

ORDEN DE SERVICIO N° 54: OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE INTERCONEXIÓN CON EL SISTEMA PATAGÓNICO

OBJETIVO

Esta Orden de Servicio (OS) y sus Anexos describen la relación operativa y los procedimientos a seguir por Transener, *TRANSPA S.A (Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Patagonia)*, *INTESAR S.A. (Integración Eléctrica Sur Argentina)*, *SPSE (Servicio Público Sociedad del Estado)* y *Transportel Patagónica* para la operación y el mantenimiento de los equipos que conforman la interconexión entre el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) y el Sistema Interconectado Patagónico (SIP), a fin de asegurar la calidad del servicio y otros requerimientos establecidos por la normativa aplicable al Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión.

DISTRIBUCION	
Centro de Documentación de Sede Central	GRS - Supervisor de Mantenimiento de ET - Colonia Valentina
Comunicaciones	GRS - Supervisor de Mantenimiento de LAT - Colonia Valentina (1)
COT - Centro de Operaciones	GRS - Supervisor de Mantenimiento de LAT - Puerto Madryn
COT - Jefatura del Centro de Control	GRS - Supervisor de Mantenimiento y Técnicos de ET - Santa Cruz Norte
COT - Programación Semanal y Diaria	GRS - Supervisor de Protecciones y Control - Colonia Valentina
Director de Ingeniería Regulatoria	GRS - Supervisor de Protecciones y Control - Santa Cruz Norte
Director Técnico	GRS - Supervisor de Técnicos de ET - Bahía Blanca
GdeM - Jefatura Centro de Trabajos con Tensión	GRS - Supervisor de Técnicos de ET - Colonia Valentina
Gerente de Mantenimiento	GRS - Técnicos de ET Choele Choel
Gerente de Planificación y Operación de la Red	GRS - Técnicos de ET Esperanza
Gestión de la Calidad	GRS - Técnicos de ET Puerto Madryn 500 kV (Intesar)
GRS - Gerente Regional Sur	GRS - Técnicos de ET Río Santa Cruz
GRS - Jefatura de Estaciones Transformadoras	GRS - Técnicos de ET Santa Cruz Norte
GRS - Jefatura de Gestión de Mantenimiento	Jefatura de Estudio de Fallas y Normalizaciones
GRS - Jefatura de Líneas de Transmisión	Jefe de Administración de Redes de Operación
GRS - Jefatura de Protecciones, Control y Comunicaciones	Jefe de Ingeniería de Operación
GRS - Laboratorio de Mediciones Especiales	Jefe de Planeamiento de la Red
GRS - Supervisor de Comunicaciones	Jefe de Protecciones y Control
GRS - Supervisor de Mantenimiento de ET - Bahía Blanca	Jefe de Seguridad, Salud en el Trabajo y Medio Ambiente
**CMMESA	
*INTESAR	
* Distribución otras empresas	
** Distribución vía MEMNet	

Esta OS se encuentra disponible en Intranet, en la dirección Dir. General > Sistema de Documentos > Ingeniería en Operación > Orden de servicio (Ingeniería de Operación) > Transener

Nota: La firma en esta página significa que están autorizados la totalidad de la versión 3 y sus 2 Anexos.

Confeccionó:	Autorizó:	Fecha
Ingeniería de Operación	Juan Weigandt <i>Gerente de Planificación y Operación de la Red</i>	28 de febrero, 2018

ORDEN DE SERVICIO N° 54: OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE INTERCONEXIÓN CON EL SISTEMA PATAGÓNICO

CONTENIDO

1. INSTALACIONES INVOLUCRADAS	4
1.1 En la ET Choele Choel (Transener)	4
1.2 Línea de 500 kV Choele Choel-Puerto Madryn 500/330 kV 5CLPY1 (INTESAR)	4
1.3 En la ET Puerto Madryn 500/330 kV (INTESAR)	4
1.4 Línea de 330 kV (TRANSPA) que vincula las ET Puerto Madryn 500/330 kV de INTESAR y campo 11 en ET Puerto Madryn 330kV de TRANSPA (470 m).	4
1.5 Línea de 500 kV Puerto Madryn 500/330 kV-Santa Cruz Norte 5PYZN1 (TRANSENER).....	4
1.6 En la ET Santa Cruz Norte (TRANSENER)	4
1.7 Línea de 500 kV ET Santa Cruz Norte y ET Río Santa Cruz 5RSC-ZN1 (TRANSENER)	5
1.8 En la ET Río Santa Cruz (TRANSENER)	5
1.9 Línea de 500 kV ET Río Santa Cruz y ET Esperanza 5ESPRSC1 (TRANSENER)	5
1.10 En la ET Esperanza (TRANSENER)	5
1.11 Sistema de Comunicaciones.....	6
1.12 Automatismos del Corredor Patagónico.....	6
1.12.1 Automatismo Distribuido de Reactores (ADR).....	6
1.12.2 Automatismo SIP	7
2. RESPONSABILIDAD DE LAS EMPRESAS	8
2.1 TRANSENER S.A.:	8
2.2 INTESAR S.A.:	8
2.3 TRANSPA S.A.:	8
2.4 Servicios Públicos Sociedad del Estado:	8
2.5 TRANSPORTE PATAGÓNICA:	8
2.6 Límites de propiedad de las instalaciones en alta tensión.....	9
2.6.1 ET Choele Choel.....	9
2.6.2 ET Puerto Madryn 500/330 kV	9
2.6.3 ET Santa Cruz Norte.....	10
2.6.4 ET Río Santa Cruz.....	10
2.6.5 ET Esperanza.....	10
3. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES	12
3.1 Sistema de Medición de Energía Comercial (SMEC)	12
3.2 Comunicaciones	12
3.3 Esquema de Teleprotección	12
3.4 Protección por sobretensión.....	12
3.5 Servicios Auxiliares	12
4. PAUTAS GENERALES PARA LA OPERACIÓN DE LA INTERCONEXIÓN SADI-SIP	12
4.1 Potencia transmitida	12
4.2 Energización de la línea de 500 kV 5CLPY1	13
4.3 Sincronización del SADI con el SIP.....	13
4.4 Procedimiento posterior al desenganche de la línea de 500 kV 5CLPY1	13
4.5 Operación de la línea de 500 kV 5PYZN1	14
4.5.1 Energización de la línea 5PYZN1 con el SIP vinculado al SADI (línea 5CLPY1 en servicio y tramo ZN-RSC-ESP F/S).....	14
4.5.2 Energización de la línea 5PYZN1 con el SIP aislado (línea 5CLPY1 fuera de servicio)	14
4.5.3 Energización de la línea 5PYZN1	15

