínima Frecuencia	22
6.5	Transformadores con sobrecarga.....	22
6.6	Potencia remanente de transformadores	22
6.7	Transformadores al límite de su capacidad de regulación.....	22
6.8	Niveles de cortocircuito superados	22



INTRODUCCIÓN

De acuerdo con lo establecido por el Anexo 20 de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios", y Artículo 6.8. Normas de Calidad de Servicio y Sanciones del EPRE, el objetivo de esta Guía de Referencia es presentar las estadísticas de calidad del Sistema de Transporte, los estudios que den las indicaciones sobre el desempeño y capacidad del Sistema en el mediano plazo (definido como los cinco años posteriores al de la fecha de su publicación) y las recomendaciones de los nuevos requerimientos de inversión en equipamiento y/o ampliaciones de la red.

Esta Guía se ocupa esencialmente del Sistema de Distribución en Alta Tensión, que involucra niveles de tensión 132 kV y 66 kV, que fuera transferido a EDESTE en ocasión de su Concesión. También se describen las redes de media tensión y el ámbito disperso (redes monofilares).

En esta Guía se incluyen datos publicados por Distrocuyo S.A. en su Guía de Referencia 2022–2029 sobre pronósticos de evolución de la demanda de energía eléctrica del sistema para los próximos años, y también respecto a incorporaciones de nuevos equipamientos. En base a los mismos, e información publicada por CAMMESA y datos de elaboración propia, para el período comprendido entre los años 2025 y 2029, se efectuaron estudios de flujo de carga y cálculos de las potencias de cortocircuitos monofásicos y trifásicos en todas las barras de MT del sistema atendido por EDESTE.

Se consignan, además, datos históricos referidos a la calidad de servicio del Sistema de Distribución en Alta Tensión de EDESTE y parámetros eléctricos del Sistema. En el [Anexo IV](#) se incluyen los datos de Calidad de Servicio y Producto Técnico para las redes de Media Tensión.

Las distintas alternativas que se plantean para la expansión del sistema de distribución fueron analizadas bajo variados puntos de vista, como lo son las condiciones estacionarias que provocan las máximas y mínimas transferencias de potencia, el funcionamiento ante contingencias y el pronóstico de la demanda. La variación de algunas de las hipótesis asumidas provocaría que los resultados pierdan validez. Aun cuando no se dieran cambios sustanciales en esa hipótesis, el modo de desarrollo de la expansión resulta condicionado por factores externos, como las disponibilidades de espacio para ampliar instalaciones o construir otras nuevas, las dificultades para constituir servidumbres y la viabilidad de impacto ambiental. También tendrá su incidencia la real evolución de la demanda y las señales económicas que emite el mercado. Es por esto que las conclusiones alcanzadas en los estudios realizados tienen carácter de orientativas y serán objeto de revisión en ocasión de la edición de una nueva versión de esta Guía.

La generación adoptada en los flujos de carga considerados responde a la necesidad de poner en evidencia las mayores solicitudes que pueden presentarse para el sistema de distribución, mostrando solamente estados de interés, los que no resultan entonces necesariamente de despachos óptimos.

La estructura de la Guía respeta estrictamente los lineamientos que sobre el particular establece el Procedimiento Técnico N° 13 de CAMMESA y los requerimientos del EPRE.

Una descripción del sistema de transporte en alta tensión se presenta en el [Anexo I](#), incluyendo esquemas geográficos y unifilares actuales y futuros. La red de Media Tensión y Subestaciones asociadas constituye el [Anexo VI](#)

En el [Anexo II](#) se describen los resultados alcanzados en los Estudios del Sistema de Distribución en Alta Tensión para el corto y mediano plazo.



En el [Anexo III](#) se muestra la información del Sistema empleada para los estudios.

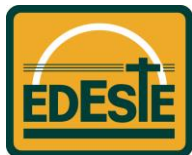
En el [Anexo IV](#) contiene información de Calidad del Servicio del Sistema de Distribución (a. en Alta Tensión y . en Media Tensión), donde se incluyen los datos estadísticos de la calidad de servicio de los últimos años.

En el [Anexo V](#) se adjuntan las curvas típicas de demanda en estaciones transformadoras para invierno y verano.

El [Anexo VI](#) agrupa la información relativa a la Red de Distribución de Media Tensión.

En el [Anexo VII](#) se incluye la información del Sistema de Distribución de Mercados Dispersos.

La información utilizada para la realización de los estudios y la documentación de las respectivas bases de datos se adjuntan en el siguiente link”.....”.



1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN EN ALTA TENSIÓN

EDESTE tiene a su cargo la operación y mantenimiento de líneas de Distribución en Alta Tensión y Alimentadores en 33 kV de la red de la Provincia de Mendoza, Argentina, comprendiendo 246,44 km de 66 kV, 107,37 km de 132 kV, 159,36 km de 33 kV y un total de 18 estaciones transformadoras, 1476,94 km de LMT convencionales, 2811,01 km de líneas monofilares con retorno por tierra (LMRT), 2599 Centros de Transformación con Transformadores y 207 sin Transformadores, y un total de 1612,41 km de LBT.

Las Estaciones Transformadoras cuentan con 28 Transformadores de potencia con 175 MVA en 132 kV, 346 MVA en 66 kV, 23 MVA en 33 kV, 384 MVA en 13,2 kV y, además, 12 puntos de conexión, pertenecientes a Distrocuyo S.A., HINISA, Transener y EDEMSA.

Con este sistema de Distribución en alta tensión, EDESTE brinda alimentación a la propia distribución asociada en su zona de concesión y servicio de PAFTT a EDEMSA y a las Cooperativas Alto Verde y Algarrobo Grande, Popular Rivadavia, Sud Río Tunuyán, Medrano, Santa Rosa, General Alvear, Bowen y Monte Comán, cuyas áreas de concesión se muestran en el plano (Anexo I, Planos).

La topología de estas redes de distribución en Alta Tensión se aprecia en los Esquemas Unifilares del Anexo I.

La demanda máxima al sistema eléctrico en el año 2.024 se registró el 02 de febrero, a las 13:30 horas y fue de: 181,204 MW.

Se destacan cuatro zonas perfectamente definidas, tanto desde el punto de vista geográfico como eléctrico.

Zona Noreste: Comprende la zona de Tres Porteñas, Nueva California, Norte de Alto Verde y la zona de El Mercado. Zona rural y urbana.

Zona Este: Abarca el departamento de Santa Rosa y La Paz y sus distritos. Zona rural y urbana.

Zona Centro: Comprende las ciudades de San Martín, Palmira, La Colonia, Junín y Rivadavia. Es el principal centro de consumo, predominantemente urbano.

Zona Sur: Abarca el departamento de Alvear y la ciudad de Bowen.

