

GUÍA DE REFERENCIA DEL SISTEMA DE TRANSPORTE POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DE LA REGIÓN COMAHUE - SUBSISTEMA NEUQUÉN, PERIODO 2025 – 2032

C.O.T.D.T. COMAHUE NEUQUÉN – EPEN TRANSPORTE FEDERAL

Índice

A. INTRODUCCIÓN.....	4
B. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE	7
B.1 CORRIENTES ADMISIBLES EN LÍNEAS	11
B.2 TABLA RESUMEN DE LÍMITES.....	11
B.3 CONTROL DE EMERGENCIA.....	13
B.3.1 DAG EN CENTRAL AGUA DEL CAJÓN	13
B.3.2 CONTROL DE FRECUENCIA EN EL ÁREA	13
B.4 NORMAS OPERATIVAS	14
B.4.1 RECUPERACIÓN ANTE COLAPSOS	14
B.4.2 LÍMITES A LA IMPORTACIÓN DEL ÁREA	14
B.4.3 LÍMITES A LA EXPORTACIÓN DEL ÁREA.	14
B.4.4 OPERACIÓN DE LA BARRA DE 132 kV DE LA CENTRAL AGUA DEL CAJÓN	15
B.4.5 LÍMITE DE TRANSPORTE EN EL CORREDOR LOMA CAMPANA – PLANICIE BANDERITA y CHIHUIDO – PUESTO HERNÁNDEZ	15
B.4.6 LÍMITE DE CARGA EN TRANSFORMADORES DE ET ALTO VALLE	16
B.4.7 LÍMITE POR CAIDA DE TENSIÓN EN EL SUBSISTEMA NORTE EN CASOS N-1	16
B.5 CARGA DE TRANSFORMADORES	17
B.6 NIVELES DE CORTOCIRCUITO.....	18
B.7 DETALLE DE LAS INVERSIONES NECESARIAS PARA MINIMIZAR LAS RESTRICCIONES DEL TRANSPORTE Y/O MEJORAR LA CALIDAD DE SERVICIO.....	19
B.7.1 AMPLIACIONES DE LA CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN	21
B.7.2 AMPLIACIONES DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE EN LÍNEAS	24
B.7.2.1 Construcción de Línea de 132 kV, Loma La Lata - Playa Planicie Banderita	24
B.7.2.2 Construcción de Línea de 132 kV, El Trapial– Puesto Hernández.....	25
B.7.2.3 Construcción de Línea de 132 kV, APE – Zapala	26
B.7.2.4 Construcción de una nueva Estación Transformadora 500/132 kV y de una línea doble terna de 132 kV hasta ET El Trapial.....	27
B.7.2.5 Construcción de una nueva línea entre Loma La Lata y el Puesto de Seccionamiento ubicado entre Medanito, Rincón de los Sauces y Señal Picada.....	28
B.7.2.6 Construcción de una nueva Línea doble terna Loma La Lata – Agua del Cajón.....	28
b.7.2.7 Construcción de línea doble terna Colonia Valentina - Centenario y línea doble terna Agua del Cajón – Colonia Valentina.....	29
B.7.2.8 Otras Propuestas.....	30

<i>B.7.3 AMPLIACIONES DESTINADAS A MEJORAR LA CALIDAD DE SERVICIO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE</i>	31
B.8 ESQUEMAS GEOGRÁFICOS Y UNIFILARES.....	36
C. ESTUDIOS DEL SISTEMA DE TRANSPORTE PARA EL CORTO Y MEDIANO PLAZO	36
C.1 FLUJOS DE POTENCIA TÍPICOS.....	37
C.1.1 MODELADO Y DATOS	37
C.1.2 RESULTADOS DE FLUJOS DE POTENCIA TÍPICOS.....	38
C.2 ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO	39
C.3 ESTUDIOS DE LÍMITES Y RESTRICCIONES AL TRANSPORTE	40
C.3.1 FLUJOS DE POTENCIA CON CONFIGURACIÓN COMPLETA (N)	40
C.3.1.1 MODELADO Y DATOS	40
C.3.1.2. RESULTADOS DE FLUJOS DE POTENCIA EN CONDICIONES DE MÁXIMA TRANSFERENCIA	40
C.3.2 FLUJOS DE POTENCIA ANTE INDISPONIBILIDADES DE EQUIPOS.....	42
C.3.2.1 ZONA ALTO VALLE (C. Valentina, N. Norte, C. Centenario, Alto Valle, Gran Neuquén, ente otras):	42
C.3.2.2 ZONA NORTE:	42
C.3.2.3 ZONA OESTE:	43
C.3.2.4 TRANSFORMADORES 500/132 kV:.....	44
C.3.2.5 TRANSFORMADORES 132/MT:.....	44
C.3.3 ESTUDIOS DINÁMICOS:	44
D. INFORMACIÓN DEL SISTEMA CONSIDERADA EN LOS ESTUDIOS.....	45
D.1 PRONÓSTICOS DE DEMANDA	45
D.2 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL EQUIPAMIENTO DEL SISTEMA	46
D.3 DATOS DE PROTECCIONES	47
D.4 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS EQUIPAMIENTOS DE GENERADORES, DISTRIBUIDORES Y GRANDES USUARIOS QUE AFECTAN EL COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE.....	47
D.5 AMPLIACIONES PREVISTAS	47
D.5.1 AMPLIACIONES AUTORIZADAS	47
D.5.2 INCORPORACIONES PROBABLES NO INCLUIDAS EN LA PRESENTE GUÍA DE REFERENCIA.....	47
E. CALIDAD DE SERVICIO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE	48
F. CONCLUSIONES DE LA PRESENTE GUÍA.....	48
G. REFERENCIA PARA CONSULTAS SOBRE LA GUÍA	54

A. INTRODUCCIÓN

ENTE PROVINCIAL DE ENERGIA DEL NEUQUEN - TRANSPORTE FEDERAL EN LA PROVINCIA DEL NEUQUÉN

El “Ente Provincial de Energía del Neuquén (EPEN)” fue creado por el Gobierno de la Provincia del Neuquén en 1981 por Ley 1303, modificada por Ley 1745. Es un ente descentralizado y autárquico de la Administración Pública Provincial que depende del Poder Ejecutivo del Gobierno de la provincia del Neuquén y que actúa en sus relaciones con el mismo a través del Ministerio que corresponda conforme a la Ley de Ministerios vigente.

Desde el año 1993 participa del Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina (MEM) como Agente Transportista de Electricidad (DISTRO) a cargo de la prestación del “Servicio Público de Transporte de Energía eléctrica por Distribución Troncal de la Región del Comahue - Subsistema Neuquén”. La Región Comahue es una de las nueve “Regiones Eléctricas de Transporte por Distribución Troncal en que se divide la República Argentina”. Básicamente, este servicio comprende la transmisión en 132 kV y transformación de energía eléctrica a 33 y 13,2 kV vinculando los puntos de entrega de energía eléctrica producida por Agentes Generadores, con los puntos de recepción de Agentes Distribuidores o Grandes Usuarios. También conecta las redes de agentes Autogeneradores, de otras Transportistas e instalaciones de distribución que cumplen la Función Técnica de Transporte.

La Ley Nacional Nº 25.561 que en su artículo 1º declaró “la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria...”, delegó facultades en el Poder Ejecutivo Nacional, entre ellas las referidas a la renegociación de los contratos de concesión de servicios públicos. En ese marco se llevaron a cabo negociaciones con la Comisión de Renegociación de Contratos de Obras y Servicios Públicos y posteriormente con la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos (UNIREN).

En su informe de cumplimiento, la UNIREN determinó que la transportista EPEN ha cumplido holgadamente con las obligaciones establecidas para dicha concesión. Este proceso culmina con un entendimiento que se traduce en el “Acta Acuerdo” firmada el 4 de mayo de 2006 y que contiene los términos de la renegociación integral llevada a cabo y establece las condiciones de adecuación de la Concesión del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal del Comahue, Subsistema Neuquén. Este “Acta Acuerdo” fue ratificada por el Poder Ejecutivo Nacional mediante el Decreto PEN Nº 1.356/2008.

Las instalaciones eléctricas entregadas en concesión a EPEN para su operación y mantenimiento están destinadas a brindar un Servicio Público indispensable para la vida social en el territorio de la provincia del Neuquén, el sostenimiento de la matriz energética del país y el desarrollo económico regional y nacional. La totalidad de sus instalaciones, tanto edificaciones como Líneas de Alta Tensión y Estaciones Transformadoras son patrimonio del Estado Nacional y por ende les corresponde la jurisdicción federal. EPEN como concesionaria del mismo tiene la “responsabilidad empresarial” de observar y adaptarse organizacionalmente en todo lo posible y de un modo favorable al contexto que el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en términos generales establece con el transcurso de los años

Organizacionalmente el Directorio de EPEN ha delegado en la Unidad Transporte Federal (TF) dependiente jerárquicamente de la Gerencia de Transporte de EPEN, la responsabilidad de gestionar como “Agente Transportista (DISTRO)” del MEM el Servicio Público de Transporte por Distribución Troncal de la Región del Comahue – Subsistema Neuquén, de manera que el mismo se preste de manera coherente y satisfactoria con los requisitos normativos y legales aplicables, con la POLÍTICA EMPRESARIAL DE EPEN y la POLÍTICA INTEGRADA DE CALIDAD, AMBIENTAL, SEGURIDAD PÚBLICA y SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO establecida en este Servicio Público por el Directorio de EPEN para su observancia, respeto y cumplimiento.

La política empresarial que guía las actividades de EPEN es la siguiente:

VISIÓN
<p>Empresa de Servicio Público del Estado Provincial y modelo de Organización con gestión compartida entre el Estado y los Trabajadores.</p> <p>Organización reconocida por la comunidad, los clientes, los empleados y los proveedores como líder tecnológico y de gestión en la prestación de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica.</p> <p>Herramienta del Estado Provincial para ejecutar las inversiones en infraestructura eléctrica, asociadas a las estrategias de desarrollo provincial.</p> <p>Empresa que utiliza sus ventajas comparativas para la participación en otros negocios como la generación eléctrica, las telecomunicaciones y “cualquier otra actividad vinculada directa o indirectamente con su objeto principal”.</p>
MISIÓN
<p>Empresa de Servicio Público del Estado Provincial que realiza la prestación del servicio público de transporte, distribución y generación de energía eléctrica de manera eficiente, satisfaciendo las necesidades de los clientes actuales y futuros, con adecuada calidad de servicio y de producto, a una tarifa justa y razonable y con rentabilidad para garantizar la sustentabilidad de la Organización, el mantenimiento y la expansión de las instalaciones.</p> <p>Gestión de la Organización mediante un modelo compartido entre el Estado y los Trabajadores, aplicando los principios de la mejora continua, con el objeto de lograr el desarrollo de los recursos humanos, técnicos y económicos en la búsqueda de la satisfacción del cliente, el bienestar y desarrollo de los empleados, la contribución al desarrollo socioeconómico de la comunidad, el cuidado del medio ambiente y la seguridad pública.</p>
VALORES
<ul style="list-style-type: none"> — Transparencia y honestidad en la gestión — Comunicación efectiva entre los miembros de la Organización y con la Comunidad — Ejercicio responsable de la autoridad, promoviendo el respeto a las normas y a la convivencia entre los miembros de la Organización — Actitud proactiva — Compromiso con la calidad, la seguridad y el medio ambiente — Compromiso con la capacitación continua y el desarrollo del personal — Identidad homogénea, alineada con el sentido de pertenencia y compromiso de los miembros de la Organización — Protagonismo y responsabilidad social
OBJETIVOS ESTRATEGICOS
<ul style="list-style-type: none"> — Mejorar la eficiencia y eficacia de la gestión empresarial — Brindar un producto y servicio técnico de calidad — Lograr la satisfacción del cliente — Asegurar el desarrollo del recurso humano — Asegurar la sustentabilidad de la empresa — Cuidar el medio ambiente y la seguridad pública en el desarrollo de las actividades

La política mediante la cual se gestionan los distintos compromisos de EPEN como Agente Transportista por Distribución Troncal es:

Política de Gestión Integrada

Servicio Público de Transporte por Distribución Troncal de la Región del Comahue - Subsistema Neuquén

www.epen.gov.ar

El Ente Provincial de Energía del Neuquén (EPEN), a cargo de la prestación del "Servicio Público de Transporte por Distribución Troncal de la Región del Comahue - Subsistema Neuquén" de energía eléctrica, y con el propósito de cumplir su Política Empresaria, incrementar la riqueza cultural y material de la Nación Argentina, contribuir a la felicidad del pueblo argentino y honrar adecuadamente sus compromisos empresarios, implementa a través de su Unidad de Transporte Federal un Sistema de Gestión Integrado de Calidad (Norma ISO 9001:2015), Medio Ambiente (ISO 14001:2015), Seguridad Pública (Resoluciones ENRE 22/10 y 620/17) y Seguridad y Salud en el Trabajo (ISO 45001:2018) que:

- Proporciona de forma continua un servicio que satisfaga los requisitos regulatorios propios de la actividad, y aumente la satisfacción de nuestros Organismos de Control.
- Asegura el cumplimiento de la legislación, reglamentación y normativa ambiental, de seguridad pública y seguridad y salud en el trabajo aplicables y los compromisos de carácter voluntario que en estas materias suscriba el Ente.
- Establece y realiza revisiones periódicas de nuestros objetivos y metas, con el fin de promover la mejora continua del Sistema de Gestión de la Calidad, Medio Ambiente, Seguridad Pública y Seguridad y Salud en el Trabajo.
- Extiende y hace cumplir los requisitos de la Calidad, Medio Ambiente, Seguridad Pública y Seguridad y Salud en el Trabajo y la Mejora Continua a proveedores y contratistas.
- Asegura la competencia del personal mediante su concientización y capacitación permanente, favoreciendo la participación y la consulta para el desarrollo de una actitud proactiva y su involucramiento en el logro de los objetivos de la Empresa.
- Proporciona condiciones de trabajo seguras y saludables para la prevención de lesiones y deterioro de la salud relacionados con nuestras actividades, instalaciones y proyectos.
- Minimiza los riesgos asociados a la seguridad pública, los impactos ambientales adversos y elimina los peligros y reduce los riesgos para la seguridad y salud en el trabajo, que puedan ocasionar nuestras actividades, instalaciones y proyectos.
- Minimiza la generación de residuos sólidos, líquidos y gaseosos producto de nuestra actividad y efectúa un uso racional de los recursos naturales, renovables y no renovables, con el fin de contribuir al desarrollo sustentable, a la protección del medio ambiente y la prevención de la contaminación.
- Comunica esta Política a todo el personal de EPEN, clientes, proveedores y pone la misma a disposición de todas las partes interesadas.


Ing. Mario Moya
PRESIDENTE EPEN

Aprobada por R.P. N° 1203/24. -

COTDT Comahue-Neuquén

En la región Comahue del MEM existen dos áreas de concesiones nacionales distintas de la red de transporte, interconectadas en el nivel de 132 kV del Sistema Regional Comahue (SRC), la otorgada a EPEN corresponde esencialmente a instalaciones ubicadas en la provincia de Neuquén. La otra otorgada a Transcomahue S.A, pertenece a instalaciones ubicadas en la provincia de Río Negro. Cada empresa Concesionaria cuenta con su propio COTDT de área para atender los requisitos y responsabilidades operativas emanadas del marco regulatorio de la actividad y establecidos principalmente en los Procedimientos Técnicos de CAMMESA y debido a los múltiples vínculos eléctricos entre las mismas, la operación debe ser eficazmente coordinada entre ambos COTDT de las dos empresas Concesionarias y por ello sostienen y mantienen un “Acuerdo Operativo” entre Partes con directivas claras, concisas y acordadas mutuamente por sus máximas autoridades.

Esta Guía de Referencia corresponde a las instalaciones de Transporte por Distribución Troncal en el ámbito de la provincia de Neuquén y fue realizada de acuerdo a lo establecido por el Anexo 20 de los "Procedimientos para la Programación de la Operación, El Despacho de Cargas y El Cálculo de Precios" e incluye en su desarrollo el análisis del Subsistema Neuquén en su conjunto. La denominación bajo la cual EPEN desarrolla su actividad como agente transportista del MEM es la de **EPEN Transporte Federal (EPEN Transportista)**. El objetivo es presentar, resultados de estudios con indicaciones sobre el desempeño y capacidad del Sistema en el mediano plazo, hasta ocho (8) años posteriores al de la fecha de su publicación, estadísticas de calidad del Sistema de Transporte y las recomendaciones acerca de ampliaciones en la red.

La estructura de la Guía respeta los lineamientos que sobre el particular establece el Procedimiento Técnico N° 12 de CAMMESA. EPEN en su rol de Transportista, se encuentra a disposición para proporcionar datos y brindar opinión respecto a las consultas o requerimientos que sean necesarios para realizar una evaluación más detallada y precisa.

Otras denominaciones de EPEN como Transportista

En procedimientos, resoluciones y otros documentos existen distintas denominaciones para referirse a EPEN en su rol de Transportista, siendo identificado como **Transcomahue – EPEN o Distro Comahue – Neuquén**. El primero de estos no se utiliza en el presente, pero persiste en documentos que se crearon en los primeros años del MEM. El segundo aún es utilizado en comunicaciones oficiales.

B. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

La Guía de Referencia está dirigida a exponer los resultados del análisis de la perspectiva de evolución del Sistema Regional Comahue – Subsistema Neuquén, el cual está delimitado como se describe a continuación.

- Sistema Regional Comahue (SRC): en esta guía la definición se asigna a las instalaciones con tensiones nominales iguales o inferior a 132 kV, dentro de las provincias de Neuquén, Río Negro y La Pampa, que pertenecen a distintos agentes MEM, se

encuentran interconectadas en dicho nivel de tensión y se vinculan a la red de 500 kV en las EETT El Chocón, Chocón Oeste, Choele Choel y Planicie Banderita.

- Sistema Regional Comahue -Subsistema Neuquén: Instalaciones interconectadas pertenecientes a distintos agentes del MEM, que se encuentran dentro de la provincia de Neuquén y pertenecen al SRC.