OS N° 54: OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE INTERCONEXIÓN CON EL SISTEMA PATAGÓNICO

Confeccionó: Ingeniería de Operación

Versión 3

28 de febrero, 2018

Pág. 2/19

ORDEN DE SERVICIO N° 54: OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE INTERCONEXIÓN CON EL SISTEMA PATAGÓNICO

4.5.4 Cierre de anillo y/o sincronización en ZN.....	15
4.5.5 Desenergización de la línea 5PYZN1	16
4.6 Operación de las líneas de 500 kV 5RSC-ZN1 y 5ESPRSC1.	16
4.6.1 Energización de las líneas 5RSC-ZN1 y 5ESPRSC1.	16
4.6.2 Energización de las líneas 5RSC-ZN1 y 5ESPRSC1 cuando la línea 5PYZN1 y la Ameghino-Trelew 132 kV se encuentran f/s. Operación del área en isla.....	17
4.6.3 Energización de las líneas 5RSC-ZN1 y 5ESPRSC1 cuando la línea 5PYZN1 se encuentra f/s y la Ameghino-Trelew 132 kV e/s. Operación del área vinculada al SADI a través de la línea de 132 kV.....	18
4.6.4 Desenergización de la línea 5RSC-ZN1	18
4.7 Lógica local para el control de reactores	18
4.8 Niveles de tensión en la interconexión del SADI con el SIP	19
4.9 Licencias de trabajo.....	19

ANEXO 1: ESQUEMAS UNIFILARES DE INSTALACIONES DE INTERCONEXIÓN CON EL SISTEMA PATAGÓNICO (OS54A1-EsqUnif.pdf)

ANEXO 2: DESCRIPCIÓN DEL AUTOMATISMO DISTRIBUIDO DE REACTORES ADR. (OS54A2-ADR.pdf)

ORDEN DE SERVICIO N° 54: OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE INTERCONEXIÓN CON EL SISTEMA PATAGÓNICO

1. INSTALACIONES INVOLUCRADAS

Se indican en los esquemas unifilares adjuntos como Anexo 1, que incluyen la nomenclatura a utilizar para la identificación de los equipos.

La responsabilidad de cada una de las Empresas sobre las instalaciones de interconexión del SADI con el SIP está definida en los correspondientes Convenios de Conexión y Licencia Técnica. Un resumen de los mismos se describe en este punto de la Orden.

La interconexión entre el SADI y el SIP consiste en:

1.1 En la ET Choele Choel (Transener)

Campo N° 06 de salida de línea de 500 kV Choele Choel-*Puerto Madryn* 500/330 kV (5CLPYI), con configuración de interruptor y medio.

Reactor de barras R2B5CL de 150 MVar ubicado en el campo N° 14.

Reactor de barras R1B5CL de 150 MVar ubicado en el campo N° 13

Reactor de línea de 150 MVar R5L5CLsin interruptor, en la línea 5CLPYI.

1.2 Línea de 500 kV Choele Choel-*Puerto Madryn* 500/330 kV 5CLPYI (INTESAR)

Línea de 354 km de longitud, compensada en cada extremo con un reactor de 150 MVar

1.3 En la ET *Puerto Madryn* 500/330 kV (INTESAR)

Campo N° 03 de salida de línea de 500 kV Choele Choel-*Puerto Madryn* 500/330 kV (5CLPYI), con configuración de interruptor y medio.

Reactor de barra R1B5PY de 120 MVar (TRANSENER).

Reactor de línea R1L5PY de 150 MVar, sin interruptor, en la línea 5CLPYI

Autotransformador 500/330/33 kV de 450/450/100 MVA TIPY.

Campo 04 de salida de línea de 500 kV a la ET Santa Cruz Norte (552,31 km).

Reactores de línea R2L5PY y R3L5PY de 120 MVar c/u (ambos de TRANSENER), sin interruptor en la línea 5PYZN1.

Campo de salida de línea de 330 kV a la ET *Puerto Madryn* 330/132 kV, propiedad de TRANSPA (470 m).

Capacitor serie K1PY de $Q= 378$ MVAR y $I_n= 1458$ A (TRANSENER)

1.4 Línea de 330 kV (TRANSPA) que vincula las ET *Puerto Madryn* 500/330 kV de INTESAR y campo 11 en ET *Puerto Madryn* 330kV de TRANSPA (470 m).**1.5 Línea de 500 kV *Puerto Madryn* 500/330 kV-Santa Cruz Norte 5PYZN1 (TRANSENER).**

Línea de 552,31 km de longitud, compensada en cada extremo con dos reactores de 120 MVar.

1.6 En la ET Santa Cruz Norte (TRANSENER)

OS N° 54: OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE INTERCONEXIÓN CON EL SISTEMA PATAGÓNICO

Confeccionó: Ingeniería de Operación

Versión 3

28 de febrero, 2018

Pág. 4/19

ORDEN DE SERVICIO N° 54: OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE INTERCONEXIÓN CON EL SISTEMA PATAGÓNICO

Campo N° 05 de salida de línea de 500 kV *Puerto Madryn 500/330 kV*-Santa Cruz Norte (5PYZN1), con configuración de interruptor y medio.

Reactores de barra R1B5ZN y R2B5ZN de 50 MVar.

Reactor de barra R3B5ZN de 50 MVar, ubicado en campo 7.

Reactores de línea R1L5ZN y R2L5ZN de 120 MVar en la línea 5PYZN1.

Campo N° 08 de salida de línea de 500 kV Río Santa Cruz-Santa Cruz Norte (5RSC-ZN1), con configuración de interruptor y medio.

Reactor de línea R3L5ZN de 150 MVar sin interruptor en la línea 5RSC-ZN1.

Transformador T1ZN 500/132/33 kV de 150/150/50 MVA.

Playa de 132 kV en doble barra con transferencia y tres campos de salida de línea, uno a ET *Las Heras* y dos a *Pico Truncado I*.

1.7 Línea de 500 kV ET Santa Cruz Norte y ET Río Santa Cruz 5RSC-ZN1 (TRANSENER)

Línea de 393.9 km de longitud, compensada en cada extremo con un reactor de 150 MVar

1.8 En la ET Río Santa Cruz (TRANSENER)

Campo N° 07 de salida de línea de 500 kV Santa Cruz Norte – Río Santa Cruz (5RSC-ZN1), con configuración de interruptor y medio.

Reactores de barra R1B5RSC, R2B5RSC, ubicados en campo 9 y reactores R3B5RSC y R4B5RSC ubicados en campo 10 de 25 MVar.

Reactor de línea R1L5RSC de 150 MVar sin interruptor en línea 5RSC-ZN1.

Campo N° 08 de salida de línea de 500 kV Esperanza – Río Santa Cruz (5ESPRSC1), con configuración de interruptor y medio.

Reactor de línea R2L5RSC de 80 MVar sin interruptor en línea 5ESPRSC1.

Transformador T1RSC 500/132/33 kV de 150/150/50 MVA.

Playa de 132 kV en doble barra con transferencia y un campo de salida de línea a ET *Río Santa Cruz* en jurisdicción de *TRANSPA* – operada localmente por el *TI SPSE*.

1.9 Línea de 500 kV ET Río Santa Cruz y ET Esperanza 5ESPRSC1 (TRANSENER)

Línea de 170.5 km de longitud, compensada en cada extremo con dos reactores de 80 MVar

1.10 En la ET Esperanza (TRANSENER)

Campo N° 03 de salida de línea de 500 kV Río Santa Cruz – Esperanza (5ESPRSC1), con configuración de interruptor y medio.

