

INSTRUCTIVOS DE RESTITUCIÓN DEL SIN

ÁREAS DEL SIN

Para fines de restitución el Sistema se divide en tres grandes áreas: Central-Oriental, Norte y Sur.

➤ ÁREA CENTRAL - ORIENTAL

Las fronteras del área Central - Oriental son:

Por 230 kV:

- Línea Santivañez - Palca 1 230 kV, con el área Norte.
- Línea Santivañez - Palca 2 230 kV, con el área Norte.
- Autotransformador Paraíso 230/115 kV, con el área Norte.
- Línea Santivañez - Sucre 230 kV, con el área Sur.
- Línea Pagador - Vinto 230 kV, con el área Sur.

Por 115 kV:

- Línea Valle Hermoso - Caihuasi 115 kV, con el área Sur.
- Línea Valle Hermoso – Irpa Irpa 115 kV, con el área Sur.

Esta área se divide en dos subáreas: Central y Oriental

- **Subárea Central:** Se conecta con la subárea Oriental por medio de los autotransformadores Urubó 1 y 2 230/69/24,9 kV, Guaracachi 1 y 2 230/69/10,5 kV, Brechas 230/69/10,5 kV Se conecta con la subárea Trinidad (área Norte) por medio del autotransformador Paraíso 230/115 kV. Se conecta con el área Sur por medio de las líneas Santivañez - Sucre 230 kV, Pagador - Vinto 230 kV, Valle Hermoso - Caihuasi 115 kV y Valle Hermoso – Irpa Irpa 115 kV
- **Subárea Oriental:** Se conecta con la subárea Central por medio de los autotransformadores Urubó 1 y 2 230/69/24,9 kV, Guaracachi 1 y 2 230/69/10,5 kV y Brechas 230/69/10.5 kV.

➤ ÁREA NORTE

Las fronteras del área Norte son:

Por 230 kV:

- Línea Santivañez - Palca 1 230 kV, con el área Central-Oriental.
- Línea Santivañez - Palca 2 230 kV, con el área Central-Oriental.
- Autotransformador Paraíso 230/115 kV, con el área Central-Oriental.
- Línea Mazocruz - Vinto 230 kV, con el área Sur.

Esta área se divide en dos subáreas: La Paz y Trinidad

- **Subárea La Paz:** Se conecta con la subárea Trinidad por medio de la línea San Ignacio de Moxos - Trinidad 115 kV. Se conecta con el área Central - Oriental por medio de las líneas Santivañez – Palca 1 y 2 en 230 kV y con el área Sur por medio de la línea Mazocruz – Vinto.
- **Subárea Trinidad:** Se conecta con la subárea La Paz por medio de la línea San Ignacio de Moxos - Trinidad 115 kV y con el área Central – Oriental por medio del – autotransformador Paraíso 230/115 kV.

➤ **ÁREA SUR**

Las fronteras del área Sur son:

Por 230 kV:

- Línea Pagador -Vinto 230 kV, con el área Central - Oriental.
- Línea Santivañez - Sucre 230 kV, con el área Central - Oriental.
- Línea Mazocruz - Vinto 230 kV, con el área Norte.

Por 115 kV:

- Línea Valle Hermoso - Caihuasi 115 kV, con el área Central - Oriental.
- Línea Valle Hermoso - Irpa Irpa 115 kV, con el Central - Oriental.

Esta área se divide en tres subáreas: Tarija, Sucre y Oruro.

- **Subárea Tarija:** Se conecta con la subárea Sucre por medio de los Autotransformadores Sucre 230/69/24,9 kV, Sucre 2 230/115/24,9 kV y la línea Potosí – Punutuma 115 kV.
- **Subárea Sucre:** Se conecta con la subárea Tarija por medio de los Autotransformadores Sucre 230/69/24,9 kV, Sucre 2 230/115/24,9 kV y la línea Potosí – Punutuma 115 kV y la subárea Oruro por medio de la línea Catavi – Ocuri – Potosí 115 kV.
- **Subárea Oruro:** Se conecta con la subárea Sucre por medio de la línea Catavi – Ocuri – Potosí 115 kV.

INSTRUCTIVO DE RESTITUCIÓN DEL ÁREA NORTE

1. DESCRIPCIÓN DEL ÁREA

1.1. Fronteras

El área Norte limita con las áreas Central-Oriental y Sur, tal como se ilustra en la figura 1, las líneas que son frontera se mencionan en definición de áreas.

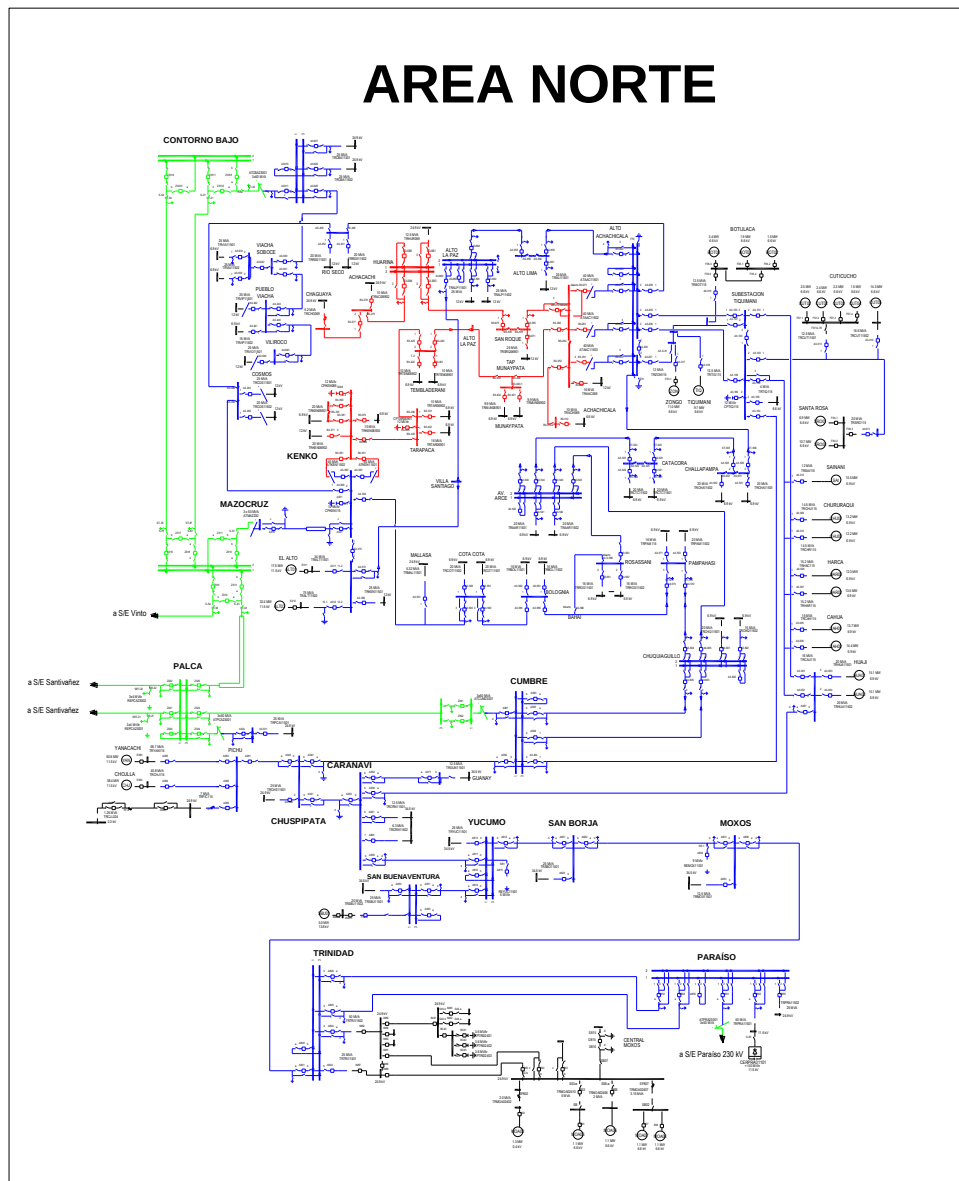


Figura 1. Diagrama unifilar SIN, área Norte

[illegible]

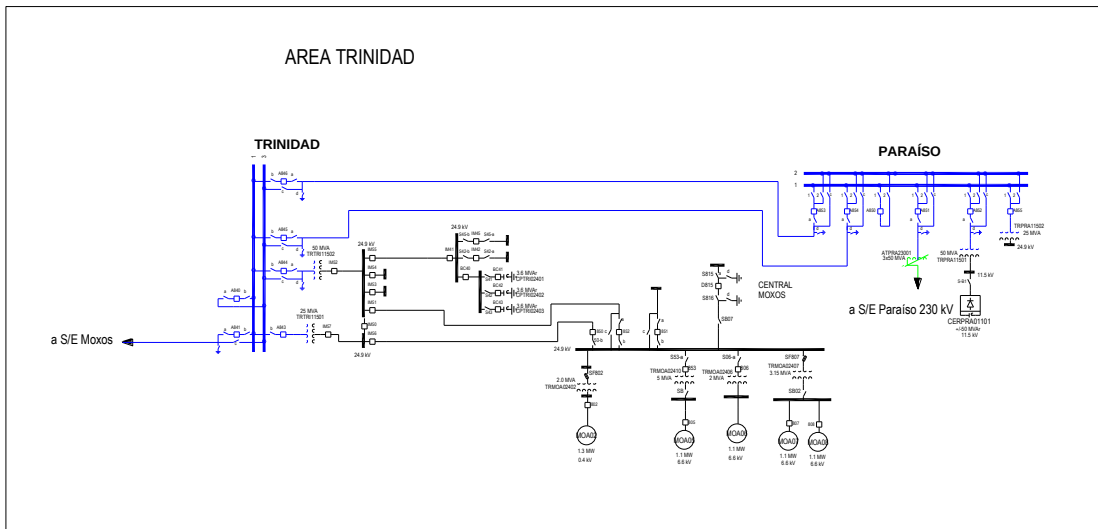


Figura 1-b. Subárea Trinidad

- **Subárea La Paz:** Cuenta con el arranque en negro de las centrales: Zongo, Tiquimani, Cuticucho (CUT05), Santa Rosa 2, Chururaqui (CHU02), Harca (HAR02), Cahua (CAH02) y Huaji (HUA02).
- **Subárea Trinidad:** Cuenta con el arranque en negro de la central Moxos, (MOA02).

1.2. Demanda

El área Norte tiene una demanda máxima de aproximadamente 395 MW, conectados a las redes de 115 kV y de 69 kV. A continuación, se presenta la demanda de cada subárea:

- Subárea La Paz: 368 MW
- Subárea Trinidad: 27 MW

1.3. Generación

Esta área Norte se caracteriza por tener una disponibilidad máxima de 363 MW de generación, entre centrales hidráulicas y centrales térmicas. Esta generación hace que el área no pueda atender toda su demanda en caso de quedar aislada del sistema. La tabla 1 muestra en detalle las unidades de generación que corresponden al área

Tabla 1. Detalle Centrales de generación en el área Norte.

NOMBRE	PROPIEDAD	CÓDIGO	TIPO DE GENERACIÓN	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ARRANQUE EN NEGRO
Central El Alto	ENDE VHE	ALT01	Térmica	17.5	No
	ENDE VHE	ALT02	Térmica	32,35	No

NOMBRE	PROPIEDAD	CÓDIGO	TIPO DE GENERACIÓN	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ARRANQUE EN NEGRO
Central Botijlaca	COBEE	BOT01	Hidráulica	1,9	No
	COBEE	BOT02	Hidráulica	1,47	No
	COBEE	BOT03	Hidráulica	3,44	No
Central Cahua	COBEE	CAH01	Hidráulica	13,653	No
	COBEE	CAH02	Hidráulica	14,364	Si
Central Chojlla	HIDROBOL	CHJ	Hidráulica	38,4	No
Central Chururaqui	COBEE	CHU01	Hidráulica	13,18	No
	COBEE	CHU02	Hidráulica	12,21	Si
Central Cuticucho	COBEE	CUT01	Hidráulica	2,5	No
	COBEE	CUT02	Hidráulica	2,38	No
	COBEE	CUT03	Hidráulica	2,3	No
	COBEE	CUT04	Hidráulica	1,49	No
	COBEE	CUT05	Hidráulica	14,3	Si
Central Harca	COBEE	HAR01	Hidráulica	13,53	No
	COBEE	HAR02	Hidráulica	12,32	Si
Central Huaji	COBEE	HUA01	Hidráulica	15,1	NO
	COBEE	HUA02	Hidráulica	15,05	Si
Central Moxos Antiguo	ENDE	MOA02	Térmica	1,28	Si
	ENDE	MOA05	Térmica	1,1	No
	ENDE	MOA06	Térmica	1,12	No
	ENDE	MOA07	Térmica	1,1	No
	ENDE	MOA08	Térmica	1,1	No
Central Santa Rosa	COBEE	SRO01	Hidráulica	6,9	No
	COBEE	SRO02	Hidráulica	10,69	SI
Central Sainani	COBEE	SAI	Hidráulica	10,5	NO
Central Tiquimani	COBEE	TIQ	Hidráulica	9,72	Si
Central Yanacachi	HIDROBOL	YAN	Hidráulica	50,78	No
Central Zongo	COBEE	ZON	Hidráulica	11,04	Si
Central San Buenaventura	ENDE GCH	SBU01	Térmica (Bagazo)	5	No

1.4. Subestaciones

A continuación, se listan las subestaciones según nivel de tensión presentes en el área Norte:

- Subestaciones 230 kV

Tabla 2. Subestaciones 230 kV.

Nomenclatura	Nombre
S/E CUM	Cumbre
S/E MAZ	Mazocruz
S/E PCA	Palca
S/E CBA	Contorno Bajo

- Subestaciones 115 kV

Tabla 3. Subestaciones 115 kV.

Nomenclatura	Nombre
S/E AAC	Alto Achachicala
S/E AAR	Avenida Arce
S/E ALI	Alto Lima
S/E ALP	Alto La Paz
S/E BOL	Bologna
S/E CRN	Caranavi
S/E CTC	Catacora
S/E CHA	Challapampa
S/E CHQ	ChuquiagUILlo
S/E CHS	Chusipata
S/E CBA	Contorno Bajo
S/E COS	Cosmos
S/E COT	Cota Cota
S/E CUM	Cumbre
S/E GUN	Guanay
S/E HUA	Huaji
S/E VSA	Villa Santiago
S/E KEN	Kenko
S/E MAL	Mallasa
S/E MAZ	Mazocruz
S/E MOS	Moxos
S/E PCA	Palca
S/E PRA	Paraíso

Nomenclatura	Nombre
S/E PAM	Pampahasi
S/E PIC	Pichu
S/E RSE	Rio Seco
S/E ROS	Rosassani
S/E SBO	San Borja
S/E SBU	San Buenaventura
S/E MOX	San Ignacio de Moxos
S/E TBA	Tap Bahai
S/E TIQ	Tiquimani
S/E TRI	Trinidad
S/E YUC	Yucumo
S/E ALP	Alto La Paz
S/E VIA	Viacha
S/E SRO	Santa Rosa
S/E VIP	Viacha Pueblo
S/E VIO	Viriloco

- Subestaciones 69 kV

Tabla 4. Subestaciones 69 kV.

Nomenclatura	Nombre
S/E ACI	Achacachi
S/E ACH	Achachicala
S/E CHG	Chaguaya
S/E HUR	Huarina
S/E KEN	Kenko
S/E MUN	Munaypata
S/E TAR	Tarapacá
S/E SRQ	San Roque
S/E TEM	Tembladerani
S/E AAC	Alto Achachicala

1.5. Autotransformadores

A continuación, se listan los autotransformadores del área Norte con su respectivo tap nominal. Valor en cual deberán estar estos equipos una vez tenga ausencia de tensión.

Los cambiadores de toma bajo carga de los autotransformadores de propiedad de DELAPAZ no pueden ser operados en colapsos.

Tabla 5. Detalle autotransformadores área Norte.

NOMBRE	PROPIEDAD	CÓDIGO	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	TAP NOMINAL
AT01 Alto Achachicala	DELAPAZ	ATAAC11501	115/69/10	40	9
AT03 Alto Achachicala	DELAPAZ	ATAAC11503	115/69/10	40	9
AT02 Alto Achachicala	DELAPAZ	ATAAC11502	115/69/10	40	9
AT01 Contorno Bajo	ENDE TRANSMISIÓN	ATCBA23001	230/115/10,5	150	11
AT01 Cumbre	ENDE	ATCUM23001	230/115/10,5	150	11
AT01 Kenko	DELAPAZ	ATKEN11501	115/69/10	40	9
AT02 Kenko	DELAPAZ	ATKEN11502	115/69/10	40	9
AT01 Mazocruz	ENDE TRANSMISION	ATMAZ230	230/115/10,5	150	5
AT01 Palca	ENDE	ATPCA23001	230/115/10,5	150	11

1.6. Transformadores

A continuación, se listan los transformadores del área Norte con su respectivo tap nominal. Valor en cual deberán estar estos equipos una vez tenga ausencia de tensión.

Los cambiadores de toma bajo carga de los transformadores de propiedad de DELAPAZ no pueden ser operados en colapsos.

Tabla 6. Detalle transformadores área Norte.

NOMBRE	PROPIEDAD	CÓDIGO	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	TAP NOMINAL
TR01 Alto Achachicala	DELAPAZ	TRAAC069	69/12,63	16	9
TR01 Avenida Arce	DELAPAZ	TRAAR11501	115/7,27	20	9
TR02 Avenida Arce	DELAPAZ	TRAAR11502	115/7,27	20	9
TR01 Achachicala	DELAPAZ	TRACH069	69/6,9	10	1
	DELAPAZ				
TR02 Achacachi	DELAPAZ	TRACI06902	69/24,9	12,5	9
TR01 Alto La Paz	DELAPAZ	TRALP11501	115/12,6	25	1
TR02 Alto La Paz	DELAPAZ	TRALP11502	115/12,6	25	1
TR01 Bologna	DELAPAZ	TRBOL11501	115/7,33	16	9
TR02 Bologna	DELAPAZ	TRBOL11502	115/7,33	16	9
TR01 Contorno Bajo	DELAPAZ	TRCBA11501	115/26	25	9

NOMBRE	PROPIEDAD	CÓDIGO	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	TAP NOMINAL
TR02 Contorno Bajo	DELAPAZ	TRCBA11502	115/26	25	9
TR01 Challapampa	DELAPAZ	TRCHA11501	115/7,275	20	9
TR02 Challapampa	DELAPAZ	TRCHA11502	115/7,275	20	9
TR01 Chaguaya	DELAPAZ	TRCHG069	69/24,9	5.2	3
TR01 Chuquiaguillo	DELAPAZ	TRCHQ11501	115/7,275	20	9
TR02 Chuquiaguillo	DELAPAZ	TRCHQ11502	115/7,275	16	9
TR01 Chuspipata	DELAPAZ	TRCHS11501	115/26	25	9
TR01 Chojlla Antigua	HIDROBOL	TRCJL024	24.9/2,4	1.25	0
TR01 Cosmos	DELAPAZ	TRCOS11501	115/12,7	16	9
TR02 Cosmos	DELAPAZ	TRCOS11502	115/12,6	20	9
TR01 Cota Cota	DELAPAZ	TRCOT11501	115/7,27	20	9
TR02 Cota Cota	DELAPAZ	TRCOT11502	115/7,27	20	9
TR01 Caranavi	DELAPAZ	TRCRN11501	115/34,5	12.5	9
TR02 Caranavi	DELAPAZ	TRCRN11502	115/34,5	6.3	9
TR01 Catacora	DELAPAZ	TRCTC11501	115/7,275	20	9
TR02 Catacora	DELAPAZ	TRCTC11502	115/7,275	20	9
TR01 Guanay	DELAPAZ	TRGUN11501	115/34,5	12.5	9
TR01 Huarina	DELAPAZ	TRHUR069	69/24.9	5	3
TR01 Kenko	DELAPAZ	TRKEN06901	66/6.6	14,5	5
TR02 Kenko	DELAPAZ	TRKEN06902	69/7.56	20	9
TR05 Kenko	DELAPAZ	TRKEN06905	69/6.9	10	5
TR01 Kenko	DELAPAZ	TRKEN11501	115/12.6	25	9
TR01 Mallasa	DELAPAZ	TRMAL11501	115/24.9	5,32	3
TR01 Munaypata	DELAPAZ	TRMUN06901	66/6.6	10	1
TR02 Munaypata	DELAPAZ	TRMUN06901	66/6.6	10	1
TR01 Pampahasi	DELAPAZ	TRPAM11501	69/6.9	9,95	5
TR02 Pampahasi	DELAPAZ	TRPAM11502	115/7.275		
TR01 Palca	DELAPAZ	TRPCA11501	115/26	25	9
TR01 Pichu	DELAPAZ	TRPIC115	115/25	7	
TR01 Rosassani	DELAPAZ	TRROS11501	115/7,3	16	9
TR02 Rosassani	DELAPAZ	TRROS11502	115/7,33	16	9
TR01 Río Seco	DELAPAZ	TRRSE11501	115/12,6	20	9
TR02 Río Seco	DELAPAZ	TRRSE11502	115/12,6	20	9
TR01 Tarapacá	DELAPAZ	TRTAR06901	69/6,9	10	1
TR02 Tarapacá	DELAPAZ	TRTAR06902	69/6,9	9,9	1
TR01 Tembladerani	DELAPAZ	TRTEM06901	69/6,9	10	1
TR02 Tembladerani	DELAPAZ	TRTEM06902	69/6,9	10	1

NOMBRE	PROPIEDAD	CÓDIGO	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	TAP NOMINAL
TR01 Subestación Tiquimani	COBEE	TRTIQ115	115/6,6	4	5
TR01 Viacha	DELAPAZ	TRVIA11501	115/6,9	25	
TR02 Viacha	DELAPAZ	TRVIA11502	115/6,9	25	
TR01 Viacha Pueblo	DELAPAZ	TRVIP11501	115/12,7	25	
TR02 Viacha Pueblo	DELAPAZ	TRVIP11502	115/12,7	16	
TR01 San Buenaventura	DELAPAZ	TRSBUI11501	115/34,5	25	11
TR01 San Ignacio de Moxos	ENDE	TRMOX11501	115/34,5	12,5	
TR01 San Borja	ENDE	TRSB011501	115/34,5	25	
TR01 Trinidad	ENDE	TRTRI11501	115/24,9	25	
TR02 Trinidad	ENDE	TRTRI11502	115/24,9	50	
TR01 Yucumo	ENDE	TRYUC11501	115/34,5	25	
TR01 Viriloco	DELAPAZ	TRVIO11501	115/34,5	25	
TR01 Alto Lima	DELAPAZ	TRALL11501	115/12	25	
TR01 San Roque	DELAPAZ	TRSRQ06901	69/12	25	
TR02 Paraíso	ENDE DELBENI	TRPRA11502	115/24,9	25	
TR01 Paraíso	ENDE TRANSMISIÓN	TRPRA11501	115/11,5	50	

1.7. Transformadores de generación

A continuación, se listan los transformadores de generación del área Norte con su respectivo tap en la posición actual. Valor en cual deben quedar estos equipos una vez tenga ausencia de tensión.

Tabla 7. Detalle de transformadores de generación área Norte.