La coordinación, supervisión y control de la red de Transmisión de Energía Eléctrica en todo el ámbito de concesión de EDESTE, Estaciones Transformadoras que las vinculan y las relaciones operativas con los centros de atención de las Guardias de Reclamos que atienden el sistema de distribución en Media Tensión, es efectuada por el Centro de Operación del Distribución de EDESTE (COD) con asiento en la sede principal de la Empresa.

El COD, para cumplir con estos objetivos, cuenta con un sistema de adquisición de datos compuesto por remotas ubicadas en todas las EETT.

1.1 Corrientes admisibles en líneas y cables

La Tabla 1, inserta en el [Anexo I](#), muestra para el período mayo - octubre (temperatura ambiente $\leq 25^{\circ}\text{C}$) y noviembre - abril (temperatura ambiente $> 25^{\circ}\text{C}$), las corrientes máximas admisibles para las líneas de transmisión impuestas por el límite térmico del conductor de aleación de aluminio o aluminio/acero. Esta corriente es la que se ha considerado para definir la capacidad en las líneas de corta longitud. En el caso de las líneas largas (Nihuil III – Alvear y Bajo Río Tunuyán - La Paz), se ha considerado como carga límite la que produce una diferencia de tensiones del 7 %.

Las corrientes admisibles de los cables de transformadores de alimentación a las barras de 13,2 kV y la potencia de los transformadores en 13,2 kV se dan en Tabla 2 del [Anexo I](#).



1.2 Capacidad remanente de líneas de transmisión

La capacidad remanente de transporte de potencia por línea de transmisión, se muestra en la Tabla N° 2 del [Anexo II](#).

La capacidad remanente de líneas de Alta Tensión se ha calculado en base a las cargas insertas en los flujos de potencia resultantes de los Estudios del Sistema de Distribución para el corto y mediano plazo. La capacidad límite es la definida en la Tabla 1, [Anexo I](#).

1.3 Control de emergencias

Se analiza en este punto, las tácticas de atención de emergencias sobre la base de distintas situaciones contingentes, de carácter interno o externo.

En la E. T. Alvear, en caso de falla o avería de uno de los transformadores de 3 arrollamientos, empieza a faltar potencia de cualquiera de los dos transformadores en 13,2 KV. Si sucediera en momentos de mayor demanda habría energía no suministrada.

1.3.1 Contingencias de carácter interno

La pérdida por fallas no transitorias de vínculos de potencia de EDESTE, sean líneas o transformadores, son origen de contingencias de distinta gravedad y extensión, conforme resulta de la topología de la red de distribución en Alta Tensión concesionada y la incidencia, de carácter estacional, de la demanda en las propias instalaciones y en las de la Transportista (Distrocuyo S.A.).

Contingencias en línea de alta tensión.

Cuando se produce pérdida de líneas de AT que alimentan estaciones con más de un modo de conexión posible, como Barriales, Junín, Rivadavia, San Martín Este, Chimbass, General Alvear (en caso de poder alimentar por 66 kV toda la potencia desde red de EDEMSA), se cambia el modo de alimentación mientras se detecta y se repara el problema. Teniendo en cuenta los valores de capacidad remanente de líneas (Tabla N° 2 del [Anexo II](#)), se observa que esta previsión no está sujeta a restricciones por red de EDESTE para las Estaciones aquí mencionadas, sí puede quedar limitada por redes de otros agentes del MEM (Distrocuyo o EDEMSA).

En los casos de indisponibilidad por falla no transitoria de las líneas de Alta Tensión que alimentan el resto de las estaciones Transformadoras (Libertador General San Martín, Miguez, Lambaré, El Mercado, Santa Rosa, Las Catitas, La Dormida, La Paz y Bowen), se recurre a cambios en la configuración de las redes de Media Tensión asociadas, que en muchos casos permiten evitar o al menos minimizar los cortes merced a la adopción de áreas extendidas de la distribución asociada a las E.T. no afectadas.

Una falla muy importante para EDESTE sería la LAT Gran Mendoza – Barriales II, ya que provoca la fuera de servicio de las E. T. Barriales II, Junín, Miguez y Libertador Gral. San Martín.

Para esta contingencia hay en plan el cierre en 132 KV de la E. T. Libertador con E. T. Montecaseros, la apertura de la Doble terna Gran Mendoza – Miguez en cercanía de la E. T. Miguez, y también una línea en 132 kV entre E.T. Montecaseros y E.T. San Martín Este

El caso particular es la línea Bajo Río Tunuyán – Pórtico, ya que, ante una falla o la salida por mantenimiento de la misma, no hay alternativa de alimentación de gran parte de la zona de los departamentos de Santa Rosa y La Paz. Para esta contingencia se planteó la LAT en 132 kV desde la E. T. Montecaseros hasta la E. T. La Paz.



Para esta contingencia está planteada la solución de cerrar la E. T. El Mercado con E. T. La Dormida por medio de una línea para 132 kV (por ahora tensionada en 66 kV).

También hay épocas de gran demanda donde, ante otras contingencias a las expresadas anteriormente del sistema de alta tensión, deja demanda sin cubrir, generalmente porque no hay potencia disponible del Distribuidor Troncal Distrocuyo o EDEMSA ante un N-1 de EDESTE. Es el caso de las estaciones transformadoras Alvear y Bowen en el sur del área de concesión, Libertador Gral. San Martín, Miguez, Chimbass con el arrastre de la E. T. Cartellone de EDEMSA, Nueva California, El Mercado y la zona este que comprende los departamentos de Santa Rosa y La Paz.

Para el caso del departamento de General Alvear se ha planteado la LAT 132 kV Parque Industrial San Rafael (a construir) – E. T. Gral. Alvear.

Asimismo, hemos previsto el cambio de transformadores en distintas E. T. con el fin de adecuarlos a la nueva demanda máxima.

Contingencias en transformadores.

Las salidas de servicio prolongadas de un transformador en las estaciones que tienen dos o tres transformadores (Junín, Barriales, Libertador General San Martín, Chimbass, General Alvear) pueden, en general, resolverse con traslados de cargas;

En las E.T. que están equipadas con una sola máquina, esta solución puede, a veces, ser insuficiente, debido a la extensión importante de los distribuidores y la mayor dispersión de sus redes asociadas, lo que dificulta las vinculaciones alternativas vía MT. Este es el caso de la E. T. Nueva California, ya que la alternativa de alimentación es por MT desde cola de línea de distribuidores de EDEMSA. La E. T. La Paz ya ha superado los 5 MW y debe ser alimentada desde la E. T. La Dormida a 30 km por línea de media tensión en 13,2 kV y una máquina de 4MVA..

Otro ejemplo es la E. T. Bowen, cuya alternativa de alimentación es un distribuidor de la Cooperativa CECSAGAL de 20 km de distancia.

Además, la E. T. Monte Comán tiene como alternativa un distribuidor de MT de EDEMSA desde la E. T. La Llave.