Reactores de barra R1B5ESP, R2B5ESP ubicados en campo 7 y R3B5ESP y R4B5ESP ubicados en campo 8 de 25 MVar.

OS N° 54: OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE INTERCONEXIÓN CON EL SISTEMA PATAGÓNICO

Confeccionó: Ingeniería de Operación

Versión 3

28 de febrero, 2018

Pág. 5/19

ORDEN DE SERVICIO N° 54: OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE INTERCONEXIÓN CON EL SISTEMA PATAGÓNICO

Reactor de línea R1L5ESP de 80 MVAr sin interruptor en línea 5ESPRSC1.

Transformador T1ESP 500/220/33 kV de 300/300/100 MVA.

Autotransformador T2ESP 220/132/33 kV de 100/100/33 MVA.

Playa de 132 kV en doble barra con transferencia y un campo de salida de línea *ET El Calafate (TRANSPA - TI SP)*

Playa de 220 kV en doble barra con transferencia y dos campos de salida de línea a *ET Río Gallegos y a ET Río Turbio (TRANSPA - TI Transportel Patagónica)*

1.11 Sistema de Comunicaciones

Vincula las ET Choele Choel, *Puerto Madryn 500/330 kV*, *Puerto Madryn 330/132 kV*, Santa Cruz Norte, Río Santa Cruz y Esperanza a efectos de disponer de los correspondientes elementos de supervisión, control, medición y comando.

Entre cada una de las ET Choele Choel, *ET Puerto Madryn 500/330 kV*, *ET Puerto Madryn 330/132 kV*, ET Santa Cruz Norte, Río Santa Cruz y Esperanza, hay dos vínculos en fibra óptica FO por OPGW (Optical Ground Wire), además se cuenta con un sistema de micro ondas de respaldo.

Cada sistema de FO cuenta con un multiplexor independiente.

1.12 Automatismos del Corredor Patagónico

La entrada en servicio de las líneas de 500 kV Santa Cruz Norte – Río Santa Cruz y Río Santa Cruz – Esperanza, hizo necesario establecer las características y condicionamientos de un automatismo que controle las tensiones del corredor Choele Choel – Esperanza.

En la *ET Puerto Madryn 500kV (PY)* se instaló una Estación Maestra que permite, ante los distintos eventos del corredor, un control automático y coordinado de conexión/desconexión de los reactores de barra de las ET *Puerto Madryn*, Santa Cruz Norte, Río Santa Cruz y Esperanza, denominado **Automatismo Distribuido de Reactores (ADR)**.

Este automatismo interacciona con el automatismo pre existente **Automatismo SIP** que opera bajo la responsabilidad de *TRANSPA*.

1.12.1 Automatismo Distribuido de Reactores (ADR)

Los estudios que llevaron a la definición de este automatismo mostraron que en determinados escenarios y ante determinados eventos es necesaria la conexión o desconexión de reactores en un tiempo mínimo. Ante otros eventos, los tiempos pueden ser mayores.

En la descripción del automatismo se definen dos modos de operación con tiempos de operación bien diferenciados:

ADR temporizado: Actúa conectando o desconectando reactores en forma temporizada. Cada PLC monitorea los niveles de tensión de su ET. El tiempo de actuación va desde 1 a 15 s. Se configuran los tiempos de actuación de cada uno de los reactores maniobrables de cada una de las tres ET de tal forma que el resultado sea una acción escalonada en el control de tensión del corredor. El ajuste implementado se detalla en Anexo 2, punto 1.3.1.

ADR forzado: Actúa ante determinados eventos y en función de la situación previa de la red. Son los casos, predeterminados por estudios, donde las sobretensiones/subtensiones post contingencia, registradas sin la actuación del mismo en tiempos mínimos, ponen en peligro la estabilidad de

OS N° 54: OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE INTERCONEXIÓN CON EL SISTEMA PATAGÓNICO

Confeccionó: Ingeniería de Operación

Versión 3

28 de febrero, 2018

Pág. 6/19

ORDEN DE SERVICIO N° 54: OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE INTERCONEXIÓN CON EL SISTEMA PATAGÓNICO

Sistema. Se utiliza también para anticiparse a la actuación de protecciones de sobretensión configuradas para proteger equipamiento. El tiempo de operación (detección/procesamiento/actuación) es menor o igual a 250 ms.

En el Anexo 2 se encuentra la información completa respecto a este automatismo.

1.12.2 Automatismo SIP

En la *ET Madryn 330 kV* está la Estación Maestra del Automatismo SIP que opera bajo la responsabilidad de *TRANSPA*. La función principal de este automatismo es mantener la estabilidad y control de frecuencia del Sistema Interconectado Patagónico (SIP) ante un conjunto de contingencias.

Se hace en este punto un breve repaso de sus funcionalidades. Contingencias que tiene en cuenta:

1. Falla en la Interconexión - Línea *5CLPYI*, *ET Choele Choel* – *ET Puerto Madryn 500 kV* (Evento A)
2. Desconexión Autotrafo 500/330kV (T1PY) en *ET Puerto Madryn 500kV* – (Evento B)
3. Falla simple en alguna de las líneas EM Futaleufú – *ET Puerto Madryn 330kV* (Evento C).
4. Falla de ambas líneas EM Futaleufú – *ET Puerto Madryn 330kV* (Evento CC).
5. Falla simple en la línea *5PYZN1*, *ET Puerto Madryn* - *ET Santa Cruz Norte*. (Evento I)
6. Desconexión Transformador 500kV/132kV (T1ZN) en *ET Santa Cruz Norte*. (Evento J)

Las acciones que toma el Automatismo SIP son:

1. Reducción Automática de Generación (RAG) en Futaleufú.
2. La Desconexión Automática de Generadores (DAG) en la Central Hidroeléctrica de *Futaleufú* y turbinas de gas en *ALUAR*.
3. Desconexión Automática de Carga (DAC) y Reducción Automática de Carga (RAC) en las series de *ALUAR*.

El automatismo también interactúa con el Sistema DAG *ALUAR* para el control de los niveles de tensión post-falla ante pérdida de carga en *ALUAR*.

El Sistema DAG *ALUAR*, considera las acciones estabilizantes frente a los siguientes eventos:

1. Falla simple en alguno de los Arribos a *ALUAR* en 330 kV (Evento D)
2. Falla simple en alguno de los Arribos a *ALUAR* en 33 kV (Evento E)
3. Pérdida de generación y salida de una Serie
4. Control de tensión postfalla ante eventos internos en *ALUAR*

Para afrontar estas contingencias el Sistema DAG *ALUAR* cuenta, además de los recursos internos en *ALUAR*, de las siguientes señales de control que ejecutan acciones en el Automatismo SIP:

1. Dos niveles de DAG hacia Futaleufú
2. Señal Conexión de Reactores / Desconexión de Línea 330 kV (DL) a enviar a los PLC de *ET APPA* y *ET Puerto Madryn 330kV*.
3. Señales de Control Automático o Directo de Capacitores conectados al Arribo 1 y Arribo 2 a enviar a la *ET APPA*.