Conexiones con la red de 500 kV

- En la Estación Transformadora El Chocón, el vínculo con la red de 500 kV es mediante dos autotransformadores, uno de 100 MVA (T2CH) y otro de 150 MVA (T4CH) de potencia nominal. Se ubica geográficamente en territorio de la provincia de Neuquén a la vera del río Limay, en las cercanías de la central hidroeléctrica.
- En E.T. Chocón Oeste, la conexión del Sistema Regional al SADI es a través de un transformador de 150 MVA (T8CO). La estación transformadora se encuentra a 3,5 km de E.T. El Chocón, a la vera de la ruta provincial Nº 237.
- En E.T. Choele Choel, el vínculo es a través del T5CL de 100 MVA. En este caso la interconexión del Sistema Regional se ubica en el valle medio de la Provincia de Río Negro.
- La conexión con el sistema de 500 kV en Planicie Banderita es mediante el transformador T2PB, en instalaciones colindantes con la central hidroeléctrica homónima, ubicadas hacia el noreste del Lago Mari Menuco de la provincia de Neuquén.

Dentro de la Región Comahue, pero fuera del denominado SRC, existe otro punto de conexión 500/132 kV, que no está incluido en el análisis de la Guía. La E.T. Alicurá cuenta con un transformador 500/132 kV de 100 MVA, se encuentra ubicada en las adyacencias de la Central Hidroeléctrica homónima y a ella se conectan directamente el EPEN y la EDERSA como agentes Distribuidores, sin que existan en la actualidad instalaciones de Distribución Troncal de 132 kV eléctricamente vinculadas a esa interconexión.

En la ET Agua del Cajón, ubicada en el departamento Confluencia de la Provincia de Neuquén, además de las líneas que la vinculan con la E.T. Arroyito operada por EPEN Transportista y con las barras de 132 kV de Chocón (Transener), la central homónima se vincula mediante los transformadores T1AG y T2AG 500/132 kV a la red de 500 kV, pudiendo realizar transferencias totales o parciales de sus grupos turbogás hacia cualquiera de los dos sistemas. Como no es admitido un cierre de anillo a través de las conexiones de la central entre los sistemas de 132 y 500 kV, sólo son presentados en esta Guía los aspectos de la Central Térmica relacionados con sus conexiones radiales en 132 kV con el SRC. Los transformadores 500/132 kV son de uso exclusivo de la central, no se considera el vínculo eléctrico entre estos y la red de 132 kV en el análisis realizado.

Puntos de conexión en 132 kV entre EPEN Transportista y otros agentes

En lo referente a EPEN Transportista, puntualmente los límites con la red de Transener se encuentran en las EETT:

- El Chocón (EPEN Transportista): salidas de 132 kV hacia el autotransformador T2CH y salidas de 132 kV hacia el autotransformador T4CH de ET Chocón de Transener,
- Chocón Oeste (Transener): salida de línea de 132 kV hacia la ET El Chocón,
- Planicie Banderita (Transener): salida de línea de 132 kV hacia la ET Playa Planicie Banderita,

Los límites con el subsistema Río Negro a cargo de Transcomahue S.A. se materializan en las siguientes EETT:

- Alto Valle (EPEN Transportista): salida de línea de 132 kV hacia E.T. Ing. Cipolletti.
- Alto Valle (EPEN Transportista): salida de línea de 132 kV hacia E.T. Cinco Saltos.
- Playa Planicie Banderita (EPEN Transportista): salida de línea de 132 kV hacia E.T. Cinco Saltos.
- Playa Planicie Banderita (EPEN Transportista): salida de línea de 132 kV hacia E.T. Sierras Blancas.
- Colonia Centenario (EPEN transportista): salida de línea de 132 kV hacia E.T. Medanito.
- Medanito (Transcomahue S.A.): salida de línea de 132 kV hacia EETT Señal Picada – R. de los Sauces.
- Señal Picada (Transcomahue S.A.): salida de línea de 132 kV hacia Medanito – Rincón de los Sauces.

La red de transporte del SRC está conformada por líneas de 132 kV y EETT de distintos agentes. Dentro de la provincia de Neuquén, las instalaciones de transporte pertenecen, en mayor medida a la Transportista por Distribución Troncal de jurisdicción nacional y a la red de distribución de EPEN.

Los vínculos de 132 kV con instalaciones del Distribuidor EPEN, pertenecientes a los anillos de la red se ubican en las EETT:

- Arroyito (EPEN Transportista): salida de línea de 132 kV hacia Plaza Huincul.
- Arroyito (EPEN Transportista): salida de línea de 132 kV hacia Gran Neuquén.
- El Chocón (EPEN Transportista): salida de línea de 132 kV hacia Cutral Có.
- Colonia Centenario (ET Compartida entre ambos agentes): acoplamiento longitudinal de barras de 132 kV.
- Playa Planicie Banderita (EPEN Transportista): salida de línea de 132 kV hacia EM Mega.
- Loma La Lata (ET Compartida entre ambos agentes): barras de 132 kV. Los campos de salida hacia Loma Campana pertenecen al Transportista, los campos de transformador y la salida a EM Mega pertenecen al Distribuidor.

Existen otros puntos de conexión que conectan líneas radiales de 132 kV de EPEN Distribuidor y otros agentes. En el unifilar del Sistema Regional Comahue del Anexo I se indican estos y otros límites.

A diciembre del año 2024, las instalaciones a cargo de EPEN transportista son:

- 25 líneas de 132 kV que totalizan 771 Km.
- 15 EETT, 21 transformadores y 600 MVA de potencia de transformación.
- 3 bancos de capacitores con 30 MVar en compensación shunt en total.
- 12 puntos de conexión con otros agentes del MEM en 132 kV, 31 en 33 kV y 34 en 13,2 kV.

Niveles de potencia de generación y demanda

Los valores máximos de demanda anuales del sistema se presentan en verano, en días hábiles cuando la temperatura ambiente máxima ronda los 40°C. En estas condiciones, en los últimos años, el subsistema la demanda total ha superado los 450 MW.

Existen dentro del subsistema Neuquén, seis agentes generadores que despachan su producción hacia la red de 132 kV. El despacho de generación convencional se realiza a través de las centrales Agua del Cajón (máquinas ACAJTG02/TG03/TG04/TG05), Alto Valle, Loma de la Lata-Motores MAN, Loma Campana II y Arroyito. La suma de las potencias nominales arroja un total de 529 MW. Por otro lado, en el año 2020 se produjo el ingreso al sistema del parque eólico Vientos Neuquinos, el cual incorporó 101 MW de generación eólica.

También existen 6 agentes autogeneradores. Dos de ellos, Loma Campana I y Lomita, pertenecen a autogeneradores distribuidos con instalaciones de generación y demanda en otras ubicaciones del país. Las centrales térmicas que operan bajo esa figura son Lomita, Loma Campana I, Agua del Cajón (máquinas ACAJTG01 y ACAJTG06), Plaza Huincul, Usina Trapial y Usina Campamento.

Si se consideran las centrales de agentes generadores y autogeneradores, la suma de las potencias nominales excede los 1000 MW.

Además de los agentes generadores y autogeneradores, se vinculan a estaciones transformadoras del subsistema Neuquén tres agentes Distribuidores EPEN, CALF y EDERSA, y nueve grandes usuarios mayores YPF-Puesto Hernández, YPF-El Portón, Loma Negra – Pta. Zapala, Total Austral, CENCOSUD, Compañía Mega, VISTA, YPF-Rincón de los Sauces, Chevron San Jorge. Algunos usuarios de la red de transporte se conectan en forma directa a las EETT de la transportista, en tanto que otros los hacen a través de las redes de los Distribuidores.

Subdivisión del sistema analizado

A fin de aclarar las referencias que se realizan a lo largo de la guía y agrupar las estaciones transformadoras de acuerdo a particularidades de funcionamiento, el subsistema Neuquén se

divide en cuatro Zonas. No se trata de una definición establecida y rigurosa, sino que sirve para brindar una orientación ante los comentarios, observaciones o conclusiones. Las EETT que se mencionan tienen vínculo en 132 kV y pertenecen a distintos agentes:

- Subsistema Norte: Puesto Hernández, Chos Malal, Filo Morado, Pampa Tril, Rincón de los Sauces, El Trapial, Chihuido, Loma de la Lata, Loma Campana, Mega, Playa Planicie Banderita, Sierras Blancas. Estas últimas estaciones transformadoras, si bien geográficamente pueden considerarse dentro de la zona Este, se incluyen en la zona Norte debido a que pertenecen al mismo anillo que el resto de las mencionadas.
- Subsistema Alto Valle: Colonia Valentina, Alto Valle, Neuquén Norte, Gran Neuquén, Colonia Centenario, Arroyito. Eventualmente, la referencia puede incluir a las EETT del Subsistema Río Negro pertenecientes al Alto Valle.
- Subsistema Oeste: Plaza Huincul, Cutral Có, Zapala, Las Lajas, y sus vínculos con Arroyito y El Chocón.
- Subsistema Sur: El Chocón, Bajada Colorada, Piedra del Águila.

B.1 CORRIENTES ADMISIBLES EN LÍNEAS

En el Anexo II, se indican los límites de transferencia de las líneas de 132 kV determinadas por las capacidades térmicas de su equipamiento, que han sido utilizados en los estudios de la presente Guía.

B.2 TABLA RESUMEN DE LÍMITES

Los límites de transferencia son definidos en función de la capacidad nominal de un componente asociado a una línea, caídas de tensión por fuera de la banda admisible, estabilidad del sistema o por razones de seguridad en la operación.

Los límites de transferencia de potencia vigentes en el SRC para su configuración completa (N) y con un componente fuera de servicio (N-1) se indican en las siguientes tablas. En el Anexo VI se muestran los resultados de flujos de potencia que justifican la aplicación de estos límites.

TABLA RESUMEN DE LÍMITES EN CONFIGURACIÓN COMPLETA (N)

Configuración	Corredor		Tensión kV	Periodo de validez		Valor	Unidad	Comentario
	Desde	Hasta		desde	Hasta			
N	SRC	STAT	500/132	sep-96	dic-31	470	MW	OS N° 27 Transener S.A.
N	STAT	SRC	500/132	oct-99	dic-31	25	%	OS N° 4 COTDT Comahue % respecto a la demanda bruta del SRC
N	Arroyito	El Chocón	132	dic-21	dic-31	900 (1)	Amp	Medido como sumatoria de corrientes de las dos salidas Arroyito - El Chocón
N	Arroyito	Gran Neuquén - Alto Valle	132	dic-21	dic-31	800 (2)	Amp	Medido como sumatoria de corrientes de las dos salidas Arroyito - Gran Neuquén y Arroyito - Alto Valle

(1) se actualiza el límite en la presente guía. Pasa de 800 a 900 Amp.

(2) se actualiza el límite en la presente guía. Pasa de 900 a 800 Amp.

Tabla b.2.1

TABLA RESUMEN DE LÍMITES EN CONFIGURACIÓN N-1

Configuración	Corredor		Tensión kV	Periodo de validez		Valor	Unidad	Comentario
	Desde	Hasta		desde	Hasta			
F/S DAG Loma Campana	CT Loma Campana	ET Loma Campana	132	ago-17	dic-31	105	MW	OS N° 13 del COTDT Comahue
F/S Trafo 500/132 kV T2PB o T8CO o T4CH	SRC	STAT	500/132	sep-96	dic-31	290	MW	OS N° 27 Transener S.A.
F/S Trafo 500/132 kV T2CH	SRC	STAT	500/132	sep-96	dic-31	350	MW	OS N° 27 Transener S.A.
F/S una de las ternas Loma Campana - Loma de la Lata.(1)	CT Loma Campana	ET Loma Campana	132	ago-17	dic-31	105	MW	Medido como sumatoria de potencias a través de líneas CT Loma campana - ET Loma campana 1 y 2. Límite por sobrecarga de Loma Campana - Loma de la Lata 2 o Loma Campana - Loma de la Lata 1
F/S Línea Mega - Loma de la Lata o P.P. Banderita - Mega o Doble Terna Loma La Lata - Loma Campana (1)	CT Loma Campana	ET Loma Campana	132	ago-17	dic-31	75	MW	Medido como sumatoria de potencias a través de líneas CT Loma campana - ET Loma campana 1 y 2. Límite por sobrecarga de LAT Chihuido - El Trapial
F/S Línea El Trapial - Chihuido II o Chihuido II - Puesto Hernández o Doble Terna El Trapial - Loma Campana (2)	CT Loma Campana	ET Loma Campana	132	ago-17	dic-31	150	MW	Límite por sobrecarga de LAT Loma de la lata - Mega o Mega - PP Banderita

* Los límites se establecen considerando escenarios normales de generación en otros generadores

Tabla b.2.2.A

Configuración	Corredor		Tensión kV	Periodo de validez		Valor	Unidad	Comentario
	Desde	Hasta		desde	Hasta			
F/S Línea Mega - Loma de la Lata o P.P. Banderita - Mega o Doble Terna Loma La Lata - Loma Campana	ET Rincón de los Sauces	Puesto de Seccionamiento	132	ene-23	dic-31	51 (2)	MW	Medido como ingreso de potencia desde Puesto de Seccionamiento hacia Rincón de los Sauces.
F/S Línea El Trapial - Chihuido II o Chihuido II - Puesto Hernández o Doble Terna El Trapial - Loma Campana	ET Rincón de los Sauces	Puesto de Seccionamiento	132	ene-23	dic-31	40 (2)	MW	Medido como ingreso de potencia desde Puesto de Seccionamiento hacia Rincón de los Sauces.

(2) con dos bancos de capacitores en servicio en ET Puesto Hernández

Tabla b.2.2.B

De los límites en la configuración completa (N), se presentan dos para el intercambio del SRC con el resto del SADI, siendo el primero definido por TRANSENER S.A. como propietaria de los transformadores 500/132 kV de interconexión al SADI en El Chocón, Chocón Oeste y Planicie Banderita, y responden a límites de sobrecarga de los mismos en condiciones de exportación. El límite de importación se relaciona con las posibilidades del sistema para permanecer en isla en caso de colapso en el SADI y se encuentra pendiente de revisión.

Los resultados de los flujos correspondientes al análisis de estos límites y los restantes, aplicados en condición N y N-1, se muestran en el Anexo VI.

En el Anexo III se incluyen las órdenes de servicio actualmente vigentes, relacionadas con algunos de los límites aplicados.

B.3 CONTROL DE EMERGENCIA

B.3.1 DAG EN CENTRAL AGUA DEL CAJÓN

En determinadas configuraciones de despacho de generación y demanda se pueden alcanzar los límites de transferencia de ciertas instalaciones. A tales fines se cuenta con un sistema de Desconexión Automática de Generación (DAG) que envía señal de disparo a los grupos que se encuentran aportando hacia la red de 132 kV, ante cualquiera de las siguientes tres condiciones:

- a) Fuera de servicio de una de las dos ternas de 132 kV entre las EETT de Agua del Cajón y Arroyito, y sobrecarga de la restante: DAG con retardo de 100 milisegundos.
- b) Fuera de servicio de una de las dos ternas de 132 kV entre las EETT de Arroyito y El Chocón, y sobrecarga de la restante: DAG con retardo de 300 milisegundos.
- c) Fuera de servicio de uno o más de los tres transformadores 500/132 kV de las EETT El Chocón y Chocón Oeste (T2CH, T4CH o T8CO), y sobrecarga del 25 % o más de el/los restantes: DAG con retardo de 500 milisegundos.

Cada uno de los grupos turbogás de la central cuentan con la posibilidad de ser selectados para la actuación de esta DAG, estando predispuestos al desenganche solo cuando el o los generadores se despachan hacia la red de 132 kV. Los grupos que se despachen hacia la red de 500 kV no serán afectados por este automatismo.

B.3.2 CONTROL DE FRECUENCIA EN EL ÁREA

El SRC cuenta con un esquema de protección por sobrefrecuencia y subfrecuencia previsto para actuar ante perturbaciones severas en el Sistema de 500 kV que determinen un proceso de aumento sostenido de la frecuencia por exceso de generación. El mecanismo de formación de isla del SRC vigente consiste en la apertura de las interconexiones de 500/132 kV T2CH, T4CH y T2PB y ET El Chocón salida a ET Chocón Oeste por los relés de sobrefrecuencia allí ubicados. La ubicación en ET El Chocón salida a ET Chocón Oeste en lugar del T8CO excluye de la formación de la isla regional a él o los grupos generadores de la Central Agua del Cajón que podrían eventualmente hallarse vinculados a la ET Chocón Oeste.

Si la isla resultante queda con exceso de generación, el esquema se complementa con relés de sobrefrecuencia que actúan sobre los grupos generadores; si queda con déficit de generación, la formación exitosa de la isla depende del esquema de alivio de carga mediante relés de subfrecuencia.

Nota: Este esquema de protección sistémica se encuentra pendiente de revisión luego de las modificaciones en el sistema de los últimos años.

B.4 NORMAS OPERATIVAS

B.4.1 RECUPERACIÓN ANTE COLAPSOS

En caso de colapso total del SADI, el COTDT Comahue cuenta con la Orden de Servicio 11, la cual incluye el procedimiento de recuperación del Sistema Regional Comahue ante un colapso total en el SADI. El mismo se incluye en el Anexo III.

B.4.2 LÍMITES A LA IMPORTACIÓN DEL ÁREA

A fin de asegurar la formación exitosa de la isla regional se establece el límite de importación indicado en el punto b.2, que determina un nivel mínimo de despacho en el SRC determinado por las condiciones dinámicas de formación de la isla, y fundamentalmente por el esquema de alivio de carga vigente.

El límite es determinado por el COTDT Comahue en base a los Estudios de funcionamiento de Islas. El esquema actualmente vigente se indica en la Orden de Servicio N° 4 incluida en el Anexo III.

En la actualidad es poco probable la implementación de este límite a la importación, dado que la potencia habitualmente despachada en condiciones normales supera a la demanda.

Este esquema de protección sistémica se encuentra pendiente de revisión.

B.4.3 LÍMITES A LA EXPORTACIÓN DEL ÁREA.

La Orden de Servicio N° 27 de TRANSENER S.A., propietaria de los transformadores 500/132 kV, determina su potencia transmisible máxima en las interconexiones existentes en Planicie Banderita, El Chocón y Chocón Oeste. El valor límite de potencia a exportar es de 470 MW cuando se encuentran en servicio los transformadores 500/132 kV en los nodos mencionados.

El balance horario entre la generación que sea despachada y la demanda que se verifique en el SRC puede determinar la activación de este límite en condiciones de baja demanda y alto despacho, debiéndose entonces restringir la generación. Actualmente es posible la activación de este límite en condiciones excepcionales, como ser la transferencia de los grupos turbogás de la Central Agua del Cajón hacia el SRC estando éste con niveles relativamente bajos de demanda y alto despacho de generación.