NOMBRE	PROPIETARIO	CÓDIGO	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	TAP
TR01 El Alto	ENDE VHE	TRALT11501	115/11,5	34	4
TR02 El Alto	ENDE VHE	TRALT11502	115/11,5	75	4
TR01 Botijlaca	COBEE	TRBOT115	115/6,6	12,5	2
TR01 Cahua UG2	COBEE	TRCAH115	115/6,6	16	5
TR02 Cahua UG1	COBEE	TRCAU115	115/6,6	16	5
TR01 Chojlla	HIDROBOL	TRCHJ115	115/11,5	40,8	3
TR01 Chururaqui UG2	COBEE	TRCHR115	115/6,9	14,5	2

NOMBRE	PROPIETARIO	CÓDIGO	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	TAP
TR02 Chururaqui UG1	COBEE	TRCHU115	115/6,9	14.5	2
TR01 Cuticucho	COBEE	TRCUT11501	115/6,6	12.5	2
TR02 Cuticucho	COBEE	TRCUT11502	115/6,6	16.6	2
TR01 Harca UG2	COBEE	TRHAC115	115/6,6	15.2	5
TR02 Harca UG1	COBEE	TRHAR115	115/6,6	15.2	5
TR01 Huaji UG1	COBEE	TRHUA11501	115/6,9	20	4
TR02 Huaji UG2	COBEE	TRHUA11502	115/6,9	20	2
TR01 Central Moxos Antiquo UG2	ENDE	TRMOA02402	24,9/0,4	1.5	0
TR02 Central Moxos Antiquo UG6	ENDE	TRMOA02406	24,9/6,6	2	0
TR03 Central Moxos Antiquo UG7,8	ENDE	TRMOA02407	24,9/6,6	3.15	0
TR04 Central Moxos Antiquo UG5	ENDE	TRMOA02410	24,9/6,6	5	0
TR01 Sainani	COBEE	TRSAI115	115/6,6	12	3
TR02 San Buenaventura	ENDE GCH	TRSBUI11502	115/13,8	20	0
TR01 Santa Rosa	COBEE	TRSRO115	115/6,9	20	1
TR01 Central Tiquimani	COBEE	TRTIG115	115/6,6	12,5	2
TR01 Yanacachi 115/11,5 Kv	HIDROBOL	TRYAN115	115/11,5	58	3
TR01 Zongo	COBEE	TRZON115	115/6,6	12	2

1.8. Activos para control de tensión

Adicional al aporte de potencia reactiva de las unidades de generación y el tap de los transformadores, el área Norte cuenta con varios recursos para el control de tensión en las siguientes subestaciones:

- Kenko 69 kV: Un condensador de barra de 12 MVar. Tiempo de descarga de 10 minutos.
- Kenko 115 kV: Un condensador de barra de 12 MVar. Tiempo de descarga 10 minutos.
- San Ignacio de Moxos 115 kV: Un reactor de línea hacia San Borja de 9 MVar.
- Palca 230 kV: Dos reactores de línea hacia Santivañez de 12 MVar cada uno.
- Tarapacá 69 kV: Un condensador de barra de 12 MVar. Tiempo de descarga de 10 minutos.
- Tiquimani 115 kV: Un condensador de barra de 12 MVar. Tiempo de descarga de 10 minutos.
- Trinidad 24,9 kV: Tres condensadores de barra cada uno de 3,6 MVar. Tiempo de descarga de 10 minutos.

- Yucumo 115 kV: Un reactor de barra de 5 MVar.
- Paraíso 115 kV: Un compensador estático de +/- 50 MVar.

2. PROCEDIMIENTO DE RESTITUCIÓN DE LA SUBÁREA LA PAZ

2.1. General

Cuando en la subárea La Paz se produce un colapso total o parcial, los CCA de COBEE, ENDE GUARACACHI, ENDE TRANSMISIÓN, ENDE VALLE HERMOSO, DELAPAZ, ENDE DELBENI, HIDROBOL y ENDE deben comunicar inmediatamente al CDC la situación indicando el estado y la disponibilidad de sus instalaciones.

El CDC evaluará las condiciones del sistema en el menor tiempo posible y comunicará a los CCA el alcance del colapso en el SIN y dará las instrucciones para el proceso de restitución.

En caso de fallas en el sistema de generación o transmisión en la subárea La Paz, con o sin retiro de carga, el CDC es el responsable de coordinar las tareas de restitución con los CCA respectivos, sobre la base de los procedimientos de este instructivo.

Los CCA son responsables de:

- Mantener permanentemente informado al CDC sobre el estado de sus instalaciones, las acciones tomadas y cualquier otra información relevante que esté relacionado con el proceso de restitución.
- Verificar y/o controlar los parámetros de sus instalaciones antes y después de cada maniobra (voltaje, potencia activa y reactiva, sobrecargas en líneas y transformadores, etc.).
- Cumplir las instrucciones del CDC.

2.2. Preparación de unidades generadoras

Producido un colapso de la subárea La Paz, y si existieran unidades girando, los agentes deben procurar mantener sus unidades en giro o proceder al arranque en negro, sin necesidad de autorización del CDC.

2.3. Condiciones iniciales

Una vez notificada la situación de colapso total de la subárea La Paz, de ser posible se debe proceder en forma inmediata a llevar los taps de los transformadores y autotransformadores a su posición nominal y en aplicación de la filosofía de “todo abierto” se deben abrir los interruptores de la subárea.

Los interruptores que estén considerados en el siguiente listado deben quedar cerrados. Si algunos de estos se abrieron en la falla, los mismos se cerrarán durante el proceso de restitución en coordinación con el CDC. Los interruptores que deben quedar cerrados son:

CCA de COBEE

- A3-404 en la subestación Cumbre 115 kV.
- A3-101, A3-102, A3-103 y A3-107 en la subestación Tiquimani 115 kV.
- A3-207 en la subestación Alto Achachicala 115 kV.
- A3-001 y A3-002 en la subestación Huaji 115 kV.

CCA de DELAPAZ

- A3-603 y A3-606 en la subestación ChuquiagUILlo 115 kV.
- A3-350, A3-360, A3-370 en la subestación Kenko 115 kV.
- B3-423 en la subestación Tembladerani 69 kV.
- A3-250, A3-200 y A3-260 en la subestación Alto Achachicala 115 kV.
- B3-261y B3-251 en la subestación Alto Achachicala en 69 kV.
- A3-500 en la subestación Challapampa 115 kV
- A371 en la subestación Guanay 115 kV.
- A3-573 y A3-570 en la subestación Pampahasi 115 kV.
- A3-583 y A3-580 en la subestación Bolognia 115 kV.
- A3-593 y A3-590 en la subestación Cota Cota 115 kV.
- A3-520 en la subestación Catacora 115 kV.
- A3-544 en la subestación Avenida Arce 115 kV.
- B3-351 y B3-361 en la subestación Kenko en 69 kV.
- A3-632, A3-631 en la subestación Viacha Soboce 115 kV.
- A3-443 en la subestación Pueblo Viacha en 115 kV.
- A3-551 en la subestación Mallasa 115 kV.
- A3-630 en la subestación Viacha Soboce 115 kV.
- B3-670 y B3-673 en S/E San Roque.
- A3-650 en la subestación Alto Lima 115 kV
- A3-663 en la subestación Alto La Paz 115 kV.
- A3-643 en la subestación Viliroco 115 kV.

CCA de ENDE TRANSMISIÓN

- A331 en la subestación Kenko 115 kV.
- A342 y A343 en la subestación Chusipata 115 kV.
- A381 en la subestación Pichu 115 kV.

CCA de ENDE

- A811 en la subestación Yucumo 115 kV.
- A821 y A822 en la subestación San Borja 115 kV.
- A831 y A834 en la subestación San Ignacio de Moxos 115 kV.
- A843 en la subestación Trinidad 115 kV.

CCA de HB

- A384 en la subestación Chojlla 115 kV.
- A385 en la subestación Yanacachi 115 kV.

El CDC debe verificar con los CCA de los agentes correspondientes que se haya efectuado la apertura de los interruptores de la subárea. Asimismo, deberá verificar que hayan quedado cerrados los interruptores que no deben ser abiertos, si estos interruptores abrieron durante la falla, deben quedar abiertos, su cierre será coordinado por el CDC durante el proceso de restitución y el cambio de taps en los transformadores y autotransformadores.

El voltaje en bornes de las unidades generadoras deberá estar alrededor de 0.97 pu, para tener mayor absorción de potencia reactiva por parte de las máquinas y así controlar la tensión en las barras del sistema.

2.4. Restitución

En casos de colapso total o parcial del SIN, la restitución de la subárea La Paz se iniciará con el arranque en negro de las unidades del Valle de Zongo de forma simultánea en función de la disponibilidad de las unidades generadoras. Desde el SIN mediante las líneas Santivañez – Palca 1 y 2 230 kV y Mazocruz-Vinto 230 kV, siguiendo lo señalado en los procedimientos A, B y C de este instructivo. El CDC comunicará telefónicamente a los CCA de la subárea La Paz, la alternativa a seguir.

Una vez terminadas las acciones de restitución de forma aislada, el CDC estará a cargo de la sincronización entre áreas y/o subáreas, situación que será comunicada a los CCA respectivos.

2.4.1. Procedimiento A

Restitución mediante unidades generadoras locales.

Acción	Descripción
1	Conectar la primera unidad generadora del Valle de Zongo, se energiza la subestación Tiquimani 115 kV, Huaji 115 kV y Alto Achachicala 115/69 kV También se energizan los autotransformadores Alto Achachicala 2 y Alto Achachicala 3. Verificar tensiones.
2	Cerrar la línea Alto Achachicala – Achachicala 69 kV (1,56 km) con el interruptor B3-252 en el extremo Alto Achachicala, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en las subestaciones Alto Achachicala 69 kV y Achachicala 69 kV en función de la generación disponible.
3	Sincronizar unidad adicional en el Valle de Zongo

Acción	Descripción
4	Cerrar la línea Alto Achachicala – Río Seco – Cosmos – Kenko 115 kV (28.3 km) con el interruptor A3-208 en el extremo Alto Achachicala, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor A3-308 en el extremo Kenko. Se da servicio local a unidades de la central de El Alto.
5	En función de la disponibilidad de unidades generadoras, arrancar unidades de central El Alto
6	Sincronizar unidades adicionales en el Valle de Zongo.
7	Comenzar a restituir carga en las subestaciones Río Seco 115 kV y Cosmos 115 kV en función de la generación disponible.
8	En función de la disponibilidad de unidades generadoras, arrancar unidades de central El Alto
9	Sincronizar unidades adicionales en el Valle de Zongo.
10	Comenzar a restituir carga en la subestación Kenko 115 kV en función de la generación disponible.
11	Sincronizar la primera unidad de la Central El Alto en función del balance de potencia activa y reactiva.
12	Cerrar la línea Alto Achachicala – SE Tiquimani 2 115 kV (31,56 km) con el interruptor A3-106 en el extremo SE Tiquimani, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor A3-206 en el extremo Alto Achachicala.
13	Cerrar la línea Alto Achachicala – SE Tiquimani 1 115 kV (31,56 km) con el interruptor A3-105 en el extremo SE Tiquimani, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor A3-205 en el extremo Alto Achachicala.
14	Comenzar a restituir carga en la subestación Kenko 69 kV en función de la generación disponible.
15	Cerrar la línea Huaji – Caranavi 115 kV (74,45 km) con el interruptor A387 en el extremo Huaji, verificar tensiones y cerrar el interruptor A366 en el extremo Caranavi, se energiza la subestación Caranavi.
16	Cerrar la línea Caranavi – Guanay 115 kV (52,9 km) con el interruptor A362 en el extremo Caranavi, energizando el transformador TRGUN11501 y comenzar a restituir carga en la subestación Guanay 115 kV.
17	Cerrar la línea Caranavi – Chuspipata 115 kV (63,89 km) con el interruptor A363 en el extremo Caranavi y A341 en el extremo Chuspipata, se energiza la subestación Chuspipata, verificar tensiones y con el cierre de los interruptores A361 y A364 comenzar a restituir carga en la subestación Caranavi 115 kV, se energiza línea Chuspipata – Pichu y Chuspipata - Cumbre.
18	Cerrar los interruptores A382 y A383 en la subestación Pichu 115 kV, se da servicio local a Central Chojlla y Yanacachi.
19	Arrancar y sincronizar las unidades de las centrales Yanacachi y Chojlla en función del balance de potencia activa y reactiva.

Acción	Descripción
20	Cerrar el interruptor A380 en subestación Pichu 115 kV energizando el transformador TRPIC115 y comenzar a restituir carga en las subestaciones Chuspipata 115 kV y Pichu 115 kV.
21	Cerrar la línea Kenko - Mallasa - Cota Cota – Bologna - Pampahasi 115 kV (26.14 km) con el interruptor A3-304 en el extremo Kenko y Pampahasi – Chuquiaguillo 115 kV (4.1 km), verificar tensiones y comenzar a restituir carga en las subestaciones Mallasa 115 kV, Cota Cota 115 kV, Bologna 115 kV y Pampahasi 115 kV en función de la generación disponible.
22	Sincronizar unidad adicional de la Central El Alto.
23	Cerrar la línea Alto Achachicala – Alto Lima 115 kV (3,03 km) con el interruptor A3-290 en el extremo Alto Achachicala, verificar tensiones, comenzar a restituir carga en la subestación Alto Lima kV.
24	Cerrar la línea Alto Lima – Alto La Paz 115 kV (3,5 km) con el cierre del interruptor A3-653 en el extremo Alto Lima, verificar tensiones, comenzar a restituir carga en la subestación Alto La Paz 115 kV en función de la generación disponible.
25	Cerrar la línea Alto Achachicala – Challapampa (4,99 km) con el interruptor A3-280 en el extremo Alto Achachicala, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Challapampa 115 kV, en función de la generación disponible
26	Cerrar la línea Challapampa - Catacora 115 kV (1,78 km) con el interruptor A3-503 en el extremo Challapampa, verificar tensiones, se energiza el extremo Catacora y comenzar a restituir carga en la subestación Catacora 115 kV con el cierre de los interruptores A3-521 y A3-522.
27	Cerrar la línea Pampahasi - Chuquiaguillo 115 kV (4,1 km) con el interruptor A3-604 en el extremo Chuquiaguillo, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Chuquiaguillo 115 kV con el cierre de los interruptores A3-601 y A3-602, en función de la generación disponible.
28	Cerrar la línea Cumbre - Chuquiaguillo 1 115 kV (6,8 km) con el interruptor A394 en el extremo Cumbre y verificar tensiones.
29	Cerrar la línea Cumbre - Chuquiaguillo 2 115 kV (6,8 km) con el interruptor A393 en el extremo Cumbre y verificar tensiones.
30	Cerrar la línea Cumbre - SE Tiquimani 115 kV (27,32 km) con el interruptor A3-104 en el extremo SE Tiquimani y verificar tensiones.
31	Sincronizar unidades adicionales en el Valle de Zongo.
32	Cerrar la línea Catacora - Avenida Arce 115 kV (2,16 km) con el interruptor A3-523 en el extremo Catacora, verificar tensiones, se energiza el extremo Avenida Arce y comenzar a restituir carga en la subestación Avenida Arce 115 kV con el cierre de los interruptores A3-541 y A3-542.

Acción	Descripción
33	Cerrar la línea Avenida Arce - Rosassani 115 kV (2,16 km) con el interruptor A3-545 en el extremo Avenida Arce, y del interruptor A3-563 en el extremo Rosassani 115 kV verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Rosassani 115 kV, con el cierre de los interruptores A3-561 y A3-562.
34	Sincronizar unidades adicionales en el Valle de Zongo.
35	Energizar el autotransformador Alto Achachicala 1 con los interruptores A3-270, B3-271 y cerrar la línea Alto Achachicala – San Roque-Huarina 69 kV (60.555 km) con el interruptor B3-272 en el extremo Alto Achachicala, verificar tensiones. Cerrar los interruptores B3-683 y B3-684 en subestación Huarina, para luego cerrar B3-277 en subestación Achacachi y comenzar a restituir carga en las subestaciones San Roque 69 kV, Huarina 69 kV, Achacachi 69 kV y Chaguaya 69 kV.
36	Sincronizar unidades adicionales en el Valle de Zongo.
37	Cerrar la línea Kenko - Tarapaca - Tembladerani 69 kV (9,96 km) con el interruptor B3-380 en el extremo Kenko, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en las subestaciones Tarapaca 69 kV y Tembladerani 69 kV.
38	Cerrar la línea Alto Achachicala - Tap Munaypata - Munaypata 69 kV (9,34 km) con el interruptor B3-262 en el extremo Alto Achachicala y comenzar a restituir carga en la subestación Munaypata 69 kV. Cerrar la línea Munaypata – Tembladerani con el interruptor B3-420.
39	Sincronizar unidades restantes en el valle de Zongo en función del balance de potencia activa y reactiva.
40	Cerrar la línea Chuquiaguillo - Avenida Arce 115 kV (6,97 km) con el interruptor A3-543 en el extremo Avenida Arce, verificar tensiones y cerrar el interruptor A3-605 en el extremo Chuquiaguillo.
41	Cerrar la línea Chuspipata - Cumbre 115 kV (45,03 km) con el interruptor A392 en el extremo Cumbre 115 kV, verificar tensiones.
42	Cerrar la línea Caranavi - Yucumo 115 kV (104,5 km) con el interruptor A365 en el extremo Caranavi, verificar tensiones, se energiza el extremo Yucumo.
43	Cerrar transformador Yucumo 115/34,5 kV con el interruptor A813, verificar tensiones y reponer carga en función del balance carga - generación.
44	Cerrar el interruptor A815, poniendo en servicio el reactor REYUC11501, luego cerrar el interruptor A814 en Yucumo y A351 en subestación San Buenaventura, normalizando la línea en 115 kV Yucumo – San Buenaventura y reponer la carga en función del balance carga – generación.
45	Según requerimiento de potencia, y considerando el periodo de interzafa arrancar y sincronizar la Central San Buenaventura.
46	Cerrar la línea Yucumo - San Borja – San Ignacio de Moxos 115 kV (40,4 km) con el interruptor A812 en el extremo Yucumo se energiza hasta el extremo San Ignacio de Moxos, luego cerrar transformador San Borja 115/34,5 kV con el interruptor A823, verificar tensiones y reponer carga en función del balance carga – generación.

Acción	Descripción
47	Luego cerrar transformador San Ignacio de Moxos 115/34,5 kV con el interruptor A833, verificar tensiones y reponer carga en función del balance carga – generación.
48	Energizar el autotransformador Cumbre 230/115/10,5 kV con el interruptor A391 en el lado de 115 kV, verificar tensiones y cerrar los interruptores Z391 y Z392 en el lado de 230 kV y Z323 en el extremo La Palca, energizando la línea Cumbre - Palca.
49	Energizar el autotransformador Mazocruz 230/115/10,5 kV con el interruptor A335 en el lado de 115 kV, verificar tensiones y cerrar los interruptores Z311 y Z310 en el lado de 230 kV.
50	Cerrar las líneas Palca - Mazocruz 230 kV (31 km) con el interruptor Z325 en el extremo Palca, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z313 en el extremo Mazocruz.
51	Cerrar los interruptores Z324 y A324 en subestación Palca, energizando el autotransformador ATPCA23001, verificar tensiones y reponer carga en función del balance carga – generación.
52	Cerrar la línea Mazocruz - Contorno Bajo 1 230 kV (22,94 km) con el interruptor Z316 en el extremo Mazocruz, verificar tensiones y cerrar los interruptores Z3314 y Z3315 en el extremo Contorno Bajo.
53	Energizar el autotransformador Contorno Bajo 230/115/10,5 kV con el interruptor Z3313 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor A3311 en el lado de 115 kV y comenzar a restituir carga en la subestación Contorno bajo 115 kV.
54	Cerrar la línea Contorno Bajo – Viacha 115 kV (8,8 km) con el interruptor A3-620 en el extremo Contorno Bajo, comenzar a restituir carga en la subestación Viacha Soboce 115 kV.
55	Cerrar la línea Viacha Soboce – Viacha Pueblo 115 kV (3,7 km) cerrar el interruptor A3-631 en el extremo Viacha Soboce, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Pueblo Viacha 115 kV.
56	Cerrar la línea Viacha Pueblo – Viliroco 115 kV (5.62 km) con el interruptor A3-440 en el extremo Viacha Pueblo, comenzar a restituir carga en la subestación Viliroco.
57	Cerrar la línea Mazocruz - Contorno Bajo 2 230 kV (22,94 km) con los interruptores Z317 y Z318 en el extremo Mazocruz, verificar tensiones y cerrar los interruptores Z3311 y Z3312 en el extremo Contorno Bajo.
58	Cerrar la línea Alto La Paz – Villa Santiago – Kenko 115 kV (9,72 km), con el cierre del interruptor A3-372 en el extremo Kenko, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor A3-664 en el extremo Alto La Paz.

Restitución de la carga remanente

De existir carga por restituir, el CDC verificará el balance de generación – carga activa y reactiva y voltaje e instruirá a los demás CCA su restitución.

2.4.2. Procedimiento B

Restitución a través de la línea de interconexión Vinto – Mazocruz 230 kV.

Acción	Descripción
1	Energizar el autotransformador Mazocruz 230/115/10,5 kV con los interruptores Z310 y Z311 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor A335 en el lado de 115 kV, se energiza subestación Kenko y se da servicio local a Central El Alto.
2	Comenzar a restituir carga en la subestación Kenko 115 kV.
3	Arrancar y sincronizar unidades en central El Alto.
4	Cerrar la línea Alto Achachicala - Río Seco - Cosmos - Kenko 115 kV (28,3 km) con el interruptor A3-308 en el extremo Kenko, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor A3-208 en el extremo Alto Achachicala. Se da servicio local a las unidades del Valle de Zongo.
5	Comenzar a restituir carga en las subestaciones Río Seco 115 kV, Cosmos 115 kV, Tiquimani 115 kV y Kenko 69 kV en función de la generación disponible.
6	Arrancar y sincronizar unidades disponibles en el Valle del Zongo.
7	Cerrar la línea Alto Achachicala - SE Tiquimani 1 115 kV (31,56 km) con el interruptor A3-105 en el extremo SE Tiquimani, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor A3-205 en el extremo Alto Achachicala.
8	Cerrar la línea Alto Achachicala - Achachicala 69 kV (1,56 km) con el interruptor B3-252 en el extremo Alto Achachicala, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en las subestaciones Alto Achachicala 69 kV, Achachicala 69 kV en función de la generación disponible.
9	Cerrar la línea Alto Achachicala - SE Tiquimani 2 115 kV (31,56 km) con el interruptor A3-106 en el extremo SE Tiquimani, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor A3-206 en el extremo Alto Achachicala.
10	Cerrar la línea Huaji - Caranavi 115 kV (74,45 km) con el interruptor A387 en el extremo Huaji, verificar tensiones y cerrar el interruptor A366 en el extremo Caranavi, se energiza la subestación Caranavi.
11	Cerrar la línea Caranavi - Guanay 115 kV (52,9 km) con el interruptor A362 en el extremo Caranavi, verificar tensiones, energizando el transformador TRGUN11501 y comenzar a restituir carga en la subestación Guanay 115 kV.
12	Cerrar la línea Caranavi - Chuspipata 115 kV (63,89 km) con el interruptor A363 en el extremo Caranavi y A341 en el extremo Chuspipata, se energiza la subestación Chuspipata verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Caranavi 115 kV, se energiza línea Chuspipata - Pichu.
13	Cerrar los interruptores A382 y A383 en la subestación Pichu 115 kV.
14	Arrancar y sincronizar las unidades de las centrales Yanacachi y Chojlla en función del balance de potencia activa y reactiva.

Acción	Descripción
15	Cerrar el interruptor A380 en subestación Pichu 115 kV energizando el transformador TRPIC115 y comenzar a restituir carga en las subestaciones Chuspipata 115 kV y Pichu 115 kV.
16	Cerrar la línea Kenko - Mallasa - Cota Cota – Bolognia - Pampahasi 115 kV (26.14 km) con el interruptor A3-304 en el extremo Kenko, y Pampahasi – Chuquiaguillo 115 kV (4.1 km), verificar tensiones y comenzar a restituir carga en las subestaciones Mallasa 115 kV, Cota Cota 115 kV, Bolognia 115 kV y Pampahasi 115 kV en función de la generación disponible.
17	Cerrar la línea Pampahasi - Chuquiaguillo 115 kV (4,1 km) con el interruptor A3-604 en el extremo Chuquiaguillo, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Chuquiaguillo 115 kV en función de la generación disponible.
18	Cerrar la línea Cumbre - Chuquiaguillo 1 115 kV (6,8 km) con el interruptor A394 en el extremo Cumbre y verificar tensiones.
19	Cerrar la línea Cumbre - Chuquiaguillo 2 115 kV (6,8 km) con el interruptor A393 en el extremo Cumbre y verificar tensiones.
20	Cerrar la línea Cumbre - SE Tiquimani 115 kV (27,32 km) con el interruptor A3-104 en el extremo SE Tiquimani y verificar tensiones.
21	Cerrar la línea Alto Achachicala – Alto Lima 115 kV (5.5 km) con el interruptor A3-290 en el extremo Alto Achachicala, verificar tensiones, y comenzar a restituir carga en la subestación Alto Lima 115 kV.
22	Cerrar la línea Alto Lima – Alto La Paz 115 kV (3,5 km) con el cierre del interruptor A3-653 en el extremo Alto Lima, verificar tensiones, y comenzar a restituir carga en la subestación Alto La Paz 115 kV en función de la generación disponible.
23	Cerrar la línea Alto Achachicala – Challapampa (4,99 km) con el interruptor A3-280 en el extremo Alto Achachicala, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Challapampa 115 kV, en función de la generación disponible
24	Cerrar la línea Challapampa - Catacora 115 kV (1,78 km) con el interruptor A3-503 en el extremo Challapampa, verificar tensiones, se energiza el extremo Catacora y comenzar a restituir carga en la subestación Catacora 115 kV.
25	Cerrar la línea Catacora - Avenida Arce 115 kV (2,16 km) con el interruptor A3-523 en el extremo Catacora, verificar tensiones, se energiza el extremo Avenida Arce y comenzar a restituir carga en la subestación Avenida Arce 115 kV.
26	Cerrar la línea Avenida Arce - Rosassani 115 kV (2,16 km) con el interruptor A3-545 en el extremo Avenida Arce, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Rosassani 115 kV, con el cierre del interruptor A3-563.