ORDEN DE SERVICIO N° 54: OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE INTERCONEXIÓN CON EL SISTEMA PATAGÓNICO

Como parte del Automatismo SIP, existe un PLC de *TRANSPA* en la ET Santa Cruz Norte, que detecta los eventos correspondientes a las salidas de servicio de las líneas de 132 kV, y en base a los mismos toma acciones de control específicas, y/o genera señales que se entregan a los automatismos del nivel de 132 kV.

2. RESPONSABILIDAD DE LAS EMPRESAS

2.1 TRANSENER S.A.:

Como empresa concesionaria del Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión, y propietaria de las ET Choele Choel, Santa Cruz Norte, Río Santa Cruz y Esperanza es responsable de la operación y el mantenimiento de las instalaciones incorporadas a dichas ET para la interconexión del SADI con el SIP.

En virtud de un Contrato de Operación y Mantenimiento y Convenio de Comodato firmado con *INTESAR* en su carácter de Transportista Independiente (TI) de cada una de las Interconexiones de 500 kV realizadas en el marco del Plan Federal de Transporte que lleva adelante el Consejo Federal de la Energía Eléctrica, ejerce la operación y el mantenimiento de las instalaciones enumeradas en los puntos 1.2 y 1.3 de esta OS que están en propiedad de *INTESAR*.

2.2 INTESAR S.A.:

INTESAR transfiere a Transener, mediante Contrato de Operación y Mantenimiento y Convenio de Comodato, la operación y el mantenimiento de sus líneas *5CLPYI*, y de sus instalaciones en las ET *Puerto Madryn 500/330 kV*, manteniendo la figura y responsabilidad de TI.

2.3 TRANSPA S.A.:

El Centro de Control de Operaciones de Transporte por Distribución Troncal (COTDT) *TRANSPA* Coordina con el Centro de Operaciones de Transener (COT) la operación de las instalaciones en la ET *Puerto Madryn 500/330 kV*, Santa Cruz Norte, y Esperanza, involucradas en la sincronización del SADI con el SIP.

2.4 Servicios Públicos Sociedad del Estado:

SPSE en su carácter de Transportista Independiente de *TRANSPA* tiene a su cargo y mediante licencia otorgada por *TRANSPA*, la operación y mantenimiento de la LAT en 132 kV Esperanza - *El Calafate* y la ET *El Calafate*. Por ello coordina con el COT la operación de sus instalaciones en la ET Esperanza.

SPSE informa a *TRANSPA* la programación estacional y semanal y *TRANSPA* la gestiona ante CAMMESA.

TRANSPA, conforme al PT 11, informa a CAMMESA, en coordinación con SPSE y *TRANSENER*, las perturbaciones que ocurran en las instalaciones que opera y mantiene SPSE.

2.5 TRANSPORTE PATAGÓNICA:

Transportel Patagónica transfiere a *TRANSPA*, mediante Contrato de Operación y Mantenimiento y Convenio de Comodato, la operación y el mantenimiento de sus líneas *2ESPRGA1* y *2ESPRTU1* y de sus instalaciones en las ET *Río Gallegos*, y *Río Turbio* manteniendo la figura y responsabilidad de TI.

ORDEN DE SERVICIO N° 54: OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE INTERCONEXIÓN CON EL SISTEMA PATAGÓNICO**2.6 Límites de propiedad de las instalaciones en alta tensión.****2.6.1 ET Choele Choel**

El límite físico en el campo 06 de la playa de 500 kV de la ET Choele Choel entre las instalaciones de INTESAR y las instalaciones correspondientes a Transener, es el pórtico de salida de línea.

El pórtico de salida de línea del campo 06 de la ET Choele Choel, los descargadores, los seccionadores de línea, el interruptor, los transformadores de corriente y de tensión, y los bancos de reactores monofásicos de línea quedarán como propiedad de Transener, mientras que los correspondientes conductores de bajada quedarán en propiedad de INTESAR. La LEAT 500 kV a ET *Puerto Madryn*, las cadenas de aisladores que la sujetan al pórtico de entrada en la ET Choele Choel, y los cables de guardia de dicha LEAT que acometen al pórtico de la ET, pertenecerán a INTESAR y quedarán bajo su responsabilidad.

El campo 14 de la ET Choele Choel, los descargadores, los seccionadores, el interruptor y los reactores monofásicos de barra quedarán como propiedad de Transener.

De esta manera, los límites quedarán fijados en:

- Los morsetos de conexión que vinculan los conductores de bajada a los transformadores de corriente y descargadores de sobretensión, quedando los morsetos y conductores de bajada en propiedad de INTESAR.
- Los grilletes que retienen las cadenas de aisladores del vano de tensión reducida entre la estructura terminal de la LEAT y el pórtico del campo 06, quedando la cadena de aisladores y los grilletes y yugos que las retienen en propiedad de INTESAR.
- Los elementos de sujeción exterior de los hilos de guardia en los puntines del pórtico de salida de línea, siendo éstos propiedad del INTESAR.

La responsabilidad sobre la LEAT, las cadenas de aisladores que la sujetan al pórtico de entrada en la ET, y conductores de bajada corresponden al INTESAR.

2.6.2 ET Puerto Madryn 500/330 kV

El límite de propiedad se fija en la acometida aérea a los bushings de 330 kV del banco de autotransformadores 500/330/33 kV de 450/450/100 MVA, quedando el banco de autotransformadores en propiedad de INTESAR, bajo la jurisdicción de la TRANSPORTISTA, y la línea de 330 kV en propiedad de la Transportista por Distribución Troncal TRANSPA.

Los límites se establecen en:

- Los morsetos de conexión que vinculan los conductores de bajada a los descargadores de sobretensión lado 330 kV, quedando los morsetos y conductores de bajada en propiedad de TRANSPA mientras que los descargadores de sobretensión (código 3PT09 – R-S-T), sus correspondientes contadores de descargas y estructuras soportes, y los terminales de alta tensión del autotransformador del lado 330 kV en propiedad de INTESAR.
- Los grilletes que retienen las cadenas de aisladores del vano de tensión reducida entre la estructura terminal del tramo de línea de acometida y el pórtico del campo 02 (propiedad de INTESAR), quedando la cadena de aisladores y los yugos que las retienen en propiedad de TRANSPA.
- Los elementos de sujeción exterior de los hilos de guardia en los puntines del pórtico del campo 02 de salida de línea, siendo éstos propiedad de TRANSPA.

ORDEN DE SERVICIO N° 54: OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE INTERCONEXIÓN CON EL SISTEMA PATAGÓNICO**2.6.3 ET Santa Cruz Norte.**

El límite de propiedad se fija en el pórtico de salida de línea de 132 kV de la ET Santa Cruz Norte, quedando el pórtico en propiedad de TRANSENER, y los conductores que vinculan dicho pórtico con las torres terminales de las líneas de 132 kV que acometen a la ET y su morsetería en propiedad de TRANSPA.