En el Anexo VI-I, se muestra que el límite es superado en condiciones de despacho alto.

B.4.4 OPERACIÓN DE LA BARRA DE 132 kV DE LA CENTRAL AGUA DEL CAJÓN

En el esquema unifilar simplificado del SRC del Anexo I se indican las conexiones existentes de los siete generadores, las dos barras (con cinco secciones de barras), dos transformadores 132/500 kV y tres líneas de 132 kV, de uso exclusivo de CAPEX S.A. De las múltiples configuraciones posibles, la Resolución SE Nº 194/98 que autoriza su acceso a la capacidad de transporte excluye el cierre de anillos con las instalaciones de uso público (de TRANSENER y de EPEN transportista), salvo autorización expresa de las transportistas. Las configuraciones adoptadas son variables y dependen de requerimientos del sistema o propios de CAPEX S.A. La operación normal es sin el cierre de anillos y con una distribución variable de los generadores entre los distintos vínculos, prevaleciendo los transformadores 500/132 kV como medio principal de vinculación al SADI.

B.4.5 LÍMITE DE TRANSPORTE EN EL CORREDOR LOMA CAMPANA – PLANICIE BANDERITA y CHIHUIDO – PUESTO HERNÁNDEZ

El aporte de las centrales existentes en el anillo Norte provoca que las líneas de 132 kV operen con cargas elevadas en escenarios de alto despacho. La corriente a través de las mismas depende, principalmente, del aporte de las centrales térmicas Loma Campana 1 y 2, las cuales elevan, principalmente, la carga en las líneas Loma de la Lata – Mega y Mega y Mega - P.P. Banderita. En el caso de indisponibilidades en las líneas ubicadas entre Loma Campana y Puesto Hernández (Casos N-1), el excedente de potencia se dirige hacia Planicie Banderita elevando la carga en el corredor Loma Campana – Playa Planicie Banderita. Por otro lado, si se interrumpe este último corredor se produce un incremento en la corriente a través de las líneas ubicadas entre El Trapial y Puesto Hernández. Para evitar sobrecargas en casos N y N-1, cuando estas condiciones se dan en estados normales de manera programada, se solicita limitar previamente el despacho de generación. De no hacerse efectiva la restricción de generación en las condiciones indicadas o si estas salidas de línea se presentan de manera súbita, el DAG LC actúa enviando una señal de desenganche a uno o ambos generadores de las centrales Loma Campana 1 y 2, con el fin de proteger al sistema contra sobrecargas. En los casos del Anexo VI-III se representan estos estados mediante los resultados de las simulaciones. Además de proteger contra sobrecargas, el DAG fue diseñado para actuar en condiciones de inestabilidad del subsistema cuando se produce la apertura del corredor Loma Campana – Playa Planicie Banderita.

Las condiciones que provocan la actuación del DAG Loma Campana son las siguientes:

EVENTO	CONDICIÓN	ACCIÓN
Evento 1: Sobrecarga en algún tramo del corredor Loma Campana - P.P. Banderita.	-----	Desconexión de una TG (*)
Evento 2: Desconexión de línea Loma de la Lata - Mega o Mega - P.P. Banderita	Potencia generada por CT Loma Campana I y II mayor a 105 MW	Desconexión de una TG (*)
Evento 3: Desconexión de una de las líneas ET Loma Campana - ET Loma de la Lata, estando la otra en servicio.	Potencia generada por CT Loma Campana I y II mayor a 150 MW	Desconexión de una TG (*)
Evento 4: Desconexión de ambas líneas ET Loma Campana - ET Loma de la Lata, en forma simultánea o en un lapso de 1 seg.	Potencia generada por CT Loma Campana I y II mayor a 105 MW	Desconexión de una TG (*)
	Potencia generada por CT Loma Campana I y II mayor a 150 MW	Desconexión de las dos TG

En el Anexo III se describe la Orden de Servicio 13 que utiliza el COTDT Comahue – Neuquén, la cual incorpora, entre otras, las acciones descriptas.

B.4.6 LÍMITE DE CARGA EN TRANSFORMADORES DE ET ALTO VALLE

La demanda que se abastece desde la E.T. Alto Valle puede sobrepasar las potencias admisibles de los transformadores de distribución en verano. En gran medida, las posibilidades de abastecimiento del total de la demanda están sujetas al despacho de las máquinas turbovapor de la C.T. Alto Valle. Para evitar que los límites de carga sean superados, se adopta una serie de medidas incluidas en la orden de servicio OS7 del COTDT Comahue, la cual también contempla acciones para evitar valores de corrientes de cortocircuito que superen los admisibles. En el Anexo III se incluye este documento. En base a las nuevas incorporaciones de estaciones transformadoras en la zona del Alto Valle, se prevé que existan nuevos nodos de donde los consumos puedan ser abastecidos sin ser necesarios a futuro los cortes de demanda.

B.4.7 LÍMITE POR CAIDA DE TENSIÓN EN EL SUBSISTEMA NORTE EN CASOS N-1

En escenarios de demandas Valle, Resto y Pico de verano o invierno, los desenganches entre Puesto Hernández y Loma Campana y los que se producen entre Loma Campana y Planicie Banderita sin aporte desde CT Loma Campana, provocan caídas de tensión que, en algunos, casos superan el 20 % respecto al nivel previo. Estas variaciones de tensión generan desconexiones de demanda en el subsistema. Las EETT afectadas son las que quedan hacia el norte del punto en el que se desconecte el anillo. Esto Incluye a las EETT Chos Malal, Pampa Tril, Filo Morado, Puesto Hernández, Rincón de los Sauces, Chihuido, El Trapial, y puede incluir además a Mega, Loma de la Lata y Loma Campana si el desenganche es entre esta última y la ET Planicie Banderita de Transener.

Al presentarse niveles de tensión por debajo de la banda normal, se aplican los criterios establecidos en la orden de servicio Nº 6 del COTDT Comahue. Si bien esta orden de servicio

está pendiente de actualización, proporciona lineamientos para incrementar el aporte de reactivo y elevar los niveles de tensión en el subsistema Norte. En el Anexo V y en el Anexo VI - IV se simula la apertura de la línea Chihuido – Puesto Hernández en escenario de demandas Resto de invierno del año 2024 y la indisponibilidad de la línea Mega – P.P. Banderita.

B.5 CARGA DE TRANSFORMADORES

La carga máxima anual y el factor de carga previsto para los transformadores del Sistema de Transporte por Distribución Troncal Comahue, subsistema Neuquén se indica en la Planilla de carga de transformadores del Anexo II.

En la planilla se observa que la carga máxima anual supera a la capacidad nominal de transformación en el período considerado en la E.T. Loma Campana (2028), en tanto que en E.T. Planicie Banderita la carga supera el 75% de la capacidad total en el año 2026 convirtiéndola en candidata a una ampliación de la potencia de transformación. El mismo caso se da con los transformadores de E.T. Colonia Valentina que superan ese umbral en el año 2027.

Transformador de la E.T. Loma Campana

En E.T. Loma Campana, la carga del único transformador permanece con niveles relativamente bajos, sin embargo la zona posee un ritmo de crecimiento de la demanda muy alto, haciendo que surja la necesidad de ampliar la potencia de transformación en los próximos años si se cumplen los pronósticos de aumento.

Transformadores de la E.T. Alto Valle

En el caso particular de la Estación transformadora Alto Valle, el límite de carga de los transformadores ha sido alcanzado aún con el despacho de uno de los dos generadores turbovapor de la Central Térmica homónima que se conectan en 13,2 kV (en el Anexo II se muestra la carga de los mismos sin este despacho de generación). De acuerdo a la planificación que se realizó en su momento, no está previsto seguir concentrando la potencia demandada en ese nodo, existiendo en la actualidad otras estaciones transformadoras, las cuales poseen capacidad de transformación remanente.

Transformador de E.T. Rincón de los Sauces

La carga del transformador de la ET Rincón de los Sauces puede verse incrementada eventualmente si es necesario transferir la carga abastecida desde la ET Puesto Hernández. Para esta condición, los valores de carga del transformador TP2 alcanzan niveles cercanos al 100% en verano pico. Los valores establecidos en la planilla de carga de transformadores se definen sin considerar dicha transferencia. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que la E.T. Puesto Hernández se considera una estación transformadora de baja confiabilidad para la cual se ha requerido su normalización. En la medida que no se haga efectivo ese reacondicionamiento, se mantendría la condición de baja confiabilidad y la posibilidad de que el total de la demanda del distribuidor deba ser abastecida desde la E.T. Rincón de los Sauces, alcanzando el límite de carga admisible del transformador. No se considera este incremento eventual para definir la necesidad

de ampliación de la potencia de transformación, por considerar que existe otro nodo para abastecer una fracción de la demanda. De esta manera, la necesidad de ampliación se desplaza hacia el año 2028.

Transformador de E.T. Playa Planicie Banderita

Los niveles de carga se determinan sin el abastecimiento de la C.T. Loma de la Lata - Motores MAN, central que se despacha hacia la red de distribución de EPEN que se conecta a la E.T. Por otro lado, al igual que en E.T. Rincón de los Sauces, bajo determinadas condiciones de confiabilidad o indisponibilidad en otros nodos de 132 kV, cercanos a la E.T. P. P. Banderita, la carga del transformador TP01 adquiere un valor mayor al adoptado como base para realizar los flujos de potencia, superando el límite admisible en el año 2027 según la estimación de la demanda futura realizada. No se considera este incremento eventual para definir la necesidad de ampliación de la potencia de transformación, por considerar que existe otro nodo para abastecer una fracción de la demanda. Sin embargo esta situación puede cambiar en función de las limitaciones que puedan aparecer en la red de distribución. En caso de existir restricciones en ese sistema de media tensión, las necesidades de ampliación se manifestarán antes del año indicado.

Tal cómo se ha hecho mención en otros puntos de la guía, las previsiones de demanda en las inmediaciones del Subsistema Norte, al que pertenecen las EETT P. P. Banderita, Rincón de los Sauces, Loma Campana, entre otras, varían constantemente, lo que agrega un grado de incerteza mayor respecto a otros Subsistemas. La carga admisible de los transformadores podría verse alcanzada antes de lo previsto si el desarrollo de nuevos proyectos que demanden energía eléctrica y requieran conexión con la red de Transporte adquiere un mayor impulso.

Reserva de potencia de transformación

Se destaca que las únicas EETT con dos transformadores o más, libres de restricciones de la demanda para la carga máxima anual ante la salida de servicio de un transformador, son las de Piedra del Águila, y Puesto Hernández, pudiendo sumarse la ET El Trapial cuando se habilite definitivamente la incorporación del tercer transformador.

B.6 NIVELES DE CORTOCIRCUITO

En la tabla de potencias de cortocircuito máximas del Anexo II se presentan los niveles correspondientes el 2023 y años posteriores. Para el cálculo de la potencia de cortocircuito monofásica y trifásica en las barras de 132 kV del subsistema Neuquén, el SRC fue modelado incluyendo las instalaciones de 132 kV y el aporte de los grupos generadores conectados al mismo adoptando un escenario de despacho con máximo aporte. Para el modelado de los aportes provenientes de la red de 500 kV, se utilizaron los datos de potencias de cortocircuito calculadas por Transener en las barras de 500 kV.

Nota: la capacidad indicada ante cortocircuitos para cada E.T. en el nivel de 132 kV en el Anexo II corresponde a la capacidad de ruptura de los interruptores o a los valores de diseño utilizados en su construcción.

Hay que tener en cuenta que existen EETT cuya edad supera los 50 años de ciclo de vida estadística, por lo que es de esperar que las prestaciones de determinados elementos sean

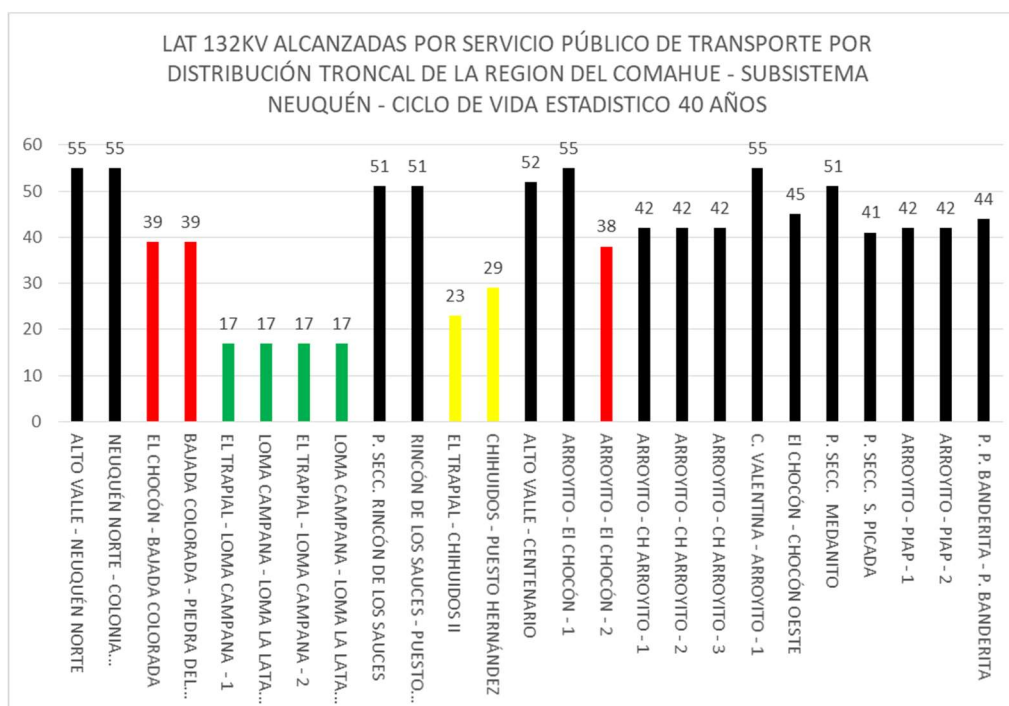
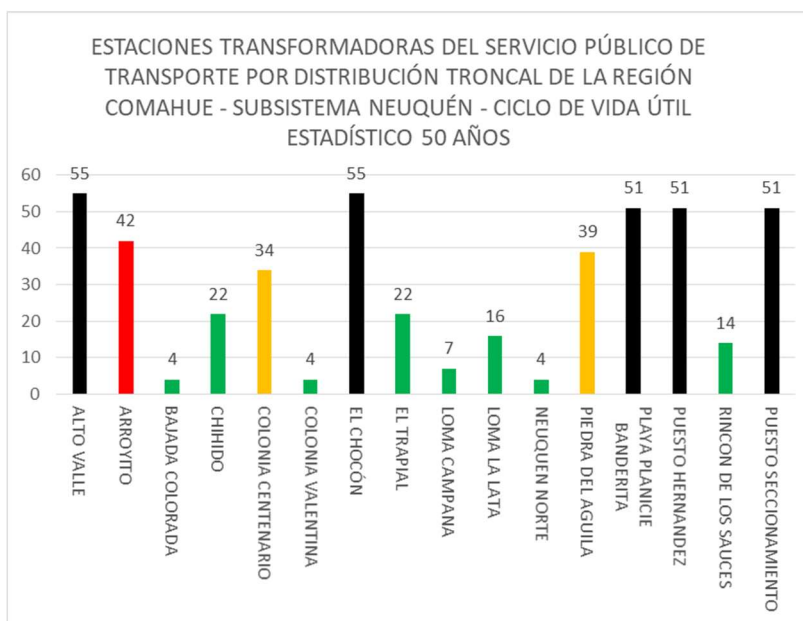
inferiores al valor establecido en el diseño original. Para aquellas ampliaciones o incorporaciones que eleven la potencia de cortocircuito de manera significativa en las EETT con más de 40 años, la Transportista deberá analizar con mayor detalle las necesidades de readecuación de las instalaciones, sobre todo, en lo referido a elementos como mallas de puesta a tierra, conductores de barras, aisladores soporte, etc.

B.7 DETALLE DE LAS INVERSIONES NECESARIAS PARA MINIMIZAR LAS RESTRICCIONES DEL TRANSPORTE Y/O MEJORAR LA CALIDAD DE SERVICIO

Las ampliaciones informadas en este punto corresponden a alternativas que surgen de los estudios realizados en la presente guía y tiene por objeto proponer o guiar las soluciones que debieran adoptarse para resolver las falencias actuales o de escenarios futuros. En cierta medida, la elección de una alternativa de ampliación dependerá de cómo evolucione el sistema, principalmente, en lo relacionado con el crecimiento de la demanda o el ingreso de nuevos generadores. El análisis realizado no posee la profundidad que es requerida en las solicitudes de acceso o de ampliación a la capacidad de transporte. En los estudios de Etapa I a realizar por los agentes solo se tendrán en cuenta la topología existente al momento del ingreso y las ampliaciones autorizadas por el ENRE. No debe considerarse como elemento constitutivo de la red futura las ampliaciones que son enunciadas como propuestas en esta guía.

También se incorporan en este punto las inversiones dirigidas a mejorar la confiabilidad de las instalaciones existentes. Las razones por las cuales deben ser readecuadas tienen que ver en general, con su antigüedad y con el hecho de que fueron expuestas a solicitudes extremas. Otro motivo aplica al caso de líneas de 132 kV cuyas franjas de servidumbre han sido invadidas, sin que se haya logrado liberar al intentar otras medidas. Además de ser un factor de degradación de la seguridad pública, esto tiene impacto en la confiabilidad del sistema de potencia al incrementar el riesgo de indisponibilidad de las líneas.

Si bien no es el único factor que incide en el deterioro de las líneas, la edad de las instalaciones es un dato importante al evaluar las capacidades de sus componentes, sobre todo, en la medida que estas se acercan o exceden el ciclo de vida estadístico. A continuación, se indica la antigüedad de Estaciones Transformadoras y líneas de 132 kV:

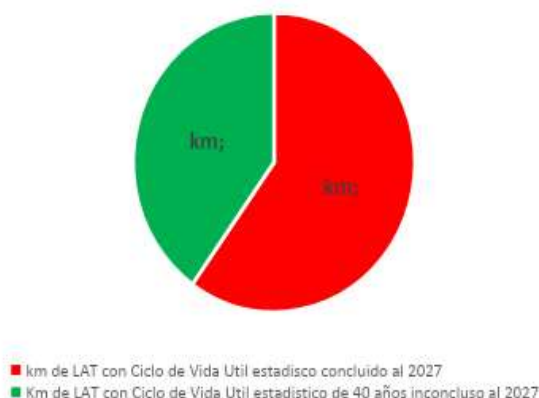


Basado fundamentalmente en los estándares de vida útil estadísticos utilizados por el ENRE en la “Auditoría Técnica y Económica de los bienes esenciales afectados al Servicio Público de Transporte de Energía por Distribución Troncal de la Región Comahue – Subsistema Neuquén” realizada en el año 2012 por encargo de dicho Ente, en el Subsistema Neuquén hay cuatro estaciones transformadoras que superan los 50 años del ciclo de vida estadístico, estas son Alto Valle, El Chocón, Playa Planicie Banderita y Puerto Hernández. A este grupo se le suma

el puesto de seccionamiento ubicado entre Rincón de los Sauces y Medanito. Por otro lado, más de la mitad de las líneas con estructuras de hormigón supera el límite de 40 años establecido.