Acción	Descripción
27	Energizar el autotransformador Alto Achachicala 1. con los interruptores A3-270, B3-271, verificar tensiones y cerrar la línea Alto Achachicala – San Roque 69 kV-Huarina (60.55 km) con el interruptor B3-272 en el extremo Alto Achachicala, verificar tensiones. Cerrar los interruptores B3-683 y B3-684 en subestación Huarina, para luego cerrar B3-277 en subestación Achacachi y comenzar a restituir carga en las subestaciones San Roque 69 kV, Huarina 69 kV, Achacachi 69 kV y Chaguaya 69 kV.
28	Cerrar la línea Kenko - Tarapaca - Tembladerani 69 kV (9,96 km) con el interruptor B3-380 en el extremo Kenko, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en las subestaciones Tarapaca 69 kV y Tembladerani 69 kV
29	Cerrar la línea Tembladerani - Alto La Paz - Tap Munaypata - Munaypata - Alto Achachicala 69 kV (9,34 km) con el interruptor B3-420 en el extremo Tembladerani, verificar tensiones, comenzar a restituir carga en las subestaciones Tembladerani 69 kV, Alto la paz 69 kV y Munaypata 69 kV.
30	Cerrar la línea Alto Achachicala - Tap Munaypata - Munaypata 69 kV (9,34 km) con el interruptor B3-262 en el extremo Alto Achachicala y comenzar a restituir carga en la subestacion Munaypata 69 kV.
31	Cerrar la línea Chuquiaguillo - Avenida Arce 115 kV (6,97 km) con el interruptor A3-543 en el extremo Avenida Arce, verificar tensiones y cerrar el interruptor A3-605 en el extremo Chuquiaguillo.
32	Cerrar la línea Chuspipata - Cumbre 115 kV (45,03 km) con el interruptor A392 en el extremo Cumbre, verificar tensiones.
33	Cerrar la línea Caranavi - Yucumo 115 kV (104,5 km) con el interruptor A365 en el extremo Caranavi, verificar tensiones se energiza el extremo Yucumo
34	Cerrar transformador Yucumo 115/34,5 kV con el interruptor A813, verificar tensiones y reponer carga en función del balance carga - generación.
35	Cerrar el interruptor A815, poniendo en servicio el reactor REYUC11501 y luego cerrar la línea Yucumo - San Buenaventura 115 kV (118 km) con el interruptor A814 en el extremo Yucumo y A351 en el extremo San Buanventura, verificar tensiones reponer carga en función del balance carga – generación. Se da servicio local a Central San Buenaventura.
36	Según requerimiento de potencia, y del periodo interzafra arrancar y sincronizar la unidad San Buenaventura.
37	Cerrar la línea Yucumo - San Borja 115 kV (40,4 km) con el interruptor A812 en el extremo Yucumo, se energiza líneas en 115 kV Yucumo – San Borja – San Ignacio de Moxos, verificar tensiones se energiza hasta el extremo San Ignacio de Moxos, luego cerrar transformador San Borja 115/34,5 kV con el interruptor A823, verificar tensiones y reponer carga en función del balance carga – generación.
38	Luego cerrar transformador San Ignacio de Moxos 115/34,5 kV con el interruptor A833, verificar tensiones y reponer carga en función del balance carga – generación.

Acción	Descripción
39	Energizar el autotransformador Cumbre 230/115/10,5 kV con el interruptor A391 en el lado de 115 kV, verificar tensiones y cerrar los interruptores Z391 y Z392 en el lado de 230 kV.
40	Cerrar la línea Palca - Cumbre 230 kV (31 km) con el interruptor Z323 en el extremo Palca, cerrar el interruptor Z324 y A324 en subestación Palca, se energiza el autotransformador Palca 230/115 kV, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Palca 115 kV.
41	Cerrar las líneas Palca - Mazocruz 230 kV (36 km) con el interruptor Z325 en el extremo Palca, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z313 en el extremo Mazocruz.
42	Cerrar la línea Mazocruz - Contorno Bajo 1 230 kV (22,94 km) con el interruptor Z316 en el extremo Mazocruz, verificar tensiones y cerrar los interruptores Z3314 y Z3315 en el extremo Contorno Bajo.
43	Energizar el autotransformador Contorno Bajo 230/115/10,5 kV con el interruptor Z3313 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor A3311 en el lado de 115 kV, comenzar a restituir carga en la subestación Contorno bajo 115 kV.
44	Cerrar la línea Contorno Bajo - Viacha Soboce 115 kV (8,8 km) cerrar interruptor A3-620 en el extremo Contorno Bajo, verificar tensiones, y comenzar a restituir carga en la subestación Viacha 115 kV.
45	Cerrar la línea Viacha Soboce – Pueblo Viacha 115 kV (3,7 km) cerrar el interruptor A3-631 en el extremo Viacha Soboce, verificar tensiones, y comenzar a restituir carga en la subestación Pueblo Viacha 115 kV.
46	Cerrar la línea Pueblo Viacha - Viliroco 115 kV (3,7 km) cerrar el interruptor A3-440 en el extremo Viacha, verificar tensiones, comenzar a restituir carga en la subestación Viliroco 115 kV.
47	Cerrar la línea Mazocruz - Contorno Bajo 2 230 kV (22,94 km) con los interruptores Z317 y Z318 en el extremo Mazocruz, verificar tensiones y cerrar los interruptores Z3311 y Z3312 en el extremo Contorno Bajo.
48	Cerrar la línea Alto La Paz – Villa Santiago – Kenko 115 kV (9.72 km), con el cierre del interruptor A3-372 en el extremo Kenko, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor A3-664 en el extremo Alto La Paz.
49	Cerrar línea Santivañez – Palca 1 230 kV (244 km) con el interruptor Z126 en el extremo Santivañez, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z321 en el extremo Palca.
50	Cerrar línea Santivañez – Palca 2 230 kV (244 km) con el interruptor Z322 en el extremo Palca, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z125 en el extremo Santivañez.

Restitución de la carga remanente

De existir carga por restituir, el CDC verificará el balance de generación – carga activa y reactiva y voltaje e instruirá a los demás CCA su restitución.

2.4.3. Procedimiento C

Restitución a través de las líneas de interconexión Santivañez – Palca 1 230 kV y/o Santivañez – Palca 2 230 kV.

Acción	Descripción
1	Cerrar línea Santivañez – Palca 1 230 kV (244 km) con el interruptor Z126 en el extremo Santivañez, verificar tensiones, cerrar el interruptor Z321 en el extremo Palca.
2	Cerrar la línea Palca - Cumbre 230 kV (189,05 km) con el interruptor Z323 en el extremo Palca y verificar tensiones.
3	Energizar el autotransformador Cumbre 230/115/10.5 kV los interruptores Z391 y Z392 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor A391 en el lado de 115 kV. Se energiza línea Cumbre – Tiquimani, verificar tensiones.
4	Cerrar la línea Cumbre - SE Tiquimani 115 kV (27,32 km) con el interruptor A3-104 en el extremo SE Tiquimani y verificar tensiones. Se da servicio local a unidades del valle de Zongo.
5	Cerrar la línea Cumbre - Chuquiaguillo 1 115 kV (6,8 km) con el interruptor A394 en el extremo Cumbre y verificar tensiones. Comenzar a restituir carga en la subestación Chuquiaguillo 115 kV.
6	Cerrar la línea Cumbre - Chuquiaguillo 2 115 kV (6,8 km) con el interruptor A393 en el extremo Cumbre y verificar tensiones.
7	Arrancar y sincronizar unidades disponibles en el valle de Zongo
8	Cerrar línea Santivañez – Palca 2 230 kV (244 km) con el interruptor Z322 en el extremo Palca, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z125 en el extremo Santivañez.
9	Cerrar los interruptores Z324 y A324 en subestación Palca, energizando el autotransformador ATPCA23001 y comenzar a restituir carga en la subestación Palca 115 kV.
10	Cerrar la línea Huaji - Caranavi 115 kV (74,45 km) con el interruptor A387 en el extremo Huaji, verificar tensiones y cerrar el interruptor A366 en el extremo Caranavi, se energiza la subestación Caranavi.
11	Cerrar la línea Caranavi - Guanay 115 kV (52,9 km) con el interruptor A362 en el extremo Caranavi, energizando el transformador TRGUN11501 y comenzar a restituir carga en la subestación Guanay 115 kV.
12	Cerrar la línea Caranavi - Chuspipata 115 kV (63,89 km) con el interruptor A363 en el extremo Caranavi y con el interruptor A341 en el extremo Chuspipata, se energiza la subestación Chuspipata verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Caranavi 115 kV, se energiza línea Chuspipata - Pichu.
13	Cerrar los interruptores A382 y A383 en la subestación Pichu 115 kV.

Acción	Descripción
14	Arrancar y sincronizar las unidades de las centrales Yanacachi y Chojlla en función del balance de potencia activa y reactiva.
15	Cerrar el interruptor A380 en subestación Pichu 115 kV energizando el transformador TRPIC115 y comenzar a restituir carga en las subestaciones Chuspipata 115 kV y Pichu 115 kV.
16	Cerrar la línea Kenko - Mallasa - Cota Cota – Bologna - Pampahasi - Chuquiaguillo 115 kV (26,14 km) con el interruptor A3-604 en el extremo Chuquiaguillo, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor A3-304 en el extremo Kenko y comenzar a restituir carga en las subestaciones Mallasa 115 kV, Cota Cota 115 kV, Bologna 115 kV, Pampahasi 115 kV y Kenko 115 kV en función de la generación disponible.
17	Arrancar y sincronizar las unidades de la central El Alto en función del balance de potencia activa y reactiva.
18	Comenzar a restituir carga en la subestación Kenko 69 kV en función de la generación disponible.
19	Cerrar la línea Alto Achachicala - Río Seco - Cosmos - Kenko 115 kV (23,66 km) con el interruptor A3-208 en el extremo Alto Achachicala, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor A3-308 en el extremo Kenko.
20	Comenzar a restituir carga en las subestaciones Río Seco 115 kV, Cosmos 115 kV, en función de la generación disponible.
21	Cerrar la línea Alto Achachicala - Achachicala 69 kV (1,56 km) con el interruptor B3-252 en el extremo Alto Achachicala, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en las subestaciones Alto Achachicala 69 kV y Achachicala 69 kV en función de la generación disponible.
22	Cerrar la línea Alto Achachicala - SE Tiquimani 1 115 kV (31,56 km) con el interruptor A3-105 en el extremo SE Tiquimani, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor A3-205 en el extremo Alto Achachicala.
23	Cerrar la línea Alto Achachicala – Challapampa (4,99 km) con el interruptor A3-280 en el extremo Alto Achachicala, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Challapampa 115 kV, en función de la generación disponible.
24	Cerrar la línea Challapampa - Catacora 115 kV (1,78 km) con el interruptor A3-503 en el extremo Challapampa, verificar tensiones, se energiza el extremo Catacora y comenzar a restituir carga en la subestación Catacora 115 kV.
25	Cerrar la línea Catacora - Avenida Arce 115 kV (2,16 km) con el interruptor A3-523 en el extremo Catacora, verificar tensiones, se energiza el extremo Avenida Arce y comenzar a restituir carga en la subestación Avenida Arce 115 kV.
26	Cerrar la línea Avenida Arce - Rosassani 115 kV (2,16 km) con el interruptor A3-545 en el extremo Avenida Arce y el interruptor A3-563 en Rosassani, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Rosassani 115 kV.

Acción	Descripción
27	Cerrar la línea Alto Achachicala - SE Tiquimani 2 115 kV (31,56 km) con el interruptor A3-106 en el extremo SE Tiquimani, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor A3-206 en el extremo Alto Achachicala.
28	Cerrar la línea Alto Achachicala – Alto Lima 115 kV (5,5 km) con el interruptor A3-290 en el extremo Alto Achachicala, verificar tensiones, y comenzar a restituir carga en la subestación Alto Lima kV.
29	Cerrar la línea Alto Lima – Alto La Paz 115 kV (3,5 km) con el cierre del interruptor A3-653 en el extremo Alto Lima, verificar tensiones, y comenzar a restituir carga en la subestación Alto La Paz 115 kV en función de la generación disponible.
30	Energizar el autotransformador Alto Achachicala 1. con los interruptores A3-270, B3-271 verificar tensiones y cerrar la línea Alto Achachicala – San Roque-Huarina 69 kV (60.55 km) con el interruptor B3-272 en el extremo Alto Achachicala, verificar tensiones. Cerrar los interruptores B3-683 y B3-684 en subestación Huarina, para luego cerrar B3-277 en subestación Achacachi y comenzar a restituir carga en las subestaciones San Roque 69 kV, Huarina 69 kV, Achacachi 69 kV y Chaguaya 69 kV.
31	Cerrar la línea Kenko - Tarapaca - Tembladerani 69 kV (9,96 km) con el interruptor B3-380 en el extremo Kenko, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en las subestaciones Tarapaca 69 kV y Tembladerani 69 kV
32	Cerrar la línea Alto Achachicala - Tap Munaypata - Munaypata 69 kV (9,34 km) con el interruptor B3-262 en el extremo Alto Achachicala y el interruptor B3-420 en subestación Tembladerani, comenzar a restituir carga en la subestacion Munaypata 69 kV.
33	Cerrar la línea ChuquiagUILlo - Avenida Arce 115 kV (6,97 km) con el interruptor A3-543 en el extremo Avenida Arce, verificar tensiones y cerrar el interruptor A3-605 en el extremo ChuquiagUILlo
34	Cerrar la línea Chuspipata - Cumbre 115 kV (45,03 km) con el interruptor A392 en el extremo Cumbre, verificar tensiones se energiza el extremo Chuspipata.
35	Cerrar la línea Caranavi - Yucumo 115 kV (104,5 km) con el interruptor A365 en el extremo Caranavi, verificar tensiones, se energiza el extremo Yucumo.
36	Cerrar el interruptor A815, poniendo en servicio el reactor REYUC11501 y luego cerrar la línea Yucumo - San Buenaventura 115 kV (118 km) con el interruptor A814 en el extremo Yucumo y A351 en el extremo San Buenaventura y verificar tensiones, y reponer carga en función del balance carga – generación.
37	Según requerimiento de potencia y considerando el periodo de interzafra arrancar y sincronizar la unidad de San Buenaventura.
38	Cerrar la línea Yucumo - San Borja – San Igancio de Moxos 115 kV (40,4 km) con el interruptor A812 en el extremo Yucumo, se energiza hasta el extremo San Igancio de Moxos, luego cerrar transformador San Borja 115/34.5 kV con el interruptor A823, verificar tensiones, y reponer carga en función del balance carga - generación.

Acción	Descripción
39	Luego cerrar transformador San Ignacio de Moxos 115/34.5 kV con el interruptor A833 verificar tensiones y reponer carga en función del balance carga - generación.
40	Cerrar las líneas Palca - Mazocruz 230 kV (31 km) con el interruptor Z325 en el extremo Palca, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z313 en el extremo Mazocruz.
41	Energizar el autotransformador Mazocruz 230/115/10,5 kV con el interruptor A335 en el lado de 115 kV, verificar tensiones y cerrar los interruptores Z311 y Z310 en el lado de 230 kV.
42	Cerrar la línea Mazocruz - Contorno Bajo 1 230 kV (22,94 km) con el interruptor Z316 en el extremo Mazocruz, verificar tensiones y cerrar los interruptores Z3314 y Z3315 en el extremo Contorno Bajo.
43	Energizar el autotransformador Contorno Bajo 230/115/10,5 kV con el interruptor Z3313 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor A3311 en el lado de 115 kV y comenzar a restituir carga en la subestación Contorno bajo 115 kV.
44	Cerrar la línea Contorno Bajo - Viacha Soboce 115 kV (8,8 km) cerrar el interruptor A3-620 en el extremo Contorno Bajo, verificar tensiones, para luego cerrar en el extremo Viacha y comenzar a restituir carga en la subestación Viacha Soboce 115 kV.
45	Cerrar la línea Viacha Soboce – Pueblo Viacha 115 kV (3,7 km) cerrar el interruptor A3-631 en el extremo Viacha, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Pueblo Viacha 115 kV.
46	Cerrar la línea Pueblo Viacha - Viliroco 115 kV (3,7 km) cerrar el interruptor A3-440 en el extremo Viacha, verificar tensiones, comenzar a restituir carga en la subestación Viliroco 115 kV.
47	Cerrar la línea Mazocruz - Contorno Bajo 2 230 kV (22,94 km) con los interruptores Z317 y Z318 en el extremo Mazocruz, verificar tensiones y cerrar los interruptores Z3311 y Z3312 en el extremo Contorno Bajo.
48	Cerrar la línea Alto La Paz – Villa Santiago – Kenko 115 kV (9.72 km), con el cierre del interruptor A3-372 en el extremo Kenko, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor A3-664 en el extremo Alto La Paz.

Restitución de la carga remanente

De existir carga por restituir, el CDC verificará el balance de generación – carga activa y reactiva y voltaje e instruirá a los demás CCA su restitución.

2.5. Sincronización con la subárea Trinidad

La sincronización de la subárea La Paz con la subárea Trinidad se realiza por medio de la línea San Ignacio de Moxos – Trinidad 115 kV.

Para las siguientes maniobras el CDC verificará la existencia de voltaje en las subestaciones San Ignacio de Moxos 115 kV, Trinidad 115 kV y las condiciones de sincronismo.

Acción	Descripción
1	Cerrar la línea San Ignacio de Moxos - Trinidad (84,8 km) con el interruptor A832 en el extremo San Ignacio de Moxos, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor A841 en el extremo Trinidad.

3. PROCEDIMIENTO DE RESTITUCIÓN DE LA SUBÁREA TRINIDAD

3.1. General

Cuando en la subárea Trinidad se produce un colapso total o parcial, el CCA de ENDE Generación, ENDE DELBENI, ENDE TRANSMISIÓN y ENDE, deben comunicar inmediatamente al CDC la situación indicando el estado y la disponibilidad de sus instalaciones.

El CDC evaluará las condiciones del sistema en el menor tiempo posible y comunicará a los CCA el alcance del colapso en el SIN y dará las instrucciones para el proceso de restitución.

En caso de fallas en el sistema de generación o transmisión en la subárea Trinidad, con o sin retiro de carga, el CDC es el responsable de coordinar las tareas de restitución con los CCA respectivos, sobre la base de los procedimientos de este instructivo.

Los CCA son responsables de:

- Mantener permanentemente informado al CDC sobre el estado de sus instalaciones, las acciones tomadas y cualquier otra información relevante que esté relacionado con el proceso de restitución.
- Verificar y/o controlar los parámetros de sus instalaciones antes y después de cada maniobra (voltaje, potencia activa y reactiva, sobrecargas en líneas y transformadores, etc.).
- Cumplir las instrucciones del CDC.

3.2. Preparación de unidades generadoras

Producido un colapso de la subárea Trinidad, y si existieran unidades girando, los agentes deben procurar mantener sus unidades en giro o proceder al arranque en negro, sin necesidad de autorización del CDC.

3.3. Condiciones iniciales

Una vez notificada la situación de colapso total de la subárea Trinidad, se debe proceder en forma inmediata a llevar los taps de los transformadores y autotransformadores a su posición nominal y en aplicación de la filosofía de “todo abierto” se deben abrir los interruptores del área, excepto los interruptores IM41, IM50, IM51, IM55 e IM56 en

subestación Trinidad. Para el proceso de restitución con unidades generadoras, ENDE DELBENI previa a las maniobras de restitución debe seccionar la carga de los alimentadores con una carga menor a 500 kW.

El CDC debe verificar con los CCA de los agentes correspondientes que se haya efectuado la apertura de los interruptores del área y el cambio de taps en los transformadores y autotransformadores.

El voltaje en bornes de las unidades generadoras deberá estar alrededor de 0,97 pu, para tener mayor absorción de potencia reactiva por parte de las máquinas y así controlar la tensión en las barras del sistema.

3.4. Restitución

En casos de colapso total o parcial del SIN, la restitución de la subárea Trinidad se iniciará con el arranque en negro de las unidades de la central Moxos de forma simultánea en función de la disponibilidad de las unidades generadoras. Desde el SIN mediante la línea San Ignacio de Moxos – Trinidad 115 kV, y las líneas en 230 kV Guarayos – Paraíso 1 y 2, siguiendo lo señalado en los procedimientos A, B y C de este instructivo. El CDC comunicara telefónicamente a los CCA de la subárea Trinidad, la alternativa a seguir.

El CDC estará a cargo de la sincronización entre áreas y/o subáreas, situación que será comunicada a los CCA respectivos.

3.4.1. Procedimiento A

Restitución con unidades generadoras de la central Moxos:

Acción	Descripción
1	Conectar la primera unidad de la central Moxos.
2	Cerrar el interruptor 851 y comenzar a restituir carga en la en la subestación Moxos. Considerar el seccionamiento de la carga en bloques de 500 kW.
3	Arrancar y sincronizar las unidades restantes de la central Moxos en función del balance de potencia activa y reactiva.
4	Cerrar la línea Trinidad - Central Moxos 1 24,9 kV (6,7 km) con el interruptor 850 en el extremo Central Moxos y verificar tensiones.
5	Cerrar la línea Trinidad - Central Moxos 2 24,9 kV (7,2 km) con el interruptor 852 en el extremo Central Moxos y verificar tensiones.
6	Cerrar los interruptores IM56 e IM51 se energiza trinidad 24.9 kV. Cerrar los interruptores IM42 e IM45. Comenzar a restituir carga en función de la generación disponible.
7	Una vez sincronizadas y estabilizadas por lo menos 4 unidades de la Central Moxos con 700 kW energizar el transformador Trinidad N° 1 115/24,9 kV cerrando el interruptor IM57 en el lado de 24,9 kV

Acción	Descripción
8	La energización del autotransformador Trinidad 2 115/24,9 kV, se realizará una vez que se haya repuesto la línea en 115 kV San Ignacio de Moxos – Trinidad o una de las líneas en 115 kV Trinidad - Paraíso.

Restitución de la carga remanente

De existir carga por restituir, el CDC verificará el balance de generación – carga activa y reactiva y voltaje e instruirá a los demás CCA su restitución.

3.4.2. Procedimiento B

Restitución a través de la línea de interconexión San Ignacio de Moxos – Trinidad 115 kV.

Acción	Descripción
1	Cerrar la línea San Ignacio de Moxos - Trinidad (84,8 km) con el interruptor A832 en el extremo San Ignacio de Moxos, verificar tensiones y cerrar el interruptor A841 en el extremo Trinidad, energizando el transformador 1 Trinidad 115/24,9 Kv
2	Energizar la barra en 24.9 kV en S/E Trinidad cerrando el interruptor IM57.
3	Cerrar la línea Trinidad - Central Moxos 1 24.9 kV (6,7 km) con el interruptor IM56 en el extremo Trinidad y 850 en el extremo Central Moxos y verificar tensiones. Se da servicio local a central Moxos.
4	Cerrar la línea Trinidad - Central Moxos 2 24,9 kV (7,2 km) con el interruptor IM51 en el extremo Trinidad y 852 en el extremo Central Moxos y verificar tensiones.
5	Cerrar interruptor IM53 y comenzar a restituir carga.
6	Cerrar el interruptor 851 y comenzar a restituir carga en la en la subestación de central Moxos, verificar tensiones.
7	Arrancar y sincronizar las unidades de la central Moxos en función del balance de potencia activa y reactiva.
8	Cerrar los interruptores IM42 e IM45. Comenzar a restituir carga en función de la generación disponible.
9	Energizar el transformador Trinidad 2 115/24,9 kV con el interruptor A844 en el lado de 115 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor IM52 en el lado de 24,9 kV.
10	Cerrar el interruptor IM54 y comenzar a restituir carga, verificar tensiones.
11	Cerrar la línea Trinidad – Paraíso 1 115 kV (11,14 km) con el interruptor A846 en el extremo Trinidad, verificar tensiones y cerrar el interruptor A853 en el extremo Paraíso, se energiza subestación Paraíso, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en función a la generación disponible.
12	Cerrar la línea Trinidad – Paraíso 2 115 kV (11,14 km) con el interruptor A845 en el extremo Trinidad, verificar tensiones y cerrar el interruptor A854 en el extremo Paraíso.
13	Cerrar el interruptor A852 de subestación Paraíso y poner el servicio el compensador estático para regulación de tensión. No se deben tener bancos de capacitores cerrados en subestación trinidad.