Los límites quedarán fijados en el pórtico de salida de línea de 132 kV de la ET Santa Cruz Norte según el siguiente detalle:

Los yugos que retienen las cadenas de aisladores del vano de tiro reducido entre la estructura terminal de las líneas aéreas de 132 kV y los pórticos de los campos 06, 04 y 03, quedando la cadena de aisladores y los yugos que las retienen en responsabilidad de TRANSPA.

Los elementos de sujeción exterior de los hilos de guardia en los puntines de los pórticos de salida de líneas de los campos 06, 04 y 03, quedando estos elementos de sujeción en responsabilidad de TRANSPA.

Los equipamientos de comunicaciones ubicados en las salidas de línea mencionadas (reactor y capacitor de acoplamiento), sus conductores y morsetería de bajada y conexión en 132 kV quedan a cargo de la Transportista por Distribución Troncal TRANSPA, incluyendo los cables de puesta a tierra hasta el chicote de conexión a la malla de tierra de la estación y sus morsetos de conexión.

Los restantes equipamientos e instalaciones de la ET Santa Cruz Norte, serán de propiedad de TRANSENER.

2.6.4 ET Río Santa Cruz.

El límite de propiedad se fija en el pórtico de salida de línea de 132 kV de la ET Río Santa Cruz, quedando el pórtico en propiedad de TRANSENER, y los conductores que vinculan dicho pórtico con las torres terminales de las líneas de 132 kV que acometen a la ET y su morsetería en jurisdicción de TRANSPA pero a cargo de SPSE.

Los límites quedarán fijados en el pórtico de salida de línea de 132 kV de la ET Río Santa Cruz según el siguiente detalle:

Los yugos que retienen las cadenas de aisladores del vano de tiro reducido entre la estructura terminal de las líneas aéreas de 132 kV y los pórticos del campo 02, quedando la cadena de aisladores y los yugos que las retienen en jurisdicción de TRANSPA pero a cargo de SPSE.

Los elementos de sujeción exterior de los hilos de guardia en los puntines de los pórticos de salida de líneas del campo 02, quedando estos elementos de sujeción en jurisdicción de TRANSPA pero a cargo de SPSE.

Los equipamientos de comunicaciones ubicados en las salidas de línea mencionadas (reactor y capacitor de acoplamiento), sus conductores y morsetería de bajada y conexión en 132 kV quedan en jurisdicción de TRANSPA pero a cargo de SPSE, incluyendo los cables de puesta a tierra hasta el chicote de conexión a la malla de tierra de la estación y sus morsetos de conexión.

Los restantes equipamientos e instalaciones de la ET Río Santa Cruz, serán de propiedad de TRANSENER.

2.6.5 ET Esperanza.

El límite de propiedad se fija en los pórticos de salida de línea de 132 kV y de 220 kV de la ET Esperanza, quedando los pórticos en propiedad de TRANSENER, y los conductores que vinculan

ORDEN DE SERVICIO N° 54: OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE INTERCONEXIÓN CON EL SISTEMA PATAGÓNICO

dichos pórticos con las torres terminales de las líneas de 132 kV y 220 kV que acometen a la ET y su morsestería en propiedad de TRANSPA.

Los límites quedarán fijados en los pórticos de salida de línea de 132 y 220 kV de la ET Esperanza según el siguiente detalle:

Los yugos que retienen las cadenas de aisladores del vano de tiro reducido entre la estructura terminal de las líneas aéreas de 132 kV y 220 kV y los pórticos del campo 05 de 132 kV y 04 y 05 de 220 kV, quedando la cadena de aisladores y los yugos que las retienen en jurisdicción de TRANSPA.

Los elementos de sujeción exterior de los hilos de guardia en los puntines de los pórticos de salida de líneas del campo 04 y 05 de 220 kV, quedando éstos elementos de sujeción en jurisdicción de TRANSPA.

Los equipamientos de comunicaciones ubicados en las salidas de línea mencionadas (reactor y capacitor de acoplamiento), sus conductores y morsestería de bajada y conexión en 132 kV y 220 kV quedan en jurisdicción de la Transportista por Distribución Troncal TRANSPA, incluyendo los cables de puesta a tierra hasta el chicote de conexión a la malla de tierra de la estación y sus morsetos de conexión.

Los restantes equipamientos e instalaciones de la ET Esperanza, serán de propiedad de TRANSENER.

ORDEN DE SERVICIO N° 54: OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE INTERCONEXIÓN CON EL SISTEMA PATAGÓNICO

3. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES

3.1 Sistema de Medición de Energía Comercial (SMEC)

Tanto el SMEC como su sistema de comunicaciones asociado se encuentran descritos en los respectivos convenios de conexión.

3.2 Comunicaciones

El sistema de comunicaciones entre las ET *Puerto Madryn 500/330 kV*, Choele Choel, Santa Cruz Norte, Río Santa Cruz y Esperanza, como así también con el Centro de Operaciones de CAMMESA (COC) y el COT, permite el flujo de órdenes, instrucciones, novedades, y toda otra información necesaria para la óptima operación en condiciones normales o de emergencia.

3.3 Esquema de Teleprotección

Los enlaces de teleprotección entre las ET Choele Choel, *Puerto Madryn 500/330 kV*, y Santa Cruz Norte, Río Santa Cruz y Esperanza pueden manejar señales de:

- Protección de Línea.
- Interdisparo.

El esquema consiste en dos sistemas de teleprotección redundantes (1 y 2).

Si por algún inconveniente de comunicaciones algún tramo quedara sin teleprotecciones, mientras dure esta situación, se sacará de servicio el tramo correspondiente, dado que en dichas condiciones, quedan desprotegidos los reactores de línea.

3.4 Protección por sobretensión.

Tanto las líneas como los transformadores tienen implementados la protección por sobretensión, cuyos ajustes se encuentran en los Manuales de Estación correspondientes.

3.5 Servicios Auxiliares

El detalle de los servicios auxiliares se encuentra disponible en los respectivos Manuales de Estación en la dirección de intranet **Dir. General > Sistema de Documentos > Manuales de Estación**

4. PAUTAS GENERALES PARA LA OPERACIÓN DE LA INTERCONEXIÓN SADI-SIP

La operación de las instalaciones descritas de esta interconexión será coordinada por el COT con el COTDT *TRANSPA* y el COC.

4.1 Potencia transmitida

El COT cuenta con información en tiempo real de los equipos de maniobra y las mediciones analógicas de las ET *Puerto Madryn 500/330 kV*, Santa Cruz Norte 500/132kV, Río Santa Cruz 500/132 kV y Esperanza 500/220/132 kV para la supervisión del flujo de potencia activa y reactiva por las líneas *5CLPY1*, *5PYZN1*, *5RSC-ZN1* y *5ESPRSC1*.

ORDEN DE SERVICIO N° 54: OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE INTERCONEXIÓN CON EL SISTEMA PATAGÓNICO

Para una correcta supervisión, el COC informará al COT inmediatamente cualquier cambio en la generación que implique un incremento mayor a 30 MW en la potencia transmitida por la línea *5CLPYI*.