En el gráfico que se incluye a continuación, se observa que, si se mide en kilómetros de longitud, en 2027 más del 50% presentará una antigüedad excederá el límite establecido:

770 Km de LAT 132 kV alcanzadas por el Servicio Público de Transporte por
Distribución Troncal de la región del Comahue - Subsistema Neuquén - Escenario
Año 2027 (en 5 años) - Aprox.: 3241 Estructuras Soportes



Reemplazo de equipos incluidos en instancia de Revisión Tarifaria Integral (RTI)

Las instalaciones eléctricas (Activos) entregadas en concesión a EPEN para su operación y mantenimiento, responsabilidad que involucra efectuar la gestión de los “Activos Críticos” del Sistema Eléctrico de Potencia bajo concesión en forma calificada y oportuna y solicitar a la Nación las inversiones necesarias para efectuar el reemplazo de los mismos en el momento adecuado que establece el fin de su ciclo de vida útil característico a los fines de sostener eficientemente los niveles de confiabilidad, disponibilidad y mantenibilidad operativa y funcional estandarizados por el marco regulatorio permitiendo además, operar y mantener sus instalaciones y equipos en forma que no constituyan peligro alguno para la seguridad pública, y a cumplir con los reglamentos y resoluciones emitidas por el ENRE para el logro del propósito social de la actividad, todo esto de manera coherente con las realidades y necesidades políticas, sociales y económicas del país, percibiendo para ello una remuneración justa y razonable.

Las mejoras incluidas en dicho plan que, por envergadura tienen mayor relevancia, son mencionadas en esta guía.

B.7.1 AMPLIACIONES DE LA CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN

Con antelación al momento en que la carga máxima anual iguale a la capacidad de transformación existente en una E.T., a fin de evitar restricciones es necesario poner en servicio

una ampliación de la transformación o bien se deben transferir cargas EETT que posean capacidad remanente.

La creación de nuevas EETT o la futura transferencia de cargas a EETT existentes a través de redes internas de los usuarios surge de estudios de demandas y de las redes de distribución que las alimentan, lo que se encuentra fuera del alcance de las Guías de Referencia del transporte. Se asume entonces, a los efectos de las propuestas de ampliaciones de capacidad de transformación, que no se crearán nuevas EETT a estos fines más allá de las obras que están autorizadas por el ENRE al momento de elaborar la guía de referencia.

Tanto el módulo como la fecha oportuna de puesta en servicio de una ampliación de la capacidad de transformación dependen del criterio de reserva de transformación utilizado. Como fuera indicado en el punto b.5, las únicas EETT libres de restricciones en la demanda -para la carga máxima anual- ante la salida de un transformador son las de Puesto Hernández y Piedra del Águila, mientras que en el resto de las EETT, la reserva de transformación es limitada o nula. Tomando como referencia esta situación no se utilizará la existencia de reserva como requisito para definir ampliaciones.

El COTDT COMAHUE – Neuquén utiliza, a efectos de seleccionar las EETT candidatas a una ampliación, el criterio del factor de carga superior al 75 % en el período analizado. En el punto b.5 se mencionan las EETT cuyos transformadores superan ese nivel de carga.

De éstas EETT candidatas, sólo se formulan propuestas de ampliación para aquellas cuyo factor de carga supera el 100 % en el período analizado.

Nuevo transformador 132/33/13,2 kV – E.T. Loma Campana

Ubicación: Departamento Añelo, Provincia de Neuquén

Equipos involucrados: nuevo transformador 132/33/13,2 kV, 45/45/30 MVA y campos asociados.

Fecha oportuna de puesta en servicio: 2027

Breve descripción de las restricciones que minimiza o elimina, y su afectación a la calidad y seguridad del servicio.

Los incrementos de demanda proyectados por el distribuidor EPEN, en función de los múltiples proyectos que se desarrollan en la zona de Vaca Muerta, sumado a la carga proyectada por el GUMA Vista E.A., provocarán la sobrecarga del transformador 45/45/30 MVA actual. En general, la demanda abastecida pertenece a la actividad hidrocarburífera y a los consumos de la ciudad de Añelo, de la cual se espera un gran crecimiento de la demanda eléctrica. Para definir la fecha oportuna de puesta en servicio se consideran los incrementos esporádicos de demanda que se presentan en uno de los alimentadores de 33 kV.

Plazos de obra: 15 meses.

Destacar si es, a su criterio, imprescindible: en base a los pronósticos de demanda, a partir del año 2028, se deberán aplicar restricciones en condiciones de sobrecarga, por este motivo se considera imprescindible.

Nuevo transformador 132/33/13,2 kV – E.T. Playa Planicie Banderita

Ubicación: departamento Confluencia, Provincia de Neuquén

Equipos involucrados: nuevo transformador 132/33/13,2 kV, 15/15/10 MVA y campos asociados.

Fecha oportuna de puesta en servicio: 2027

Breve descripción de las restricciones que minimiza o elimina, y su afectación a la calidad y seguridad del servicio.

La demanda proyectada para los próximos años, puede provocar la sobrecarga del transformador 15/15/10 MVA actual. La inclusión de un segundo transformador en lugar de ampliar la capacidad de transformación del primero mejora la confiabilidad de abastecimiento en caso de indisponibilidad de una de las máquinas.

El despacho de la CT Loma de la Lata – Motores MAN conectada en la red de 33 kV descarga al transformador, sin embargo no se puede asegurar que esté en servicio en condiciones normales, su aporte hacia el sistema es variable.

Plazos de obra: 18 meses.

Destacar si es, a su criterio, imprescindible: En base a los pronósticos de demanda y a las restricciones que se deberían aplicar en condiciones de sobrecarga, se considera imprescindible. Dado que abastece en zonas que poseen un alto crecimiento en los consumos eléctricos y que existen ciertas incertezas en los pronósticos de demanda, es probable que la fecha oportuna se adelante.

Nuevo transformador 132/33/13,2 kV – E.T. Rincón de los Sauces

Ubicación: departamento Pehuenches, Provincia de Neuquén

Equipos involucrados: nuevo transformador 132/33/13,2 kV, 15/15/10 MVA y campos asociados.

Fecha oportuna de puesta en servicio: 2028

Breve descripción de las restricciones que minimiza o elimina, y su afectación a la calidad y seguridad del servicio.

La demanda proyectada para los próximos años, puede provocar la sobrecarga del transformador 15/15/10 MVA actual hacia fines del periodo. La inclusión de un segundo transformador en lugar de ampliar la capacidad de transformación del primero mejora la confiabilidad de abastecimiento en caso de indisponibilidad de una de las máquinas. Según informa el Distribuidor, en función de las debilidades que presenta el suministro hacia la demanda de la ciudad desde E.T. Puesto Hernández, es probable que la necesidad de ampliación se anticipe.

Plazos de obra: 12 meses.

Destacar si es, a su criterio, imprescindible: En base a los pronósticos de demanda y a las restricciones que se deberían aplicar en condiciones de sobrecarga, se considera imprescindible.

B.7.2 AMPLIACIONES DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE EN LÍNEAS

Las siguientes propuestas de ampliación se realizan para lograr un adecuado comportamiento y desempeño de la red.

Además de las incorporaciones que permiten ampliar la capacidad de transporte debe considerarse la reducción de confiabilidad derivada de la antigüedad de ciertas instalaciones y las condiciones de deterioro a las que han sido expuestas durante los años en servicio. Se destacan la Estación Transformadora Puesto Hernández y el corredor de 132 kV Puesto Hernández – Rincón de los Sauces – Medanito, los que poseen más de 50 años, con evidencias de degradación en general, más que del deterioro puntual de algún equipo en particular. Si bien se avanza paulatinamente en el reemplazo de determinados componentes, la incidencia del tiempo en el estado general requiere de acciones más abarcativas. En este punto se realizan propuestas destinadas a mejorar la confiabilidad del sistema mediante el reemplazo de esos activos.

Según el análisis del sistema, las mayores falencias y complejidad en el funcionamiento se hayan en el Subsistema Norte, por lo cual se efectúan diversas propuestas con ventajas y desventajas, destinadas a resolver los mismos inconvenientes. La elección de una u otra dependerá de la ponderación de cada una de las deficiencias y de los niveles de inversión necesarios, entre otros factores. En el punto c.3.2.2 se explican resumidamente las debilidades del Subsistema. Las opciones de ampliación se incluyen en los puntos **b.7.2.1 a b.7.2.6**. En el caso de la propuesta del punto b.7.2.5, además de proveer una solución para el SSN, mejora la confiabilidad del SRC en su conjunto. Por otro lado, la alternativa del punto b.7.2.4 mejora el funcionamiento de los Subsistemas Norte y Oeste.

B.7.2.1 Construcción de Línea de 132 kV, Loma La Lata - Playa Planicie Banderita

Ubicación: Departamentos de Añelo y Confluencia, provincia de Neuquén

Equipos involucrados: Construcción de Línea de 132 kV Loma La Lata – Playa Planicie Banderita, de 26 km.

Fecha oportuna de puesta en servicio: 2027.

Breve descripción de las restricciones que minimiza o elimina:

Eleva la confiabilidad de la red en el subsistema norte al mejorar la prestación del servicio ante distintos escenarios de contingencia entre ET Loma La Lata y Playa Planicie Banderita. Reduce la dependencia del sistema, del desempeño del DAG Loma Campana. En escenarios sin despacho de CT Loma Campana, elimina las subtensiones que son producto de contingencias simples en los vínculos actuales que conectan Loma La Lata y Playa Planicie Banderita. Al considerar estas mismas contingencias, pero con aporte desde CT Loma Campana, reduce el riesgo de oscilaciones que produce el desenganche de líneas en el mismo corredor y elimina las restricciones por sobrecarga que se indican en la tabla b.2.2.1 y b.2.2.2 para estas contingencias. Robustece el anillo evitando que el funcionamiento con apertura en el corredor actual Loma La Lata - P.P. Banderita, sea susceptible a las variaciones que pudieran darse en las redes internas de los agentes (arranque de grandes motores, energización de transformadores, fallas internas, etc.).

A futuro, de concretarse los escenarios de alto crecimiento del consumo, en condiciones normales se sobrecargarán las líneas de 132 kV existentes entre ambas EETT cuando no esté despachada la CT Loma Campana. La línea propuesta evita que eso acontezca.

Cabe aclarar que una mejor alternativa sería una línea entre Loma Campana y P.P. Banderita, pero dado que existe una limitación en el espacio del predio de la ET L.C., no es posible incorporar un campo de 132 kV.

No contribuye a aliviar las elevadas cargas de la interconexión en Planicie Banderita que se presentarán a futuro bajo ciertas hipótesis de funcionamiento.

No resuelve el impacto (inestabilidad y sobrecargas) de la desconexión de la doble terna Loma Campana – Loma de la Lata.

En lo que refiere a las caídas de los perfiles de tensión no soluciona la influencia que tienen las desconexiones de líneas al norte de Loma La Lata y de la interconexión en Planicie Banderita (trafo T2PB 500/132 kV y línea P.P. Banderita – P. Banderita).

Plazos de obra: 24 meses.

Destacar si es, a su criterio, imprescindible

Se considera imprescindible la implementación de alternativas de mejora. Los cortes de demanda ante contingencia serán más pronunciados en la medida que aumente la demanda del sistema sin que se resuelvan los problemas detallados.

B.7.2.2 Construcción de Línea de 132 kV, El Trapial– Puesto Hernández

Ubicación: Departamento Pehuenches, Provincia de Neuquén

Equipos involucrados: construcción de línea de 132 kV El Trapial – Puesto Hernández, de 25 km

Fecha oportuna de puesta en servicio: 2026.

Breve descripción de las restricciones que minimiza o elimina, y su afectación a la calidad y seguridad del servicio.

Evita caídas pronunciadas de tensión en las EETT del norte neuquino ante desenganches en el corredor El Trapial – Puesto Hernández. Para estas mismas contingencias, evita la sobrecarga que se da actualmente en el corredor Loma La Lata – P.P. Banderita en escenarios con dos TG de CT Loma Campana en servicio.

Para condiciones N-1 que provoquen la apertura del corredor Loma Campana – Playa Planicie Banderita permite el despacho de generación en el anillo sin sobrecargar las líneas de 132 kV El Trapial – Chihuido II y Chihuido II – Puesto Hernández. En base a esta mejora, reduce la dependencia que tiene el sistema de potencia, del desempeño del DAG Loma Campana. Elimina la restricción de generación o demanda indicada en las tablas b.2.2.1 y b.2.2.2, respectivamente, ante la indisponibilidad de alguna de estas dos líneas.

Plazos de obra: 24 meses.

Destacar si es, a su criterio, imprescindible

Se considera imprescindible la implementación de alternativas de mejora. Los cortes de demanda ante contingencia serán más pronunciados en la medida que aumente la demanda del sistema sin que se resuelvan los problemas detallados.

B.7.2.3 Construcción de Línea de 132 kV, APE – Zapala

Ubicación: Departamento Añelo – Departamento Zapala, Provincia de Neuquén

Equipos involucrados: construcción de línea de 132 kV APE – Zapala, de 90 km

Fecha oportuna de puesta en servicio: 2027.

Breve descripción de las restricciones que minimiza o elimina, y su afectación a la calidad y seguridad del servicio.

En cuanto a las mejoras sobre el sistema de la zona Norte, es una alternativa a la construcción de la línea de 132 kV Loma La Lata – Playa Planicie Banderita. En condiciones de red completa reduce la carga a través del corredor actual Loma Campana – Playa Planicie Banderita. En condiciones N-1 del anillo de la Zona Norte disminuye el impacto de los desenganches entre Loma Campana y P.P. Banderita en la estabilidad de la red, la sobrecarga de líneas y las caídas de tensión. De esta manera reduce las restricciones las tablas b.2.2.1 y b.2.2.2. Reduce la carga de la interconexión en Planicie Banderita.

Respecto a los beneficios en el comportamiento del sistema de la zona Oeste, es una alternativa a la construcción de la línea Chos Malal – Las Lajas proyectada por la provincia de Neuquén. Otorga confiabilidad al suministro que el distribuidor EPEN realiza hacia las localidades del Oeste Neuquino. La línea de 132 kV Cutral Có – Zapala del distribuidor que abastece en forma radial estas demandas, presentó problemas estructurales en condiciones climáticas adversas y llegó a

colapsar en el invierno del año 2018, dejando sin servicio por varios días, entre otras localidades, a Zapala, Aluminé, Caviahue, Loncopué, Las Lajas, Villa Pehuenia y El Huecú.

Como desventaja se observa que, ante desconexiones entre las EETT Loma Campana y P.P. Banderita con CT Loma Campana fuera de servicio, puede trasladar, en parte, el problema de subtensiones hacia las EETT de la zona Oeste. Tampoco es una solución para las desconexiones que pueda ocurrir hacia el norte de Loma Campana.

Plazos de obra: 24 meses.

Destacar si es, a su criterio, imprescindible

Es imprescindible que exista un vínculo alternativo para abastecer las localidades que pudieran verse afectadas ante otra contingencia como la ocurrida en 2018. Respecto al Subsistema Norte se considera imprescindible la implementación de alternativas de mejora.

B.7.2.4 Construcción de una nueva Estación Transformadora 500/132 kV y de una línea doble terna de 132 kV hasta ET El Trapial

Ubicación: Departamento Pehuenches, Provincia de Neuquén

Equipos involucrados: nueva ET 500/132 kV incorporada mediante apertura de LAT 500 kV Agua del Cajón – Río Diamante. Doble terna de 90 km desde ET 500/132 kV hasta ET El Trapial.

Fecha oportuna de puesta en servicio: 2027.

Breve descripción de las restricciones que minimiza o elimina, y su afectación a la calidad y seguridad del servicio.

Reduce, principalmente, la carga de la interconexión 500/132 kV en Planicie Banderita. Reduce la carga a través del corredor Loma Campana – Playa Planicie Banderita. Elimina las caídas de tensión pronunciadas en la mayoría de las contingencias simples. Les da mayor firmeza a las barras del Subsistema Norte, haciéndolo más estable y evitando que se produzcan las oscilaciones ante desenganches. Al reducir la carga del T2PB 500/132 kV, elevará la confiabilidad de todo el Sistema Regional Comahue. Elimina las restricciones de las tablas b.2.2.1 y b.2.2.2 y reduce las de la tabla b.2.1.

Cómo se aclara en el inicio de este apartado, las propuestas intentan dar una orientación para resolver los distintos problemas, el abordaje de estas ampliaciones necesita de un estudio detallado y más en este caso en el que se interviene en la red de 500 kV. Variantes de la alternativa mencionada podrían incluir conexiones en 132 kV con otra E.T. de la zona, en lugar de hacerlo con ET El Trapial. En cualquiera de las opciones a evaluar debe hacerse un esfuerzo por reducir las distancias eléctricas entre nodos firmes con vínculo a la red de 500 kV y los nodos débiles del Norte, ya que la debilidad del sistema trae aparejado problemas de tensión e inestabilidad.

Plazos de obra: 30 meses.

Destacar si es, a su criterio, imprescindible

Se considera imprescindible la implementación de alternativas de mejora. Los cortes de demanda en el S.S. Norte ante contingencia serán más pronunciados en la medida que aumente la demanda del sistema sin que se resuelvan los problemas detallados.

B.7.2.5 Construcción de una nueva línea entre Loma La Lata y el Puesto de Seccionamiento ubicado entre Medanito, Rincón de los Sauces y Señal Picada.

Ubicación: Departamentos Añelo y Pehuenches, Provincia de Neuquén

Equipos involucrados: nueva LAT 132 kV Loma La Lata – Puesto de Seccionamiento de 90 km. Playa de Maniobras en Puesto de Seccionamiento.