1.3.2 Contingencias de origen externo

Las contingencias de origen externo reconocen dos causas:

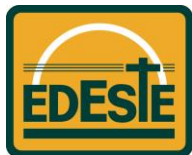
Falla de puntos de alimentación por defectos en la generación (Nihuil III por ejemplo), o en vínculos de potencia de Generadores y Transportistas; en general se atienden como en 1.3.1 con previa coordinación del COD con el Despacho Regional de Distrocuyo S.A.

Fallas por subfrecuencia. EDESTE posee en todas sus Estaciones Transformadoras relés de subfrecuencia que actúan sobre salidas de Media Tensión programadas según Tabla N° 3 del [Anexo I](#). La reposición se hace a partir de la autorización del Despacho Regional de Cargas.

También se han instalado en las E.T. Junín y Bajo Río Tunuyán, los relés del Esquema de Seguridad para control de frecuencia y tensiones del SADI– Resolución 334/02 de la Secretaría de Energía.

1.4 Normas Operativas

EDESTE opera sus instalaciones en un todo de acuerdo con los Procedimientos Técnicos N° 8 y 11 de CAMMESA.



1.5 Carga de los transformadores

La carga de los transformadores de potencia de EDESTE se detalla en la Tabla N° 3, inserta en el [Anexo II](#).

1.6 Balance de Energía

Con el objeto de estimar el nivel de pérdidas en las redes operadas por EDESTE se ha realizado un Balance de Energía. Los resultados de este análisis se presentan en tres cuadros. Este análisis se ha realizado a partir de mediciones del año 2019.

1.6.1 Origen de la información y precisión de los resultados.

Es necesario aclarar que los datos que se disponen para los balances de energía presentados, no son todos estrictamente consistentes en cuanto a corresponder a mediciones simultáneas en igual fecha y hora.

Esta condición, esencial para la precisión solamente se da en los tramos de operación de líneas AT y EETT, AT – MT, cuyas salidas están equipadas con medidores ALPHA II o equivalentes. El otro extremo, que corresponde a la comercialización para usuarios T1, tiene fechas de lectura diferentes para las distintas rutas de lectura, cuyo vuelco a las fechas de inicio y fin de año se hace con un prorrateo que tiene en cuenta la fecha de lectura, y podría no representar la demanda exacta de los días que corresponden.

Energía Comprada MWh	Energía Facturada MWh	Pérdidas Totales	
		MWh	%
796.064,57	756.430,58	39.633,99	4,98%

Cuadro 1: Pérdidas totales en las redes de EDESTE

1.6.1 Pérdidas en las líneas de AT y las estaciones transformadoras AT–MT.

Corresponde a la energía operada para usuarios finales de EDESTE, más EDEMSA (AT y MT) y Cooperativas eléctricas (MT).

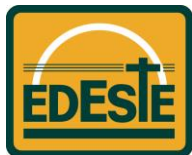
Energía Entregada ¹ MWh	Energía Entregada E. T. ¹ MWh	Pérdidas Totales	
		MWh	%
494.228,47	479.414,56	14.813,91	3,09%

Cuadro 2: Pérdidas totales en LAT y E. T de EDESTE

1.6.2 Pérdidas en líneas de Media Tensión y Centro de Transformación MT/BT

Como se expresó anteriormente, las únicas mediciones estrictamente consistentes en períodos de tiempo iguales, son las de AT – LAT – MT.

¹ Se excluye la energía entregada a cooperativas desde barras MT de EETT de DISTROCUYO S.A.



Para poder separar con igual precisión las de líneas MT y su transformación, todos los Centros de Transformación MT/BT deberían estar medidos en forma sincrónica, lo cual, por el momento, no es factible.

Consecuentemente, las pérdidas presentadas en este punto, han sido asignadas por procesos de corridas de flujo de carga, para cada distribuidor, en su configuración básica, y con la curva de carga de meses típicos (pico verano y valle de invierno).

La energía operada es teórica, corresponde a las hipótesis de carga asumidas en los flujos de carga de los alimentadores.

Energía Operada MWh	Pérdidas Totales	
	MWh	%
301.836,11	24.820,08	8,96%

Cuadro 3: Pérdidas en líneas de Media Tensión y Centro de Transformación MT/BT

1.7 Detalles de las ampliaciones necesarias para minimizar las restricciones de transporte y/o mejorar la calidad de servicio

1.7.1 Obras de Alta Tensión

Plan de Obras para Guía de Referencia 2025 - 2029			
2025	1	ET El Central 66/13,8 KV	10 MVA
2025	2	Trafo 66/34,5 KV 15 MVA, en ET Alvear	Libera trafo 66/34,5 KV, 10 MVA
2025	3	Barra 33 KV ET Alvear	2 salidas 33 KV: CM Real del Padre, y CM PI Alvear
2025	4	6 Km LMT 33 KV subterránea Km ET Alvear – CM Parque Industrial Alvear	CAS unipolar 150 mm2
2025	5	Centro de Maniobras 33 KV Parque Industrial Alvear	Entrada + 2 salidas 33 KV con espacio para más salidas
2025	6	Montaje trafo 66/34,5 KV en ET El Mercado	10 MVA ex ET Alvear
2025	7	Trafo 20/20/20 MVA, 132/66/13,8 KV en ET Lambaré	Libera 20/20/10 a mantenimiento
2026	1	Campo LAT 66 KV ET Barriales – ET Medrano, en ET Barriales	Acoplamiento de barras 66 KV en ET Barriales
2026	2	15 Km LAT 66 KV ET Barriales – ET Medrano	AlAl 120 mm2
2026	3	ET Medrano 66/13,2 KV	Trafo 8 MVA + celdas
2026	4	Montaje trafo 33/13,2 KV con RBC + celda, en ET Lambaré	10 MVA
2026	5	Reemplazo de celdas en ET Bowen	

2026	6	Trafo 60/60/30 MVA, 132/66/13,8 KV en ET Barriales II	Libera trafo 30/30/20 MVA, 132/66/13,8 KV
2026	7	Reemplazo de celdas en ET Alvear	
2026	8	Centro de Maniobras 33 KV Alto Verde	3 campos LMT 33 KV
2027	1	9 Km LMT 33 KV ET Medrano – Centro de Maniobras Los Árboles	95 mm2
2027	2	Centro de Maniobras 13,2 KV Los Árboles	5 campos
2027	3	Trafo 5 MVA, 66/13,8 KV c/RBC en ET La Dormida	Libera trafo 4 MVA a Mantenimiento
2027	4	14 Km LMT 33 KV CM PI Alvear – ET Bowen	AlAI 95 mm2
2027	5	Montaje trafo 33/13,2 KV con RBC en ET Bowen, 10 MVA	Libera trafo 66/34,5 KV, 5 MVA
2027	6	LAT 132 Kv ET Parque Industrial San Rafael – ET Alvear	75 Km LAT 132 KV
2027	7	LAT 132 ET El Mercado – ET La Dormida	53 Km LAT 132 KV
2027	8	Conexión de Reactores Inductivos en ET Alvear	2 MVAr
2028	1	Montaje trafo 66/34,65 KV ET Barriales	10 MVA (Ex Alvear)
2028	2	8 Km LMT 33 KV ET Barriales – ET Pasip	AlAI 120 mm2
2028	3	ET PASIP 33/13,2 KV	10 MVA
2028	4	Montaje trafo 66/33 KV en ET Junín	5 MVA (Ex Bowen)
2028	5	LAT 132 KV La Dormida - La Paz	30 Km
2029	1	11 Km LAT 132 KV ET Montecaseros – ET Libertador	AlAI 185 mm2
2029	2	2 Campos LAT 132 KV en ET Miguez	
2029	3	Trafo 15 MVA, 132/13,8 KV en ET Libertador	Libera trafo 30/30/20 MVA 132/66/13,8 KV
2029	4	Trafo 30/30/20MVA, 132/66/13,8 KV en ET Alvear	Libera 20/20/20 MVA, 132/66/13,8 KV a ET Miguez
2029	5	Trafo 20/20/20 MVA, 132/66/13,8 KV en ET Miguez	Libera trafo 15 MVA 132/13,8 KV.