4.2 Energización de la línea de 500 kV 5CLPYI

Aunque la línea *5CLPYI* puede energizarse desde cualquiera de sus extremos, la conexión normal deberá ser desde la ET Choele Choel. Se describen a continuación las energizaciones posibles.

Línea a energizar	Lugar de energización (ET)	Reactor de línea F/S	Reactor de barra utilizado en la energización	Tensión previa a la energización en el extremo a cerrar [kV]	Tensión final extremo cerrado de la línea [kV]	Tensión final extremo abierto de la línea [kV]	Reactivo entregado por la línea en la energización [MVAr]
<i>5CLPYI</i>	CL			≤ 490	500	510	-120
<i>5CLPYI</i>	CL	R5L5CL	R2B5CL	≤ 490	500	510	-120
<i>5CLPYI</i>	CL	<i>R1L5PY</i>		≤ 480	490	528	-274
<i>5CLPYI</i>	<i>PY</i>		R2B5CL	≤ 505	490	475	27
<i>5CLPYI</i>	<i>PY</i>		<i>R1B5PY</i>	≤ 504	504	514	0
<i>5CLPYI</i>	CL	-	<i>R1B5PY</i>	≤ 514	514	504	0
<i>5CLPYI</i>	CL	<i>R1L5PY</i>	<i>R1B5PY</i>	≤ 487	500	515	-152
<i>5CLPYI</i>	CL	R5L5CL	<i>R1B5PY</i>	≤ 500	513	503	-158

4.3 Sincronización del SADI con el SIP

Una vez energizada la línea *5CLPYI* desde Choele Choel, el COT coordinará con el COTDT TRANSPA y CAMMESA el sincronismo del SADI con el SIP, y cuando estén dadas las condiciones procederá a cerrar el interruptor correspondiente en 500 kV.

Si se encontrase operando en isla solo la red de TRANSPA Norte con el *TIPY* desenergizado, una vez energizadas las barras de la *ET Puerto Madryn 500 kV* desde Choele Choel, el COT energizará el autotransformador *TIPY*, y coordinará con el COTDT TRANSPA la regulación necesaria del RBC del autotransformador *TIPY* y el sincronismo del SADI con el SIP en 330 kV.

Si se encontrase operando en isla solo la red de TRANSPA Norte con el *TIPY* energizado del lado de 330 kV, el sincronismo del SADI con el SIP lo podrá realizar el COT en 500 kV.

En el Anexo 1 de la OS 6 “Sincronización en la Red de Transener” se encuentran los valores de ajuste del verificador de sincronismo.

4.4 Procedimiento posterior al desenganche de la línea de 500 kV 5CLPYI

La salida de servicio de la línea *5CLPYI* por operación o falla saca de servicio el otro extremo por TDD.

Cuando la línea *5CLPYI* salga de servicio como consecuencia de una perturbación, será reconectada a la Red, a pedido del COC, lo antes posible, debiéndose intentar su cierre manual, cualquiera hubiese

ORDEN DE SERVICIO N° 54: OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE INTERCONEXIÓN CON EL SISTEMA PATAGÓNICO

sido el tipo de falla pero siempre teniendo en cuenta las pautas de Seguridad Pública descriptas en la OS 56 *Prueba de líneas posterior a una falla*.

Cuando exista aviso previo de incendio de campos, tormentas eléctricas y/o fuertes vientos en la zona, u otras condiciones adversas, a criterio del COT podrá demorarse la maniobra de reconexión.

Si de la prueba de la línea resultara una nueva desconexión, el COT procederá de acuerdo con lo indicado en la OS 56.

No se repetirá la prueba de la línea si ésta hubiese desenganchado con señalización de falla bifásica o trifásica.

El COT determinará sobre la base de la información disponible el momento de la prueba, coordinando previamente la operación con el COC.

En caso de colapso total del SADI o del Área Comahue, se recuperará, siempre que sea factible, el Corredor Comahue completo y luego se procederá a la habilitación de la interconexión SADI-SIP, en ese orden de prioridades. Para la recomposición, se operará como se indica en la OS N° 08 de Transener, *Recuperación de la Red de Transporte en Alta Tensión luego de un Colapso Total*, y en el Procedimiento Técnico N° 07 de CAMMESA, *Recuperación del SADI luego de un colapso total o parcial de algún subsistema*.

4.5 Operación de la línea de 500 kV 5PYZN1**4.5.1 Energización de la línea 5PYZN1 con el SIP vinculado al SADI (línea 5CLPYI en servicio y tramo ZN-RSC-ESP F/S)**

Para poder energizar la línea 5PYZN1 se deberá contar con sus 4 reactores de línea.

En condiciones normales, la línea se deberá energizar con dos reactores de barra conectados (R1B5ZN y R3B5ZN) y tensiones en PY cercanas a la nominal.

No es conveniente utilizar el reactor de barra R2B5ZN para la energización de la línea 5PYZN1 dado que esta maniobra requiere la F/S del transformador T1ZN y consecuente conmutación de los servicios auxiliares.

No se podrá energizar la línea sin al menos 1 reactor de barras en el extremo ZN.

Con dos reactores de barra se podrá energizar la línea con hasta un máximo de 515 kV en el extremo PY. La energización con este nivel de tensión se hará en casos excepcionales cuando se hayan agotado todos los recursos de control de tensión y potencia reactiva.

En caso de contar con un solo reactor de barras en ZN se podrá energizar la línea con hasta un máximo de 502 kV en PY.

No se deberá energizar la línea con el transformador vinculado en el extremo ZN.

Para proceder a la energización del transformador T1ZN, luego de energizar la línea, se deberá verificar en el extremo ZN que la tensión sea ≤ 525 kV y que el transformador se encuentre en la posición de tope que implique el menor valor de la tensión en 132 kV. Luego se procederá a energizar el transformador del lado 500 kV, se ajustará la tensión del lado 132 kV y se cargará T1ZN junto con la línea 5PYZN1 con el interruptor de 132 kV cerrando el anillo (en la mayoría de los casos).

4.5.2 Energización de la línea 5PYZN1 con el SIP aislado (línea 5CLPYI fuera de servicio)

Con la línea 5CLPYI fuera de servicio, es decir con el SIP aislado del SADI, se podrá mantener en servicio la línea 5PYZN1.

OS N° 54: OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE INTERCONEXIÓN CON EL SISTEMA PATAGÓNICO

Confeccionó: Ingeniería de Operación

Versión 3

28 de febrero, 2018

Pág. 14/19

ORDEN DE SERVICIO N° 54: OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE INTERCONEXIÓN CON EL SISTEMA PATAGÓNICO

En los casos que sea necesario energizar la línea 5PYZN1 con el SIP aislado, se deberá primeramente tener energizado el T1PY desde el terminal de 330 kV. Con el RBC se deberá ajustar la tensión del lado de alta en PY a un valor de aproximadamente 485 kV. La línea 5PYZN1 se deberá compensar con sus 4 reactores de línea y 2 reactores de barra en el extremo ZN (R1B5ZN y R3B5ZN).

La reserva de potencia reactiva necesaria en PY para la energización de la línea con el SIP aislado deberá ser de aproximadamente 70 MVar, es decir, la generación de *Puerto Madryn* deberá contar con esa reserva para absorber potencia reactiva.