Fecha oportuna de puesta en servicio: 2027.

Breve descripción de las restricciones que minimiza o elimina, y su afectación a la calidad y seguridad del servicio.

Eleva la seguridad de la red en el subsistema norte al mejorar la prestación del servicio ante distintos escenarios de contingencia. Reduce la dependencia del sistema, del desempeño del DAG Loma Campana. La línea contribuirá a morigerar las caídas de tensión ante contingencia simple entre Puesto Hernández y Loma Campana. Al considerar contingencias entre Loma La Lata y P.P. Banderita, pero con aporte desde CT Loma Campana y baja demanda, reduce el riesgo de oscilaciones. Para determinados Casos N-1, minimiza las restricciones que se indican en las tablas b.2.2.1 y b.2.2.2. A futuro, con escenarios de alto crecimiento de la demanda, evitará que se sobrecarguen las líneas Loma La Lata – P.P. Banderita en condiciones normales.

Bajo ciertos escenarios del Subsistema Norte, con elevado despacho de generación y baja demanda o de muy alta demanda y bajo despacho, puede introducir sobrecargas en la línea Puesto de Seccionamiento – Medanito. Otra desventaja es que no reduce el intercambio de potencia con la red de 500 kV en Planicie Banderita.

Plazos de obra: 24 meses.

Destacar si es, a su criterio, imprescindible

Se considera imprescindible la implementación de alternativas de mejora. Los cortes de demanda en el S.S. Norte ante contingencia serán más pronunciados en la medida que aumente la demanda del sistema sin que se resuelvan los problemas detallados.

B.7.2.6 Construcción de una nueva Línea doble terna Loma La Lata – Agua del Cajón

Ubicación: Departamentos Confluencia y Añelo, Provincia de Neuquén

Equipos involucrados: nueva LAT 132 kV Loma La Lata – Agua del Cajón de 80 km.

Fecha oportuna de puesta en servicio: 2027.

Breve descripción de las restricciones que minimiza o elimina, y su afectación a la calidad y seguridad del servicio.

Reduce significativamente la carga de la interconexión 500/132 kV en P. Banderita y del corredor Loma La Lata - P. P. Banderita.

Ante contingencias simples que abren el corredor Loma La Lata – PP Banderita, el anillo se mantiene sin sobrecargas, con tensiones dentro de la banda normal y con un mejor comportamiento dinámico. Las aperturas del anillo entre Puesto Hernández y Loma La Lata no sobrecargan las líneas que conectan a esta última con P.P Banderita. De esta manera, minimiza las restricciones contenidas en las tablas b.2.2.1 y b.2.2.2.

No proporciona beneficios para las EETT ubicadas hacia el norte de la provincia ante el desenganche de líneas entre Puesto Hernández y Loma Campana.

Plazos de obra: 24 meses.

Destacar si es, a su criterio, imprescindible:

Se considera imprescindible la implementación de alternativas de mejora. Los cortes de demanda en el S.S. Norte ante contingencia serán más pronunciados en la medida que aumente la demanda del sistema sin que se resuelvan los problemas detallados.

b.7.2.7 Construcción de línea doble terna Colonia Valentina - Centenario y línea doble terna Agua del Cajón – Colonia Valentina

Ubicación: Departamento Confluencia, Provincia de Neuquén

Equipos involucrados: nueva LAT 132 kV Doble terna Colonia Valentina - Centenario (10 km). LAT 132 kV Doble terna Agua del Cajón – Colonia Valentina (16 km)

Fecha oportuna de puesta en servicio: 2027.

Breve descripción de las restricciones que minimiza o elimina, y su afectación a la calidad y seguridad del servicio.

Evita la sobrecarga del corredor Arroyito – Colonia Valentina – Neuquén Norte – Alto Valle y la línea Arroyito – Gran Neuquén en escenarios de demanda pico con baja generación. Mejora los perfiles de tensión en EETT de la zona Alto Valle. De no contar con el despacho suficiente, con carga elevada en las líneas, el desenganche de una de ellas o de la interconexión Playa Planicie Banderita – Planicie Banderita, pueden colapsar el Sistema Regional. Sin la incorporación de estas líneas, con la red completa y demanda pico las tensiones estarán por

debajo de 0,95 p.u., en escenarios de baja generación, en barras de 132 kV del Alto Valle. El aumento de demanda dentro del SRC acentuará estos problemas.

La incorporación de las líneas mencionadas elimina la necesidad de aplicar el límite de transporte de la tabla b.2. Reduce la carga en la interconexión en Planicie Banderita. También reduce la carga de los transformadores 500/132 kV de ET El Chocón y Chocón Oeste en escenarios con despacho elevado. En caso de avanzar con esta propuesta, habrá que tener en cuenta que tanto la barra de la ET Agua del Cajón como las líneas que la vinculan a ET Arroyito son propiedad del generador, no están bajo jurisdicción del Transporte Federal.

Plazos de obra: 24 meses.

Destacar si es, a su criterio, imprescindible

En base a las proyecciones de demanda y a las restricciones que se deberán aplicar para evitar sobrecargas o tensiones fuera de banda, se considera imprescindible.

B.7.2.8 Otras Propuestas

Construcción de Líneas de 132 kV, Pio Protto – Junín de los Andes (25 km) y Junín de los Andes - Piedra del Águila (100 km)

Ubicación: Departamentos Collón Cura- Huiliches-Lacar, Provincia de Neuquén

Tanto las localidades de San Martín y Junin de los Andes como la de Piedra del Águila, se abastecen en forma radial. Las primeras tienen vínculo con el SADI a través de la interconexión en Alicurá, mientras que la ET Piedra del Águila Pertenece al Sistema Regional Comahue. El vínculo en 132 kV Pio Protto – Junin, junto con el vínculo Piedra del Águila - Junin cierra un anillo que garantiza el abastecimiento de la demanda ante la apertura de Pio Protto- Alicurá o la indisponibilidad del corredor Piedra del Águila – Bajada Colorada - El Chocón. La línea propuesta mejora la confiabilidad del abastecimiento hacia las localidades mencionadas, sin embargo, debe ahondarse en el análisis de ventajas y desventajas, y las posibles obras complementarias que serían necesarias para que la ampliación propuesta presente un comportamiento acorde en los distintos escenarios de funcionamiento.

Construcción de Línea de 132 kV, Chos Malal – Las Lajas (135 km)

Ubicación: Departamentos Chos Mala I- Ñorquin – Loncopue - Picunches, Provincia de Neuquén

Son varias las localidades cuyas EETT con conexión en 132 kV se vinculan en forma radial al resto del sistema, en el norte y el oeste de la provincia. La línea propuesta permite elevar la confiabilidad del suministro y mejorar las posibilidades de abastecimiento hacia esas comunidades. Algunas estructuras de la línea existente Cutral Có – Zapala han colapsado en el pasado, lo cual ha dejado con un suministro restringido a distintas localidades durante varios días, en el invierno de 2018. Si bien se han realizados gestiones para llevar adelante esta obra, por el momento no se ha logrado el cometido.

Nueva E.T. en el Oeste de la ciudad de Neuquén

Sobre el final del periodo analizado es probable que surja la necesidad de incorporar un nuevo nodo de vinculación al Sistema de Transporte debido al crecimiento que tiene la ciudad de Neuquén hacia el oeste. La conexión de esa nueva E.T. con la red de transporte deberá ser en el nivel de 132 kV, con la posibilidad de reducir a 13,2 y 33 kV. La potencia de transformación a incorporar depende de los pronósticos de demanda a realiza por el Distribuidor y la distribución geográfica que esos consumos tengan dentro del ejido de la ciudad.

B.7.3 AMPLIACIONES DESTINADAS A MEJORAR LA CALIDAD DE SERVICIO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

Las siguientes ampliaciones no están relacionadas con la construcción de líneas o la ampliación de la capacidad de transformación, sino que están dirigidas a mejorar la calidad de servicio mediante el reemplazo o readecuación de instalaciones existentes. A continuación, se brinda una breve descripción de cada una de las obras propuestas.

Readecuación y renovación de bancos de capacitores en E.T. Puesto Hernández

Breve descripción:

La E.T. Puesto Hernández cuenta con tres bancos de capacitores de una única etapa de 10 MVAR cada uno, que son utilizados para controlar tensiones en el Subsistema Norte. Al poseer una sola etapa, en su operación deben tomarse ciertas previsiones para evitar la aparición de sub o sobretensiones en redes de los usuarios. El debilitamiento del subsistema en los últimos años como consecuencia de la baja de generación contribuye a que las variaciones de tensión sean pronunciadas. La E.T. Puesto Hernández es de las más antiguas del sistema regional, con más de 50 años y equipamiento sometido a grandes solicitaciones, esto lleva a extremar las precauciones en la operación en tiempo real.

Con el crecimiento de la demanda impulsada por el desarrollo de la actividad hidrocarburífera, será necesario incrementar el uso de los bancos de capacitores para controlar las tensiones. Esto se contrapone con el criterio de disminuir su utilización para reducir solicitaciones en los equipos y evitar afectaciones en el servicio por variaciones de tensión.

Considerando que deben ser reemplazados por el fin de vida útil, la renovación de los bancos deberá contemplar su reemplazo por equipos con más etapas de operación a fin de tener una operación con mayor control de las variaciones de energía reactiva. A su vez deberán redistribuirse para evitar su concentración en una sola E.T. Las nuevas ubicaciones y la potencia de las etapas deberán ser definidas mediante estudios y mediciones en campo.

Sistema de Desconexión Automática de Demanda (DAD)

Las ya mencionadas caídas pronunciadas de tensión ante contingencias provocan una afectación a la calidad del suministro, pudiendo derivar en la desconexión de demandas por subtensión. Estas caídas se acentuarán en la medida que aumente la demanda y no se amplíe la red con la incorporación de líneas de 132 kV que den robustez a la red de transporte.

A fin de mitigar el impacto sobre el sistema de transporte, permitiendo que se mantengan los niveles de tensión por encima de 0,9 p.u. bajo contingencia, y evitando la desconexión sin control de equipos, la incorporación de un DAD dispara interruptores de los usuarios, reduciendo los niveles de demanda que afectan a los perfiles de tensión. Los interruptores a desconectar resultarán de un estudio de la red de transporte. La incorporación de un sistema DAD no es la solución pretendida por la Transportista pero, ante la falta de inversiones que resuelvan esta falencia en forma definitiva, reducirá las consecuencias de los desenganches. Considerando que posee desventajas significativas, la conveniencia de su implementación es una opción que se analizará junto con la evolución que adquiera la demanda y el comportamiento de la red de transporte en los próximos años.

Básicamente, el sistema DAD deberá estar conformado por:

- Un PLC en cada una de las estaciones transformadoras en las que se pueden originar los eventos que provoquen las caídas abruptas de tensión. Este dispositivo recibe señales con estados y eventos de esa E.T., y las procesa a fin de que sean comunicadas a una Estación Maestra.
- Dispositivos de comunicación que procesan las señales a ser transmitidas hacia una Estación Maestra.
- Vínculos de comunicación entre estaciones transformadoras para comunicar los eventos (básicamente, desconexiones de línea de 132 kV) que originan el decaimiento abrupto de la tensión.
- Un PLC, relé, y equipos de comunicación en cada Estación Transformadora o campo de maniobras, en los que se encuentran los interruptores a desconectar.
- Vínculos de comunicación que permitan el envío de las señales de desconexión desde la Estación Maestra hacia los interruptores (de la Transportista o el usuario) seleccionados.
- Una Estación Maestra que, con la información recabada desde las distintas Estaciones Transformadoras, procese los datos mediante un algoritmo a definir (resultado del estudio del sistema de potencia), y comunique las señales de desconexión correspondientes.

Las Estaciones Transformadoras en las cuales se podrían originar los eventos cuyo tratamiento son de interés para eliminar las anomalías en los perfiles de tensión son:

- Playa Planicie Banderita
- Planicie Banderita
- Mega
- Loma La Lata
- Loma Campana
- El Trapial
- Chihuidos
- Puesto Hernández
- APE

Los consumos que deben participar del alivio de cargas pueden incluir Estaciones Transformadoras adicionales al grupo mencionado.

Soterramiento de un tramo y adecuación de alturas libres en la línea de 132 kV Alto Valle – Colonia Centenario

Breve descripción: en la actualidad la franja de servidumbre está invadida por un asentamiento del Barrio Provincias Unidas, en la zona este de Neuquén Capital, y también en cercanías del parque industrial de la ciudad, con alturas libres fuera de lo permitido (la zona inicialmente era rural y hoy está totalmente urbanizada). La línea es del año 1972, por lo que además excede el periodo de vida útil. Debido al incumplimiento de los requisitos de seguridad pública (además de ser un factor de riesgo de falla sobre el sistema de 132 kV), esta obra se considera prioritaria.

Soterramiento de un tramo y adecuación de alturas libres en la línea de 132 kV Alto Valle – Neuquén Norte.

Breve descripción: en cercanías de la E.T. Alto Valle, la traza de esta línea es contigua a la de Alto Valle – C. Centenario por lo cual también posee problemas de invasión en la franja de servidumbre por un asentamiento en la zona Este de la ciudad de Neuquén. Debido al incumplimiento de los requisitos de seguridad pública, además de ser un factor de riesgo de falla sobre el sistema de 132 kV, esta obra se considera prioritaria.

Desplazamiento de la línea de 132 kV Colonia Valentina – Arroyito.

Breve descripción: en un tramo de la línea, la franja de servidumbre se encuentra invadida por un asentamiento en cercanías de la ET Colonia Valentina. El desplazamiento de la línea se considera prioritario, ya que además de una condición que afecta la seguridad del sistema de transporte, se incumplen requisitos de seguridad pública.

Reemplazo de estructuras en línea de 132 kV Rincón de los Sauces – Señal Picada - Medanito

Breve descripción: entre 25 y 30 estructuras de las líneas presentan daños de consideración con desprendimiento de hormigón en ménsulas y columnas. La línea fue puesta en servicio en el año 1973, por lo tanto excede el ciclo de vida útil definido en 40 años para estructuras de hormigón. El avanzado deterioro eleva el riesgo de colapso de la línea, por lo que se considera imprescindible su reemplazo.

En cuanto al impacto que pudiera tener la salida de servicio de la línea por el colapso de las estructuras, su indisponibilidad afectaría de manera importante la confiabilidad del suministro hacia los consumos que se conectan a las EETT del anillo Norte ya que quedarían conectadas en forma radial. De acuerdo a la evolución que tenga el sistema en los próximos años, puede requerir de cortes de demanda en distintas Estaciones Transformadoras para evitar sobrecarga de las líneas en servicio o caídas pronunciadas de tensión.

Normalización de la E.T. Puesto Hernández

Breve descripción: la Estación transformadora fue construida hace más de 50 años. Se encuentra implantada en una zona de explotación hidrocarburífera, con presencia de sulfuro de hidrógeno. Este ambiente corrosivo afecta el conexionado de los equipos, siendo frecuente la desconexión de dispositivos alimentados por la red de servicios auxiliares. En el año 2019 se produjeron dos eventos con gran afectación a las instalaciones de la E.T., lo cual tuvo impacto en equipos de potencia, protección, medición y comunicaciones. En enero de 2023, otra contingencia severa produjo daños en instalaciones de 13,2 kV. Si bien se ha avanzado en el reemplazo de equipos antiguos o dañados, la E.T. Presenta, en general, baja confiabilidad.

Considerando la magnitud de las modificaciones que deberían realizarse para su normalización, se propone la reubicación de la Estación Transformadora en un espacio cercano con dimensiones tales que permitan:

- Un diseño que cumpla la normativa actual en cuanto a distancias eléctricas,
- Una disposición más conveniente de los equipos de potencia dentro de la playa que posibilite una mejor distribución del cableado aéreo, canalizaciones, calles internas y distancias entre equipos.
- La construcción de trincheras con dimensiones apropiadas, tal que posibilite un mejor ordenamiento del cableado subterráneo de media y baja tensión.
- La construcción de una sala de comando con el espacio necesario y distribución apropiada de tableros.
- Adecuar el diseño e instalación de la malla de puesta tierra y que sea construida como un único equipo en lugar de las ampliaciones parciales que fueron reforzando la existente.
- Admita la incorporación de una segunda barra de 132 kV, que proporcione la flexibilidad operativa que debiera tener en función de la importancia que tiene ese nodo para el SRC.

La Estación Transformadora Puesto Hernández pertenece al anillo de 132 kV de la Zona Norte, abastece en media tensión demanda de la actividad petrolera y consumos de la ciudad de Rincón de los Sauces. La barra de 132 kV es el nodo de conexión al sistema de transporte del corredor radial Puesto Hernández – Filo Morado – Chos Malal que se utiliza para el abastecimiento de varias localidades del norte neuquino, como Buta Ranquil, Chos Malal, Las Ovejas, Andacollo, entre otras. Las indisponibilidades que pudieran acontecer en la E.T. en el nivel de 132 kV, además de influir en las posibilidades de suministro del servicio hacia los consumos mencionados, también puede afectar el funcionamiento del anillo de 132 kV del Subsistema Norte, para el cual se espera un crecimiento importante de la demanda en los próximos años.

Basados, principalmente, en la posibilidad de afectar directa o indirectamente el suministro hacia un número importante de consumos residenciales e industriales, se considera imprescindible el abordaje de la normalización de la E.T. Puesto Hernández.

Reacondicionamiento de la malla de puesta a tierra y reemplazo de otros equipos en la E.T. El Chocón

Breve descripción: los cálculos de potencias de cortocircuito máximas en barras de 132 kV dan como resultado valores cercanos al valor de diseño. Esta condición sumada a la antigüedad de las instalaciones afecta la confiabilidad de la E.T., la cual fue construida hace más de 55 años. En la medida que sigan aumentando los aportes de potencia de cortocircuito, las

corrientes durante fallas a tierra también pueden significar un riesgo para la seguridad de las personas que transitan por la E.T.

Si bien la malla de PAT se considera un elemento crítico de la Estación, existen otros equipos que se pusieron en servicio en el año 1969 y que soportan esfuerzos importantes en condiciones de falla. Por este motivo, también se deberá abordar en los próximos años el reemplazo de barras, soportes, antenas, morsetería, etc.

Respecto a los valores futuros de potencias de cortocircuito, un factor a tener en cuenta es la elevación de los aportes por el posible ingreso de generación eólica en las cercanías de la Estación Transformadora.