1.7.2 Obras de Media Tensión

- Construcción de nuevas salidas de Media Tensión, Alimentadores, Troncales, etc.
 - Alimentador Primario ET San Martín Este – Playón Municipal – 2.200m subterráneo doble terna AL400mm2 y Centro de Distribución.
 - Alimentador El Mercado – Alto Verde – 7.500m



- Troncal monofilar Canalejas – La Mora – 24.000m
- Troncal monofilar Lagunita – El Retamo – 13.000m
- Troncal monofilar Calle Cordón – 5.300m

- Reemplazo de conductores desnudos por protegidos y/o subterráneos, para mejora de Calidad de Servicio:
 - Distribuidor Grané – 1.000m.
 - Distribuidor Grané – 1.500m.
 - Distribuidor Carril Nuevo – 1.140m.
 - Distribuidor Peñaflor – 2.700m.
 - Distribuidor Medrano – 2.500m.
 - Distribuidor Los Amigos – 200m.
 -

- Desarrollo de Vínculos de Media Tensión para mejorar la operación de la Red y mejorar la calidad de Servicio:
 - Anillo interno Costa Canal – 1.050m
 - Anillo interno Ruta 50 – 230m
 - Anillo entre La Dormida y Cordon – 3.500m
 - Anillo interno Benedetti – 2.000m.
 - Anillo interno calle Cordón – 1.800m
 - Anillo entre Carril Nuevo y Palmira – 550m
 - Anillo entre Carril Nuevo y Palmira – 500m
 - Anillo interno Ruta 50 – 85m.
 - Anillo interno Medrano – 800m.
 - Anillo interno Alem – 370m.
 - Anillo interno Isidoro Bousquet – 500m.
 - Anillo interno Colonia Japonesa – 2.250m.
 - Anillo interno Colonia Japonesa – 1.100m.
 - Anillo interno La Paz – 810m.
 - Anillo interno Del Carril – 1.600m.
 - Anillo interno Del Rio – 700m.
 - Anillo interno Parque Agnesi – 210m.
 - Anillo interno Benedetti – 1.800m.

- Reemplazo y Repotenciación de Conductor por Mayor Sección, en Líneas de Media Tensión, para Satisfacción de la Demanda, en Distribuidores:
 - Santa Rosa – 3.000m.
 - Santa Rosa – 1.900m.
 - Recoaro – 2.500m
 - Santa Rosa – 7.000m.
 - Catitas – 7.000m.
 - Junín – 370m.
 - Colonia Japonesa – 12.700m
 - Recoaro – 1.800m
 - Gobernador Civit – 7.800m.
 - Recoaro – 1.100m



- Instalación de Reguladores de Tensión, para mejora de Calidad de Producto en los distribuidores: Carril Nuevo, Mirador, Bowen
- Incorporación de Seccionadores Tripolares, Reconectores Trifásicos o Monofásicos Telecomandados para mejorar la operación de la red y mejorar la calidad de servicio, en distribuidores a definir
- Construcción, Reemplazo y/o Remodelación de Líneas de Baja Tensión, por Satisfacción de Demanda, Mejora de la Calidad de Servicio y Producto y/o por Seguridad en la Vía Pública :
 - Calles Gral. Paz, San Lorenzo, Subanta y Paso de los Andes – La Paz –700m de LBT
 - Barrio Villa Quiroga – La Paz – 2.300mde LBT

1.8 Estaciones transformadoras

Las Estaciones Transformadoras de EDESTE son:

- E.T. Junín.
- E.T. Barriales.
- E. T. Barriales II,
- E.T. Las Catitas.
- E.T. La Dormida.
- E.T. Santa Rosa.
- E.T. La Paz.
- E.T. San Martín Este.
- E.T. Chimbas.
- E.T. Lambaré.
- E.T. Rivadavia.
- E.T. El Mercado.
- E. T. Miguez.
- E.T. Libertador General San Martín.
- E.T. General Alvear.
- E.T. Bowen.
- E. T. Nueva California.
- E. T. Monte Comán MT/MT.
- E. T. Medrano MT/MT (a construir).
- E. T. El Central (a construir).
- E.T. Alto Verde (a construir).
- E.T. Pasip (a construir).

EDESTE toma carga en AT de:

- E.T. Gran Mendoza (TRANSENER).
- E.T. Montecaseros (Distrocuyo S.A.).
- E.T. Bajo Río Tunuyán (Distrocuyo S.A.).
- E.T. Nihuil III (Hinisa).
- E.T. Cruz de Piedra (Distrocuyo S. A.).
- E.T. Costa de Araujo (EDEMESA).
- E.T. Villa Atuel (EDEMESA).

EDESTE toma carga en MT de:

- E.T. Carrizal (Hidro Cuyo / EDEMESA).



- E.T. Montecaseros (Distrocuyo S.A.).
- E.T. Bajo Río Tunuyán (Distrocuyo S.A.).
- Zona de Monte Comán (EDEMSA).
- Diferentes puntos de intercambio con EDEMSA.
- Energía San Juan en El Puerto.
- EDESAL (San Luis) vinculación en zona de Desaguadero La Paz

Los esquemas Unifilares de las estaciones transformadoras de EDESTE se incluyen en el [Anexo I](#), Esquemas Unifilares de las Estaciones Transformadoras.

1.9 Centros de distribución

Los “Centros de distribución” de EDESTE son:

- Bestani.
- ICI.
- Poder Judicial.
- La Campagnola.
- Ribeiro.
- El Playón municipal



2 ESTUDIOS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN EN ALTA TENSIÓN PARA EL CORTO Y MEDIANO PLAZO

2.1 Flujos de Potencia Típicos

2.2 Flujos de Potencia Típicos

Los escenarios elegidos para los estudios de flujo de potencia son los siguientes:

- Para los primeros años (2024, 2025 y 2026), cinco estados de carga (pico, resto y valle de verano y pico y valle de invierno).
- Para los 2 últimos años (2027 y 2028), dos estados extremos (pico de verano y valle de invierno).