Acción	Descripción
14	Verificar si tiene tensión subestación Paraíso (restitución del área Oriental), energizar el autotransformador ATPRA23001 con el interruptor Z854 lado 230 kV y sincronizar con el interruptor A851 en el lado de 115 kV.

Restitución de la carga remanente

De existir carga por restituir, el CDC verificará el balance de generación – carga activa y reactiva y voltaje e instruirá a los demás CCA su restitución.

3.4.3. Procedimiento C

Restitución a través del autotransformador Paraíso 230/115 kV.

Acción	Descripción
1	Energizar el autotransformador ATPRA23001 con el interruptor Z854 de S/E Paraíso, verificar tensión y cerrar el interruptor A851 energizando la barra en 115 kV de S/E Paraíso, Cerrar el interruptor A852 de subestación Paraíso poner en servicio el compensador estático, verificar tensiones y comenzar a restituir carga con cierre del interruptor A856 en subestación paraíso en función a la generación disponible.
2	Cerrar la línea Paraíso – Trinidad N° 1 (11,14 km) con el interruptor A853 en el extremo Paraíso, verificar tensiones y cerrar el interruptor A846 en el extremo Trinidad. Ó, cerrar la línea Paraíso – Trinidad N° 2 (11,14 km) con el interruptor A854 en el extremo Paraíso, verificar tensiones y cerrar el interruptor A845 en el extremo Trinidad, energizando el transformador Trinidad 1 115/24.9 kV.
3	Energizar la barra en 24.9 kV en S/E Trinidad cerrando el interruptor IM57.
4	Cerrar la línea Trinidad - Central Moxos 1 24.9 kV (6,7 km) con el interruptor IM56 en el extremo Trinidad y con el interruptor 850 en el extremo Central Moxos y verificar tensiones. Se da servicio local a central Moxos.
5	Cerrar la línea Trinidad - Central Moxos 2 24,9 kV (7,2 km) con el interruptor IM51 en el extremo Trinidad y con el interruptor 852 en el extremo Central Moxos y verificar tensiones.
6	Cerrar interruptor IM53 y comenzar a restituir carga.
7	Cerrar el interruptor 851 y comenzar a restituir carga en la en la subestación de central Moxos, verificar tensiones.
8	Arrancar y sincronizar las unidades de la central Moxos en función del balance de potencia activa y reactiva.
9	Cerrar los interruptores IM42 e IM45. Comenzar a restituir carga en función de la generación disponible.
10	Energizar el transformador Trinidad 2 115/24,9 kV con el interruptor A844 en el lado de 115 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor IM52 en el lado de 24,9 kV.
11	Cerrar el interruptor IM54 y comenzar a restituir carga, verificar tensiones.

3.5. Sincronización con la subárea La Paz

La sincronización de la subárea Trinidad con la subárea La Paz se realiza por medio de la línea San Ignacio de Moxos – Trinidad 115 kV.

Para las siguientes maniobras el CDC verificara la existencia de voltaje en las subestaciones San Ignacio de Moxos 115 kV, Trinidad 115 kV y las condiciones de sincronismo.

Acción	Descripción
1	Cerrar la línea San Ignacio de Moxos - Trinidad (84,8 km) con el interruptor A832 en el extremo San Ignacio de Moxos, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor A841 en el extremo Trinidad.

3.6. Sincronización con el área Central - Oriental

La sincronización de la subárea Trinidad con el área Central - Oriental se realiza por medio del autotransformador ATPRA23001 de Paraíso 230/115 kV.

Para las siguientes maniobras el CDC verificara la existencia de voltaje en las subestaciones Paraíso 230 kV y Guarayos 230 kV y las condiciones de sincronismo.

Acción	Descripción
1	Energizar el autotransformador ATPRA23001 con el interruptor Z854 de S/E Paraíso, verificar tensión y cerrar el interruptor A851 sincronizando el área Norte con el área Oriental – Central.

4. SINCRONIZACIÓN DE ÁREAS

4.1. Sincronización con el área Central - Oriental

La sincronización del área Norte con el área Central - Oriental se puede realizar por medio de las líneas Santivañez – Palca 1 230 kV y Santivañez – Palca 2 230 kV.

Para las siguientes maniobras el CDC verificara la existencia de voltaje en la subestación Santivañez 230 kV y las condiciones de sincronismo.

Sincronización mediante la línea Santivañez – Palca 1 230 kV.

Acción	Descripción
1	Cerrar línea Santivañez – Palca 1 230 kV (244 km) con el interruptor Z321 en el extremo Palca, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor Z126 en el extremo Santivañez.
2	Cerrar línea Santivañez – Palca 2 230 kV (244 km) con el interruptor Z322 en el extremo Palca, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z125 en el extremo Santivañez.

Sincronización mediante la línea Santivañez – Palca 2 230 kV.

Acción	Descripción
1	Cerrar línea Santivañez – Palca 2 230 kV (244 km) con el interruptor Z322 en el extremo Palca, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor Z125 en el extremo Santivañez.
2	Cerrar línea Santivañez – Palca 1 230 kV (244 km) con el interruptor Z321 en el extremo Palca, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z126 en el extremo Santivañez.

Sincronización mediante el autotransformador Paraíso 230/115 kV.

Acción	Descripción
1	Energizar el autotransformador ATPRA23001 con el interruptor Z854 de S/E Paraíso, verificar tensión y cerrar el interruptor A851 sincronizando el área Norte con el área Oriental – Central.

4.2. Sincronización con el área Sur

La sincronización del área Norte con el área Sur se realiza por medio de la línea Mazocruz-Vinto 230 kV.

Para las siguientes maniobras el CDC verificara la existencia de voltaje en la subestación Vinto 230 kV y las condiciones de sincronismo.

Sincronización mediante la línea Mazocruz-Vinto 230 kV

Acción	Descripción
1	Cerrar línea Mazocruz-Vinto 230 kV (193,57 km) con los interruptores Z314 y Z315 en el extremo Mazocruz, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor Z221 ó Z223 en el extremo Vinto.

INSTRUCTIVO DE RESTITUCIÓN ÁREA CENTRAL – ORIENTAL

1. DESCRIPCIÓN DEL ÁREA

1.1. Fronteras

El área Central – Oriental limita con las áreas Norte y Sur, tal como se ilustra en la figura 2, las líneas que son frontera se mencionan en la parte de definición de áreas.

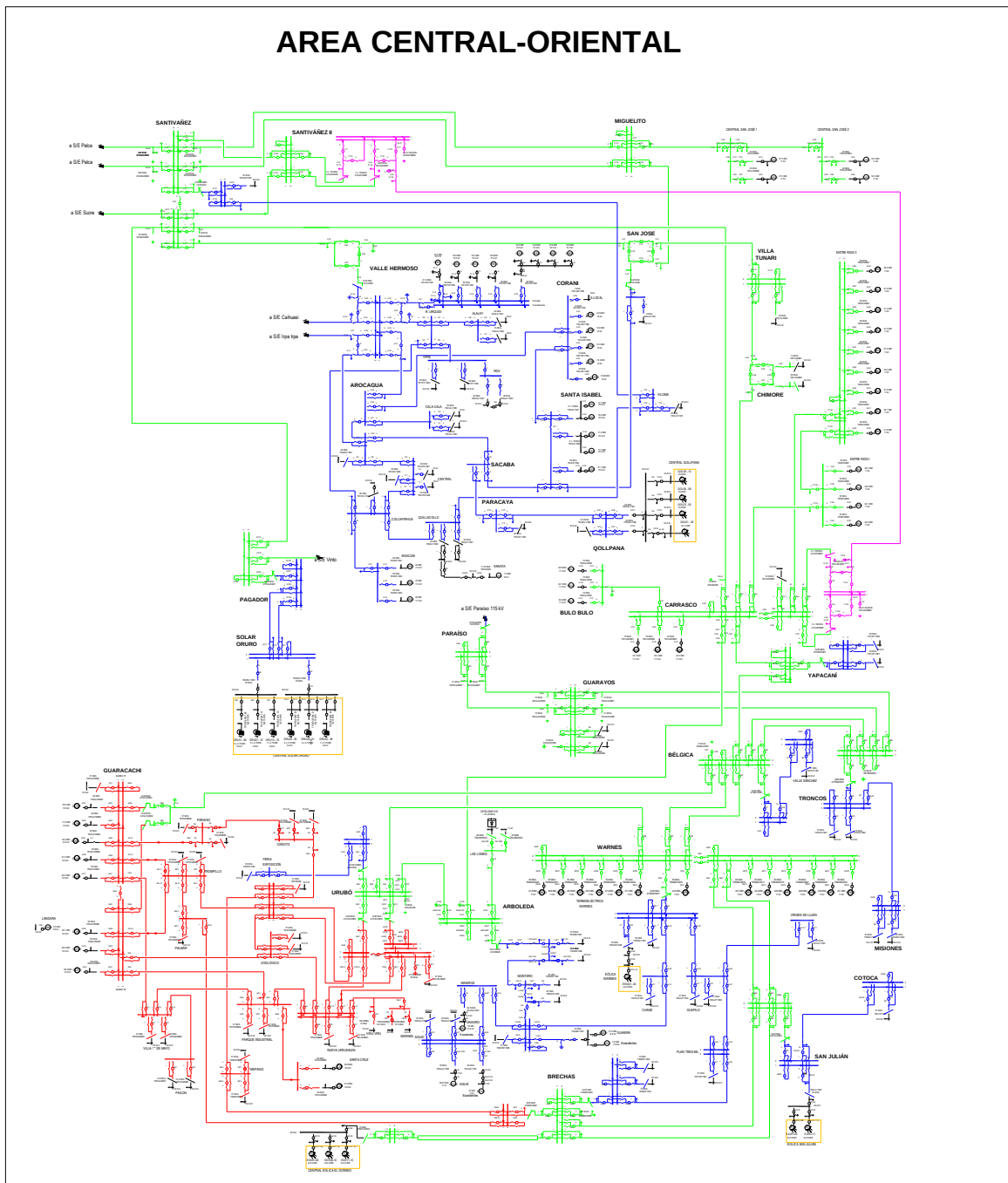


Figura 2. Diagrama unifilar SIN, área Central - Oriental

Esta área se divide en dos subáreas: Central y Oriental. Las cuales se muestran en las figuras 2-a y 2-b:

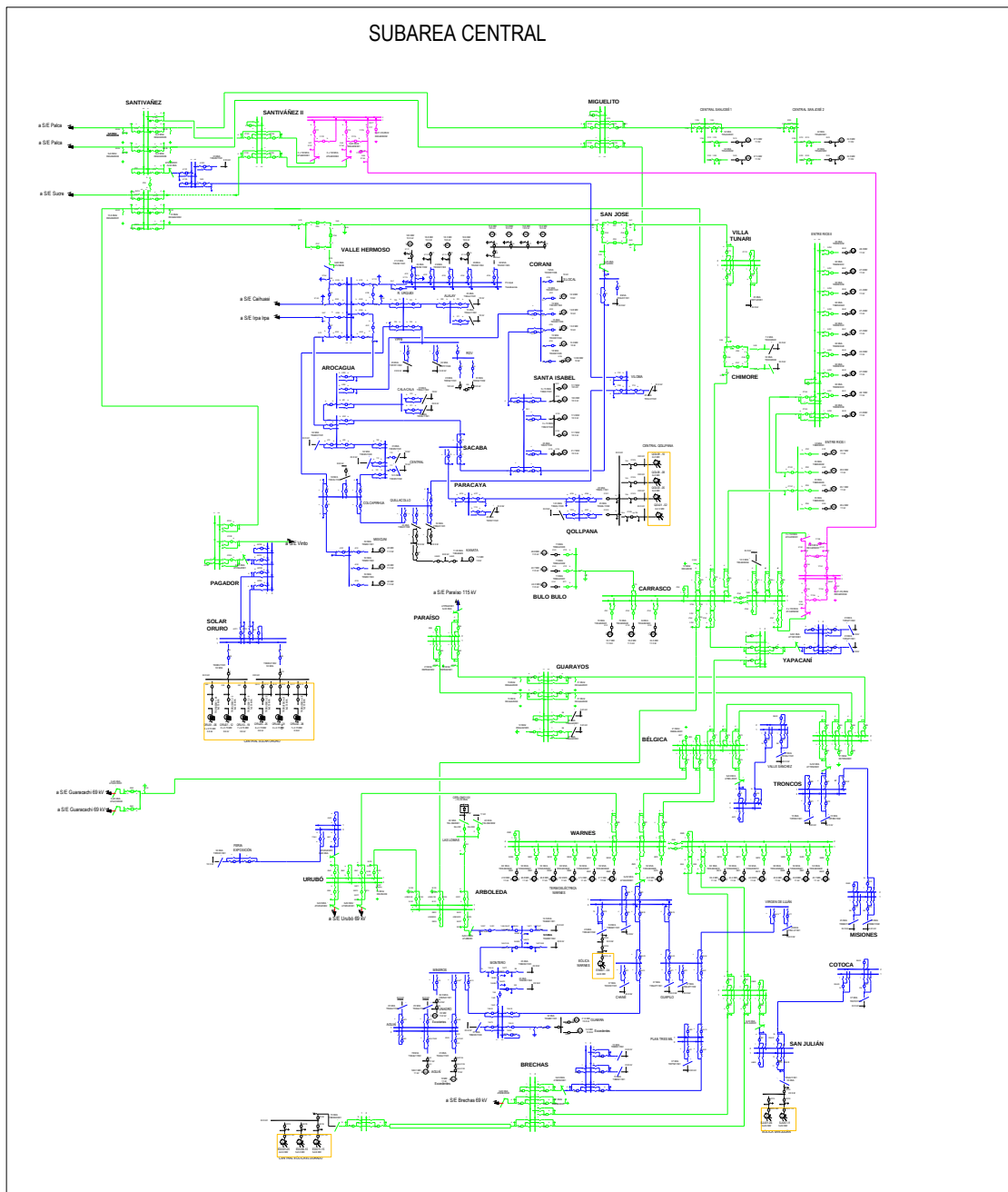


Figura 2-a. Subárea Central

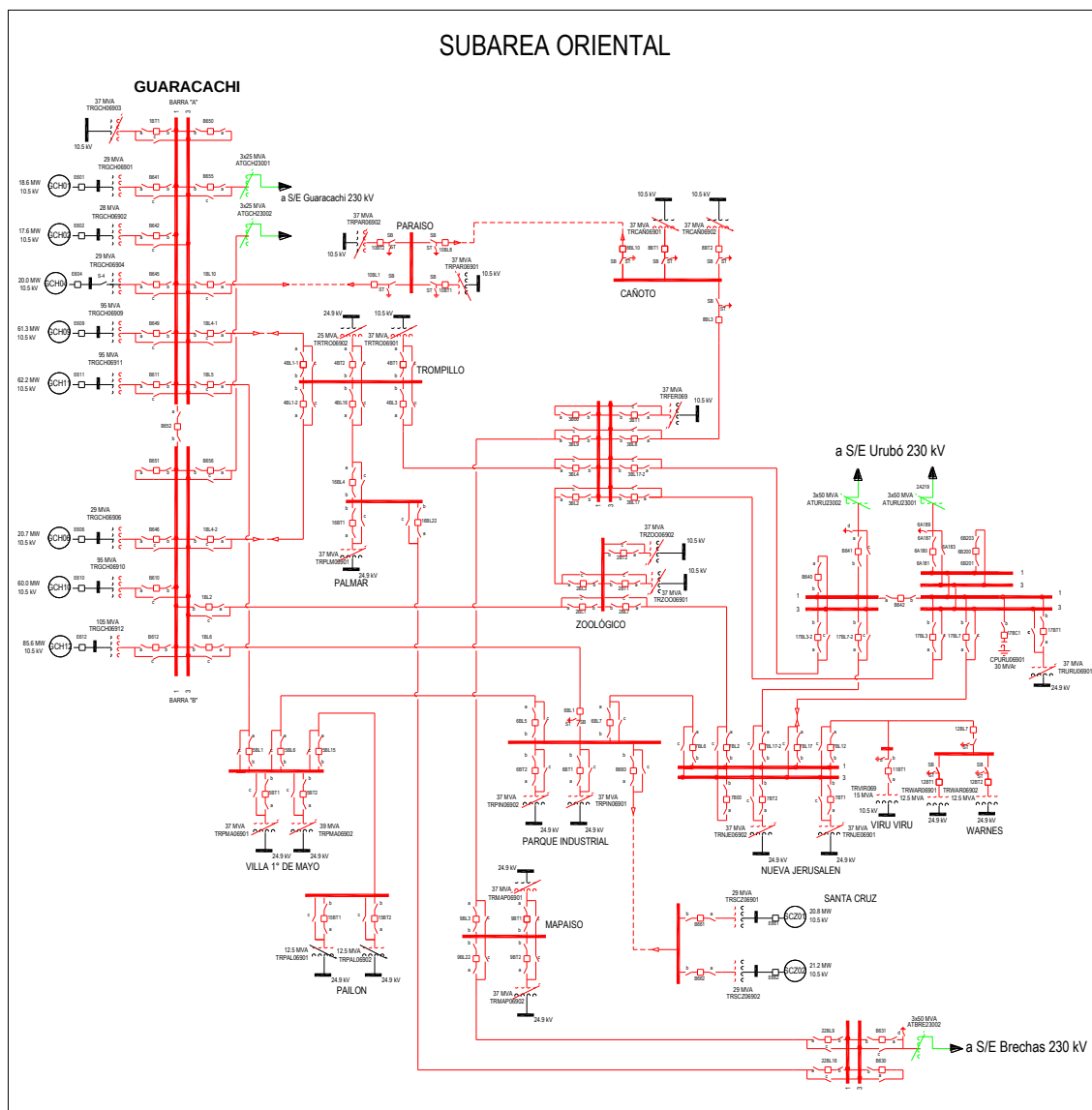


Figura 2-b. Subárea Oriental

- **Subárea Central:** Cuenta con el arranque en negro de las centrales Corani, Santa Isabel, Valle Hermoso, Entre Ríos, Misicuni, San José I y San José II y central Termoeléctrica Warnes.
- **Subárea Oriental:** Cuenta con el arranque en negro de la central Guaracachi.

1.2. Demanda

El área Central – Oriental tiene una demanda máxima de aproximadamente 1050 MW, conectados tanto a la red de 230 kV, 115 kV y de 69 kV. A continuación, se presenta la demanda de cada subárea:

- **Subárea Central:** 433 MW
- **Subárea Oriental:** 617 MW

1.3. Generación

Esta área Central-Oriental se caracteriza por tener una disponibilidad máxima de 2225 MW de generación, entre plantas hidráulicas y térmicas. Esta generación hace que el área tenga la posibilidad atender toda su demanda en caso de quedar aislada del sistema y de ser un área exportadora de generación hacia las demás. La tabla 1 muestra en detalle las unidades de generación que corresponden al área

Tabla 1. Detalle Centrales de generación en el área Central-Oriental.

NOMBRE	PROPIETARIO	CÓDIGO	TIPO DE GENERACIÓN	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ARRANQUE EN NEGRO
Central Buló Buló	CHACO ENERGÍAS	BUL01	Térmica	44,82	No
	CHACO ENERGÍAS	BUL02	Térmica	44,82	No
	CHACO ENERGÍAS	BUL03	Térmica	49,08	No
Central Carrasco	ENDE VHE	CAR01	Térmica	54,02	No
	ENDE VHE	CAR02	Térmica	55,77	No
	ENDE VHE	CAR03	Térmica	24,45	No
Central Corani	ENDE CORANI	COR01	Hidráulica	12,91	Si
	ENDE CORANI	COR02	Hidráulica	12,79	Si
	ENDE CORANI	COR03	Hidráulica	13,25	Si
	ENDE CORANI	COR04	Hidráulica	13,31	Si
	ENDE CORANI	COR05	Hidráulica	12,99	Si
Central Entre Ríos	ENDE ANDINA	ERI01	Térmica	28,72	Si
	ENDE ANDINA	ERI02	Térmica	28,04	Si
	ENDE ANDINA	ERI03	Térmica	28,13	Si
	ENDE ANDINA	ERI04	Térmica	28,44	Si
	ENDE ANDINA	ERI30	Térmica	137,42	No

NOMBRE	PROPIETARIO	CÓDIGO	TIPO DE GENERACIÓN	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ARRANQUE EN NEGRO
	ENDE ANDINA	ERI31	Térmica	68,22	No
	ENDE ANDINA	ERI32	Térmica	67,32	No
	ENDE ANDINA	ERI40	Térmica	137,52	No
	ENDE ANDINA	ERI41	Térmica	67,73	No
	ENDE ANDINA	ERI42	Térmica	67,56	No
	ENDE ANDINA	ERI50	Térmica	137,46	No
	ENDE ANDINA	ERI51	Térmica	67,68	No
	ENDE ANDINA	ERI52	Térmica	67,46	No
Central Guabirá	GBE	GBE01	Térmica (Bagazo)	21	No
Central Guaracachi	ENDE GCH	GCH01	Térmica	18,78	Si
	ENDE GCH	GCH02	Térmica	17,77	Si
	ENDE GCH	GCH04	Térmica	20,12	Si
	ENDE GCH	GCH06	Térmica	20,89	Si
	ENDE GCH	GCH09	Térmica	61,63	No
	ENDE GCH	GCH10	Térmica	60,37	No
	ENDE GCH	GCH11	Térmica	62,67	No
	ENDE GCH	GCH12	Térmica (Vapor)	86,09	No
Central Guabirá (Excedentes)	GBE	IAG01	Térmica (Bagazo)	5	No
Central Kanata	SYNERGIA	KAN	Hidráulica	7,54	No
Central Misicuni	ENDE	MIS01	Hidráulica	40	Si
	ENDE	MIS02	Hidráulica	40	Si
	ENDE	MIS03	Hidráulica	40	Si
Central Santa Cruz	ENDE GCH	SCZ01	Térmica	20,94	No
	ENDE GCH	SCZ02	Térmica	21,37	No
Central Santa Isabel	ENDE CORANI	SIS01	Hidráulica	17,65	Si
	ENDE CORANI	SIS02	Hidráulica	16,92	Si

NOMBRE	PROPIETARIO	CÓDIGO	TIPO DE GENERACIÓN	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ARRANQUE EN NEGRO
	ENDE CORANI	SIS03	Hidráulica	17,16	Si
	ENDE CORANI	SIS04	Hidráulica	17,72	Si
	ENDE CORANI	SIS05	Hidráulica	21,65	Si
Central San José I	ENDE CORANI	SJS01	Hidráulica	27,5	Si
	ENDE CORANI	SJS02	Hidráulica	27,5	Si
Central San José II	ENDE CORANI	SJE01	Hidráulica	34,5	Si
	ENDE CORANI	SJE02	Hidráulica	34,5	Si
Central Aguai	AGUAI ENERGIAS	AGU01	Térmica (Bagazo)	25	No
Central Aguai	AGUAI ENERGIAS	AGU02	Térmica (Bagazo)	50	No
Central Unagro (Excedentes)	ENDE GCH	UNA01	Térmica (Bagazo)	20	No
Central Valle Hermoso	ENDE VHE	VHE01	Térmica	18,52	No
	ENDE VHE	VHE02	Térmica	18,81	No
	ENDE VHE	VHE03	Térmica	18,32	No
	ENDE VHE	VHE04	Térmica	18,63	No
	ENDE VHE	VHE05	Térmica	10,58	Si
	ENDE VHE	VHE06	Térmica	10,58	Si
	ENDE VHE	VHE07	Térmica	10,58	Si
	ENDE VHE	VHE08	Térmica	10,58	Si
Central Termoeléctrica Warnes	ENDE ANDINA	WAR10	Térmica (Vapor)	127,75	No
	ENDE ANDINA	WAR11	Térmica	63,6	Si
	ENDE ANDINA	WAR12	Térmica	63,34	Si
	ENDE ANDINA	WAR20	Térmica (Vapor)	126,9	No
	ENDE ANDINA	WAR21	Térmica	63,64	No
	ENDE ANDINA	WAR22	Térmica	62,52	No

NOMBRE	PROPIETARIO	CÓDIGO	TIPO DE GENERACIÓN	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ARRANQUE EN NEGRO
	ENDE ANDINA	WAR05	Térmica	44,0	No
	ENDE ANDINA	WAR30	Térmica (Vapor)	134,65	No
	ENDE ANDINA	WAR31	Térmica	66,37	No
	ENDE ANDINA	WAR32	Térmica	66,71	No
	ENDE ANDINA	WAR40	Térmica (Vapor)	134,33	No
	ENDE ANDINA	WAR41	Térmica	65,43	No
	ENDE ANDINA	WAR42	Térmica	66,15	No
Central solar Oruro I	ENDE	ORU	Solar	52,25	No
Central solar Oruro II	ENDE	ORU	Solar	52,25	No
Central Eólica Qollpana	ENDE CORANI	QOL	Eólica	27	No
Central eólica Warnes	ENDE	EWA	Eólica	14,4	No
Central eólica San Julián	ENDE	SJU	Eólica	39,6	No
Central eólica El Dorado	ENDE	EDO	Eólica	54	No

1.4. Subestaciones

A continuación, se listan las subestaciones según nivel de tensión presentes en el área Central-Oriental:

- Subestaciones 500 kV

Tabla 2. Subestaciones 500 kV.