La Estación Transformadora El Chocón conforma el vínculo de mayor capacidad entre el SRC y la red de 500 kV. En caso de falla severa en equipos de la E.T., debido a esfuerzos electrodinámicos por corrientes de cortocircuito, las indisponibilidades tendrán una gran influencia en el funcionamiento de la red de transporte, afectando significativamente la confiabilidad del sistema, pudiendo impactar además en la capacidad para abastecer la demanda o despachar generación hacia la red de 132 kV.

Incorporación de campo de maniobra con tres interruptores de 132 kV y seccionadores en el puesto de seccionamiento (PS) que vincula las líneas Rincón de los Sauces – PS, Medanito - PS y Señal Picada – PS.

Breve descripción: la instalación a la cual acometen tres líneas, no posee elementos de corte bajo carga y de interrupción de corrientes de cortocircuito. El objetivo es mejorar el desempeño de la red, disminuyendo el impacto que tienen fallas o indisponibilidades programadas en los ramales Rincón de los Sauces – PS, Medanito – PS y Señal Picada - PS. Ante una falla en cualquiera de las ramas, se produce la desenergización de las tres líneas y de la E.T. Señal Picada del Subsistema Río Negro, la cual se vincula en “T”, a la línea Rincón de los Sauces – Medanito, mediante otra línea de 132 kV. De la misma forma, cada vez que debe intervenir alguno de los tramos para la realización de mantenimientos, deben desenergizarse las tres ramas mediante apertura de los interruptores de Rincón de los Sauces y Medanito, para luego realizar la consignación del mismo.

La ampliación consiste en la incorporación de una playa de maniobras con tres campos de salida equipados según los estándares de la transportista, con interruptores, seccionadores de línea y barra, transformadores de medición, protecciones, comando a distancia, entre otros equipos.

Reacondicionamiento de la malla de puesta a tierra e incorporación de barra de 132 kV de E.T. Playa Planicie Banderita

Breve descripción: El objetivo es brindar mayor confiabilidad al sistema de transporte de 132 kV, cuyo funcionamiento se ve fuertemente condicionado por el estado operativo del nodo Playa Planicie Banderita. En cuanto a la malla de puesta a tierra, la antigüedad de las instalaciones reduce la confiabilidad de la E.T. El esquema en 132 kV es de simple barra, lo que

trae como consecuencia que, cada vez que resulta necesario trabajar en la barra o los seccionadores que se conectan a esta, deben dejarse fuera de servicio cuatro líneas de 132 kV y el transformador que abastece la demanda conectada a la estación y la generación de Loma La Lata – Motores MAN. La Incorporación de una barra, junto con la readecuación de los campos de 132 kV para vincularse a la misma completarán un sistema de doble barra que brindará mayor flexibilidad operativa.

Reacondicionamiento de la malla de puesta a tierra de E.T. Alto Valle

Breve descripción: La E.T. Alto Valle es otra de las que poseen mayor antigüedad dentro del Sistema Regional Comahue y es un nodo de relevancia operativa. Abastece demanda de la ciudad de Neuquén y de Cipolletti, además de servir de vínculo entre la C.T. homónima y la red de Transporte. En 132 kV posee dos conexiones con el subsistema Río Negro y dos más que cierran el anillo Arroyito – Gran Neuquén – Colonia Centenario – Alto Valle – Neuquén Norte-Colonia Valentina – Arroyito. En caso de falla severa, su indisponibilidad puede afectar gravemente el estado operativo del subsistema Alto Valle.

B.8 ESQUEMAS GEOGRÁFICOS Y UNIFILARES

En el Anexo I se incluye un esquema unifilar simplificado del Sistema Regional Comahue, de acuerdo a la topología existente a diciembre de 2023. En el unifilar simplificado, a fin de brindar una referencia general, se incorporan las instalaciones en 132 kV y algunos detalles en Media Tensión, confeccionados con la mejor información disponible en el COTDT Comahue - Neuquén. La información de los agentes vinculados a la red de transporte deberá verificarse con los respectivos propietarios en caso de que se requiera un mayor detalle. Se presentan también esquemas unifilares simplificados de las Estaciones Transformadoras del Sistema de Transporte por Distribución Troncal – Subsistema Neuquén, indicándose en cada uno los puntos de conexión de los Usuarios.

C. ESTUDIOS DEL SISTEMA DE TRANSPORTE PARA EL CORTO Y MEDIANO PLAZO

Los flujos de potencia adoptan niveles de consumo de potencia que surgen de la proyección de demanda, la cual adopta como base escenarios de invierno o verano habituales. Los “casos N” o de “red completa” modelan a todas las interconexiones, líneas de 132 kV y transformadores habilitados en servicio, con la única excepción de la línea de 132 kV Chocón Oeste – Agua del Cajón, la cual permanece fuera de servicio en condiciones normales y se energiza solo cuando se requiere el despacho de la central a través de ese vínculo.

En cuanto a las demandas máximas por E.T., se pueden presentar casos de interés poco frecuentes, con un aumento importante de la demanda en determinadas Estaciones Transformadoras.

Generalmente esto está relacionado con:

- Transferencias de demanda desde una Estación Transformadora a otra.
- Consumos que habitualmente son abastecidos por generación interna dentro de las redes de los usuarios y que, ante la indisponibilidad de esa fuente, se conectan a la red de transporte.

Aquellos valores que resultan de la transferencia entre EETT, prácticamente no modifican el comportamiento del sistema de transporte en condiciones de red completa y de contingencia simple. Pueden modificar el estado de carga de una estación transformadora en particular, sin embargo, esto acontece eventualmente y por lo general, ocurre en condiciones de contingencias que impiden el abastecimiento de la demanda desde la E.T. a la cual se conectan normalmente. La tabla de carga de transformadores del Anexo III no tiene en cuenta esta situación extraordinaria ya que para su elaboración se consideran las condiciones normales de funcionamiento del sistema. Tampoco se considera en los flujos de potencia porque, además de ser un escenario poco probable, no tiene mayor influencia cuando se analiza la red de transporte en su conjunto.

En el caso de los aumentos que se dan por problemas en la red interna de algunos agentes, ocurre de manera eventual y es característico del Subsistema Norte. A diferencia de la transferencia entre EETT, ocasiona un aumento del total de la demanda abastecida desde la red de transporte. En la actualidad no tiene mayor influencia en el funcionamiento del sistema cuando opera con red completa. Sin embargo, ante contingencias, puede acentuar las debilidades que se presentan cuando desconectan determinadas líneas. Las conclusiones para estos estados son fácilmente extrapolables desde el análisis de flujos de potencia en condición N-1 que se realiza para condiciones habituales de abastecimiento.

C.1 FLUJOS DE POTENCIA TÍPICOS

C.1.1 MODELADO Y DATOS

Se realizaron los flujos de potencia típicos para el corto plazo con demandas pico, resto y valle de verano e invierno correspondientes al periodo 2025-2027. En el anexo V se muestran los resultados para los años 2025 y 2027. Se representan así las condiciones medias de funcionamiento para los tres primeros años del período bajo análisis. Para el mediano plazo (2028 - 2032), dado que no se prevén incorporaciones, accesos ni retiros de instalaciones, sólo se analizaron los años 2028 y 2032.

Para el modelado del SRC, se utilizaron los datos de demandas, despachos de generación, límites al transporte, líneas aéreas, transformadores y curvas de capacidad de generadores del Anexo II. En el estudio realizado se incluyen las ampliaciones que cuentan con autorización del ENRE y cuya entrada en servicio se concretará en el transcurso de 2025. Estos ingresos se mencionan en el punto d.5).

En lo referido a la Central Agua del Cajón, se ha adoptado como configuración normal de la central la de dos de los grupos ACAJTG01 a 05 conectados al SRC mediante las líneas de 132 kV que los vinculan a la ET Arroyito. El resto de los generadores de la Central permanecen vinculados a 500 kV. La línea de 132 kV Agua del Cajón - Chocón Oeste (de uso exclusivo de

CAPEX S.A.) se la considera fuera de servicio. En escenarios atípicos se incluye un mayor despacho hacia 132 kV.

Respecto al aporte de las C.T. Loma Campana 1 y 2, el escenario más probable es el de una sola máquina despachada, sin embargo, debido a la indisponibilidad de las máquinas o al orden de despacho establecido por CAMMESA, las otras dos posibilidades (dos TGs o ninguna de ellas en servicio) también tienen una alta probabilidad de ocurrencia. Por este motivo, en la tabla de despacho típicos del Anexo II y en los flujos de potencia se incluyen los tres escenarios como parte de los despachos típicos.

En el caso de las centrales térmicas Chihuido y Rincón de los Sauces, luego de permanecer más de un año sin estar disponibles por distintas razones, solicitaron que se les otorgue la baja como agente del MEM, lo que fue concedido en el transcurso del año 2023.

En la red interna conectada a ET El Trapial existe un aumento temporario de la potencia generada internamente, lo cual beneficia el desempeño de la red de transporte ante contingencia simple. Según informa el agente responsable de esa generación, en los próximos años esa generación no estaría disponible.

La demanda total de cada ET se modela en barras de 132 kV, no se hace distinción entre los niveles de tensión al cual pertenece cada consumo. El modelo de carga que se utiliza es el de potencia activa y potencia reactiva constantes. En los estudios de ETAPA I a presentar se deberán modelar con mayor detalle si es que la problemática a analizar así lo requiere.

Se incluyen en el análisis los transformadores 500/132 kV de las EETT El Chocón, Chocón Oeste y Planicie Banderita ya que imponen límites a los intercambios del área SRC.

Si bien el Subsistema Río Negro no es objeto de análisis, considerando la alta dependencia entre ambos subsistemas, en el programa de simulación se lo modela en forma detallada, incluyendo los generadores, la interconexión 500/132 kV en Choele Choel y los pronósticos de demanda elaborados por Transcomahue S.A.

Al evaluar el desempeño del Sistema de Potencia, los límites de transferencia utilizados son los indicados en las tablas de equipos del Anexo II. Como límite de tensión en estado normal en barras de 132 kV, se adopta la banda del $\pm 5\%$ de la tensión nominal. Para contingencias simples se utiliza una banda de $\pm 10\%$. Para los niveles de 33, 13,2 o 6,6 kV, las estaciones cuentan con la posibilidad de regulación mediante conmutadores bajo carga de los transformadores, que otorgan una herramienta adicional para mejorar los perfiles de tensión.

C.1.2 RESULTADOS DE FLUJOS DE POTENCIA TÍPICOS

En el Anexo V se exponen gráficamente los resultados de los flujos de potencia para los casos analizados. El análisis incluye el sistema con su topología actual junto con los accesos y ampliaciones autorizados por el ENRE.

Sobrecargas en líneas de 132 kV: con despacho de generación típico, no se producen sobrecargas en líneas y en transformadores 500/132 kV en la mayoría de los escenarios. En los últimos años del periodo que abarca la guía de referencia se observa que, bajo ciertas

condiciones, de sobrecargan algunas líneas de 132 kV, siendo la más relevante, la que vincula la ET Playa Planicie Banderita con la ET P. Banderita de TRANSENER.

Tensiones en barras de 132 kV y despachos forzados: con el despacho típico de generación, las tensiones en el SRC, subsistema Neuquén se encuentran dentro de la banda del $\pm 5\%$ en la mayoría de los escenarios de demanda. Hacia el final del periodo, no es posible sostener los niveles de tensión dentro de la banda normal en ciertas barras, bajo determinados escenarios en condición de red completa.

Límite en las interconexiones del área: En base al despacho típico adoptado y las demandas proyectadas, el SRC resulta exportador en la mayoría de los periodos y escenarios considerados, siendo en todos los casos la carga de los transformadores inferior al límite establecido por TRANSENER. En verano, con el aumento de los consumos, el sistema puede ser importador dependiendo del estado de los aportes de generación que se den internamente. La interconexión más comprometida a futuro puede ser la de la ET Planicie Banderita, dado que podría sobrecargarse si no se presenta un despacho de generación acorde.

En el punto 1 del Anexo V se representan los flujos de potencia típicos. En el punto 2 del mismo anexo se adoptan despachos menos frecuentes.

Sobrecarga en Transformadores de potencia: con el aporte de los dos grupos turbovapor de los ciclos combinados de la Central Alto Valle en verano, los transformadores de la Estación Transformadora homónima no se sobrecargan. Cabe aclarar que, al no contar con información completa de la demanda pronosticada por los usuarios, en las simulaciones se asume que a partir del año 2027, el crecimiento de la demanda se abastece desde Estaciones Transformadoras cercanas, en las cuales existe potencia disponible. De no realizarse esta transferencia, los transformadores se sobrecargarán, aun con el despacho de ambas máquinas turbovapor.

Como se menciona en el punto b.7.1 el transformador de las ET Loma Campana alcanza el límite admisible en 2027/2028 (si es que se cumple el pronóstico establecido por la Transportista). El transformador de E.T. Playa Planicie Banderita alcanza valores cercanos a la sobrecarga a partir de 2029, sin embargo los niveles reales que adopte dependerán de la distribución que pueda realizar el Distribuidor de la red interna y de la evolución real que adopten los niveles de consumo.

C.2 ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO

En el Anexo II se muestra la tabla de Nivel de Cortocircuitos en barras de 132 kV para el período 2025 – 2032.

En su cálculo se consideró a la Central Agua del Cajón despachada con los grupos ACAJTG01 a 05 (5*52 MVA) a través de la barra de la ET Arroyito, y con el grupo ACAJTG06 (de 130 MVA) a través de la ET Chocón Oeste. Esta configuración se emplea eventualmente y con ella se verifican los niveles máximos de potencia de cortocircuito en Arroyito y El Chocón. La utilización de despachos más frecuentes, reduce en aproximadamente en un 8-10% los valores obtenidos en barras de 132 kV en E.T. El Chocón y en un 13-15% los de E.T. Arroyito.

Dado que en el sistema analizado no existen incorporaciones o accesos autorizados de nuevos generadores ni de nuevas interconexiones, y que la evolución de los aportes desde la red de 500 kV no le aporta variaciones significativas, las potencias de cortocircuito permanecen con pocos cambios en el período analizado.

C.3 ESTUDIOS DE LÍMITES Y RESTRICCIONES AL TRANSPORTE

C.3.1 FLUJOS DE POTENCIA CON CONFIGURACIÓN COMPLETA (N)

La realización de simulaciones de flujo de potencia tiene por objeto mostrar valores orientativos acerca de los límites de capacidad de transporte. Es por eso que la generación adoptada responde a la necesidad de poner en evidencia las mayores solicitaciones, para definir límites y restricciones al transporte, mostrando únicamente estados de interés.

Para los distintos el periodo 2025-2032 se plantean escenarios de generación y demanda que, en general, están conformados de la siguiente manera:

- Estados de baja demanda, con despachos de generación altos.
- Escenarios de elevada demanda con despachos reducidos.
- Despachos particulares con el fin de mostrar la influencia que tiene el aporte de algunas centrales bajo determinados escenarios de demanda.

C.3.1.1 MODELADO Y DATOS

Como base, se utiliza el mismo modelado y datos incluidos en el punto c.1.1 anterior y las mismas consideraciones. En el caso de C.T. Agua del Cajón y de los PPEE Vientos Neuquinos y Pomona I y II se eleva o reduce su aporte hacia el SRC, de acuerdo con las debilidades del sistema que se estén analizando.

C.3.1.2. RESULTADOS DE FLUJOS DE POTENCIA EN CONDICIONES DE MÁXIMA TRANSFERENCIA

Los límites de transporte y las restricciones asociadas se determinan mediante los flujos de potencia cuyos resultados se incorporan en el Anexo VI y se indican en la tabla resumen de límites en configuración completa (N) del punto b.2.

Sobre los resultados se brindan las siguientes conclusiones:

Sobrecargas en líneas de 132 kV:

Con despacho elevado en la zona Norte, fundamentalmente con el aporte de 200 MW en CT Loma Campana 1 y 2, se alcanzan niveles de carga elevados en las líneas de 132 kV del EPEN

Distribuidor, Loma de la Lata – Mega y Mega – P. P. Banderita, sin llegar al límite de carga admisible cuando la demanda se mantiene en valores habituales.

En condiciones de máximas demandas de verano con despacho reducido se alcanza el límite de la línea de 132 kV, Arroyito – Gran Neuquén del EPEN Distribuidor, a partir del verano 2027/2028. En la operación en tiempo real, antes de alcanzar el límite térmico de la línea, con el fin de evitar condiciones de riesgo para el sistema, se aplica el límite de transporte de la tabla b.2.1, que restringe la carga conjunta a través de Arroyito – Colonia Valentina y de la línea mencionada. Este límite de transporte se incluye para evitar riesgos de colapso en caso de desconexiones de línea. El despacho de CT Roca y en menor medida el de CCTT Alto Valle y Loma Campana reducen el flujo de potencia a través de ambas líneas y puede ser un recurso a utilizar en estas situaciones. La decisión acerca del despacho o no de las centrales es una atribución que tiene el COC.

Hacia fines del periodo 2025-2032 surgen condiciones de sobrecarga en la línea de interconexión Playa Planicie Banderita (PP) – Planicie Banderita y en las líneas PP-Mega y Mega–Loma La Lata. Se debe al aumento de demanda en toda la red, siendo los consumos del anillo de la zona Norte y de la zona Alto Valle los que mayor influencia tienen sobre el estado de ese vínculo y al despacho de centrales como Loma Campana, Roca o Alto Valle. En el Anexo V se simula esta condición.

Tensiones en 132 kV y requerimientos de despacho forzado:

En condiciones de máximas demandas de verano con despacho de generación reducido, las tensiones en barras de 132 kV llegan a 0,95 p.u. en las EETT de la zona Alto Valle, en el periodo estival 2024/2025. Este comportamiento se acentúa y las tensiones se sitúan por debajo de la banda normal en escenarios de demanda de verano en años posteriores.

En el Subsistema Norte, sin el uso de bancos capacitores, la tensión cae por debajo de la banda normal en la segunda mitad del periodo analizado.

El despacho de CCTT Alto Valle y Roca mejora el comportamiento de las tensiones en la zona del Alto Valle, en tanto que C.T. Loma Campana contribuye a mejorar el funcionamiento de la zona Norte.

En el Subsistema Oeste, no se observan tensiones fuera de banda en condiciones normales.

En la E.T. Piedra del Águila pueden presentarse estados con tensiones fuera de banda en 132 kV si se opera con tensiones elevadas en El Chocón. Cuando está despachado el P.E. Vientos Neuquinos, la absorción de reactivo evita que esto ocurra.