En las Figuras N° 1 a 19 del [Anexo II](#) se muestran los resultados de los cálculos de flujo de potencia considerando los distintos estados de funcionamiento típicos mencionados. Si bien en cada una de las figuras se observa la red eléctrica de EDESTE, en los estudios se ha simulado el funcionamiento de todo el Sistema Interconectado Cuyo (SIC) y su vinculación al SADI.

Los despachos de generación típicos de verano e invierno considerados en los cálculos para el área Cuyo corresponden a los utilizados por Distrocuyo S.A. en su Guía de Referencia – Período 2023–2030.

La demanda considerada en los nodos de carga abastecidos por EDESTE es la informada por la Distribuidora, mientras que la considerada en los restantes nodos del sistema eléctrico analizado corresponde a la que Distrocuyo S.A. evaluó en su Guía de Referencia, Período 2023–2030.

Se detallan a continuación los resultados sobresalientes de los estudios realizados.

- [Año 2023](#)

- Pico Invierno

- En la Figura N°1 se muestra el resultado correspondiente al estado típico del invierno en horas pico. Este escenario muestra la configuración actual de la red. No aparecen problemas de tensión, ni sobrecargas.

- Valle Invierno

- En la Figura N° 2 se muestra el resultado correspondiente al estado típico de invierno en horas valle. Para este estado de carga tampoco aparecen problemas de tensión, ni sobrecargas.

- [Año 2024](#)

- Pico verano

- En la Figura N°3 se muestra el resultado correspondiente al estado típico de las horas de pico del verano 2023/24. No aparecen nodos con problemas de tensión, ni sobrecargas.

- Resto verano

- En la Figura N°4 se muestra el resultado correspondiente al estado típico del verano en horas resto. Para este estado de carga tampoco aparecen problemas de tensión, ni sobrecargas.

- Valle verano

- En la Figura N°5 se muestra el resultado correspondiente al estado típico del verano en horas de valle. No se registran niveles de tensión fuera de los límites permitidos como tampoco se observan sobrecargas.



- Pico invierno

La Figura N°6 muestra el resultado correspondiente al estado típico del invierno en horas pico. No se observan nodos de carga con problemas de tensión, ni sobrecargas en líneas y transformadores.

- Valle invierno

La Figura N°7 muestra el resultado correspondiente al estado típico del invierno en horas de valle. No se observan problemas de tensión, ni sobrecargas.

- [Año 2025](#)

- Pico verano

En la Figura N°8 se muestra el resultado correspondiente al estado típico de las horas de pico del verano 2024/25. No aparecen nodos con problemas de tensión, ni sobrecargas. Ingresar la LAT 132 kV El Mercado – La Dormida (operando en 66kV). Se repotencia la LAT Barriales – Junín, reemplazando el conductor por uno AIAc 300/50 mm².

- Resto verano

En la Figura N°9 se muestra el resultado correspondiente al estado típico del verano en horas resto. Para este estado de carga tampoco aparecen problemas de tensión, ni sobrecargas.

- Valle verano

En la Figura N°10 se muestra el resultado correspondiente al estado típico del verano en horas de valle. No se registran niveles de tensión fuera de los límites permitidos como tampoco se observan sobrecargas.

- Pico invierno

La Figura N°11 muestra el resultado correspondiente al estado típico del invierno en horas pico. No se observan nodos de carga con problemas de tensión, ni sobrecargas en líneas y transformadores.

- Valle invierno

La Figura N°12 muestra el resultado correspondiente al estado típico del invierno en horas de valle. No se observan problemas de tensión, ni sobrecargas.

- [Año 2026](#)

- Pico verano

En la Figura N°13 se muestra el resultado correspondiente al estado típico de las horas de pico del verano 2025/26. No aparecen nodos con problemas de tensión, ni sobrecargas. Ingresar la ET Medrano 66 kV, abriendo la LAT C. de Piedra – Barriales y construyendo 10 km de LAT 66KV

- Resto verano

En la Figura N°14 se muestra el resultado correspondiente al estado típico del verano en horas resto. Para este estado de carga tampoco aparecen problemas de tensión, ni sobrecargas.

- Valle verano

En la Figura N°15 se muestra el resultado correspondiente al estado típico del verano en horas de valle. No se registran niveles de tensión fuera de los límites permitidos como tampoco se observan sobrecargas.

- Valle invierno

En la Figura N°16 se muestran los resultados correspondientes al estado típico del invierno en horas de valle. No se observan sobrecargas ni problemas de tensión en la red cubierta por EDESTE.



- [Año 2027](#)

- Pico verano

- En las Figura N°17 se muestran los resultados correspondientes al estado típico de las horas de pico del verano. Todas las tensiones de barra del sistema de EDESTE se encuentran dentro de los límites permitidos.

- Valle invierno

- En las Figura N°18 se muestran los resultados correspondientes al estado típico del invierno en horas de valle. No se observan sobrecargas ni problemas de tensión en la red cubierta por EDESTE.

- Pico verano

- En las Figura N°19 se muestran los resultados correspondientes al estado típico de las horas de pico del verano 2027/28. Todas las tensiones de barra del sistema de EDESTE se encuentran dentro de los límites permitidos.

2.3 Estudios de Cortocircuito

2.3.1 Hipótesis utilizadas

Para la realización de los estudios de cortocircuito, se utilizó el módulo de análisis de fallas de PSS/E, versión 32, de SIEMENS PTI. Se empleó un modelo de red que incluyó la representación detallada de las líneas, generadores y transformadores del SADI, hasta los niveles de Media Tensión.

En todos los casos, los escenarios de flujo de carga de prefalla se consideraron correspondientes a los períodos de horas de pico de verano, a fin de maximizar el despacho de generación, por lo que los resultados obtenidos deben ser considerados conservadores.

2.3.2 Metodología

Para el cálculo de las corrientes de cortocircuito, se utiliza el método 'clásico', es decir, con tensiones planas (1 p.u.) en todas las barras del sistema previo a la aplicación de la falla.

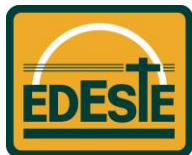
Como expansión de la red se consideraron las obras planteadas en 1.7.1.

2.3.3 Resultados

En la Tabla N° 1, del [Anexo II](#) se han volcado los resultados correspondientes a la evolución de las potencias de cortocircuito monofásicas y trifásicas para los todos los años.

2.4 Estudios de capacidad remanente

En base a los resultados de las simulaciones de funcionamiento del Sistema de Distribución en Alta Tensión se elaboraron las previsiones de carga de líneas y transformadores del sistema. Las mismas se muestran en la Tabla N° 2 y Tabla N° 3.