Nomenclatura	Nombre
S/E CAR	Carrasco
S/E SAD	Santivañez II

- Subestaciones 230 kV

Tabla 3. Subestaciones 230 kV.

Nomenclatura	Nombre
S/E ARB	Arboleda
S/E BEL	Bélgica
S/E BRE	Brechas
S/E BUL	Bulo Bulo
S/E CAR	Carrasco
S/E CHI	Chimoré
S/E ERI	Entre Ríos I y II
S/E GCH	Guaracachi
S/E MGO	Miguelito
S/E PAG	Pagador
S/E SAN	Santivañez
S/E SAD	Santivañez II
S/E SJE	San José II
S/E SJO	San José
S/E SJS	San José I
S/E TRN	Troncos
S/E URU	Urubo
S/E VHE	Valle Hermoso
S/E VTU	Villa Tunari
S/E WAR	Warnes
S/E LOM	Las Lomas
S/E SJU	San Julian
S/E EDO	El Dorado
S/E YAP	Yapacani
S/E GUA	Guarayos
S/E PRA	Paraiso

- Subestaciones 115 kV

Tabla 4. Subestaciones 115 kV.

Nomenclatura	Nombre
S/E AGU	Aguai

Nomenclatura	Nombre
S/E ALA	Alalay
S/E ARB	Arboleda
S/E ARO	Arocagua
S/E BRE	Brechas
S/E CAL	Cala-Cala
S/E CEN	Central
S/E CHN	Chane
S/E COL	Colcapirhua
S/E COR	Corani
S/E GBE	Guabirá Energía
S/E GUP	Guapilo
S/E MIN	Mineros
S/E MIS	Misicuni
S/E MON	Montero
S/E ORU	Solar Oruro
S/E PAG	Pagador
S/E PAY	Paracaya
S/E PTM	Plan Tres Mil
S/E QOL	Qollpana
S/E QUI	Quillacollo
S/E RGV	Refinería Gualberto Villarroel
S/E RUR	Rafael Urquidi
S/E SAB	Sacaba
S/E SIS	Santa Isabel
S/E SJO	San José
S/E TRN	Troncos
S/E UNA	Unagro
S/E VHE	Valle Hermoso
S/E WAR	Warnes
S/E YPF	Yacimientos
S/E BEL	Belgica
S/E VSA	Valle Sanchez
S/E YAP	Yapacani
S/E AGU	Aguai

Nomenclatura	Nombre
S/E URU	Urubo
S/E FER	Feria Exposición
S/E EDO	El Dorado
S/E SJU	San Julian
S/E MSI	Misiones
S/E AGU	Aguaí
S/E VLU	Virgen de Lujan
S/E VIL	Viloma

- Subestaciones 69 kV

Tabla 5. Subestaciones 69 kV.

Nomenclatura	Nombre
S/E GCH	Guaracachi
S/E PAR	Paraíso
S/E CAÑ	Cañoto
S/E MAP	Mapaiso
S/E TRO	Trompillo
S/E PLM	Palmar
S/E FER	Feria Exposición
S/E ZOO	Zoológico
S/E PMA	Villa Primero de Mayo
S/E PAL	Pailón
S/E PIN	Parque Industrial
S/E SCZ	Santa Cruz
S/E NJE	Nueva Jerusalén
S/E VIR	Viru Viru
S/E WAR	Warnes
S/E URU	Urubo
S/E BRE	Brechas

1.5. Autotransformadores

A continuación, se listan los autotransformadores del área Central-Oriental con su respectivo tap nominal. Valor en cual deberán estar estos equipos una vez tenga ausencia de tensión.

Tabla 6. Detalle autotransformadores área Central-Oriental.

NOMBRE	PROPIETARIO	CÓDIGO	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	TAP NOMINAL
AT01 Arboleda	ISABOL	ATARB230	230/115/24,9	100	11
AT01 Santivañez	ENDE TRANSMISIÓN	ATSAD50001	500/230	450	9
AT02 Santivañez	ENDE TRANSMISIÓN	ATSAD50002	500/230	450	9
AT01 Carrasco	ENDE TRANSMISIÓN	ATCAR50001	500/230	450	9
AT02 Carrasco	ENDE TRANSMISIÓN	ATCARA50002	500/230	450	9
AT01 Brechas	ENDE TRANSMISIÓN	ATBRE23001	230/115/10,5	150	11
AT02 Brechas	ENDE TRANSMISIÓN	ATBRE23002	230/69/10,5	150	11
AT01 Guaracachi	ENDE TRANSMISIÓN	ATGCH23001	230/69/10,5	75	5
AT02 Guaracachi	ENDE TRANSMISIÓN	ATGCH23002	230/69/10,5	75	5
AT01 San José	ENDE TRANSMISIÓN	ATSJO230	230/115/10,5	75	9
AT01 Santivañez	ENDE TRANSMISIÓN	ATSAN23001	230/115/10,5	150	11
AT01 Troncos	ENDE TRANSMISIÓN	ATTRN23001	230/115/10,5	150	11
AT01 Urubó	ISABOL	ATURU23001	230/69/24,9	150	9
AT02 Urubó	ENDE TRANSMISIÓN	ATURU23002	230/69/24,9	150	9
AT01 Valle Hermoso	ENDE TRANSMISIÓN	ATVHE230	230/115/10,5	150	5
AT01 Warnes	ENDE TRANSMISIÓN	ATWAR23001	230/115/10,5	150	11
AT01 Pagador	ENDE TRANSMISIÓN	ATPAG23001	230/115/10,5	150	11
AT01 Yapacani	ENDE TRANSMISIÓN	ATYAP23001	230/115/24,9	150	11
AT03 Urubo	ENDE TRANSMISIÓN	ATURU23003	230/115/24,9	150	11
AT01 San Julian	ENDE TRANSMISIÓN	ATSJU2301	230/115/24,9	150	11
AT01 Bélgica	ENDE TRANSMISIÓN	ATBEL23001	230/115/24,9	150	11
AT01 Paraíso	ENDE TRANSMISION	ATPRA23001	230/115	150	11

1.6. Transformadores

A continuación, se listan los transformadores del área Central-Oriental con su respectivo tap nominal. Para el proceso de restitución, los interruptores de los transformadores

quedaran cerrados, excepto en el caso que se hubiesen abierto en la falla, estos serán cerrados durante las maniobras del proceso de restitución.

Tabla 7. Detalle transformadores área Central-Oriental.

NOMBRE	PROPIETARIO	CÓDIGO	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	TAP NOMINAL
TR01 Alalay 115/10,5 kV	ELFEC	TRALA11501	115/10,5	25	3
TR02 Alalay 115/10 kV	ELFEC	TRALA11502	115/10	15	3
TR01 Arboleda 115/24,9 kV	CRE	TRARB11501	115/24,9	12,5	10
TR02 Arboleda 115/24,9	CRE	TRARB11502	115/24,9	12,5	10
TR01 Arocagua 115/26 kV	ELFEC	TRARO11501	115/26	50	
TR01 Brechas 115/26,146 kV	CRE	TRBRE11501	115/26,146	15	11B
TR02 Brechas 115/26,146 kV	CRE	TRBRE11502	115/26,146	15	11B
TR01 Cala Cala 115/24,9 kV	ELFEC	TRCAL11501	115/24,9	25	3
TR02 Cala Cala 115/10 kV	ELFEC	TRCAL11502	115/10	25	3
TR01 Cañoto 69/11 kV	CRE	TRCAÑ06901	69/11	37	11B
TR02 Cañoto 69/11 kV	CRE	TRCAÑ06902	69/11	37	11B
TR04 Carrasco 230/34,5 kV	ELFEC	TRCAR23004	245/34,5	12,5	3
TR01 Central 115/10 kV	ELFEC	TRCEN11501	115/10	25	3
TR02 Central 115/10 kV	ELFEC	TRCEN11502	115/10	12,5	3
TR03 Central 115/26 kV	ELFEC	TRCEN11503	115/26	50	
TR01 Chimoré 245/34,5 kV	ELFEC	TRCHI23001	245/34,5	7,5	3
TR02 Chimoré 230/36.225/10 kV	ELFEC	TRCHI23002	230/36,225	50	
TR01 Chané 115/26,146 kV	CRE	TRCHN11501	115/26,46	35,15	11B
TR01 Colcapirhua 115/24.9 kV	ELFEC	TRCOL11501	115/24,9	50	
TR06 Corani 115/10 kV	ENDE CORANI	TRCOR11506	115/10	1	3
TR01 Feria Exposición 69/11 kV	CRE	TRFER069	69/11	37	17
TR03 Guaracachi 69/10,5 kV	CRE	TRGCH06903	69/10,5	37	14
TR01 Guapilo 115/26,146 kV	CRE	TRGUP11501	115/26,146	37	11B
TR02 Guapilo 115/26,145 kV	CRE	TRGUP11502	115/26,145	37	11B
TR01 Mapaiso 69/26,15 kV	CRE	TRMAP06901	69/26,145	37	17

NOMBRE	PROPIETARIO	CÓDIGO	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	TAP NOMINAL
TR02 Mapaiso 69/26,15 kV	CRE	TRMAP06902	69/26,146	37	17
TR01 Montero 115/26,145	CRE	TRMON11501	115/26,145	25	17
TR02 Montero 115/26,145	CRE	TRMON11502	115/26,145	25	17
TR03 Montero 115/26,145	CRE	TRMON11503	115/26,145	37	
TR01 Nueva Jerusalén 69/26,146 kV	CRE	TRNJE06901	69/26,145	37	11B
TR02 Nueva Jerusalén 69/26,145 kV	CRE	TRNJE06902	69/26,146	37	11B
TR01 Pailón 69/26 kV	CRE	TRPAL6901	69/26,145	12,5	
TR02 Pailón 69/26 kV	CRE	TRPAL6902	69/26,145	12,5	
TR01 Paraíso 69/10,5 kV	CRE	TRPAR06901	69/10,5	37	14
TR02 Paraíso 69/11 kV	CRE	TRPAR06902	69/11	37	11B
TR01 Paracaya 115/24,9 kV	ELFEC	TRPAY11501	115/24,9	25	3
TR01 Parque Industrial 69/24,9 kV	CRE	TRPIN06901	69/26,145	37	17
TR02 Parque Industrial 69/26,145 kV	CRE	TRPIN06902	69/26,145	37	11B
TR01 Palmar 69/26,145 kV	CRE	TRPLM06901	69/26,145	37	17
TR01 Primero de mayo 69/26,145 kV	CRE	TRPMA06901	69/26,15	37	17
TR02 Primero de mayo 69/26,38 kV	CRE	TRPMA06902	69/26,38	39	11B
TR01 Qollpana 115/24,9 kV	ENDE CORANI	TRQOL11501	115/24,9	25	3
TR02 Qollpana 115/24,9 kV	ENDE CORANI	TRQOL11502	115/24,9	25	
TR03 Qollpana 115/24,9 kV	ELFEC	TRQOL11503	115/24,94	12,5	3
TR01 Qollpana 24,9/0,620 kV	ENDE CORANI	TRQOL02401	24,9/0,620	1,65	0
TR02 Qollpana 24,9/0,620 kV	ENDE CORANI	TRQOL02402	24,9/0,620	1,65	3
TR03 Qollpana 24,9/0,4 kV	ENDE CORANI	TRQOL02403	24,9/0,4	3,5	3
TR04 Qollpana 24,9/0,4 kV	ENDE CORANI	TRQOL02404	24,9/0,4	3,5	3
TR05 Qollpana 24,9/0,4 kV	ENDE CORANI	TRQOL02405	24,9/0,4	3,5	3
TR06 Qollpana 24,9/0,4 kV	ENDE CORANI	TRQOL02406	24,9/0,4	3,5	5
TR07 Qollpana 24,9/0,4 kV	ENDE CORANI	TRQOL02407	24,9/0,4	3,5	5

NOMBRE	PROPIETARIO	CÓDIGO	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	TAP NOMINAL
TR08 Qollpana 24,9/0,4 kV	ENDE CORANI	TRQOL02408	24,9/0,4	3,5	5
TR09 Qollpana 24,9/0,4 kV	ENDE CORANI	TRQOL02409	24,9/0,4	3,5	5
TR10 Qollpana 24,9/0,4 kV	ENDE CORANI	TRQOL02410	24,9/0,4	3,5	5
TR01 Quillacollo 115/24,9 kV	ELFEC	TRQUI11501	115/24,9	50	
TR02 Quillacollo 115/24,9 kV	ELFEC	TRQUI11502	115/24,9	25	3
TR01 Santiváñez 115/24,9 kV	ELFEC	TRSAN11501	115/24,9	25	3
TR01 San José 115/25 kV	ELFEC	TRSJO11501	115/25	8	3
TR01 Troncos 115/24,9 kV	CRE	TRTRN11501	115/26,146	15	16
TR02 Troncos 115/34,5 kV	CRE	TRTRN11502	115/36,2	15	16
TR01 Trompillo 69/10,5 kV	CRE	TRTRO06901	69/11	37	11B
TR02 Trompillo 69/24,9 kV	CRE	TRTRO06902	69/24,94	25	11B
TR01 Urubo 69/26,145 kV	CRE	TRURU06901	69/26,145	37	
TR01 Viru 69/10,5 kV	CRE	TRVIR069	69/10,5	15	17
TR01 Villa Tunari 230/34,5 kV	ELFEC	TRVTU23001	230/34,5	25	10
TR01 Warnes 69/26,145 kV	CRE	TRWAR06902	69/26,145	12,5	
TR02 Warnes 69/26,145 kV	CRE	TRTRN11501	115/26,146	15	16
TR01 Warnes 115/26 kV	EMDEECRUZ	TRWAR11501	115/26	50	
TR02 Yacimientos 115/24,9 kV	ELFEC	TRYPF11502	115/24,9	25	3
TR03 Yacimientos 115/25 kV	ELFEC	TRYPF11503	115/24,9	50	
TR01 Zoológico 69/11 kV	CRE	TRZOO06901	69/11	37	3
TR02 Zoológico 69/11 kV	CRE	TRZOO06902	69/11	37	3
TR01 Las Lomas 230/11 kV	LAS LOMAS	TRL0M23001	230/11	40	
TR02 Las Lomas 230/11 kV	LAS LOMAS	TRL0M23002	230/11	40	
TR01 Valle Sanchez 115/26,145 kV	CRE	TRVSA11501	115/26,145	37	

NOMBRE	PROPIETARIO	CÓDIGO	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	TAP NOMINAL
TR01 Yapacani 115/26,145 kV	CRE	TRYAP11501	115/26,145	25	
TR02 Yapacani 115/26,145 kV	CRE	TRYAP11502	115/26,145	25	
TR01 Feria Exposición 115/11 kV	CRE	TRFER11501	115/11	50	
TR01 Plan Tres Mil 115/26,145 kV	CRE	TRPTM11501	115/26,145	37	
TR01 Guarayos 230/34,5 Kv	CRE	TRGUA23001	239/34,5 kV	37	
TR02 Guarayos 230/34,5 kV	CRE	TRGUA23001	239/34,5 kV	37	
TR03 Aguaí 115/24.9 kV	CRE	TRAGU11503	115/24.9	25	
TR04 Aguaí 115/24.9 kV	CRE	TRAGU11504	115/24.9	25	
TR01 Viloma	ELFEC	TRVIL115	115/24.9	25	3
TR01 Vigen de Lujan	CRE	TRVLU11501	115/24,9		
Transformador de servicio local Misicuni	ENDE		115/24,9	5	3

1.7. Transformadores de generación

A continuación, se listan los transformadores de generación del área Central-Oriental con su respectivo tap en la posición actual.

Tabla 8. Detalle transformadores área Central-Oriental.

NOMBRE	PROPIETARIO	CÓDIGO	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	TAP
TR01 Buló 230/11,5 kV	CHACO ENERGIAS	TRBUL23001	230/11,5	75	1
TR02 Buló Buló 230/11,5 kV	CHACO ENERGIAS	TRBUL23002	230/11,5	75	1
TR03 Buló Buló 230/11,5 kV	CHACO ENERGIAS	TRBUL23003	230/11,5	75	1
TR01 Carrasco 230/11,5 kV	ENDE VHE	TRCAR23001	230/11,5	70	1

NOMBRE	PROPIETARIO	CÓDIGO	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	TAP
TR02 Carrasco 230/11,5 kV	ENDE VHE	TRCAR23002	230/11,5	70	1
TR03 Carrasco 230/11,5 kV	ENDE VHE	TRCAR23003	230/11,5	34	1
TR01 Corani 115/10 kV	ENDE CORANI	TRCOR11501	115/10	15	4
TR02 Corani 115/10 kV	ENDE CORANI	TRCOR11502	115/10	15	4
TR03 Corani 115/10 kV	ENDE CORANI	TRCOR11503	115/10	15	4
TR04 Corani 115/10 kV	ENDE CORANI	TRCOR11504	115/10	15	4
TR05 Corani 115/10 kV	ENDE CORANI	TRCOR11505	115/10	18	4
TR01 Entre Ríos 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRERI23001	230/11	35	1
TR02 Entre Ríos 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRERI23002	230/11	35	1
TR03 Entre Ríos 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRERI23003	230/11	35	1
TR04 Entre Ríos 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRERI23004	230/11	35	1
TR01 Guabira Energia 115/13,8 KV	GBE	TRGBE11501	115/13,8	32	0
TR01 Guaracachi 69/10,5 kV	ENDE GCH	TRGCH06901	69/10,5	29	1
TR02 Guaracachi 69/10,5 kV	ENDE GCH	TRGCH06902	69/10,5	28	1
TR04 Guaracachi 69/10,5 kV	ENDE GCH	TRGCH06904	69/10,5	29	1
TR06 Guaracachi 69/10,5 kV	ENDE GCH	TRGCH06906	69/10,5	29	1
TR01 Santa Cruz 69/10,5 kV	ENDE GCH	TRSCZ06901	69/10,5	29	1
TR02 Santa Cruz 69/10,5 kV	ENDE GCH	TRSCZ06902	69/10,5	29	1
TR09 Guaracachi 69/10,5 kV	ENDE GCH	TRGCH06909	69/10,5	95	1
TR10 Guaracachi 69/10,5 kV	ENDE GCH	TRGCH06910	69/10,5	95	1
TR11 Guaracachi 69/10,5 kV	ENDE GCH	TRGCH06911	69/10,5	95	1
TR12 Guaracachi 69/10,5 kV	ENDE GCH	TRGCH06912	69/10,5	105	1

NOMBRE	PROPIETARIO	CÓDIGO	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	TAP
TR01 Kanata 25/10,5 kV	SYNERGIA	TRKAN025	25/10,5	11,25	1
TR01 Central Misicuni 115/11,5 kV	ENDE	TRMIS11501	115/11,5	50	3
TR02 Central Misicuni 115/11,5 kV	ENDE	TRMIS11502	115/11,5	50	4
TR03 Central Misicuni 115/11,5 kV	ENDE	TRMIS11503	115/11,5	50	4
TR01 Santa Isabel UG1, 2 115/10,5 kV	ENDE CORANI	TRSIS11501	115/10,5	45	2
TR02 Santa Isabel UG3, 4 115/10,5 kV	ENDE CORANI	TRSIS11502	115/10,5	45	4
TR03 Santa Isabel UG5 117,9/10,5 kV	ENDE CORANI	TRSIS11503	117,9/10,5	25	7
TR01 San José I UG1 230/11 kV	ENDE CORANI	TRSJS23001	230/11	34	4
TR02 San José I UG2 230/11 kV	ENDE CORANI	TRSJS23002	230/11	34	4
TR01 Unagro UG1 26,145/6,9 kV	ENDE GCH	TRUNA02401	26,145/6,9	7.5	0
TR01 Valle Hermoso UG1 115/10,5 kV	ENDE VHE	TRVHE11501	115/10,5	21.2	1
TR02 Valle Hermoso UG2 115/10,5 kV	ENDE VHE	TRVHE11502	115/10,5	29	1
TR03 Valle Hermoso UG3 115/10,5 kV	ENDE VHE	TRVHE11503	115/10,5	29	1
TR04 Valle Hermoso UG4 115/10,5 kV	ENDE VHE	TRVHE11504	115/10,5	29	1
TR05 Valle Hermoso UG5, UG6, UG7, UG8 115/10,5 kV	ENDE VHE	TRVHE11505	115/10,5	60	1
TR05 Termoeléctrica Warnes 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRWAR23005	230/11	50	5
TR30 Entre Ríos 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRERI23030	230/11	60	5
TR31 Entre Ríos 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRERI23031	230/11	60	5
TR32 Entre Ríos 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRERI23032	230/11	60	5
TR40 Entre Ríos 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRERI23040	230/11	60	5

NOMBRE	PROPIETARIO	CÓDIGO	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	TAP
TR41 Entre Ríos 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRERI23041	230/11	60	5
TR42 Entre Ríos 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRERI23042	230/11	60	5
TR50 Entre Ríos 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRERI23050	230/11	60	5
TR51 Entre Ríos 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRERI23051	230/11	60	5
TR52 Entre Ríos 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRERI23052	230/11	60	5
TR10 Termoeléctrica Warnes 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRWAR23010	230/11	60	5
TR11 Termoeléctrica Warnes 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRWAR23011	230/11	50	5
TR12 Termoeléctrica Warnes 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRWAR23012	230/11	50	5
TR20 Termoeléctrica Warnes 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRWAR23020	230/11	60	5
TR21 Termoeléctrica Warnes 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRWAR23021	230/11	50	5
TR22 Termoeléctrica Warnes 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRWAR23022	230/11	50	5
TR30 Termoeléctrica Warnes 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRWAR23030	230/11	60	5
TR31 Termoeléctrica Warnes 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRWAR23031	230/11	60	5
TR32 Termoeléctrica Warnes 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRWAR23032	230/11	60	5
TR40 Termoeléctrica Warnes 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRWAR23040	230/11	60	5
TR41 Termoeléctrica Warnes 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRWAR23041	230/11	60	5
TR42 Termoeléctrica Warnes 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRWAR23042	230/11	60	5
TR01 San José II UG1 230/11 kV	ENDE CORANI	TRSJE23001	230/11,5	42	4
TR02 San José II UG2 230/11 kV	ENDE CORANI	TRSJE23002	230/11,5	42	4
TR01 Aguaí UG 115/11/6,6 kV	AGUAI ENERGIAS	TRAGU11501	115/11	25	

NOMBRE	PROPIETARIO	CÓDIGO	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	TAP
TR02 Aguaí UG 115/11/6,6 kV	AGUAI ENERGIAS	TRAGU11502	115/11	78	

1.8. Activos para control de tensión

Adicional al aporte de potencia reactiva de las unidades de generación y el tap de los transformadores, el área Central-Oriental cuenta con varios recursos para el control de tensión en las siguientes subestaciones:

- Brechas 230 kV: Un reactor de barra de 21 MVar. Operable.
- Carrasco 230 kV: Un reactor de línea hacia Santivañez de 12 MVar. Permanentemente conectado a la línea.
- Santivañez 230 kV: Un reactor de línea hacia Carrasco de 12 MVar, dos reactores de línea hacia Miguelito (uno en cada línea) de 9 MVar cada uno, un reactor de línea hacia Pagador de 15,6 MVar y dos reactores de línea (uno en cada línea) hacia Palca de 18 MVar cada uno. Permanentemente conectados a la línea.
- Urubó 69 kV: Un condensador de barra de 30 MVar. Tiempo de descarga de 10 minutos. Un reactor de barra de 12 MVar.
- Guarayos 230 kV: Un reactor de barra de 12 MVar. Operable
- Guarayos 230 kV: dos reactores de línea de 15 MVar cada uno salida a Paraiso y dos reactores de línea de 21 MVar cada uno salida Troncos.
- Paraiso 230 kV: dos reactores de línea de 21 MVar cada uno salida Guarayos.
- Carrasco 500 kV: Un reactor variable de barra de 105 MVar y un reactor de línea hacia Santivañez de 105 MVar
- Santivañez 500 kV: Un reactor variable de barra de 105 MVar y un reactor de línea hacia Carrasco de 105 MVar.
- La Bélgica 230 kV: Un reactor de barra de 21 MVar.