Límite en las interconexiones del área:

Las condiciones de máxima exportación se verifican en el inicio del período analizado, en horas valle. La carga a través de los transformadores de 500/132 kV T2PB, T2CH, T4CH y T8CO es inferior al límite establecido por TRANSENER S.A., para cada una de estas máquinas. Sin embargo, en las condiciones de mínima demanda y despacho máximo, se supera el límite de carga conjunta aplicado a los transformadores de las EETT El Chocón, Chocón Oeste y Planicie

Banderita definidos en la OS27 de Transener (Anexo III). Hacia el final del período analizado, el aumento de la demanda determina que no se superen esos umbrales.

C.3.2 FLUJOS DE POTENCIA ANTE INDISPONIBILIDADES DE EQUIPOS

Se analizaron para los tres primeros años del período 2025 – 2032 y los casos de flujos representativos de los puntos c.1 y c.3.1, las consecuencias de indisponibilidades en líneas de 132 kV, transformadores 500/132 kV y transformadores 132/MT.

Los límites de transporte y las restricciones asociadas se determinan mediante los flujos cuyos resultados son incluidos en el Anexo VI y se indican en la tabla resumen de límites en configuración N-1 del punto b.2.

Sobre los resultados se exponen brevemente las siguientes conclusiones:

C.3.2.1 ZONA ALTO VALLE (C. Valentina, N. Norte, C. Centenario, Alto Valle, Gran Neuquén, ente otras):

Con despacho reducido (sin CCTT Roca y Loma Campana) y demandas pico de invierno o verano 2024/2025, la apertura de la línea Arroyito – Gran Neuquén sobrecarga el corredor Arroyito – Alto Valle y viceversa. La carga de las líneas se hace más pronunciada para años posteriores. Para evitar esta condición debe preverse el despacho de la generación mencionada, junto con el aporte de otras centrales de menor potencia. Con el mismo escenario de generación y demanda, el desenganche de la línea Playa Planicie Banderita – Planicie Banderita o del transformador 500/132 kV T2PB sobrecargará las líneas mencionadas (ver Anexo V-III y Anexo VI-II).

En las condiciones mencionadas la desconexión de alguno de los tres vínculos puede dar origen a un desenganche en cascada de las líneas, que derive en el colapso de la red.

Ampliaciones como la propuesta en los puntos b.7.2.4 y b.7.2.7 contribuyen a resolver este problema.

C.3.2.2 ZONA NORTE:

Las deficiencias que posee en la actualidad el Subsistema están relacionadas con el desempeño dinámico ante desenganches y en estado estable cuando opera con un elemento fuera de servicio. En condiciones normales no presenta tensiones fuera del rango admisible o elementos con sobrecarga.

Dado que la respuesta que tiene la red ante distintas contingencias simples depende de la potencia generada, la manifestación de las distintas anomalías dependerá principalmente, del estado operativo de la C.T. Loma Campana. En el Anexo V-III se simulan estas condiciones.

A futuro, si se concretan los proyectos asociados a la actividad petrolera que requieren de un uso más intensivo del sistema eléctrico y se autoriza el acceso a la capacidad de transporte sin las ampliaciones necesarias, se harán presentes problemas de funcionamiento aun sin

elementos fuera de servicio y se acentuarán los inconvenientes de funcionamiento en estados N-1.

Las deficiencias que se observan en el estado actual son:

Sobrecarga de líneas en condición N-1 por exceso de generación: con dos TGs de C.T. Loma Campana en servicio, la interrupción de cualquier vínculo entre las EETT Playa Planicie Banderita y Puesto Hernández en el corredor ubicado en el lado oeste del anillo provocará la sobrecarga de una o más de líneas de 132 kV. La red de transporte posee un sistema de Desconexión Automática de Generación (DAG Loma Campana) que debe actuar desenganchando generación a fin de eliminar el estado de sobrecarga.

Inestabilidad ante desenganches en el corredor ET Loma Campana – Playa Planicie Banderita. con dos TGs de CT Loma Campana en servicio, la interrupción intempestiva del anillo entre la ET homónima y Playa Planicie Banderita ocasionará un comportamiento inestable del sistema. El DAG Loma Campana también fue diseñado para actuar en estas condiciones. Si el automatismo actúa correctamente el sistema retornará a un estado estable.

Caídas bruscas de tensión ante desenganches, y bajas tensiones en condiciones N-1: una apertura entre la E.T. Loma Campana y E.T. Puesto Hernández hará que las tensiones caigan en las barras de 132 kV que quedan hacia el norte de la interrupción. Si esa apertura se produce de manera intempestiva, la gran caída de tensión ocasionará desconexiones de demanda en instalaciones de los usuarios. Por otro lado, si la C.T. Loma Campana no se encuentra en servicio, a las contingencias simples mencionadas habrá que sumar las que se produzcan entre ET Loma Campana y la ET Planicie Banderita de Transener, como causantes de la variación de tensiones. Bajo esos estados N-1 el subsistema pierde “firmeza” y es más propenso a las alteraciones en sus condiciones de funcionamiento.

El impacto sobre la red de Transporte que tienen o tendrán las contingencias afectarán, tanto a los agentes cuya actividad está destinada a la producción o transporte de gas y petróleo en el área que abarca la formación de Vaca Muerta, como a la población del Norte y Este de la provincia de Neuquén que abastece su demanda desde ese Subsistema Norte (esto incluye ciudades como Chos Malal, Andacollo, Las Ovejas, Añelo, Rincón de los Sauces, Buta Ranquil, etc.).

Las ampliaciones propuestas en el punto b.7.2 y los flujos realizados están destinados a brindar un panorama del funcionamiento de la red y las soluciones posibles. Una evaluación más precisa deberá realizarse con mayor profundidad en la medida que se formalicen los requerimientos de acceso a la capacidad de Transporte.

C.3.2.3 ZONA OESTE:

El anillo de la Zona Oeste muestra un desempeño favorable en la mayoría de los escenarios analizados en condición de red completa y ante contingencia simple.

Se observa una reducción de la seguridad en esta zona y en el resto del sistema de transporte cuando se analiza el funcionamiento de la red con despachos máximos, debido a la posibilidad de sobrecarga en los trafos 500/132 kV en El Chocón y de las líneas de 132 kV Arroyito

– El Chocón. Sin embargo, estos estados presentan una probabilidad de ocurrencia baja debido a que es poco frecuente un despacho de esas características a lo largo del año.

C.3.2.4 TRANSFORMADORES 500/132 kV:

En los transformadores T2CH (100 MVA), T4CH (150 MVA) y T8CO (150 MVA) no se observan sobrecargas en ninguno de los casos de despacho típico. Solo con despacho alto y demandas bajas existe riesgo de sobrecarga en esos vínculos. El transformador T2PB (300 MVA) tendrá una carga elevada en condiciones desfavorables y en la medida que siga aumentando la demanda. Es muy probable que la desconexión de determinados elementos de la red de 132 kV provoque una sobrecarga sobre este equipo.

Existen distintos proyectos de generación renovable que han solicitado acceder a la capacidad de transporte en los nodos de 132 kV en Chocón Oeste y El Chocón o en líneas que se conectan a esta última E.T. Si alguna de esas solicitudes obtiene la autorización necesaria, será más probable que la carga de los transformadores adquiera niveles altos. Bajo esa condición, la desconexión de alguno de los cinco transformadores de interconexión que tiene el SRC con la red de 500 kV, puede provocar una actuación de protecciones y desenganches de equipos en cascada por sobrecarga, derivando en el colapso del SRC. La probabilidad de que esto acontezca queda supeditada a la actuación exitosa de los sistemas de desconexión automática de generación de las centrales.

La indisponibilidad del transformador T2PB (300 MVA) afecta a la posibilidad de sostener las tensiones dentro de la banda normal en el subsistema Norte cuando no está despachada C.T. Loma Campana. También tiene un marcado impacto en los perfiles en la zona Alto Valle del SRC, lo que puede ser evitado mediante el despacho de C.T. Loma Campana y/o CT Roca. La C.T. Alto Valle también contribuye a mantener las tensiones. Con demandas altas y generación baja, esta indisponibilidad tiende a sobrecargar líneas de 132 kV que se conectan a E.T. Arroyito.

C.3.2.5 TRANSFORMADORES 132/MT:

Las condiciones de sobrecarga por indisponibilidad de un transformador en las EETT que cuentan con más de uno se han indicado en el punto b.5.

C.3.3 ESTUDIOS DINÁMICOS:

A fines del año 2017, la incorporación de las centrales Loma Campana 1 y 2 modificó el comportamiento del Subsistema Norte, introduciendo estados de carga y una respuesta dinámica muy distintos a los existentes hasta ese momento. El ingreso de generación incluyó la incorporación de recursos que minimizan los impactos negativos en la estabilidad de la red.

Las centrales Loma Campana 1 y 2 comparten un único centro de operaciones, cada una posee una Turbogás, de 105 MW de potencia nominal. Cuando están despachadas las dos máquinas, un 85-90% de la potencia generada sale en dirección hacia el nodo “firme” Playa Planicie Banderita mediante el corredor de menor impedancia Loma Campana – Loma La Lata – Mega - Playa Planicie Banderita. La apertura intempestiva del mismo causa una redistribución

de los flujos, provocando que la potencia transmitida se dirija hacia el norte, y recorra un circuito de mayor longitud e impedancia.

El estado transitorio de la red en esa zona deriva en decaimientos rápidos de tensión desde Loma Campana hasta Rincón de los Sauces y Chos Malal, e incrementos en los ángulos rotóricos de los generadores, respecto a la referencia sincrónica. Debido a la respuesta dinámica deficiente del sistema y a las condiciones de sobrecarga que se presentan en las líneas de 132 kV en condiciones estáticas, se incorporó un sistema de Desconexión Automática de Generación (DAG). En cuanto a la respuesta dinámica, el objetivo del automatismo es enviar una señal de desenganche a una o ambas unidades generadoras de las centrales Loma Campana 1 y 2 cuando se interrumpe el circuito en el corredor Loma Campana – Loma La Lata – Mega - Playa Planicie Banderita. La finalidad de esta actuación es que los fenómenos de oscilación en las EETT que quedan hacia el norte de la desconexión se amortigüen y la red recupere un comportamiento estable evitando el colapso del mismo.

D. INFORMACIÓN DEL SISTEMA CONSIDERADA EN LOS ESTUDIOS

La presente Guía de Referencia ha sido elaborada en base a información propia, de CAMMESA, TRANSENER, TRANSCOMAHUE y de los diversos agentes usuarios del Sistema de Transporte por Distribución Troncal Comahue. Esta Transportista considera que dicha información es la mejor con la que cuenta para la elaboración de la presente Guía de Referencia. Se ha incluido la información disponible, considerando las incorporaciones, cambios de equipos y retiros autorizados.

D.1 PRONÓSTICOS DE DEMANDA

Para la obtención de las demandas proyectadas en las distintas Estaciones Transformadoras se utilizaron distintas fuentes. Parte de los datos se basan en información de demandas proyectadas para el periodo 2025 - 2032, proporcionada por algunos de los agentes que se vinculan al sistema de transporte en el Subsistema Neuquén. Otra fuente de información son los estudios que acompañan a las solicitudes de acceso presentados oportunamente.

También se consideraron los índices de demandas proyectadas en el “Plan de desarrollo integral del sistema de transporte de energía eléctrica en la provincia de Neuquén. 2018-2028”. Este estudio contiene datos de demanda pronosticada para el periodo 2018-2038, cuya estimación se realiza para cada región de la provincia, a partir del análisis de proyectos verificados y de series históricas de población, vivienda, usuarios de la red y consumos de energía eléctrica. El estudio se realizó en 2019 y se lo utiliza como una referencia. En el mismo, la proyección de demanda plantea dos escenarios:

- Bajo: prevé una evolución más pausada de los emprendimientos y proyectos verificados.
- Alto: con mayor dinamismo en la evolución de los proyectos y emprendimientos.

El pronóstico de demanda utilizado en esta guía considera, en general, valores que se encuentran entre ambos escenarios. La elección de los mismos también considera la evolución real de la demanda en los últimos años. Los índices resultantes se aplican a la demanda actual de los agentes que no han proporcionado las proyecciones requeridas, considerando la tasa de crecimiento estimada de la región en la que se encuentra ubicada cada Estación Transformadora.

Distribución de la demanda del conglomerado Neuquén

En el caso particular de los consumos que se proyectan para las estaciones Transformadoras de las ciudades de Neuquén y Cipolletti, los usuarios tienen la posibilidad de transferir demandas mediante la ejecución de maniobras y, a futuro, con la realización de obras en la red de distribución, entre las EETT Alto Valle, Neuquén Norte, Gran Neuquén, Ing. Cipolletti y Colonia Valentina. Ante la falta de información concreta que permita tener certezas acerca de las demandas que se conectarán en condiciones normales en cada una de las EETT mencionadas, la Transportista adopta una serie de hipótesis mediante las cuales define la distribución de esos consumos.

Proyección de demanda en el subsistema Norte

Los aumentos de demanda extratendenciales tienen gran influencia en la proyección realizada y agregan una amplia variedad de escenarios posibles en el análisis de la red. Por este motivo, la elección de los escenarios de demanda posibles se limita a las proyecciones informadas por los agentes conectados, la información incluida en las solicitudes de acceso y las proyecciones de demandas actuales realizadas por la transportista. No tiene en cuenta los consumos que informan las empresas como parte de un análisis previo a la elaboración de la solicitud de Acceso a la capacidad de Transporte.

Consideraciones generales

La demanda máxima anual se presenta en verano durante días hábiles en condiciones de temperatura ambiente máximas en torno a los 40 °C. Se asume que el horario en el cual se presentan los valores máximos cuando la temperatura ambiente excede los 35 °C es entre las 15:00 y las 17:00 hs. El horario considerado para la demanda máxima en periodo invernal es el de las 22 hs, en el mes de Julio.

La demanda de cada E.T. es modelada en barras de 132 kV e incluye las pérdidas en las reactancias de dispersión de los transformadores de potencia, mediante los cuales se abastecen. Los factores de potencia informados en las planillas del Anexo II tienen en cuenta la potencia reactiva absorbida por la carga y por los transformadores 132/MT de la E.T.

D.2 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL EQUIPAMIENTO DEL SISTEMA

En el Anexo II se brindan los datos de líneas aéreas, transformadores, interruptores, Bancos de capacitores de MT y referencias de tierra en MT. No existen en el SRC, subsistema

Neuquén, en el nivel de 132 kV, equipamiento de compensación serie o paralelo, cables subterráneos ni resistores de frenado.

D.3 DATOS DE PROTECCIONES

En las tablas de datos de líneas aéreas del Anexo II se indican las protecciones para las líneas de 132 kV operadas por esta transportista junto con información básica de sus ajustes.

D.4 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS EQUIPAMIENTOS DE GENERADORES, DISTRIBUIDORES Y GRANDES USUARIOS QUE AFECTAN EL COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE.

En el Anexo II se han incluido los datos del equipamiento de los Agentes pertenecientes al Subsistema Neuquén y que afectan en forma significativa su comportamiento. El Anexo contiene datos de líneas aéreas, y transformadores de otros agentes, como así también datos de generadores.

D.5 AMPLIACIONES PREVISTAS

D.5.1 AMPLIACIONES AUTORIZADAS

Al 31/12/24 se encuentra en marcha en su etapa final, la ampliación a la capacidad de Transporte correspondiente a la incorporación de la nueva Estación Transformadora Aguada Pichana Este que se vinculará a la red de transporte a través de una línea de 132 kV de 43 km que se conectará a la E.T. Loma Campana. En este caso, la resolución ENRE que autorizó el ingreso es la 820 de 2023.

Mediante resolución 288/2018, el ENRE dio a publicidad la solicitud del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la construcción de una nueva Estación Transformadora 132/34,5 kV denominada ET NOC YPF, ubicada en la zona de Loma Campana en la Provincia de Neuquén. La obra inició su construcción en 2019 y luego fue interrumpida. El ENRE ha informado en 2024 que la autorización continúa vigente. En los flujos de potencia del Anexo V se considera este acceso a partir del escenario de invierno 2026.

La máquina que ocupará el lugar del transformador TP3 de la ET El Trapial se encuentra energizada y funcionando como reemplazo de la potencia de transformación del TP2. En cuanto se restablezca el funcionamiento del TP2, el TP3 será habilitado como tal. En los análisis realizados en esta guía, se consideran en servicio a partir del invierno 2025.

D.5.2 INCORPORACIONES PROBABLES NO INCLUIDAS EN LA PRESENTE GUÍA DE REFERENCIA

Como ya se mencionó en el punto, según información intercambiada con algunas empresas, existen diversos proyectos que requerirán de un acceso a la capacidad de transporte. Se considera como muy probable la alternativa de que finalmente algunos accesos se concreten para abastecer consumos relacionados con la producción de gas y petróleo. Salvo en observaciones, comentarios o apartados puntuales, la elaboración de la guía no toma como base escenarios que incluyan esta demanda, debido a que no existen Solicitudes de Acceso y Ampliación que hayan sido presentados en los términos del Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte.

E. CALIDAD DE SERVICIO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

En el Anexo IV se muestran las estadísticas de indisponibilidades por equipo correspondientes a líneas, transformadores, puntos de conexión y bancos de capacitores. Respecto a la tasa de falla para líneas bajo jurisdicción nacional, al 31 de diciembre de 2024 EPEN Transportista posee una tasa de fallas de 0,91 cada 100km para el último año móvil. Esta variable que se ha mantenido por debajo del primer límite de 4 fallas/100km en los últimos años.

F. CONCLUSIONES DE LA PRESENTE GUÍA

1-Pronósticos de demanda

De acuerdo con las hipótesis de crecimiento adoptadas y la información proporcionada por algunos de los usuarios del sistema de transporte, se espera que la demanda alcance los 680 MW en 2032. Sin embargo, el ritmo de crecimiento real que se dará en los próximos años estará condicionado por distintos factores, siendo uno de los más relevantes la evolución de la actividad hidrocarburífera. Su desarrollo tendrá una influencia directa en la demanda industrial que se conecta al anillo de 132 kV del Subsistema Norte o en localidades cercanas a los centros de explotación y una influencia más indirecta en los consumos de ciudades como Neuquén, Plottier o Centenario, las cuales tienen mayor predominancia de demandas del tipo residencial y comercial. Las proyecciones que realizan las empresas del rubro se modifican constantemente. Además de los nuevos proyectos de explotación, está en marcha una reconversión que tiene como objetivo reducir la emisión de gases de efecto invernadero en instalaciones existentes, reemplazando el uso de combustibles fósiles por energía eléctrica como fuente de abastecimiento de determinados equipos. Los distintos pronósticos relacionados con la evolución de las necesidades de energía eléctrica en ese sector, la realización o no de las ampliaciones que serán necesarias para abastecerla y la ausencia de pronósticos a realizar por algunos agentes del Sistema Regional agregan incerteza al momento de definir los escenarios de demanda necesarios para realizar los estudios.