3 INFORMACIÓN DEL SISTEMA EMPLEADA PARA LOS ESTUDIOS

3.1 Pronósticos de demandas

La energía demandada por los Usuarios de EDESTE en el año 2023 totalizó 776.223,46 MWh.

Los pronósticos de Demanda de Potencia se han elaborado en base a una proyección de 3 % de incremento anual promedio, contemplando algunas características puntuales de áreas atendidas con expectativas de desarrollo diferentes y se muestran en la Tabla N° 1 del [Anexo III](#).

Para el estudio de capacidad remanente, se toma el valor de demanda máxima de verano con $\cos\phi = 0,92$.

3.2 Curvas típicas para día hábil, semi hábil y feriado

La información disponible se refiere al promedio de día hábil y feriado o domingo.

En el presente documento se incluyen las curvas típicas de corriente de las Estaciones Transformadoras de los meses de junio y diciembre del año 2023. Ver [Anexo V](#)

3.3 Características técnicas del equipamiento del sistema

Datos de líneas de Transmisión:

Los datos generales y los parámetros eléctricos de las líneas de Alta Tensión de EDESTE se muestran en la Tabla N° 2 y Tabla N° 3 del [Anexo III](#).

Los datos de los transformadores de potencia son los que aparecen en la Tabla N° 4 y Tabla N° 5 del [Anexo III](#).

Los datos de los interruptores de Alta Tensión son los que aparecen en la Tabla N° 6 del [Anexo III](#).

Los datos de los bancos de capacitores son los que aparecen en la Tabla N° 7 del [Anexo III](#).

Los datos de los reactores de neutro son los que aparecen en la Tabla N° 8 del [Anexo III](#).

Las capacidades de carga de los Cables de alimentación Transformador – Barra de 13,2 kV, se dan en Tabla N° 2 del [Anexo I](#), donde además se indica la capacidad remanente para cada Estación transformadora.

3.4 Datos de Protecciones

Los datos de los relés de protecciones en Alta Tensión son los que aparecen en la Tabla N° 9 del [Anexo III](#).



4 CALIDAD DEL SERVICIO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN EN ALTA TENSIÓN

4.1 Indisponibilidad de líneas y equipos

La indisponibilidad de líneas y equipos durante el año 2023 es la que se muestra en [Anexo IV](#) para Barras de Media Tensión y Líneas de Alta Tensión de EDESTE.

4.2 Consecuencias de las indisponibilidades

4.2.1 Indisponibilidades de líneas de AT

El Sistema de distribución en AT de EDESTE, es eminentemente radial en su modo de operación, hecho este derivado de la topología de sus redes.

Pero aún aquellas EETT (Barrales – Junín, Rivadavia, San Martín Este, Alvear) que podrían integrarse en sistemas anillables se operarán radialmente por acuerdo con Distrocuyo S.A., porque sus anillamientos incluirían líneas de 132 y 66 kV, que pueden generar flujos indeseables de reactivos, y además no serían muy confiables desde el punto de vista de su estabilidad, al fallar vínculos de 132 kV.

Solamente se opera en anillos mixtos excepcionalmente para cambiar configuraciones de red AT sin producir cortes.

Como consecuencia, cualquier falla en LAT produce cortes, cuya duración depende de la factibilidad de reposición, que en AT se hace por Telecontrol, y cuya táctica se desarrolló en 1.3 Control de emergencias.

Entre las fallas de LAT, son mayormente incidentes por su extensión las de línea Bajo Río Tunuyán – Pórtico, que deja a E.T. Santa Rosa – Las Catitas – La Dormida y La Paz libradas a alternativas de vinculación por MT (únicamente desde El Marcado), y las de líneas Montecaseros – Junín y Montecaseros – El Marcado, que afectan a inicialmente 4 y finalmente 3 E.T. (San Martín Este, Lambaré – El Marcado), por el hecho de estar estas 2 líneas rígidamente vinculadas a la salida de E.T. Montecaseros y que ni SME ni Lambaré abren las líneas AT (no tiene salidas de líneas de AT). Esto da origen a obras (punto 1.7 Detalles de las ampliaciones necesarias para minimizar las restricciones de transporte y/o mejorar la calidad de servicio).

En el sistema Sur, la indisponibilidad de la LAT 132 kV Nihuil III – General Alvear, ya no puede suplirse por la alimentación alternativa desde la E.T. Villa Atuel de EDEMSA, esta vinculación por línea de 66 kV sobrepasa su límite en época estival y puede generar tensiones bajas fuera de banda en General Alvear, por cuanto al alimentar por 66 kV el autotransformador 20/20/20, no actúa el regulador sobre MT. La alternativa – poner las máquinas en cascada, devenga importante reactivo y hay riesgo de sobrecarga de la línea. Esto implica obras (punto 1.7).

4.2.2 Indisponibilidades en Transformadores de Potencia

Buena parte de las indisponibilidades registradas fueron transitorias.

Al margen de ello, la indisponibilidad de una máquina no genera corte – o lo hace por tiempos cortos – en las E.T. equipadas con 2 máquinas (Barrales – Junín – Libertador – Chimbass – Alvear). En el resto de las estaciones, equipadas con 1 sola máquina, los cortes son de mayor duración porque las maniobras necesarias para asistir el área servida por una estación desde otras se hacen manualmente sobre nodos de redes distantes entre sí. En algunos casos, pueden quedar áreas sin servicio, sobre todo en temporada estival, por la mayor carga estacional, o con bajas tensiones.



Para minimizar estos tiempos, EDESTE está instalando aparatos de maniobra trifásicos telecomandables, los que, una vez terminado su montaje y telecomando, se podrán operar desde el COD.

En la E. T. Alvear ya se ha visto la necesidad de potencia en, al menos, una máquina con mayor potencia debido a que la potencia disponible en MT es 20 MVA en cada uno de los transformadores y la demanda ya ha superado ese módulo. Ante falla de un transformador y época de máxima demanda habría Energía No Suministrada. Con el paso del tiempo habrá que ir a 2 transformadores que tengan disponibilidad de 30 MVA cada uno en MT.

4.3 Cortes de demanda provocados por fallas externas a la red

Los cortes de demanda provocados por fallas externas a la red son los provocados por el SADI y / o por el SIC más la actuación de los relés por Mínima Frecuencia.

En la Tabla Nº 1 del [Anexo IV](#) se incluye la actuación de relés de frecuencia provocados por fallas en las redes del SADI año 2020.

4.4 Formas de onda de tensión

Aún no se han realizado los estudios referidos a las “formas de onda de tensión” en el ámbito de la Empresa. Pero teniendo en cuenta que en todas las máquinas hay circuitos en triángulo, no es previsible la aparición de terceras armónicas en redes de EDESTE.

En cuanto a las baterías de capacitores en MT, se operan siempre con su neutro aislado y dentro de los límites recomendados para minimizar el riesgo de aparición de armónicas de orden mayor a la tercera. Todas poseen relevos de cero tensiones y de máxima tensión.