2. PROCEDIMIENTO DE RESTITUCIÓN DE LA SUBÁREA CENTRAL

2.1. General

Cuando en la subárea Central se produce un colapso total o parcial, los CCA de ENDE CORANI, ENDE Valle Hermoso, CECBB, ENDE ANDINA, SYNERGIA, GBE, ENDE GUARACACHI, CRE, ELFEC, ENDE Transmisión, ISA - Bolivia, Las Lomas, EMDEECRUZ deben comunicar inmediatamente al CDC la situación indicando el estado y la disponibilidad de sus instalaciones.

El CDC evaluará las condiciones del Sistema en el menor tiempo posible y comunicará a los CCA el alcance del colapso en el SIN y dará las instrucciones para el proceso de restitución.

En caso de fallas en el sistema de generación o transmisión en la subárea Central, con o sin retiro de carga, el CDC es el responsable de coordinar las tareas de restitución con los CCA respectivos, sobre la base de los procedimientos de este instructivo.

Los CCA son responsables de:

- Mantener permanentemente informado al CDC sobre el estado de sus instalaciones, las acciones tomadas y cualquier otra información relevante que esté relacionado con el proceso de restitución.
- Verificar y/o controlar los parámetros de sus instalaciones antes y después de cada maniobra (voltaje, potencia activa y reactiva, sobrecargas en líneas y transformadores, etc.).
- Cumplir las instrucciones del CDC.

2.2. Preparación de unidades generadoras

Producido un colapso de la subárea Central, y si existieran unidades girando, los agentes deben procurar mantener sus unidades en giro o proceder al arranque en negro, sin necesidad de autorización del CDC.

2.3. Condiciones iniciales

Una vez notificada la situación de colapso total de la subárea Central, de ser posible se debe proceder en forma inmediata a llevar los taps de los transformadores y autotransformadores a su posición nominal y en aplicación de la filosofía de “todo abierto” se deben abrir los interruptores de la subárea.

Los interruptores que estén considerados en el siguiente listado deben quedar cerrados. Si algunos de estos se abrieron en la falla, los mismos se cerrarán durante el proceso de restitución en coordinación con el CDC. Los interruptores que deben quedar cerrados son:

CCA de ENDE Transmisión

- A111 en la subestación Corani 115 kV.
- A123, A124 y A125 en la subestación Santa Isabel 115 kV.
- A171 y A172 en la subestación Sacaba 115 kV.
- A195 en la subestación Qollpana 115 kV.
- A621 en subestación Warnes 115 kV.
- A146 en la subestación Valle Hermoso 115 kV
- A184 en la subestación Arocagua 115 kV.
- A176 en la subestación Paracaya 115 kV.
- A681 en la subestación Troncos 115 kV.
- Z148 en la subestación Chimore 230 kV.
- Z671 y Z670 en la subestación Bélgica 230 kV.
- Z621, Z620, Z627, Z628 y Z629 en la subestación Warnes 230 kV.
- Z681 en la subestación Troncos 230 kV.
- Z6166 en la subestación Guarayos 230 kV.

- Z150 y Z165 en la subestación Carrasco 230 kV.
- Z1141 y Z1142 en la subestación Entre Ríos 1 230 kV.
- Z1143 y Z1140 en la subestación Entre Ríos 2 230 kV.
- Z1110 en la subestación Villa Tunari 230 kV.
- Z1130 en la subestación Miguelito 230 kV.
- Z6100 en la subestación Yapacani 230 kV.
- Z6690 en la subestación San Julián 230 kV.
- Z630 en la subestación Las Brechas 230 kV.
- A630 en la subestación Brechas 115 kV.
- Z158 y Z159 en la subestación Carrasco.

CCA de CHACO ENERGIAS

- Z175 en la subestación Carrasco 230 kV.

CCA de ELFEC

- 400, 401 y 410 en la subestación Arocagua 115 kV.
- 1110 en la subestación Paracaya 115 kV.
- 100, 110, 111 y 112 en la subestación Central 115 kV.
- 700 y 701 en la subestación Rafael Urquidi 115 kV.
- 200 y 210 en la subestación Alalay 115 kV.
- 600 en la subestación Quillacollo 115 kV.
- 802 en la subestación Colcapirhua 115 kV.
- 1510 en la subestación Carrasco 230 kV.
- 1410 en la subestación Villa Tunari 230 kV.
- 1701 y 1702 en S/E Viloma.

CCA de ENDE Corani

- 1C30 en la subestación San José 1 230 kV.
- 3C10 en la subestación Miguelito 230 kV.
- 1C40 en la subestación San José 1 230 kV
- 2C30 en la subestación San José 2 230 kV

CCA de ENDE

- A137 en la subestación Misicuni 115 kV.

CCA de CRE

- 18AL20 en subestación Chané 115 kV.
- 21AL19 en subestación Plan tres Mil 115 kV.
- 19AL20 en subestación Guapilo 115 kV
- 22AL21 en subestación Brechas 115 kV.
- 14ALISA en subestación Arboleda 115 kV.

CCA de ENDE VHE

- A135 y A130 en la subestación Valle Hermoso 115 kV.

CCA de SYNERGIA

- I-KNT en la subestación Quillacollo 24.9 kV.
- KAN02 en la subestación Kanata 24.9 kV.

El CDC debe verificar con los CCA de los agentes correspondientes que se haya efectuado la apertura de los interruptores de la subárea. Asimismo, deberán verificar, que hayan quedado cerrados los interruptores que no deben ser abiertos, si estos interruptores abrieron durante la falla, deben quedar abiertos, su cierre será coordinado por el CDC durante el proceso de restitución y el cambio de taps en los transformadores y autotransformadores.

El voltaje en bornes de las unidades generadores deberá estar alrededor de 0,97 pu, para tener mayor absorción de potencia reactiva por parte de las máquinas y así controlar la tensión en las barras del sistema.

2.4. Restitución

En casos de colapso total o parcial del SIN, la restitución de la subárea Central se iniciará con el arranque negro de las centrales de Corani, Santa Isabel, Valle hermoso, Entre ríos, Misicuni, San José y Warnes. Desde el SIN mediante las subestaciones Santivañez 230 kV y Valle Hermoso 115 kV, siguiendo lo señalado en los procedimientos A, B y C de este instructivo. El CDC comunicara telefónicamente a los CCA de la subárea Central, la alternativa a seguir.

Una vez terminadas las acciones de restitución de forma aislada, el CDC estará a cargo de la sincronización entre áreas y/o subáreas, situación que será comunicada a los CCA respectivos.

2.4.1. Procedimiento A

Restitución mediante las unidades generadoras locales de Corani, Santa Isabel, Valle Hermoso, Entre Ríos, Misicuni, San José y Warnes los cuales se puede realizar de manera simultánea.

Restitución de la Central Corani:

Acción	Descripción
1	Conectar la primera unidad de la Central Corani, se energizan las líneas Corani – Arocagua y Arocagua – Cala Cala.
2	Comenzar a tomar carga en la subestación Cala-Cala en función de la generación disponible (3 a 5 MW).

Acción	Descripción
3	Sincronizar la segunda unidad de la Central Corani.

Restitución de la Central Santa Isabel:

Acción	Descripción
1	Conectar la primera unidad de la Central Santa Isabel, se energizan las líneas Santa Isabel – Sacaba, Santa Isabel – Corani y Santa Isabel – San José.
2	Cerrar la línea Arocagua - Sacaba 115 kV (14,94 km) con el interruptor A181 en el extremo Arocagua, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Central 115 kV en función de la generación disponible. (Se restablece el suministro al CDC y ENDE TRANSMISION con los alimentadores C-5 y C-B, respectivamente con 3 a 5 MW).
3	Sincronizar la segunda unidad de la Central Santa Isabel.

Restitución de la Central Valle Hermoso:

Acción	Descripción
1	Conectar la primera unidad Titan de la Central Valle Hermoso, arrancar y sincronizar la segunda unidad y dar servicio local a la central, cerrar interruptores A131, A132, A133 y A134.
2	Cerrar la línea Rafael Urquidi - Valle Hermoso 115 kV (0,3 km) con los interruptores A149, A150 y A151 en el extremo Valle Hermoso, se energiza subestaciones Rafael Urquidi y Alalay, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Alalay 115 kV en función de la generación disponible, de 3 a 5 MW.

Restitución de la Central Entre Ríos:

Acción	Descripción
1	Previa a las siguientes maniobras verificar que estén desconectados los transformadores de todas las unidades de central Termoeléctrica Entre Ríos.
2	Conectar la primera unidad de la Central Entre Ríos I, se energiza la subestación Carrasco y Entre Ríos II comenzar a restituir carga en la subestación Carrasco 230 kV. (Se da servicio local a central Carrasco y Buló Buló)
3	Sincronizar la segunda unidad en la Central Entre Ríos.
4	Cerrar la línea Carrasco - Chimoré 230 kV (75,33 km) con el interruptor Z161 en el extremo Carrasco, verificar tensiones, para luego el interruptor Z147 en el extremo Chimoré y comenzar a restituir carga en la subestación Chimoré 230 kV.
5	Cerrar la línea Carrasco - Yapacaní 230 kV (74,75 km) con el interruptor Z162 en el extremo Carrasco, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor Z6101 en el extremo Yapacaní.
6	Energizar el autotransformador Yapacaní 230/115/10,5 kV con el interruptor Z6103 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor A6111 en el lado de 115 kV y comenzar a restituir carga en la subestación Yapacaní 115 kV en función de la generación disponible.

Acción	Descripción
7	Cerrar la línea Yapacani - Bélgica 230 kV (70,78 km) con el interruptor Z6102 en el extremo Yapacani y verificar tensiones.
8	Cerrar la línea Warnes – Bélgica 2 230 kV (16,54 km) con el interruptor Z673 en el extremo Bélgica y verificar tensiones. (Se da servicio local a central Termoeléctrica Warnes, si todavía no ingreso alguna unidad en arranque en negro)
9	Arrancar las unidades de la Central Carrasco y la Central Buló Buló. Sincronizar la primera unidad en cada una de estas centrales.

Restitución de la Central Misicuni:

Acción	Descripción
1	Conectar la primera unidad de la Central Misicuni.
2	Cerrar la línea Misicuni - Colcapirhua 115 kV (13,95 km) con el interruptor A139 en el extremo Colcapirhua, se energiza subestaciones Colcapirhua y Quillacollo, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en las subestaciones Colcapirhua 115 kV y Quillacollo 115 kV.

Restitución de la Central San José:

Acción	Descripción
1	Conectar la primera unidad de la Central San José 1, se energiza línea Central San Jose – Miguelito.
2	Cerrar la línea San José - Miguelito 230 kV (3,36 km) con el interruptor Z1133 en el extremo Miguelito, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor Z143 en el extremo San José, se energiza autotransformador 230/115 kV y comenzar a restituir carga en la subestación San José 115 kV.
3	Cerrar la línea Villa Tunari - San José 230 kV (45,83 km) con el interruptor Z144 en el extremo San José, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor Z1112 en el extremo Villa Tunari, y comenzar a restituir carga en la subestación Villa Tunari 230 kV.

Restitución de la central Termoeléctrica Warnes:

Acción	Descripción
1	Previa a las siguientes maniobras verificar que estén desconectados los transformadores de todas las unidades de central Termoeléctrica Warnes.
2	Conectar la primera unidad de la Central Termoeléctrica Warnes. Se energiza la línea Bélgica - Warnes 2 230 kV (16,54 km).
3	Cerrar la línea Bélgica - Warnes 1 230 kV (16,54 km) con el interruptor Z673 en el extremo Bélgica, verificar tensiones
4	Energizar el autotransformador Bélgica 230/115/24,9 kV con el interruptor Z676 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor A671 en el lado de 115 kV.

Acción	Descripción
5	Cerrar la línea Bélgica – Valle Sanchez 115 kV con el interruptor 27AL28 en el extremo Bélgica, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor 28AL27 en el extremo Valle Sanchez y comenzar a restituir carga en la subestación Valle Sanchez 115 kV.

Una vez realizado los procesos de restitución anteriores se procede a la sincronización de las unidades generadoras locales y la energización de la red de la subárea Central.

Acción	Descripción
1	Cerrar la línea Corani - Santa Isabel 115 kV (6,39 km) con el interruptor A112 en el extremo Corani. Se sincronizan las centrales de Corani y Santa Isabel.
2	Cerrar la línea Arocagua - Valle Hermoso 2 115 kV (5,39 km) con los interruptores A141 y A142 en el extremo Valle Hermoso, verificar tensiones y cerrar el interruptor A183 en el extremo Arocagua. Se sincronizan con la central Valle Hermoso.
3	Cerrar el interruptor A180 en la subestación Arocagua y comenzar a restituir carga en la subestación Arocagua 115 kV.
4	Cerrar la línea Santa Isabel - San José 115 kV (8,93 km) con el interruptor A191 en el extremo San José y verificar tensiones. Se sincroniza con central San José.
5	Cerrar la línea Chimoré - Villa Tunari 230 kV (33,62 km) con el interruptor Z1111 en el extremo Villa Tunari, verificar tensiones y cerrar los interruptores Z146, Z149 en el extremo Chimoré. Se sincroniza con las centrales Entre Ríos, Carrasco y Buló Buló.
6	Cerrar la línea Rafael Urquidí - Colcapirhua 115 kV (15,9 km) con el interruptor 800 en el extremo Colcapirhua, verificar tensiones y cerrar el interruptor 703 en el extremo Rafael Urquidí. Se sincroniza con la central Misicuni.
7	Cerrar la línea Rafael Urquidí - Yacimientos 115 kV (5,5 km) con el interruptor 702 en el extremo Rafael Urquidí y comenzar a restituir carga en la subestación Yacimientos 115 kV en función de la generación disponible.
8	Cerrar la línea Arocagua - Valle Hermoso 1 115 kV (5,39 km) con el interruptor A152 en el extremo Valle Hermoso, verificar tensiones y cerrar el interruptor A182 en el extremo Arocagua.
9	Cerrar la línea Sacaba - Paracaya 115 kV (24,11 km) con el interruptor A173 en el extremo Sacaba, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Paracaya 115 kV.
10	Sincronizar unidades adicionales en las Centrales Corani, Santa Isabel, Entre Ríos, Valle Hermoso, Misicuni, San José, Carrasco y Buló Buló en función del balance de potencia activa y reactiva.
11	Cerrar la línea Paracaya - Qollpana 115 kV (67,69 km) con el interruptor A177 en el extremo Paracaya, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Qollpana 115 kV.
12	Arrancar y sincronizar la Central Kanata en función del balance de potencia activa y reactiva.

Acción	Descripción
13	Cerrar la línea Carrasco - Arboleda 230 kV (102 km) con el interruptor Z164 en el extremo Carrasco, verificar tensiones y cerrar el interruptor ARB2L190 en el extremo Arboleda.
14	Energizar el autotransformador Arboleda 230/115/24,9 kV con el interruptor ARB2A220 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor ARB1A180 en el lado de 115 kV y comenzar a restituir carga en la subestación Arboleda 115 kV.
15	Cerrar la línea Arboleda – Las Lomas 230 kV (10,3 km) con el interruptor Z6121 en el extremo Arboleda verificar tensiones, para luego cerrar en el extremo Las Lomas con el interruptor Z6131 y dando servicio local al complejo.
16	Cerrar la línea Bélgica - Troncos N° 1 230 kV (98,78 km) con el interruptor Z672 en el extremo Bélgica, verificar tensiones. Luego cerrar Z682 energizando autotransformador Troncos 230/115 kV. y comenzar a restituir carga en la subestación Troncos 115 kV.
17	Cerrar la línea Troncos – Misiones con el interruptor 23AL32 en el extremo Troncos, verificar tensión, para luego cerrar el interruptor 32AL23 en el extremo Misiones y comenzar a restituir carga en la subestación Misiones 115 kV.
18	Cerrar la línea Troncos – Guarayos N° 1 230 kV (141.61 km) con el interruptor Z689 en el extremo Troncos, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Guarayos 230 kV.
19	Cerrar la línea Arboleda - Montero 115 kV (48 km) con el interruptor 14AL13 en el extremo Arboleda, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor 13AL14 en el extremo Montero y comenzar a restituir carga en la subestación Montero 115 kV.
20	Cerrar la línea Montero - Mineros 115 kV (33,8 km) con el interruptor 13AL24 en el extremo Montero, verificar tensiones y cerrar el interruptor 24AL13 en el extremo Mineros.
21	Cerrar la línea Mineros - Aguai 115 kV (32 km) con el interruptor 24AL25 en el extremo Mineros, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor 25AL24 en el extremo Aguai y arrancar y sincronizar AGU01, AGU02 y UNA01. Comenzar a restituir carga en la subestación Aguai 115 kV.
22	Cerrar la línea Montero - Guabira 115 KV (6,6 km) con el interruptor 13ALG en el extremo Montero, verificar tensiones y cerrar el interruptor GAL13 en el extremo Guabira.
23	Arrancar y sincronizar la unidad GBE01 en función del balance de potencia activa y reactiva y considerando el periodo de interzafa.
24	Cerrar la línea Chané - Montero 115 kV (16,3 km) con el interruptor 13AL18 en el extremo Montero, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor 18AL13 en el extremo Chané y comenzar a restituir carga en la subestación Chané 115 kV.
25	Cerrar la línea Bélgica - Warnes 2 230 kV (16,54 km) con el interruptor Z622 en el extremo Warnes y Z675 en el extremo Bélgica, verificar tensiones
26	Energizar el autotransformador Warnes 230/115/24,9 kV con el interruptor Z623 en el lado de 230 kV y verificar tensiones.
27	Cerrar la línea Warnes - Chané 115 kV (7 km) con el interruptor 20AL18 en el extremo Warnes y comenzar a restituir carga en la subestación Chané 115 kV.

Acción	Descripción
28	Cerrar la línea Warnes - Guapilo 115 kV (7 km) con el interruptor 20AL19 en el extremo Warnes, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Guapilo 115 kV. Cerrar la línea Guapilo – Virgen de Lujan 115 kV con el interruptor 19AL34 en el extremo Guapilo, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor 34AL19 en el extremo Virgen de Lujan, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en subestación Virgen de Lujan 115 kV.
29	Cerrar la línea Guapilo - Plan Tres Mil 115 kV (13 km) con el interruptor 19AL21 en el extremo Guapilo, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Plan Tres Mil 115 kV.
30	Cerrar la línea Plan Tres Mil - Brechas 115 kV (39 km) con el interruptor 21AL22 en el extremo Plan Tres Mil, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Brechas 115 kV.
31	Cerrar la línea San José - Valle Hermoso 230 kV (59,57 km) con los interruptores Z141 y Z142 en el extremo San José, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z156 en el extremo Valle Hermoso, energizado autotransformador 230/115 kV.
32	Energizar el autotransformador Valle Hermoso 230/115/10,5 kV con el interruptor el interruptor A145 en el lado de 115 kV.
33	Sincronizar unidades adicionales en las Centrales Corani, Santa Isabel, Entre Ríos, Valle Hermoso, Misicuni, San José, Carrasco, Bulu Bulu y Warnes en función del balance de potencia activa y reactiva.
34	Cerrar la línea Valle Hermoso - Santivañez 230 kV (22,65 km) con los interruptores Z155 y Z157 en el extremo Valle Hermoso, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z121 en el extremo Santivañez.
35	Cerrar la línea Carrasco - Santivañez 230 kV (225,6 km) con el interruptor Z123 en el extremo Santivañez, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z163 en el extremo Carrasco.
36	Cerrar interruptor de barra Z124, energizar el autotransformador Santivañez 230/115/10,5 kV con el interruptor Z127 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor A1121 en el lado de 115 kV y comenzar a restituir carga en la subestación Santivañez 115 kV.
37	Cerrar la línea Miguelito - Santivañez I 230 kV (79,01 km) con el interruptor Z129 en el extremo Santivañez, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z1131 en el extremo Miguelito.
38	Cerrar la línea Arboleda - Urubó 230 kV (62 km) con el interruptor ARB2L180 en el extremo Arboleda, verificar tensiones y cerrar el interruptor 2L220 en el extremo Urubó.
39	Cerrar la línea Warnes - Urubó 230 kV (37,41 km) con el interruptor Z641 en el extremo Urubó, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z626 en el extremo Warnes
40	Energizar el autotransformador Urubo 3 230 230/115/24,9 kV cerrar el interruptor Z642 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor A641 en el lado de 115 kV.
41	Cerrar la línea Urubo – Feria Exposición 115 kV (14 km) cerrar el interruptor 17AL3 en el extremo Urubo, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor 3AL17 en el extremo Feria Exposición y comenzar a restituir carga en la subestación Feria Exposición 115 kV.

Acción	Descripción
42	Cerrar la línea Warnes – San Julian 1 230 kV (59,6 km) cerrar el interruptor Z624 en el extremo Warnes, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z6692 en el extremo San Julian.
43	Energizar el autotransformador San Julian 230/115/24,9 kV con el interruptor Z6695 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor A6691 en el lado de 115 kV.
44	Cerrar línea San Julian – Cotoca 115kV con el interruptor 29AL30 en el extremo San Julián, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor 30AL29 en el extremo Cotoca y comenzar a restituir carga en la subestación Cotoca 115 kV.
45	Cerrar la línea San Julian – Brechas 1 230 kV (59,6 km) cerrar el interruptor Z6693 en el extremo San Julian, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z631 en el extremo Brechas. Cerrar también el Z635 poniendo en servicio el reactor REBRE23001.
46	Energizar el autotransformador Brechas 230/115/10,5 kV con el interruptor Z633 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor A631 en el lado de 115 kV.
47	Cerrar la línea Warnes – San Julian 2 230 kV (59,6 km) cerrar el interruptor Z625 en el extremo Warnes, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z6691 en el extremo San Julian.
48	Cerrar la línea San Julian – Brechas 2 230 kV (59,6 km) cerrar el interruptor Z6694 en el extremo San Julian, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z632 en el extremo Brechas
49	Cerrar la línea Bélgica - Guaracachi 230 kV (34,57 km) con el interruptor Z674 en el extremo Bélgica, verificar tensiones.
50	Cerrar la línea Miguelito - Santiváñez II 230 kV (79,01 km) con el interruptor Z128 en el extremo Santiváñez, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z1132 en el extremo Miguelito.
51	Cerrar la línea Santiváñez - Pagador 230 kV (114 km) con el interruptor Z122 en el extremo Santiváñez, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z2101 en el extremo Pagador.
52	Energizar el autotransformador Pagador 230/115/24,9 kV con el interruptor Z2103 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor A2101 en el lado de 115 kV.
53	Cerrar línea Pagador – Solar Oruro 115 kV (40,92 km) con el interruptor A2102 en el extremo Pagador y el interruptor A2111 en el extremo Solar Oruro, Se da servicio local a central Fotovoltaica.
54	Cerrar la línea Guarayos – Paraíso N° 1 230 kV (230,55 km) con el interruptor Z6163 en el extremo Guarayos y Z852 en el extremo Paraíso, verificar tensiones.
55	Cerrar la línea Troncos – Guarayos 2 230 kV (141,61 km) con el interruptor Z688 en el extremo Troncos y el interruptor Z6167 en el extremo Guarayos, verificar tensiones.
56	Cerrar la línea Guarayos – Paraíso N° 2 230 kV (230,55 km) con el interruptor Z6164 en el extremo Guarayos y el interruptor Z853 en el extremo Paraíso, verificar tensiones.
57	Energizar el autotransformador Paraíso 230/115 kV con el interruptor Z854 verificar tensiones, luego cerrar el interruptor A851, verificar tensiones. Dadas las condiciones operativas se sincroniza con el área Norte.