Para proceder a la energización del transformador T1ZN, luego de energizar la línea, se deberá verificar en el extremo ZN que la tensión sea ≤ 525 kV. Luego se procederá a energizar el transformador del lado de alta con la posición de tope que implique el menor valor de la tensión en 132 kV, se ajustará la tensión del lado 132 kV y se cargará T1ZN junto con la línea 5PYZN1 con el interruptor de 132 kV cerrando el anillo (en la mayoría de los casos).

En casos excepcionales se podrá energizar la línea 5PYZN1 con 1 reactor de barras, para lo cual la tensión de 500 kV pre-energización en PY deberá ser de aproximadamente 485 kV y la reserva de Potencia Reactiva en *Puerto Madryn* ≥ 120 MVar.

4.5.3 Energización de la línea 5PYZN1

Línea a energizar	Lugar de energización (ET)	Reactor de línea F/S	Reactor de barra utilizado en la energización	Tensión previa a la energización en el extremo a cerrar [kV]	Tensión final extremo cerrado de la línea [kV]	Tensión final extremo abierto de la línea [kV]	Reactivo entregado por la línea en la energización [MVar]	Observaciones
5PYZN1	PY		R1B5ZN y R3B5ZN	≤ 515	523	518	-72	5CLPYI e/s
5PYZN1	PY	-	R1B5ZN o R3B5ZN	≤ 502	516	525	-127	5CLPYI e/s
5PYZN1	PY	-	R1B5ZN y R3B5ZN	≤ 485	493	489	-65	5CLPYI f/s Reserva 70 MVar en PY.
5PYZN1	PY		R1B5ZN o R3B5ZN	≤ 485	499	508	-120	5CLPYI f/s Reserva 120 MVar en PY

4.5.4 Cierre de anillo y/o sincronización en ZN

Los equipos verificadores de la ET Santa Cruz Norte son dos por cada nivel de tensión con distintos tipos de ajustes, para red sincrónica y asincrónica, pudiéndose seleccionar desde el COT con cuál de ellos operar.

El cierre de anillo en ZN se deberá realizar con un **ángulo ≤ 40 grados** (ajuste para red sincrónica) y la sincronización con un **ángulo ≤ 10 grados** (ajuste para red asincrónica).

Para asegurar el cierre de anillo en ZN con un **ángulo ≤ 40 grados**, la potencia por la línea de 132 kV *Ameghino- CT Patagonia*, en cualquiera de los dos sentidos, **debe ser menor o igual a 35 MW**.

Este es un valor de referencia considerando las peores condiciones de transmisión, dado que el ángulo de cierre está conformado también, en menor medida, por las otras líneas que componen el anillo a cerrar.

Las acciones operativas para adecuar el ángulo de cierre en ZN estarán a cargo de *TRANSPA*.

OS N° 54: OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE INTERCONEXIÓN CON EL SISTEMA PATAGÓNICO

Confeccionó: Ingeniería de Operación

Versión 3

28 de febrero, 2018

Pág. 15/19

ORDEN DE SERVICIO N° 54: OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE INTERCONEXIÓN CON EL SISTEMA PATAGÓNICO

TRANSPA acordará con CAMMESA la entrada de generación o la realización de cortes de demanda para lograr el ángulo necesario para el cierre del interruptor.

De no ser posible realizar las acciones antes mencionadas, TRANSPA podrá cerrar el anillo en la ET *Pico Truncado* de su propiedad.

4.5.5 Desenergización de la línea 5PYZN1

En general se prevé que la potencia transmitida por la línea 5PYZN1 sea muy baja respecto de su potencia natural, en consecuencia, para las maniobras de desenergización de la línea, tanto con el SIP vinculado al SADI como con el SIP aislado, se aplicarán las mismas consideraciones que para las maniobras de energización. Debe tomarse en cuenta que la desconexión de la línea tiene un Recurso de Control Postfalla en el PLC de ZN que desconectará el R1B5ZN y R3B5ZN si estos reactores están en servicio, respondiendo a la consigna de que queden en servicio 50 MVar conectados al T1ZN y la línea 5RSC-ZN1. Previo a la maniobra de desconexión se deberá coordinar con TRANSPA para que el intercambio de la línea en Santa Cruz Norte sea lo más próximo a $P = 0$ MW y $Q =$ a los Megavares (entrante a Santa Cruz Norte) consumidos por los dos reactores de barra que se desconectarán con la salida de la línea.

4.6 Operación de las líneas de 500 kV 5RSC-ZN1 y 5ESPRSC1.

Se muestran las distintas variantes para la energización de dichas líneas.

4.6.1 Energización de las líneas 5RSC-ZN1 y 5ESPRSC1.

	Línea a energizar	Lugar de energización ET	Reactor de línea F/S	Reactor de barra utilizado en la energización	Tensión Previa de energización extremo a cerrar [kV]	Tensión final extremo cerrado de la línea [kV]	Tensión final extremo abierto de la línea [kV]	Reactivo entregado por la línea en la energización [MVar]
	5RSC-ZN1	ZN	-	R2B5ZN (ó R3B5ZN)- R1B5RSC R2B5RSC - R3B5RSC R4B5RSC	504	510	507	18
(1) (2)	5RSC-ZN1	ZN	R3L5ZN	R2B5ZN (ó R3B5ZN)- R1B5RSC R2B5RSC - R3B5RSC R4B5RSC	491	No admisible	No admisible	No admisible
(2)	5RSC-ZN y 5ESPRSC1	ZN	R3L5ZN	R2B5ZN (ó R3B5ZN)- R1B5RSC R2B5RSC - R3B5RSC R4B5RSC - R1B5ESP R2B5ESP - R3B5ESP R4B5ESP	491	524	502	120
(1) (2)	5RSC-ZN1	ZN	R1L5RSC	R2B5ZN (ó R3B5ZN)- R1B5RSC R2B5RSC - R3B5RSC R4B5RSC	479	No admisible	No admisible	No admisible
(2)	5RSC-ZN y 5ESPRSC1	ZN	R1L5RSC	R2B5ZN (ó R3B5ZN)- R1B5RSC R2B5RSC - R3B5RSC R4B5RSC - R1B5ESP R2B5ESP - R3B5ESP R4B5ESP	479	510	518	114
	5ESPRSC1	RSC	-	R1B5ESP R2B5ESP	507	501	499	-11

OS N° 54: OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE INTERCONEXIÓN CON EL SISTEMA PATAGÓNICO

Confeccionó: Ingeniería de Operación

Versión 3

28 de febrero, 2018

Pág. 16/19

ORDEN DE SERVICIO N° 54: OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE INTERCONEXIÓN CON EL SISTEMA PATAGÓNICO

(1)	5ESPRSC1	RSC	R3L5ZN	R1B5ESP R2B5ESP R3B5ESP R4B5ESP	No admisible	No admisible	No admisible	No admisible
(1)	5ESPRSC1	RSC	R1L5RSC	R1B5ESP R2B5ESP R3B5ESP R4B5ESP	No admisible	No admisible	No admisible	No admisible
(3)	5ESPRSC1	RSC	R2L5RSC	R1B5ESP R2B5ESP R3B5ESP R4B5ESP	504	514	508	22
(3)	5ESPRSC1	RSC	R1L5ESP	R1B5ESP R2B5ESP R3B5ESP R4B5ESP	504	514	514	20

- 1 Las tensiones pre o pos energización superan ampliamente los valores de tensión de operación normal en uno o más puntos de la red de 500 kV. No es recomendable la energización bajo estas condiciones.
- 2 Para lograr estos valores de tensión de partida es necesario bajar la tensión en Choele Choe por medio de la disminución de la tensión consigna en la generación de Comahue y modificar las posiciones de los reguladores bajo carga de los transformadores T1PY y T1ZN.
- 3 Para lograr estos valores de tensión de partida es necesario bajar la tensión en Choele Choe por medio de la disminución de la tensión consigna en la generación de Comahue.