4.5 Niveles de tensión.

No se han realizado campañas de medición y registro de la tensión de barras AT o MT con instrumental de registro destinado a ese fin específico.

Pero por los registros que se efectúan en base a la campaña de medición de Producto Técnico en Baja Tensión, se puede asegurar que no hay valores de tensión fuera de banda, o bien que esta situación puede corregirse con el ajuste de las facilidades de regulación de los transformadores de distribución ($\pm 2,5$ y 5%).

Asimismo, son normales, los registros de tensión que se toman por lectura horaria en el COD, en tanto no existan restricciones provenientes de fallas de vínculos o condiciones muy especiales del despacho de generación.

Por ejemplo, en la zona Sur (General Alvear) suelen alcanzarse valores límites de tensión alta en 132 kV, en condiciones de baja demanda y despachos bajos o nulos de generación de las centrales del Nihuil.

En [Anexo IV](#) se encuentran Estadísticas globales de fallas de líneas y cables – Índice de fallas – Año 2023.



5 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN

5.1 Descripción del Sistema de Distribución en Media Tensión

En el [Anexo VI](#), se encuentra un archivo kmz con toda la red de MT y AT de EDESTESA.

5.2 Capacidad Límite y Pérdidas en Alimentadores de MT

Esta información ha sido elaborada en base a la configuración de los alimentadores que se presentan en el [Anexo VI](#). Esta configuración no es, en general, la configuración de mínimas pérdidas, ya que ha sido elegida en base a otros aspectos operativos, tales como eliminación de tramos con mucho riesgo de vandalismo y/o tasa de fallas importantes debido a causas externas (por ejemplo: arboledas que no se pueden eliminar). Además, se usan configuraciones cuyos puntos de maniobras, al requerirse cambios por falla de tramos u otros requerimientos operativos, sean de fácil acceso.

Para evaluar la capacidad límite de los alimentadores, se han procesado flujos de potencias con el algoritmo SIDACFC, inyectando en cada alimentador una potencia que produce violaciones al límite de tensión (0.92 p.u.), límite que ha sido especificado en los requerimientos de calidad de producto técnico del contrato de concesión, o un límite de capacidad térmica en algún tramo de la red. Se ha asumido distribución proporcional uniforme de esa potencia entre las subestaciones activas de la red.

Los resultados de este análisis se presentan en la Tabla Nº 1 del [Anexo VI](#).

5.3 Indicadores de Calidad de Servicio y Producto Técnico de las Redes de MT

5.3.1 Generalidades

En el [Anexo VI](#), se incluyen los gráficos que representan la evolución de los indicadores de Calidad de Servicio y Producto Técnico de la red de Distribución de EDESTE.

La información incluida, ha sido evaluada en base a las definiciones, fórmulas de cálculo y límites de tolerancias establecidos para cada período de control por el ANEXO 5 “**NORMAS DE CALIDAD DEL SERVICIO PÚBLICO Y SANCIONES**”, de los contratos de concesión de las Distribuidoras de Mendoza.

Dicho documento define esencialmente dos etapas; la primera, llamada **ETAPA 1**, se inició el **01/02/01**, y su terminación está prevista para el **31/01/09**, donde inicio la **ETAPA 2**.

Cada etapa, está subdividida en sub-etapas o períodos semestrales, con nivel de exigencia creciente. En la **ETAPA 1**, los controles especificados y sus penalizaciones asociadas son globales y por alimentador de MT; para la **ETAPA 2**, se especifican controles a nivel de usuario individual.

Desde el **01/02/01**, han transcurrido 16 sub-etapas de la **ETAPA 1**, terminada la última el **31/01/09**, y así se presenta la información de 16 semestres o sub-etapas, divididas en cada sub-etapa en alimentadores **URBANOS y RURALES**.

Esta clasificación se basa en la densidad de potencia instalada, siendo el límite entre el alimentador **URBANO y RURAL** el valor 160 kVA/km.

$$\text{RURAL} < 160 \text{ kVA/kM} < \text{URBANO}$$

La calidad técnica del suministro, responde a 2 definiciones, que son:

1. **Producto Técnico:** Se refiere a los niveles de tensión y las perturbaciones.
2. **Servicio Técnico:** Se refiere a la frecuencia y duración de las interrupciones de suministro.



5.3.2 Índices y Límites

Calidad de Producto Técnico

Para la calidad de Producto Técnico se especifican 10 mediciones mensuales de nivel de tensión con registro semanal en puntos de la red que elige el EPRE en forma aleatoria, cada semana.

Las mediciones, determinan el grado de apartamiento de la tolerancia por un índice de frecuencia (frecuencia equivalente por banda de tensión fuera de tolerancia = FEB no PER).

Las tolerancias son para la ETAPA 2 las siguientes:

ALTA TENSION+/-7%

MEDIA TENSION+/- 8%

BAJA TENSION +/- 8%

Si en el semestre las mediciones del índice FEB no PER supera el 3%, se producen penalizaciones en función del grado de apartamiento y la energía asociada a cada banda no permitida.

Calidad de Servicio técnico

Para la calidad de Servicio Técnico, que se refiere a la frecuencia y duración de los cortes, se definen esencialmente en la ETAPA 1, indicadores globales (para la red Total MT. el primer año, para cada alimentador los siguientes) y que son:

FMIK: Frecuencia equivalente de interrupción por KW instalado: es la sumatoria de las potencias afectadas por cada interrupción sufrida en el ámbito (toda la red o el alimentador) durante el semestre referida a la potencia total instalada en el mismo ámbito. Los límites, se han indicado para cada sub-etapa en los gráficos respectivos.

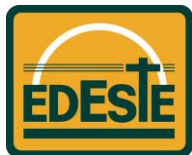
TTIK: Tiempo equivalente de interrupción por kVA instalado. Este índice es similar pero incorpora los tiempos que estuvo fuera de servicio la potencia en cada interrupción, siendo entonces un índice medio de la duración de los cortes en el área controlada.

En cada gráfico del [Anexo VI](#) se indican los límites vigentes.

Durante la Etapa II, calidad de servicio técnico se controlará a nivel de suministro para cada usuario, los indicadores de frecuencia y duración de los cortes se definen:

- **FEU: Frecuencia Equivalente de Interrupción por Usuario**(representa el número de interrupciones que afectó a cada usuario).
- **TEU: Tiempo Equivalente de Interrupción por Usuario**(representa el tiempo total de interrupción que afectó a cada usuario).

Para el cálculo de este indicador se debe tomar el coeficiente asociado con la curva del usuario típico, adoptando un valor característico, para cada hora del día.