Acción	Descripción
58	Cerrar la línea Quillacollo – Viloma - Santivañez 115 kV (34.79 km) con el interruptor 1600 en el extremo Santivañez y el interruptor 601 en el extremo Quillacollo, verificar tensiones y restituir la carga de subestación Viloma en función a la generación disponible.
59	Cerrar la línea Bélgica – Troncos 230 kV (98.78 km) con el interruptor Z678 en el extremo Bélgica y el interruptor Z683 en el extremo Troncos.
60	Cerrar la línea Central – Colcapirhua 115 kV (7 km) con el interruptor 101 en el extremo Central y el interruptor 801 en el extremo Colcapirhua, verificar tensiones.

Restitución de la carga remanente

De existir carga por restituir, el CDC verificará el balance de generación – carga activa, reactiva y voltaje e instruirá a los demás CCA su restitución.

2.4.2. Procedimiento B

Restitución a través de la subestación Santivañez 230 kV.

Acción	Descripción
1	Previa a las siguientes maniobras verificar que estén desconectados los transformadores de todas las unidades de central Termoeléctrica Warnes.
2	Previa a las siguientes maniobras verificar que estén desconectados los transformadores de todas las unidades de central Termoeléctrica Entre Ríos.
3	Cerrar la línea Valle Hermoso - Santivañez 230 kV (22,65 km) con el interruptor Z121 en el extremo Santivañez, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z155 en el extremo Valle Hermoso, se energiza Valle Hermoso – San José 230 kV.
4	Cerrar la línea San José - Valle Hermoso 230 kV (59,57 km) con el interruptor Z142 en el extremo San José, se energiza autotransformador 230/115 kV verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación San José 115 kV, de 3 a 5 MW.
5	Cerrar la línea Santa Isabel - San José 115 kV (8,93 km) con el interruptor A191 en el extremo San José y verificar tensiones. Se da servicio local a la central Santa Isabel.
6	Arrancar y sincronizar la Central Santa Isabel en función del balance de potencia activa y reactiva.
7	Cerrar la línea Arocagua - Sacaba 115 kV (14,94 km) con el interruptor A181 en el extremo Arocagua, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Central 115 kV en función de la generación disponible. (Se restablece el suministro al CDC y ENDE TRANSMISION con los alimentadores C-5 y C-B con 3 a 5 MW).
8	Energizar el autotransformador Valle Hermoso 230/115/10,5 kV con los interruptores Z156 y Z157 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor A145 en el lado de 115 kV.
9	Cerrar interruptor A151 en la subestación Valle Hermoso.

Acción	Descripción
10	Arrancar y sincronizar la Central Valle Hermoso en función del balance de potencia activa y reactiva.
11	Cerrar la línea Rafael Urquidi - Valle Hermoso 115 kV (0,3 km) con los interruptores A149 y A150 en el extremo Valle Hermoso, se energiza subestaciones Rafael Urquidi y Alalay, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Alalay 115 kV en función de la generación disponible.
12	Cerrar la línea Arocagua - Valle Hermoso 2 115 kV (5,39 km) con los interruptores A141 y A142 en el extremo Valle Hermoso, verificar tensiones y cerrar el interruptor A183 en el extremo Arocagua. Se da servicio local a la central Corani
13	Arrancar y sincronizar la Central Corani en función del balance de potencia activa y reactiva.
14	Cerrar el interruptor A180 en la subestación Arocagua y comenzar a restituir carga en las subestaciones Arocagua 115 kV y Cala Cala 115 kV.
15	Cerrar la línea Corani - Santa Isabel 115 kV (6,39 km) con el interruptor A112 en el extremo Corani. Se sincronizan las centrales de Corani y Santa Isabel
16	Cerrar la línea San José - Miguelito 230 kV (3,36 km) con el interruptor Z143 en el extremo San José, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor Z1133 en el extremo Miguelito.
17	Arrancar y sincronizar la Central San José en función del balance de potencia activa y reactiva.
18	Cerrar la línea Arocagua - Valle Hermoso 1 115 kV (5,39 km) con el interruptor A152 en el extremo Valle Hermoso, verificar tensiones y cerrar el interruptor A182 en el extremo Arocagua.
19	Cerrar la línea Rafael Urquidi - Colcapirhua 115 kV (15,9 km) con el interruptor 703 en el extremo Rafael Urquidi, verificar tensiones y cerrar el interruptor 800 en el extremo Colcapirhua.
20	Cerrar la línea Rafael Urquidi - Yacimientos 115 kV (5,5 km) con el interruptor 702 en el extremo Rafael Urquidi y comenzar a restituir carga en la subestación Yacimientos 115 kV en función de la generación disponible.
21	Cerrar la línea Misicuni - Colcapirhua 115 kV (13,95 km) con el interruptor A139 en el extremo Colcapirhua, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en las subestaciones Colcapirhua 115 kV y Quillacollo 115 kV. Se da servicio local a la central Misicuni.
22	Arrancar y sincronizar la Central Misicuni en función del balance de potencia activa y reactiva.
23	Arrancar y sincronizar la Central Kanata en función del balance de potencia activa y reactiva.
24	Cerrar la línea Sacaba - Paracaya 115 kV (24,11 km) con el interruptor A173 en el extremo Sacaba, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Paracaya 115 kV.
25	Cerrar la línea Paracaya - Qollpana 115 kV (67,69 km) con el interruptor A177 en el extremo Paracaya, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Qollpana 115 kV.

Acción	Descripción
26	Cerrar la línea Villa Tunari - San José 230 kV (45,83 km) con los interruptores Z141 y Z144 en el extremo San José, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor Z1112 en el extremo Villa Tunari, y comenzar a restituir carga en la subestación Villa Tunari 230 kV.
27	Cerrar la línea Chimoré - Villa Tunari 230 kV (33,62 km) con el interruptor Z1111 en el extremo Villa Tunari, verificar tensiones, cerrar los interruptores Z149 en el extremo Chimoré y comenzar a restituir carga en la subestación Chimoré 230 kV.
28	Cerrar la línea Carrasco - Chimoré 230 kV (75,33 km) con los interruptores Z146 y Z147 en el extremo Chimoré, verificar tensiones, para luego el interruptor Z161 en el extremo Carrasco y comenzar a restituir carga en la subestación Carrasco 230 kV.
29	Arrancar y sincronizar las Centrales Carrasco, Bulo Bulo y Entre Ríos en función del balance de potencia activa y reactiva.
30	Cerrar la línea Carrasco - Yapacani 230 kV (74 km) con el interruptor Z162 en el extremo Carrasco y Z6101 en el extremo Yapacani, verificar tensiones, se energiza subestación Yapacani.
31	Cerrar la línea Yapacani - Bélgica 1 230 kV (16,54 km) con el interruptor Z6102 en el extremo Yapacani, verificar tensiones, se energiza subestación Bélgica.
32	Cerrar la línea Bélgica - Warnes 2 230 kV (16,54 km) con el interruptor Z673 en el extremo Bélgica, se energiza subestación Warnes, verificar tensiones.
33	Arrancar y sincronizar la Central Termoeléctrica Warnes en función del balance de potencia activa y reactiva.
34	Cerrar la línea Bélgica - Warnes 1 230 kV (16,54 km) con el interruptor Z675 en el extremo Bélgica, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor Z622 en el extremo Warnes.
35	Energizar el autotransformador Bélgica 230/115/24,9 kV con el interruptor Z676 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor A671 en el lado de 115 kV.
36	Cerrar la línea Bélgica – Valle Sanchez 115 kV con el interruptor 27AL28 en el extremo Bélgica, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor 28AL27 en el extremo Valle Sanchez y comenzar a restituir carga en la subestación Valle Sanchez 115 kV.
37	Energizar el autotransformador Yapacani 230/115/24,9 kV con el interruptor Z6103 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor A6111 en el lado de 115 kV y comenzar a restituir carga en la subestación Yapacani 115 kV en función de la generación disponible.
38	Cerrar la línea Carrasco - Arboleda 230 kV (102 km) con el interruptor Z164 en el extremo Carrasco, verificar tensiones y cerrar el interruptor ARB2L190 en el extremo Arboleda.
39	Cerrar la línea Arboleda – Las Lomas 230 kV (10,3 km) con el interruptor Z6121 en el extremo Arboleda verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor Z6131 en el extremo Las Lomas y se da servicio local al complejo.
40	Energizar el autotransformador Arboleda 230/115/24,9 kV con el interruptor ARB2A220 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor ARB1A180 en el lado de 115 kV y comenzar a restituir carga en la subestación Arboleda 115 kV.

Acción	Descripción
41	Cerrar la línea Bélgica - Troncos N° 1 230 kV (98,78 km) con el interruptor Z672 en el extremo Bélgica, verificar tensiones. Luego cerrar Z682 energizando autotransformador Troncos 230/115 kV. y comenzar a restituir carga en la subestación Troncos 115 kV.
42	Cerrar línea Troncos – Misiones con el interruptor 23AL32 en el extremo Troncos, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor 32AL23 en el extremo Misiones y comenzar a restituir carga en la subestación Misiones 115 kV.
43	Cerrar la línea Troncos – Guarayos N° 1 230 kV (141.61 km) con el interruptor Z689 en el extremo Troncos, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Guarayos 230 kV.
44	Cerrar la línea Arboleda – Montero 115 kV (48 km) con el interruptor 14AL13 en el extremo Arboleda, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor 13AL14 en el extremo Montero y comenzar a restituir carga en la subestación Montero 115 kV.
45	Cerrar la línea Montero – Mineros 115 kV (33,8 km) con el interruptor 13AL24 en el extremo Montero, verificar tensiones y cerrar el interruptor 24AL13 en el extremo Mineros.
46	Cerrar la línea Mineros – Aguaí 115 kV (32 km) cerrar el interruptor 24AL25 en el extremo Mineros, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor 25AL24 en el extremo Aguaí y comenzar a restituir carga en la subestación Aguaí 115 kV.
47	Cerrar la línea Montero – Guabira 115 KV (6,6 km) con el interruptor 13ALG en el extremo Montero, verificar tensiones y cerrar el interruptor GAL13 en el extremo Guabira.
48	Arrancar y sincronizar las Centrales Guabira, Aguaí y Unagro en función del balance de potencia activa y reactiva, considerando el periodo de interzafra.
49	Cerrar la línea Chané - Montero 115 kV (16,3 km) con el interruptor 13AL18 en el extremo Montero, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor 18AL13 en el extremo Chané y comenzar a restituir carga en la subestación Chané 115 kV.
50	Energizar el autotransformador Warnes 230/115/24,9 kV con el interruptor Z623 en el lado de 230 kV y verificar tensiones.
51	Cerrar la línea Warnes - Chané 115 kV (7 km) con el interruptor 20AL18 en el extremo Warnes y comenzar a restituir carga en la subestación Chané 115 kV.
52	Cerrar la línea Warnes - Guapilo 115 kV (7 km) con el interruptor 20AL19 en el extremo Warnes, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Guapilo 115 kV. Cerrar la línea Guapilo – Virgen de Lujan 115 kV con el interruptor 19AL34 en el extremo Guapilo, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor 34AL19 en el extremo Virgen de Lujan, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en subestación Virgen de Lujan 115 kV.
53	Cerrar la línea Guapilo - Plan Tres Mil 115 kV (13 km) con el interruptor 19AL21 en el extremo Guapilo, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Plan Tres Mil 115 kV.
54	Cerrar la línea Plan Tres Mil - Brechas 115 kV (39 km) con el interruptor 21AL22 en el extremo Plan Tres Mil, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Brechas 115 kV.

Acción	Descripción
55	Cerrar la línea Carrasco - Santiváñez 230 kV (225,6 km) con el interruptor Z123 en el extremo Santiváñez, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z163 en el extremo Carrasco.
56	Cerrar interruptor de barra Z124. Energizar el autotransformador Santiváñez 230/115/10,5 kV con el interruptor Z127 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor A1121 en el lado de 115 kV y comenzar a restituir carga en la subestación Santiváñez 115 kV.
57	Cerrar la línea Miguelito - Santiváñez I 230 kV (79,01 km) con el interruptor Z129 en el extremo Santiváñez, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z1131 en el extremo Miguelito.
58	Cerrar la línea Arboleda - Urubó 230 kV (62 km) con el interruptor ARB2L180 en el extremo Arboleda, verificar tensiones y cerrar el interruptor 2L220 en el extremo Urubó.
59	Cerrar la línea Warnes - Urubó 230 kV (37,41 km) con el interruptor Z641 en el extremo Urubó, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z626 en el extremo Warnes
60	Energizar el autotransformador Urubo 3 230/115/24.9 kV con el interruptor Z642 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor A641 en el lado de 115 kV.
61	Cerrar la línea Urubo – Feria Exposición 115 kV (14 km) con el interruptor 17AL3 en el extremo Urubo, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor 3AL17 en el extremo Feria Exposición y comenzar a restituir carga en la subestación Feria Exposición 115 kV.
62	Cerrar la línea Warnes – San Julian 1 230 kV (59,6 km) con el interruptor Z624 en el extremo Warnes, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z6692 en el extremo San Julian.
63	Energizar el autotransformador San Julian 230/115/24,9 kV con el interruptor Z6695 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor A6691 en el lado de 115 kV.
64	Cerrar línea San Julian – Cotoca 115kV con el interruptor 29AL30 en el extremo San Julián, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor 30AL29 en el extremo Cotoca y comenzar a restituir carga en la subestación Cotoca 115 kV
65	Cerrar la línea Brechas - San Julian 1 230 kV (59,6 km) con el interruptor Z6693 en el extremo San Julian, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z631 en el extremo Brechas. Cerrar también el Z635 poniendo en servicio el reactor REBRE23001.
66	Energizar el autotransformador Brechas 230/115/10,5 kV con el interruptor Z633 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor A631 en el lado de 115 kV.
67	Cerrar la línea Warnes – San Julian 2 230 kV (59,6 km) con el interruptor Z625 en el extremo Warnes, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z6691 en el extremo San Julian.
68	Cerrar la línea Brechas - San Julian 2 230 kV (59,6 km) con el interruptor Z6694 en el extremo San Julian, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z632 en el extremo Brechas.
69	Cerrar la línea Bélgica - Guaracachi 230 kV (34,57 km) con el interruptor Z674 en el extremo Bélgica, verificar tensiones.

Acción	Descripción
70	Cerrar la línea Miguelito - Santiváñez II 230 kV (79,01 km) con el interruptor Z128 en el extremo Santiváñez, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z1132 en el extremo Miguelito.
71	Cerrar la línea Santiváñez - Pagador 230 kV (114 km) con el interruptor Z122 en el extremo Santiváñez, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z2101 en el extremo Pagador.
72	Energizar el autotransformador Pagador 230/115/24,9 kV con el interruptor Z2103 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor A2101 en el lado de 115 kV.
73	Energizar la línea Pagador – Solar Oruro 115 kV (40,92 KM) con el interruptor A2102 en el extremo Pagador, verificar tensión y cerrar el interruptor A2111 en el extremo Solar Oruro, se da servicio en central fotovoltaica Solar Oruro.
74	Cerrar la línea Guarayos – Paraíso N° 1 230 kV (230,55 km) con el interruptor Z6163 en el extremo Guarayos y el interruptor Z852 en el extremo Paraíso, verificar tensiones.
75	Cerrar la línea Troncos – Guarayos N° 2 230 kV (141,61 km) con el interruptor Z688 en el extremo Troncos y el interruptor Z6167 en el extremo Guarayos, verificar tensiones.
76	Cerrar la línea Guarayos – Paraíso N° 2 230 kV (230,55 km) con el interruptor Z6164 en el extremo Guarayos y el interruptor Z853 en el extremo Paraíso, verificar tensiones.
77	Energizar el autotransformador Paraíso 230/115 kV con el interruptor Z854 verificar tensiones, luego cerrar el interruptor A851, verificar tensiones. Dadas las condiciones operativas se sincroniza con el área Norte.
78	Cerrar la línea Quillacollo – Viloma - Santiváñez 115 kV (34.79 km) con el interruptor 1600 en el extremo Santiváñez, y el interruptor 601 en el extremo Quillacollo, verificar tensiones y restituir carga en subestación Viloma en función a la generación disponible.
79	Cerrar la línea Bélgica – Troncos 230 kV (98.78 km) con el interruptor Z678 en el extremo Bélgica y el interruptor Z683 en el extremo Troncos.
80	Cerrar la línea Central – Colcapirhua 115 kV (7 km) con el interruptor 101 en el extremo Central y el interruptor 801 en el extremo Colcapirhua, verificar tensiones.

Restitución de la carga remanente

De existir carga por restituir, el CDC verificará el balance de generación – carga activa y reactiva y voltaje e instruirá a los demás CCA su restitución.

2.4.3. Procedimiento C

Restitución a través de la subestación Valle Hermoso 115 kV.

Acción	Descripción
1	Previa a las siguientes maniobras verificar que estén desconectados los transformadores de todas las unidades de central Termoeléctrica Warnes.
2	Previa a las siguientes maniobras verificar que estén desconectados los transformadores de todas las unidades de central Termoeléctrica Entre Ríos.

Acción	Descripción
3	Cerrar la línea Rafael Urquidi - Valle Hermoso 115 kV (0,3 km) con los interruptores A149 y A150 en el extremo Valle Hermoso, se energiza subestaciones Rafael Urquidi y Alalay, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Alalay 115 kV en función de la generación disponible.
4	Cerrar interruptor A151 en la subestación Valle Hermoso.
5	Energizar el autotransformador Valle Hermoso 230/115/10,5 kV con los interruptores A144 y A145 en el lado de 115 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z156 en el lado de 230 kV, energiza línea Valle Hermoso – San José 230 kV.
6	Arrancar y sincronizar la Central Valle Hermoso en función del balance de potencia activa y reactiva.
7	Cerrar la línea San José - Valle Hermoso 230 kV (59,57 km) con el interruptor Z142 en el extremo San José, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación San José 115 kV, se energiza autotransformador 230/115 kV.
8	Cerrar la línea Santa Isabel - San José 115 kV (8,93 km) con el interruptor A191 en el extremo San José y verificar tensiones. Se da servicio local a la central Santa Isabel.
9	Arrancar y sincronizar la Central Santa Isabel en función del balance de potencia activa y reactiva.
10	Cerrar la línea Arocagua - Sacaba 115 kV (14,94 km) con el interruptor A181 en el extremo Arocagua, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Central 115 kV en función de la generación disponible. (Se restablece el suministro al CDC y ENDE TRANSMISION con los alimentadores C-5 y C-B con 3 a 5 MW).
11	Cerrar la línea Arocagua - Valle Hermoso 2 115 kV (5,39 km) con los interruptores A141 y A142 en el extremo Valle Hermoso, verificar tensiones, luego cerrar el interruptor A180 y cerrar el interruptor A183 en el extremo Arocagua. Se da servicio local a la central Corani.
12	Arrancar y sincronizar la Central Corani en función del balance de potencia activa y reactiva.
13	En las subestaciones Arocagua 115 kV y Cala Cala 115 kV comenzar a restituir carga en función de la generación disponible.
14	Cerrar la línea Corani - Santa Isabel 115 kV (6,39 km) con el interruptor A112 en el extremo Corani. Se sincronizan las centrales de Corani y Santa Isabel
15	Cerrar la línea San José - Miguelito 230 kV (3,36 km) con el interruptor Z143 en el extremo San José, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor Z1133 en el extremo Miguelito.
16	Arrancar y sincronizar la Central San José 1 y Central San José 2 en función del balance de potencia activa y reactiva.
17	Cerrar la línea Arocagua - Valle Hermoso 1 115 kV (5,39 km) con el interruptor A152 en el extremo Valle Hermoso, verificar tensiones y cerrar el interruptor A182 en el extremo Arocagua.
18	Cerrar la línea Rafael Urquidi - Colcapirhua 115 kV (15,9 km) con el interruptor 703 en el extremo Rafael Urquidi, verificar tensiones y cerrar el interruptor 800 en el extremo Colcapirhua,

Acción	Descripción
19	Cerrar la línea Rafael Urquidi - Yacimientos 115 kV (5,5 km) con el interruptor 702 en el extremo Rafael Urquidi y comenzar a restituir carga en la subestación Yacimientos 115 kV en función de la generación disponible.
20	Cerrar la línea Misicuni - Colcapirhua 115 kV (13,95 km) con el interruptor A139 en el extremo Colcapirhua, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en las subestaciones Colcapirhua 115 kV y Quillacollo 115 kV. Se da servicio local a la central Misicuni.
21	Arrancar y sincronizar la Central Misicuni en función del balance de potencia activa y reactiva.
22	Arrancar y sincronizar la Central Kanata en función del balance de potencia activa y reactiva.
23	Cerrar la línea Sacaba - Paracaya 115 kV (24,11 km) con el interruptor A173 en el extremo Sacaba, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Paracaya 115 kV.
24	Cerrar la línea Paracaya - Qollpana 115 kV (67,69 km) con el interruptor A177 en el extremo Paracaya, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Qollpana 115 kV.
25	Cerrar la línea Villa Tunari - San José 230 kV (45,83 km) con los interruptores Z141 y Z144 en el extremo San José, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor Z1112 en el extremo Villa Tunari, y comenzar a restituir carga en la subestación Villa Tunari 230 kV.
26	Cerrar la línea Chimoré - Villa Tunari 230 kV (33,62 km) con el interruptor Z1111 en el extremo Villa Tunari, verificar tensiones, cerrar los interruptores Z149 en el extremo Chimoré y comenzar a restituir carga en la subestación Chimoré 230 kV.
27	Cerrar la línea Carrasco - Chimoré 230 kV (75,33 km) con los interruptores Z146 y Z147 en el extremo Chimoré, verificar tensiones, para luego el interruptor Z161 en el extremo Carrasco y comenzar a restituir carga en la subestación Carrasco 230 kV.
28	Arrancar y sincronizar las Centrales Carrasco, Bulo Bulo y Entre Ríos en función del balance de potencia activa y reactiva.
29	Cerrar la línea Carrasco - Yapacani 230 kV (74 km) con el interruptor Z162 en el extremo Carrasco verificar tensiones y cerrar el interruptor Z6101 en el extremo Yapacani.
30	Cerrar la línea Yapacani - Bélgica 1 230 kV (16,54 km) con el interruptor Z6102 en el extremo Yapacani, se energiza subestación Bélgica, verificar tensiones.
31	Cerrar la línea Bélgica - Warnes 2 230 kV (16,54 km) con el interruptor Z673 en el extremo Bélgica, verificar tensiones. Se energiza subestación Warnes.
32	Arrancar y sincronizar la Central Termoeléctrica Warnes en función del balance de potencia activa y reactiva.
33	Cerrar la línea Bélgica - Warnes 1 230 kV (16,54 km) cerrar el interruptor Z675 en el extremo Bélgica, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor Z622 en el extremo Warnes.
34	Energizar el autotransformador Bélgica 230/115/24,9 kV con el interruptor Z676 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor A671 en el lado de 115 kV.

Acción	Descripción
35	Cerrar la línea Bélgica – Valle Sanchez 115 kV con el interruptor 27AL28 en el extremo Bélgica, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor 28AL27 en el extremo Valle Sanchez y comenzar a restituir carga en la subestación Valle Sanchez 115 kV en función de la generación disponible.
36	Energizar el autotransformador Yapacani 230/115/24,9 kV con el interruptor Z6103 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor A611 en el lado de 115 kV y comenzar a restituir carga en la subestación Yapacani 115 kV en función de la generación disponible.
37	Cerrar la línea Carrasco - Arboleda 230 kV (102 km) con el interruptor Z164 en el extremo Carrasco, verificar tensiones y cerrar el interruptor ARB2L190 en el extremo Arboleda.
38	Cerrar la línea Arboleda – Las Lomas 230 kV (10,3 km) con el interruptor Z6121 en el extremo Arboleda verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor Z6131 en el extremo Las Lomas y comenzar a restituir carga en la subestación Las Lomas 115 kV en función de la generación disponible.
39	Energizar el autotransformador Arboleda 230/115/24,9 kV con el interruptor ARB2A220 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor ARB1A180 en el lado de 115 kV y comenzar a restituir carga en la subestación Arboleda 115 kV.
40	Cerrar la línea Bélgica – Troncos N° 1 230 kV (98,78 km) con el interruptor Z672 en el extremo Bélgica. Luego cerrar el interruptor Z682 energizando autotransformador Troncos 230/115 kV. verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Troncos 115 kV
41	Cerrar línea Troncos – Misiones con el interruptor 23AL32 en el extremo Troncos, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor 32AL23 en el extremo Misiones y comenzar a restituir carga en la subestación Misiones 115 kV.
42	Cerrar la línea Troncos – Guarayos N° 1 230 kV (141.61 km) con el interruptor Z689 en el extremo Troncos y el interruptor Z6166 en el extremo Guarayos, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Guarayos 230 kV.
43	Cerrar la línea Arboleda - Montero 115 kV (48 km) con el interruptor 14AL13 en el extremo Arboleda, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor 13AL14 en el extremo Montero y comenzar a restituir carga en la subestación Montero 115 kV.
44	Cerrar la línea Montero - Mineros 115 kV (33,8 km) con el interruptor 13AL24 en el extremo Montero, verificar tensiones y cerrar el interruptor 24AL13 en el extremo Mineros.
45	Cerrar la línea Mineros - Aguai 115 kV (32 km) con el interruptor 24AL25 en el extremo Mineros, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor 25AL24 en el extremo Aguai.
46	Cerrar la línea Montero - Guabira 115 KV (6,6 km) con el interruptor 13ALG en el extremo Montero, verificar tensiones y cerrar el interruptor GAL13 en el extremo Guabira.
47	Arrancar y sincronizar las Centrales Guabira, Aguai y Unagro en función del balance de potencia activa y reactiva y considerando el periodo interzafra.