4.6.2 Energización de las líneas 5RSC-ZN1 y 5ESPRSC1 cuando la línea 5PYZN1 y la Ameghino-Trelew 132 kV se encuentran f/s. Operación del área en isla.

Línea a energizar	Lugar de energización ET	Reactor de barra utilizado en la energización	Tensión Previa de energización extremo a cerrar [kV]	Tensión final extremo cerrado de la línea [kV]	Tensión final extremo abierto de la línea [kV]	Reactivo entregado por la línea en la energización [MVar]
5RSC-ZN1	ZN	R3B5ZN R2B5ZN R1B5RSC R2B5RSC	474	506	513	18
5ESPRSC1	RSC	R1B5ESP R2B5ESP	513	490	488	-10

Tener en cuenta para la maniobra de energización de la línea 5RSC-ZN1 estando F/S la línea 5PYZN1.

1) Vincular la línea 5RSC-ZN1 a la barra 5ZNB con el reactor R2B5ZN y a la barra 5ZNA con el reactor R3B5ZN. Dejar F/S el reactor R1B5ZN disponible para la energización de la línea 5PYZN1.

2) Abrir el seccionador 5L057 de línea 5PYZN1.

3) Energizar el transformador T1ZN desde 132 kV, luego cerrar el interruptor central 5A052. Mantener abierto el interruptor 5T065 (dicho interruptor no tiene resistores de pre inserción por lo cual no se puede utilizar para energizar la línea 5RSC-ZN1).

OS N° 54: OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE INTERCONEXIÓN CON EL SISTEMA PATAGÓNICO

Confeccionó: Ingeniería de Operación

Versión 3

28 de febrero, 2018

Pág. 17/19

ORDEN DE SERVICIO N° 54: OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE INTERCONEXIÓN CON EL SISTEMA PATAGÓNICO

4) Energizar la línea 5RSC-ZN1 cerrando el interruptor 5L055 junto con las barras 5ZNA, 5ZNB y los reactores R2B5ZN y R3B5ZN.

4.6.3 Energización de las líneas 5RSC-ZN1 y 5ESPRSC1 cuando la línea 5PYZN1 se encuentra f/s y la Ameghino-Trelew 132 kV e/s. Operación del área vinculada al SADI a través de la línea de 132 kV.

Línea a energizar	Lugar de energización ET	Reactor de barra utilizado en la energización	Tensión Previa de energización extremo a cerrar [kV]	Tensión final extremo cerrado de la línea [kV]	Tensión final extremo abierto de la línea [kV]	Reactivo entregado por la línea en la energización [MVar]
5RSC-ZN1	ZN	R3B5ZN R2B5ZN R1B5RSC R2B5RSC	474	503	510	17
5ESPRSC1	RSC	R1B5ESP R2B5ESP	510	489	487	-10

Tener en cuenta para la maniobra de energización de la línea 5RSC-ZN1 estando F/S la línea 5PYZN1.

1) Vincular la línea 5RSC-ZN1 a la barra 5ZNB con el reactor R2B5ZN y a la barra 5ZNA con el reactor R3B5ZN. Dejar F/S el reactor R1B5ZN disponible para la energización de la línea 5PYZN1.

2) Abrir el seccionador 5L057 de línea 5PYZN1.

3) Energizar el transformador T1ZN desde 132 kV, luego cerrar el interruptor central 5A052. Mantener abierto el interruptor 5T065 (dicho interruptor no tiene resistores de pre inserción por lo cual no se puede utilizar para energizar la línea 5RSC-ZN1).

4) Energizar la línea 5RSC-ZN1 cerrando el interruptor 5L055 junto con las barras 5ZNA, 5ZNB y los reactores R2B5ZN y R3B5ZN.

4.6.4 Desenergización de la línea 5RSC-ZN1

Debe tomarse en cuenta que la desconexión de la línea tiene asociado un Recurso de Control Postfalla en el PLC de ZN que desconectará el R2B5ZN si este reactor están en servicio, respondiendo a la consigna de que queden en servicio 100 MVar conectados al T1ZN y la línea 5PYZN1.

4.7 Lógica local para el control de reactores

Conecta o desconecta los reactores de barra en forma temporizada en las ET Puerto Madryn (PY), Santa Cruz Norte (ZN), Río Santa Cruz (RSC) y Esperanza (ESP). Hay un PLC por ET que monitorea los niveles de tensión y acciona los reactores maniobrables (aquellos que poseen interruptor propio). Estos son:

ET PY: R1B5PY – (120 MVar)

ET ZN: R1B5ZN, R2B5ZN, R3B5ZN - (3x50 MVar).

ET RSC: R1B5RSC, R3B5RSC - (2x25 MVar).

OS N° 54: OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE INTERCONEXIÓN CON EL SISTEMA PATAGÓNICO

Confeccionó: Ingeniería de Operación

Versión 3

28 de febrero, 2018

Pág. 18/19

ORDEN DE SERVICIO N° 54: OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE INTERCONEXIÓN CON EL SISTEMA PATAGÓNICO

ET ESP: R1B5ESP, R3B5ESP - (2x25 MVar).

Los ajustes de actuación en cada ET se especifican en la Tabla 1 del Anexo 2.

4.8 Niveles de tensión en la interconexión del SADI con el SIP

En operación normal, la tensión de 500 kV deberá mantenerse dentro del rango $\pm 3\%$ (± 15 kV), y la de 330 kV sólo podrá apartarse hasta $\pm 5\%$ ($\pm 16,5$ kV) del valor nominal.

En ningún caso los operadores del COT solicitarán al COC, por propia iniciativa, operar fuera de las bandas de tensión establecidas; únicamente se podrá salir de esas bandas a pedido del COC.

4.9 Licencias de trabajo

Cualquier acceso o intervención de personal de mantenimiento sobre equipamiento de la interconexión entre el SADI y el SIP deberá ser precedido por el otorgamiento por parte del COT de la correspondiente Licencia de Trabajo, según lo establecido en la Orden de Servicio N° 03, *Procedimiento para solicitar equipos o instalaciones de la Red de Transporte en Alta Tensión para mantenimiento*.