Los valores máximos admitidos para esta etapa, para cada usuario, son los siguientes:

	Usuario	Valores (por semestre)
Suministros de AT	limFEU	3
	limTEU	5
Suministros de MT	limFEU	5
	limTEU	8
Suministros de BT (Urbanos)	limFEU	7
	limTEU	10
Suministros de BT (Rurales)	limFEU	9
	limTEU	11

- ✓ NOTA: Ante el atraso en las inversiones durante la emergencia, se prevé que la mejora de la calidad de servicio y producto tendrá fluctuaciones, siendo posible algún desmejoramiento en el corto plazo ya que el impacto de las nuevas inversiones en ejecución no es inmediato.

5.4 Servicio Monofilar del Mercado Eléctrico Disperso

EDESTE ha recibido en su área de Concesión una red monofilar muy extensa, cuyas características constructivas (conductor alambre de acero 10 mm², r = 15,58 ohm / km., vanos del orden de 200 m), fueron oportunamente determinadas en razón de la necesaria economía de su desarrollo y expectativas de carga muy reducidas.

Pero su importante desarrollo y el natural incentivo que brinda al consumo la disponibilidad de servicio de 24 horas, está llevando al límite de su capacidad a algunos de estos sistemas, que fueron desarrollados sin márgenes de reserva.

Al respecto el Decreto 2379/99 establece que la obligación de abastecer nuevos usuarios o el aumento de capacidad de los existentes “está condicionada a la existencia de capacidad disponible en la línea monofilar existente”.

Advertimos que la línea monofilar El Puerto – Arroyito está en el límite de su capacidad de transporte, si se toma en cuenta el consumo medio por usuario y absolutamente excedida en función de la potencia instalada en sus subestaciones transformadoras.

Para mejorar el monofilar El Puerto – Arroyito, se tuvo que montar la línea con cable (en reemplazo del alambre), desde El Puerto hasta la localidad de San Miguel de los Sauces ya que, sin esta obra, no sería posible mantener los mínimos valores de tensión para abastecer a nuestros usuarios de la zona. En el mediano plazo está previsto llegar a Lagunita y posteriormente a El Retamo.

Los sistemas monofilares responden a la descripción inserta en el [Anexo VII](#).

La capacidad del Troncal que se informa, ha sido calculada con la corriente que provoca caída de tensión del 10% o el límite térmico, de 6 A en los sistemas más cortos.

5.4.1 Datos técnicos del Servicio Colectivo del Mercado Eléctrico Disperso

El sistema de generación aislada recibido por EDESTE muestra también serias deficiencias en su concepción frente al concepto de calidad de servicio.



Las casas de máquinas son pequeñas y no permiten albergar una segunda máquina. Ante falla de la única, habrá cortes del orden de uno o más días, aun suponiendo que se disponga de un grupo de reserva, por las dificultades de acceso al lugar.

Hay usuarios de T1-G con demanda de potencias significativas para este sistema, que generan caídas de tensión importante en cada arranque (gomerías, talleres).

Los datos del Servicio Colectivo del Mercado Eléctrico Disperso se presentan en el [Anexo VII](#), Tabla Nº 1.

5.5 Servicio Monofilar del Mercado Eléctrico Disperso

EDESTE ha recibido en su área de Concesión una red monofilar muy extensa, cuyas características constructivas (conductor alambre de acero 10 mm², $r = 15,58 \text{ ohm / km.}$, vanos del orden de 200 m), fueron oportunamente determinadas en razón de la necesaria economía de su desarrollo y expectativas de carga muy reducidas.

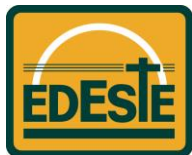
Pero su importante desarrollo y el natural incentivo que brinda al consumo la disponibilidad de servicio de 24 horas, está llevando al límite de su capacidad a algunos de estos sistemas, que fueron desarrollados sin márgenes de reserva.

Al respecto el Decreto 2379/99 establece que la obligación de abastecer nuevos usuarios o el aumento de capacidad de los existentes “está condicionada a la existencia de capacidad disponible en la línea monofilar existente”.

Actualmente está en ejecución el programa de Electrificación rural del secano este y sureste de la provincia de Mendoza, dicho programa da respuesta a un importante requerimiento de llevar energía a todas las zonas de nuestra provincia, es por ello que para esta fecha se cuenta con una cantidad de aproximadamente 760 Usuarios del mercado disperso agrupados en localidades y establecimientos rurales, más de 383 CT y 1665 km de líneas Monofilares y 210 km de líneas trifásicas, con un desafío de extender el programa a más de 1500 potenciales usuarios, en la actualidad se están ejecutando 11km con aporte de Edeste y 400 km por parte de Prosap con el fin de extender el sistema a todos los caminos ganaderos para acercar el servicio a todos los productores de estas zonas.

Los sistemas monofilares responden a la descripción inserta en el [Anexo VII](#).

La capacidad del Troncal que se informa, ha sido calculada con la corriente que provoca caída de tensión del 10% o el límite térmico, de 6 A en los sistemas más cortos.



6 CONCLUSIONES

6.1 Descripción de los puntos comprometidos en sistema de distribución en Alta Tensión

Del estudio del punto 2.3 Estudios de Capacidad Remanente, surge que, de cumplirse el plan de obras propuesto en esta Guía, no existiría líneas o transformadores con capacidad de transporte/transformación comprometidas.

6.2 Descripción de los puntos comprometidos en sistema de distribución en Media Tensión

Por la existencia de líneas de Media Tensión muy antiguas y emplazadas en zonas rurales los puntos comprometidos del Sistema de Media Tensión son los indicados en 1.7.2.

6.3 Corrientes admisibles en líneas

Las corrientes admisibles en líneas de Alta Tensión y de los cables armados subterráneos de los transformadores de Potencia, ya se han dado en el punto 2.3 Estudios de capacidad remanente.

Las corrientes admisibles por línea de Distribución alimentada por las distintas alternativas son las que se dan en anexo “Corrientes Máximas Admisibles en Líneas de Distribución”.

6.4 Cortes por relés de Mínima Frecuencia

Ver [Anexo IV](#) Planilla de cortes por relés de mínima frecuencia.

6.5 Transformadores con sobrecarga

Por lo que puede observarse en el punto 1.5 Carga de transformadores, no existen en EDESTE transformadores de potencia en Estaciones Transformadoras que estén expuestos a sobrecargas por lo menos por el lapso de estudio.

6.6 Potencia remanente de transformadores

Por lo que puede observarse en el punto 1.5 Carga de transformadores, existe un remanente en casi todas las Estaciones transformadoras con respecto a la carga nominal de cada E.T.

6.7 Transformadores al límite de su capacidad de regulación

En todos los transformadores de EDESTE existe un rango de regulación, por lo que no hay máquinas al límite de regulación. El transformador de potencia de la E.T. El Marcado está normalmente al mínimo de tensión de salida y aun así la Cooperativa Santa Rosa tiene elevados niveles de tensión en la época de menor carga (invierno).

En E.T. General Alvear se ha operado, en invierno, al límite de regulación hacia arriba.

6.8 Niveles de cortocircuito superados

Por el momento no hay niveles de cortocircuito superados.