Los niveles de consumo eléctrico adoptados para la ejecución de los estudios de flujo de potencia en esta Guía podrían verse ampliamente superados si se incluyen determinadas estimaciones externas al marco de la Guía de Referencia, realizadas por distintos actores de la industria petrolera.

2-Subsistema Alto Valle

Las Estaciones Transformadoras que abastecen los consumos del área metropolitana de Neuquén tienen una alta dependencia del estado operativo de los corredores vinculados a la E.T. Arroyito, la Interconexión en Planicie Banderita y la generación de las centrales térmicas Roca y Alto Valle, entre otros. Esta dependencia se evidencia principalmente en verano con demandas elevadas y se hará más notoria a medida que los consumos crezcan sin incorporaciones de generación o se amplíe la red de transporte. En la medida que no se encuentre despachada C.T. Roca, el corredor Alto Valle-Arroyito y la línea Gran Neuquén – Arroyito tenderán a la sobrecarga y será más difícil sostener los perfiles de tensión dentro de la banda normal. De manera similar, pero en menor magnitud, la ausencia de despacho de C.T. Alto Valle afecta las condiciones de funcionamiento de la red. Por otro lado, la indisponibilidad de las líneas mencionadas o de la interconexión 500/132 kV en Planicie Banderita también introducen dificultades para mantener el abastecimiento de las demandas, sobre todo, en horario Pico.

Son varios los componentes de la red que pueden influir en el comportamiento del subsistema Alto Valle. Las falencias se acentuarán con el aumento sostenido de demanda en el tiempo, por lo que el plazo requerido para gestionar y realizar las obras necesarias es un factor de relevancia a considerar. Si no se ingresa generación con determinadas características de potencia disponible, confiabilidad y localización dentro del sistema, deberá ampliarse la red de transporte a fin de evitar un desempeño deficiente. En el punto b.7.2.7 se propone una solución basada en la incorporación de líneas en el Sistema Regional.

3- Subsistema Norte

Al crecimiento sostenido en la producción de gas y petróleo de los últimos años en la zona de Vaca Muerta, lo acompañan proyectos concretos en ejecución para vincular nuevos consumos a la red eléctrica y un interés creciente en la capacidad del sistema para abastecer demandas futuras. En el presente, el sistema tiene un buen desempeño en condiciones de red completa, pero posee un comportamiento deficiente ante contingencias simples. Presenta dificultades para sostener los perfiles de tensión en el subsistema Norte, que se acentuarán con el aumento de demanda previsto. Esa deficiencia del sistema no es nueva, pero se acentuó luego de que las centrales térmicas Chihuido y Rincón de los Sauces dejaran de generar. Por otro lado, el aumento transitorio de la potencia generada por el Autogenerador Chevron en El Trapial compensa parcialmente el faltante de generación en la zona sin que sea una solución al problema.

Además de los problemas con los perfiles de tensión, a futuro se sumarán varios estados de sobrecarga en líneas de 132 kV en condiciones N-1. Si se consuman los pronósticos de alto crecimiento de los consumos sin las ampliaciones necesarias, determinadas líneas tenderán a sobrecargarse en condiciones normales de red completa. Dentro del conjunto de elementos que tendrán propensión a operar en sobrecarga en condición N-1 o de red completa, se encuentra la línea de 132 kV Playa Planicie Banderita – Planicie Banderita y el transformador T2PB de Transener, los cuales inciden de manera determinante en el estado operativo de todo el Sistema Regional Comahue.

La elección de las ampliaciones necesarias en la red de transporte para preservar la calidad de servicio dependerá del escenario de aumento de demanda considerado. Las hipótesis de crecimiento presentan gran variabilidad y esto complejiza el análisis de la evolución de la red. Los pronósticos de crecimiento adoptados en los estudios a realizar estarán sujetos a la calidad de los datos proporcionados por las empresas.

En estados N-1, a los problemas que pueden aparecer en tiempo real por exceso de demanda respecto a la generación, se le suman inconvenientes en escenarios con exceso de generación cuando se despachan las Centrales Loma Campana 1 y 2. Por el momento, las condiciones de inestabilidad o sobrecarga se protegen mediante el desenganche de generadores a través de la actuación del DAG Loma Campana o mediante la salida de servicio programada de una de las máquinas cuando se prevé con antelación la indisponibilidad de determinadas líneas.

El objetivo de las incorporaciones de líneas propuestas en el punto b.7.2 es minimizar o eliminar el impacto negativo en los estados de carga de las líneas, estabilidad del sistema y niveles de tensión, para los distintos escenarios analizados.

4-Interconexiones 500/132 kV

Para la mayoría de los escenarios de funcionamiento normal, el Sistema Regional Comahue es exportador de energía. Posee recursos de generación suficientes para sostener esa condición a lo largo de todo el año. El nivel de exportación depende del orden de despacho que establece el COC, la disponibilidad del recurso eólico, la disponibilidad de generadores y los límites de transmisión en la red de Transporte. Con el aumento de la demanda es probable que la potencia neta continúe siendo saliente hacia la red de 500 kV, pero que esta exportación disminuya progresivamente y se distribuya de manera más desigual, debido a que la interconexión en E.T. Planicie Banderita absorberá en mayor proporción el crecimiento pronosticado. Bajo determinados escenarios, ese nodo será importador, incluso podría sobrecargarse en condiciones desfavorables.

Acerca de las indisponibilidades de los transformadores 500/132 kV de interconexión, en condiciones normales, el vínculo que mayor afectación genera en el sistema es el existente en Planicie Banderita. Si no se cuenta con el despacho de generación suficiente, la apertura de la interconexión puede ocasionar caídas importantes en el perfil de tensión y la sobrecarga de algunos equipos de la red. De concretarse las hipótesis de muy alto crecimiento de demanda, bajo determinados escenarios operará con niveles cercanos o superiores al límite de carga hacia el final del periodo. Si esto acontece manteniendo la topología actual de la red, en caso de desenganche de la interconexión, será imposible mantener energizado el Sistema Regional.

En los transformadores de interconexión 500/132 kV que se vinculan a El Chocón y Chocón Oeste, las mayores solicitaciones en condiciones de funcionamiento normal se dan por un aporte de potencia generada elevado y atípico desde la central térmica Agua del Cajón hacia la red de 132 kV. Si, en estas condiciones, desengancha alguno de los transformadores y se sobrecargan los restantes, se darán las condiciones para la actuación de DAG de dicha central. Bajo esta hipótesis, el riesgo de colapso del SRC queda sujeto al desempeño adecuado del automatismo. Si bien ese despacho se adopta solo en casos eventuales, de autorizarse el ingreso de los Parques Eólicos que se han presentado a las rondas de la MATER o RENOVAR (los que en

su mayoría solicitan su conexión en las inmediaciones de El Chocón), la operación con carga elevada en los transformadores 500/132 kV será más habitual.

5-Envejecimiento de la red de transporte

Al igual que el resto del SADI, parte de las instalaciones que conforman el Subsistema Neuquén supera la vida útil estadística. Además, algunas de esas líneas y Estaciones Transformadoras han sido sometidas a esfuerzos electrodinámicos y condiciones medioambientales cuyo impacto se suma a la degradación por envejecimiento. Esta situación plantea cada vez mayores exigencias en el abordaje de las medidas tendientes a mantener la calidad del servicio de Transporte. Las acciones a adoptar contemplan, entre otras, una mayor dedicación de recursos a las tareas de mantenimiento, desarrollo e implementación de nuevos procedimientos de diagnóstico de equipos, un plan de reemplazos acorde, sostenido en el tiempo o la adopción de recaudos operativos más rigurosos. Si a futuro se cuenta con los recursos necesarios para la concreción de ciertas medidas, el hecho de emprender algunas de ellas requerirá una mayor frecuencia y duración de las indisponibilidades programadas. En caso contrario, si las circunstancias no permiten llevar adelante las tareas preventivas con la rigurosidad requerida, es de esperar que se incremente el riesgo de falla severa en el sistema de Transporte. Estaciones Transformadoras como El Chocón o Playa Planicie Banderita superan los 50 años de vida y conforman los vínculos de mayor importancia para el sostenimiento del servicio en todo el sistema regional. Por su parte, E.T. Puesto Hernández y las líneas Puesto Hernández – Rincón de los Sauces, Rincón de los Sauces - Medanito también integran el conjunto de componentes de la red de mayor antigüedad. Su disponibilidad es determinante para abastecer la demanda residencial de las ciudades del norte de la provincia de Neuquén y los consumos industriales en auge en la zona. Otra de las Estaciones Transformadoras de mayor antigüedad es Alto Valle, a través de ella se abastece demanda de las ciudades de Neuquén y Cipolletti, además de funcionar como nodo de conexión de la central térmica homónima al Sistema de Transporte.

6-Potencias de cortocircuito

Los valores de potencia de cortocircuito máxima calculados muestran pocas variaciones debido a que no existen incorporaciones autorizadas que introduzcan contribuciones significativas. De acuerdo con los cálculos de valores máximos en barras de 132 kV, los más elevados se obtienen en la E.T. El Chocón cuando se incluye el aporte de las seis máquinas turbogas de la CT Agua del Cajón hacia la red de 132 kV. Si bien existen medidas operativas que tienen por objeto evitar esta condición, para el escenario de máximo aporte, el valor calculado alcanza la capacidad admisible. Se deberá tener presente esta situación al evaluar las incorporaciones futuras que puedan incrementar la solicitud sobre el equipamiento, ya que, aun si se reducen los aportes mediante limitaciones en el despacho de generación, las potencias de cortocircuito siguen siendo altas.

Los valores admisibles de potencia de cortocircuito son umbrales que están en constante análisis en función de la antigüedad y el avance de la degradación de los equipos.

Para el cálculo de niveles máximos, los estudios de Etapa I deben modelar los aportes adoptando los escenarios y condiciones prefalla que introduzcan las mayores contribuciones a los cortocircuitos simulados. Los estudios a presentar para la incorporación de generación de energía renovable, deben tener una representación con suficiente detalle tal que permita

verificar el cálculo de los aportes. Si no están definidos los modelos de equipos a utilizar, su representación debería responder, dentro de la tecnología evaluada para su ingreso, a aquellos que tengan una mayor contribución.

En media tensión, la E.T. Alto Valle es la que registra mayores aportes de corrientes de cortocircuito. Por esta razón, se restringe la adopción de algunas configuraciones a fin de no superar las capacidades de determinados equipos en el nivel de 13,2 kV. En Puesto Hernández, debido a la antigüedad de la Estación Transformadora y a las solicitudes a las que ha sido expuesto el equipamiento en el pasado, también se evitan las configuraciones que introducen las mayores corrientes de cortocircuito en 13,2 y 33 kV.

7-Sistemas de Desconexión Automática de Generación o Demanda

En el subsistema Neuquén existen dos automatismos que desconectan unidades generadoras ante contingencias en la red de transporte. Uno es el DAG Agua del Cajón, cuya función principal es evitar sobrecargas en los transformadores 500/132 kV de El Chocón y Chocón Oeste, con lo que impide desconexiones en cascada de las interconexiones, que pueden derivar en el colapso del Sistema Regional. Por otro lado, el DAG Loma Campana actúa ante determinadas desconexiones de líneas, evitando que colapse parte del Subsistema Norte. Los Parques de generación renovable también proponen automatismos de desconexión automática en varias de las solicitudes de acceso presentadas.

En cuanto a los sistemas de desconexión de demanda, ante la problemática de las caídas de tensión en el anillo Norte y ausencia de soluciones definitivas, una de las alternativas es la incorporación de un sistema automático que recabe los eventos en 9 (nueve) EETT, los procese y envíe una señal de desconexión a las instalaciones de distintos usuarios de ese subsistema.

Con este panorama, es importante destacar que estos sistemas automáticos no constituyen una solución estructural a las deficiencias de la red de transporte, tienen como fin mitigar las consecuencias mediante desconexiones de generación o demanda predefinidas, lo cual también impacta en el servicio prestado. De acuerdo a la extensión del automatismo, su funcionamiento requiere del comportamiento adecuado de numerosos dispositivos que tienen asociado, cada uno, una tasa de falla intrínseca. El requerimiento de personal especializado para el mantenimiento durante su vida útil es otra de las características de los sistemas de desconexión automática.

A medida que la ampliación de la red de transporte se posterga adoptando en su reemplazo automatismos cuya función es disminuir las consecuencias de las perturbaciones, la calidad del servicio de Transporte quedará condicionada por las acciones definidas en cada algoritmo y al correcto desempeño de los distintos dispositivos que componen cada sistema de desconexión a lo largo de su vida útil.

8-Bancos de Capacitores

El uso de bancos de capacitores como solución para sostener las tensiones tiene algunas desventajas si no se adoptan ciertos recaudos. Estos equipos, cuyos parámetros técnicos hayan sido seleccionados cuidadosamente mediante un análisis de su interacción con el Sistema de Potencia pueden ser adecuados para una condición específica de la red. Sin embargo, podrían resultar nocivos si se emplean en una configuración operativa o conformación de la red eléctrica distintas a las utilizadas como referencia para su diseño.

Los bancos de la E.T. Puesto Hernández fueron seleccionados hace dos décadas basándose en las características de la red de transporte y de las redes de los usuarios que difieren de las actuales.

En el presente, se toman medidas preventivas en su operación y se limita su uso a situaciones en las que se han agotado otros recursos. La Transportista abordará el requerimiento de renovación del recurso mediante las herramientas previstas en la normativa del MEM, modificando características de diseño para reducir el riesgo de anomalías en la operación y de avería en equipos de potencia.

Los bancos de capacitores, siempre que cuenten con características adecuadas y puedan utilizarse sin riesgos, contribuirán a reducir el problema de subtensiones. No obstante, no constituyen una solución definitiva para las EETT de la zona afectada y podrían convertirse en una causa de fallas severas si no se toman los recaudos necesarios.

9-Recuperación ante colapsos

Actualmente, el Sistema Regional Comahue en su conjunto cuenta con una única central eléctrica con sistema de Arranque en Negro, que es la central térmica Alto Valle, la cual se vincula a la red de 132 kV en la estación transformadora homónima. La otra central con arranque en negro y con posibilidad de energizar la red de 132 kV es C.H. Planicie Banderita, que se vincula a la red de 500 kV en la E.T. operada por Transener del mismo nombre. Esta central también es considerada como un recurso que permitiría energizar la red de 500 kV si el arranque de la Central Hidroeléctrica El Chocón no es exitoso. De presentarse esta situación, se priorizará la reposición de la red de Transener y solo se asistirá a la energización de la red de 132 kV a partir de que estén dadas las condiciones operativas que establece la energización de ese sistema.

Dadas las pocas alternativas de energización en isla y teniendo en cuenta los distintos recursos que deben tener un desempeño favorable para que el arranque en negro de una central sea exitoso, existe una probabilidad relativamente alta de que la energización de la red de 132 kV deba aguardar el suministro desde el sistema de 500 kV, una vez que este haya logrado completar las primeras etapas de su reposición.

Teniendo en cuenta estas limitaciones, se han analizado otras posibilidades, siendo el arranque de la Central Hidroeléctrica Arroyito o el de la Central Térmica Loma Campana algunas de las alternativas a evaluar para avanzar en la incorporación de un sistema de arranque en negro.

10- Análisis general del Sistema Regional Comahue – Subsistema Neuquén

Según el análisis del sistema en general, las mayores falencias y complejidad en el funcionamiento se hallan en el Subsistema Norte. No se encuentran mayores deficiencias al analizar los flujos de potencia del Subsistema Oeste, en tanto que el subsistema Alto Valle muestra una reducción progresiva de las posibilidades de abastecimiento en condiciones apropiadas, a medida que se consideran demandas cada vez mayores con el transcurso de los años. La potencia disponible en las centrales eléctricas conectadas a la red de 132 kV excede los valores máximos de demanda, siendo mayormente un área exportadora para los distintos escenarios de funcionamiento durante el periodo analizado. Para las situaciones eventuales en

las que la generación interna no abastezca el total de la demanda, las interconexiones con la red de 500 kV también poseen capacidad suficiente si se comparan los valores de consumo con la potencia de transformación disponible. Esto no asegura que la demanda pueda ser abastecida sin inconvenientes, dado que la distribución relativa de los centros de consumo, generadores e interconexiones a lo largo del sistema tiene gran influencia en las condiciones de abastecimiento.

El Subsistema Neuquén, en condiciones normales y con despachos típicos de generación, opera en la actualidad con tensiones dentro de la banda normal sin sobrecargas de la mayoría de sus elementos. Una excepción es la eventual sobrecarga en los transformadores de la E.T. Alto Valle en los escenarios de demanda pico de verano.

Desde el análisis de la red bajo contingencia, más allá de la evaluación que pueda hacerse de los sistemas anillados, son las Estaciones Transformadoras conectadas en forma radial las que poseen menor confiabilidad. Este es el caso de las EETT Chos Malal y Filo Morado mediante las cuales se abastece a las ciudades del norte de la provincia. También se encuentran en esta situación las estaciones Zapala y Las Lajas que permiten brindar el suministro hacia varias localidades del Oeste Neuquino. Hacia el Sur, dentro del Sistema Regional Comahue, Piedra del Águila se encuentra en el extremo de una línea de 175 km que vincula al P.E. Vientos Neuquinos en su recorrido. Todos estos sistemas radiales en 132 kV poseen además factores de riesgo para la continuidad del suministro como pueden ser las inclemencias climáticas, antigüedad de las instalaciones o falencias de funcionamiento del sistema de potencia.

G. REFERENCIA PARA CONSULTAS SOBRE LA GUÍA

Para toda consulta en lo que respecta a esta Guía de Referencia, el interesado deberá dirigirse a:

Ing. Ariel Vidal

Área Ingeniería de Operaciones – UTF
Gerencia de Transporte – EPEN

Teléfono: (0299) 4400662

e-mail: avidal@epen.gov.ar

Dirección: Ruta 22 y Lázaro Martín - (8300) Neuquén.