Acción	Descripción
48	Cerrar la línea Chané - Montero 115 kV (16,3 km) con el interruptor 13AL18 en el extremo Montero, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor 18AL13 en el extremo Chané y comenzar a restituir carga en la subestación Chané 115 kV.
49	Energizar el autotransformador Warnes 230/115/24,9 kV con el interruptor Z623 en el lado de 230 kV y verificar tensiones.
50	Cerrar la línea Warnes - Chané 115 kV (7 km) con el interruptor 20AL18 en el extremo Warnes y comenzar a restituir carga en la subestación Chané 115 kV.
51	Cerrar la línea Warnes - Guapilo 115 kV (7 km) con el interruptor 20AL19 en el extremo Warnes, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Guapilo 115 kV. Cerrar la línea Guapilo – Virgen de Lujan 115 kV con el interruptor 19AL34 en el extremo Guapilo, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor 34AL19 en el extremo Virgen de Lujan, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en subestación Virgen de Lujan 115 kV.
52	Cerrar la línea Guapilo - Plan Tres Mil 115 kV (13 km) con el interruptor 19AL21 en el extremo Guapilo, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Plan Tres Mil 115 kV.
53	Cerrar la línea Plan Tres Mil - Brechas 115 kV (39 km) con el interruptor 21AL22 en el extremo Plan Tres Mil, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Brechas 115 kV.
54	Cerrar la línea Carrasco - Santivañez 230 kV (225,6 km) cerrar el interruptor Z163 en el extremo Carrasco y con el interruptor Z123 en el extremo Santivañez, verificar tensiones.
55	Cerrar el interruptor de barra Z124. Energizar el autotransformador Santivañez 230/115/10,5 kV con el interruptor Z127 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor A1121 en el lado de 115 kV y comenzar a restituir carga en la subestación Santivañez 115 kV.
56	Cerrar la línea Miguelito - Santivañez I 230 kV (79,01 km) con el interruptor Z129 en el extremo Santivañez, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z1131 en el extremo Miguelito.
57	Cerrar la línea Valle Hermoso - Santivañez 230 kV (22,65 km) con los interruptores Z155 y Z1757 en el extremo Valle Hermoso, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z121 en el extremo Santivañez.
58	Cerrar la línea Warnes - Urubó 230 kV (37,41 km) con el interruptor Z626 en el extremo Warnes, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z641 en el extremo Urubó.
59	Energizar el autotransformador Urubo 3 230/115/24,9 kV con el interruptor Z642 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor A641 en el lado de 115 kV.
60	Cerrar la línea Urubo – Feria Exposición 115 kV (14 km) con el interruptor 17AL3 en el extremo Urubo y el interruptor 3AL17 en el extremo Feria Exposición, verificar tensiones, para luego cerrar en el extremo Feria Exposición y comenzar a restituir carga en la subestación Feria Exposición 115 kV.
61	Cerrar la línea Warnes – San Julian 1 230 kV (59,6 km) con el interruptor Z624 en el extremo Warnes, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z6692 en el extremo San Julian.

Acción	Descripción
62	Energizar el autotransformador San Julian 230/115/24,9 kV con el interruptor Z6695 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor A6691 en el lado de 115 kV.
63	Cerrar línea San Julian – Cotoca 115kV con el interruptor 29AL30 en el extremo San Julián, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor 30AL29 en el extremo Cotoca y comenzar a restituir carga en la subestación Cotoca 115kV
64	Cerrar la línea San Julian – Brechas 1 230 kV (59,6 km) con el interruptor Z6693 en el extremo San Julian, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z631 en el extremo Brechas. Cerrar también el Z635 poniendo en servicio el reactor REBRE23001.
65	Energizar el autotransformador Brechas 230/115/10,5 kV con el interruptor Z633 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor A631 en el lado de 115 kV.
66	Cerrar la línea Warnes – San Julian 2 230 kV (59,6 km) con el interruptor Z625 en el extremo Warnes, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z6691 en el extremo San Julian.
67	Cerrar la línea San Julian – Brechas 2 230 kV (59,6 km) con el interruptor Z6694 en el extremo San Julian, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z632 en el extremo Brechas
68	Cerrar la línea Bélgica - Guaracachi 230 kV (34,57 km) con el interruptor Z674 en el extremo Bélgica, verificar tensiones. Verificar condiciones para sincronizar con el área Orienta.
69	Cerrar la línea Miguelito - Santivañez II 230 kV (79,01 km) con el interruptor Z128 en el extremo Santivañez, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z1132 en el extremo Miguelito.
70	Cerrar la línea Santivañez - Pagador 230 kV (114 km) con el interruptor Z122 en el extremo Santivañez, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z2101 en el extremo Pagador.
71	Energizar el autotransformador Pagador 230/115/24,9 kV con el interruptor Z2103 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor A2101 en el lado de 115 kV.
72	Energizar la línea Pagador – Solar Oruro 115 kV (40,92 km) con el interruptor A2102 en el extremo Pagador, verificar tensión y cerrar el interruptor A2111 en el extremo Solar Oruro, se da servicio en central fotovoltaica Solar Oruro.
73	Cerrar la línea Troncos – Guarayos N° 2 230 kV (141,61 km) con el interruptor Z688 en el extremo Troncos y el interruptor Z6167 en el extremo Guarayos, verificar tensiones.
74	Cerrar la línea Guarayos – Paraíso N° 1 230 kV (230,55 km) con el interruptor Z6163 en el extremo Guarayos y el interruptor Z852 en el extremo Paraíso, verificar tensiones.
75	Energizar el autotransformador Paraíso 230/115 kV con el interruptor Z854 verificar tensiones, luego cerrar el interruptor A851, verificar tensiones. Dadas las condiciones operativas se sincroniza con el área Norte.
76	Cerrar la línea Quillacollo – Viloma - Santivañez 115 kV (34.79 km) con el interruptor 1600 en el extremo Santivañez, y el interruptor 601 en el extremo Quillacollo, verificar tensiones y restituir la carga desconectada en función a la generación disponible.
77	Cerrar la línea Central – Colcapirhua 115 kV (7 km) con el interruptor 101 en el extremo Central y el interruptor 801 en el extremo Colcapirhua, verificar tensiones.

Acción	Descripción
78	Cerrar la línea Guarayos – Paraíso N° 2 230 kV (230,55 km) con el interruptor Z6164 en el extremo Guarayos y el interruptor Z853 en el extremo Paraíso, verificar tensiones.

Restitución de la carga remanente

De existir carga por restituir, el CDC verificará el balance de generación – carga activa y reactiva y voltaje e instruirá a los demás CCA su restitución.

2.5. Sincronización con la subárea Oriental

La sincronización de la subárea Central con la subárea Oriental se puede realizar por medio de los autotransformadores Urubó 1 y 2 230/69/24,9 kV, Guaracachi 1 y 2 230/69/10,5 kV y Brechas 230/69/10,5 kV.

Para las siguientes maniobras el CDC verificara la existencia de voltaje en las subestaciones Urubó, Guaracachi, Brechas y las condiciones de sincronismo.

Sincronización mediante el autotransformador Brechas 230/69/10,5 kV.

Acción	Descripción
1	Energizar el autotransformador Brechas 230/69/10,5 kV con el interruptor Z634 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor B631 en el lado de 69 kV.
2	Energizar el autotransformador Urubó 1 230/69/24,9 kV con el interruptor 2A210 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor 6A180 en el lado de 69 kV.
3	Energizar el autotransformador Guaracachi 1 230/69/10,5 kV el interruptor Z662 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor B655 en el lado de 69 kV.
4	Energizar el autotransformador Urubó 2 230/69/24,9 kV con el interruptor Z643 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor B641 en el lado de 69 kV.
5	Energizar el autotransformador Guaracachi 2 230/69/10,5 kV con el interruptor Z661, verificar tensiones y cerrar el interruptor B656 en el lado de 69 kV.

Sincronización mediante el autotransformador Guaracachi 1 230/69/10,5 kV.

Acción	Descripción
1	Energizar el autotransformador Guaracachi 1 230/69/10,5 kV el interruptor Z662 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor B655 en el lado de 69 kV.

Acción	Descripción
2	Energizar el autotransformador Urubó 1 230/69/24,9 kV con el interruptor 2A210 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor 6A180 en el lado de 69 kV.
3	Energizar el autotransformador Guaracachi 2 230/69/10,5 kV con el interruptor Z661, verificar tensiones y cerrar el interruptor B656 en el lado de 69 kV.
4	Energizar el autotransformador Urubó 2 230/69/24,9 kV con el interruptor Z643 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor B641 en el lado de 69 kV.
5	Energizar el autotransformador Brechas 230/69/10,5 kV con el interruptor Z634 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor B631 en el lado de 69 kV.

Sincronización mediante el autotransformador Guaracachi 2 230/69/10,5 kV.

Acción	Descripción
1	Energizar el autotransformador Guaracachi 2 230/69/10,5 kV con el interruptor Z661, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor B656 en el lado de 69 kV.
2	Energizar el autotransformador Urubó 1 230/69/24,9 kV con el interruptor 2A210 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor 6A180 en el lado de 69 kV.
3	Energizar el autotransformador Guaracachi 1 230/69/10,5 kV el interruptor Z662 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor B655 en el lado de 69 kV.
4	Energizar el autotransformador Urubó 2 230/69/24,9 kV con el interruptor Z643 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor B641 en el lado de 69 kV.
5	Energizar el autotransformador Brechas 230/69/10,5 kV con el interruptor Z634 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor B631 en el lado de 69 kV.

Sincronización mediante el autotransformador Urubó 1 230/69/24,9 kV.

Acción	Descripción
1	Energizar el autotransformador Urubó 1 230/69/24,9 kV con el interruptor 2A210 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor 6A180 en el lado de 69 kV.
2	Energizar el autotransformador Guaracachi 1 230/69/10,5 kV el interruptor Z662 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor B655 en el lado de 69 kV.

Acción	Descripción
3	Energizar el autotransformador Urubó 2 230/69/24,9 kV con el interruptor Z643 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor B641 en el lado de 69 kV.
4	Energizar el autotransformador Guaracachi 2 230/69/10,5 kV con el interruptor Z661, verificar tensiones y cerrar el interruptor B656 en el lado de 69 kV.
5	Energizar el autotransformador Brechas 230/69/10,5 kV con el interruptor Z634 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor B631 en el lado de 69 kV.

Sincronización mediante el autotransformador Urubó 2 230/69/24,9 kV.

Acción	Descripción
1	Energizar el autotransformador Urubó 2 230/69/24,9 kV con el interruptor Z643 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, y sincronizar con el interruptor B641 en el lado de 69 kV.
2	Energizar el autotransformador Guaracachi 1 230/69/10,5 kV el interruptor Z662 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor B655 en el lado de 69 kV.
3	Energizar el autotransformador Urubó 1 230/69/24,9 kV con el interruptor 2A210 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor 6A180 en el lado de 69 kV.
4	Energizar el autotransformador Guaracachi 2 230/69/10,5 kV con el interruptor Z661, verificar tensiones y cerrar el interruptor B656 en el lado de 69 kV.
5	Energizar el autotransformador Brechas 230/69/10,5 kV con el interruptor Z634 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor B631 en el lado de 69 kV.

3. PROCEDIMIENTO DE RESTITUCIÓN SUBÁREA ORIENTAL

3.1. General

Cuando en la subárea Oriental se produce un colapso total o parcial, los CCA de ENDE Guaracachi, CRE, ENDE Transmisión, ISA Bolivia deben comunicar inmediatamente al CDC la situación indicando el estado y la disponibilidad de sus instalaciones.

El CDC evaluará las condiciones del sistema en el menor tiempo posible y comunicará a los CCA el alcance del colapso en el SIN y dará las instrucciones para el proceso de restitución.

En caso de fallas en el sistema de generación o transmisión en la subárea Oriental, con o sin retiro de carga, el CDC es el responsable de coordinar las tareas de restitución con los CCA respectivos, sobre la base de los procedimientos de este instructivo.

Los CCA son responsables de:

- Mantener permanentemente informado al CDC sobre el estado de sus instalaciones, las acciones tomadas y cualquier otra información relevante que esté relacionado con el proceso de restitución.
- Verificar y/o controlar los parámetros de sus instalaciones antes y después de cada maniobra (voltaje, potencia activa y reactiva, sobrecargas en líneas y transformadores, etc.).
- Cumplir las instrucciones del CDC.

3.2. Preparación de unidades generadoras

Producido un colapso de la subárea Oriental, y si existieran unidades girando, los agentes deben procurar mantener sus unidades en giro o proceder al arranque en negro, sin necesidad de autorización del CDC.

3.3. Condiciones iniciales

Una vez notificada la situación de colapso total de la subárea Oriental, de ser posible se debe proceder en forma inmediata a llevar los taps de los transformadores y autotransformadores a su posición nominal y en aplicación de la filosofía de “todo abierto” se deben abrir los interruptores del área.

Los interruptores que estén considerados en el siguiente listado deben quedar cerrados. Si algunos de estos se abrieron en la falla, los mismos se cerrarán durante el proceso de restitución en coordinación con el CDC. Los interruptores que deben quedar cerrados son:

CCA de CRE

- 5BL1, 5BL6 y 5BL15 en la subestación Villa Primero de Mayo 69 kV.
- 6BL1 y 6BL7 en la subestación Parque Industrial 69 kV.
- 7BL6, 7BL12 y 7BL17 en la subestación Nueva Jerusalén 69 kV.
- 2BL1, 2BL7 y 2BL3 en la subestación Zoológico 69 kV.
- 12BL7 en la subestación Warnes 69 kV.
- 3BL2, 3BL17, 3BL17-2 y 3BL8 en la subestación Feria Exposición 69 kV.
- 4BL3, 4BL1-1, 4BL1-2 y 4BL16 en la subestación Trompillo 69 kV.
- 16BL4 en la subestación Palmar 69 kV.
- 9BL22 y 9BL3 en la subestación Mapaiso 69 kV.
- 8BL3 en la subestación Cañoto 69 kV.
- 10BL1 y 10BL8 en la subestación Paraíso 69 kV.
- 22BL16 en la subestación Brechas 69 kV.
- 1BT1 en la subestación Guaracachi 69 kV.
- ALI_06_15 y ALI_01_14 de subestación Guaracachi.

La carga remanente por cada línea que sale de la subestación Guaracachi no debe ser mayor a 10 MW, el alimentador ALI_06_15 deberá quedar cerrado para dar suministro al CCA de CRE.

El CDC debe verificar con los CCA de los agentes correspondientes que se haya efectuado la apertura de los interruptores del área, que hayan quedado cerrados los interruptores que no deben ser abiertos, si estos interruptores abrieron durante la falla, deben quedar abiertos, su cierre será coordinado por el CDC durante el proceso de restitución y el cambio de taps en los transformadores y autotransformadores.

El voltaje en bornes de las unidades generadores deberá estar alrededor de 0,97 pu, para tener mayor absorción de potencia reactiva por parte de las máquinas y así controlar la tensión en las barras del sistema.

3.4. Restitución

En casos de colapso total o parcial del SIN, la restitución de la subárea Oriental se iniciará con el arranque negro de la central de Guaracachi. Desde el SIN mediante la línea Bélgica - Guaracachi 230 kV, siguiendo lo señalado en los procedimientos A y B de este instructivo. El CDC comunicara telefónicamente a los CCA del área Oriental, la alternativa a seguir.

Una vez terminadas las acciones de restitución de forma aislada, el CDC estará a cargo de la sincronización entre áreas y/o subáreas, situación que será comunicada a los CCA respectivos.

3.4.1. Procedimiento A

Restitución mediante la Central Guaracachi

Acción	Descripción
1	Previas a las maniobras verificar que estén desconectados los transformadores de las unidades GCH09, GCH10, GCH11 y GCH12
2	Conectar la primera unidad de la Central Guaracachi, cerrar el interruptor B652 y comenzar a restituir carga en la subestación Guaracachi 69 kV.
3	Cerrar la línea Guaracachi - Parque Industrial 69 kV (6,05 km) con el interruptor 1BL6 en el extremo Guaracachi, se energizan las líneas Parque Industrial – Nueva Jerusalén 69 kV (4,9 km), Nueva Jerusalén – Warnes 69 kV (23,92 km) y Nueva Jerusalén - Urubo I 69 kV (3,7 km). Verificar tensiones. Se da servicio local a central Santa Cruz.
4	Cerrar el interruptor 6BL5 en el extremo Parque Industrial se energizan las líneas Parque Industrial – Primero de Mayo 69 kV (6,8 km), Primero de Mayo – Pailón 69 kV (52 km) y Guaracachi - Primero de Mayo 69 kV (5,8 km). Verificar tensiones.
5	Arrancar y sincronizar las unidades de la Central Santa Cruz.
6	Comenzar a restituir carga en la subestación Parque Industrial 69 kV, Nueva Jerusalén 69 kV, Viru Viru 69 kV, Warnes 69 kV, Primero de Mayo 69 kV y Pailón 69 kV, en función de la generación disponible.
7	Sincronizar dos unidades adicionales de la Central Guaracachi.
8	Cerrar la línea Guaracachi - Paraíso 69 kV (3,27 km) con el interruptor 1BL10 en el extremo Guaracachi, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Paraíso 69 kV.
9	Sincronizar una unidad adicional de la Central Guaracachi.

Acción	Descripción
10	Cerrar la línea Guaracachi - Zoológico 69 kV (5,46 km) con el interruptor 1BL2 en el extremo Guaracachi, se energizan las líneas Zoológico – Feria Exposición 69 kV (4,3 km), Feria Exposición – Cañoto 69 kV (1,5 km) y la salida de Feria Exposición – Urubo I 69 kV (8,1 km). Verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Zoológico 69 kV.
11	Conectar los transformadores correspondientes a las unidades GCH09, GCH10, GCH11 y GCH12.
12	Sincronizar las unidades restantes de la Central Guaracachi.
13	Cerrar la línea Guaracachi - Primero de Mayo 69 kV (5,8 km) con el interruptor 1BL5 en el extremo Guaracachi y verificar tensiones. Se energiza línea Primero de Mayo – Pailón 69 kV (52 km), Línea Primero de Mayo – Parque Industrial 69 kV (6,8 km).
14	Cerrar la línea Feria Exposición - Mapaiso 69 kV (97,64 km) con el interruptor 3BL9 en el extremo Feria Exposición, se energizan la línea Mapaiso – Brechas 69 kV (29,6 km), verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Mapaiso 69 kV.
15	Cerrar la línea Guaracachi - Trompillo 1 69 kV (4,3 km) con el interruptor 1BL4-1 en el extremo Guaracachi, se energizan las líneas Trompillo – Palmar 69 kV (6,30 km) y Trompillo – Feria Exposición 69 kV (4,7 km). Verificar tensiones y comenzar a restituir carga en las subestaciones Trompillo 69 kV, Palmar 69 kV, en función de la generación disponible.
16	Cerrar la línea Nueva Jerusalén - Zoológico 69 kV (5,1 km) con el interruptor 7BL2 en el extremo Nueva Jerusalén y verificar tensiones.
17	Cerrar la línea Paraíso - Cañoto 69 kV (3,14 km) con el interruptor 8BL10 en el extremo Cañoto y verificar tensiones.
18	Cerrar la línea Feria Exposición - Trompillo en 69 kV (4,7 km) con el interruptor 3BL4 en el extremo Feria Exposición y verificar tensiones.
19	Cerrar la línea Guaracachi - Trompillo 2 69 kV (6,77 km) con el interruptor 1BL4-2 en el extremo Guaracachi, verificar tensiones, y comenzar a restituir carga en la subestación Trompillo 69 kV.
20	Cerrar la línea Urubó - Nueva Jerusalén I 69 kV (13,7 km) con el interruptor 17BL7 en el extremo Urubó y verificar tensiones.
21	Cerrar la línea Brechas - Mapaiso 69 kV (29,6 km) con el interruptor 22BL9 en el extremo Brechas y verificar tensiones.
22	Cerrar la línea Brechas - Palmar 69 kV (27,2 km) con el interruptor 16BL22 en el extremo Palmar y verificar tensiones
23	Cerrar la línea Urubó - Feria Exposición I 69 kV (8,1 km) con el interruptor 17BL3 en el extremo Urubó y verificar tensiones.
24	Cerrar la línea Urubó - Feria Exposición II 69 kV (9,3 km) con el interruptor 17BL3-2 en el extremo Urubó y verificar tensiones.
25	Cerrar la línea Urubó - Nueva Jerusalén II 69 kV (16,65 km) con el interruptor 17BL7-2 en el extremo Urubó, verificar tensiones y cerrar el interruptor 7BL17-2 en el extremo Nueva Jerusalén.

Restitución de la carga remanente

De existir carga por restituir, el CDC verificará el balance de generación – carga activa y reactiva y voltaje e instruirá a los demás CCA su restitución.

3.4.2. Procedimiento B

Restitución a través de la línea Bélgica - Guaracachi 230 kV.

Acción	Descripción
1	Previas a las maniobras verificar que estén desconectados los transformadores de las unidades GCH09, GCH10, GCH11 y GCH12
2	Cerrar la línea Bélgica - Guaracachi 230 kV (34,57 km) con el interruptor Z674 en el extremo Bélgica, verificar tensiones. Cerrar interruptor de barra B652.
3	Energizar el autotransformador Guaracachi 1 230/69/10,5 kV el interruptor Z662 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor B655 en el lado de 69 kV y comenzar a restituir carga en la subestación Guaracachi 69 kV. Se da servicio local a la central Guaracachi.
4	Arrancar y sincronizar las unidades de la Central Guaracachi.
5	Cerrar la línea Guaracachi - Parque Industrial 69 kV (6,05 km) con el interruptor 1BL6 en el extremo Guaracachi, se energizan las líneas Parque Industrial – Nueva Jerusalén 69 kV (4,9 km), Nueva Jerusalén – Warnes 69 kV (23,92 km) y Nueva Jerusalén - Urubo I 69 kV (3,7 km). Verificar tensiones. Se da servicio local a central Santa Cruz.
6	Cerrar el interruptor 6BL5 en el extremo Parque Industrial se energizan las líneas Parque Industrial – Primero de Mayo 69 kV (6,8 km), Primero de Mayo – Pailón 69 kV (52 km) y Guaracachi - Primero de Mayo 69 kV (5,8 km). Verificar tensiones.
7	Arrancar y sincronizar las unidades de la Central Santa Cruz.
8	Comenzar a restituir carga en la subestación Parque Industrial 69 kV, Nueva Jerusalén 69 kV, Viru Viru 69 kV, Warnes 69 kV, Primero de Mayo 69 kV y Pailón 69 kV, en función de la generación disponible.
9	Energizar el autotransformador Guaracachi 2 230/69/10,5 kV con el interruptor Z661, verificar tensiones y cerrar el interruptor B656 en el lado de 69 kV
10	Cerrar la línea Guaracachi - Paraíso 69 kV (3,27 km) con el interruptor 1BL10 en el extremo Guaracachi, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Paraíso 69 kV.
11	Sincronizar una unidad adicional de la Central Guaracachi.
12	Cerrar la línea Guaracachi - Zoológico 69 kV (5,46 km) con el interruptor 1BL2 en el extremo Guaracachi, se energizan las líneas Zoológico – Feria Exposición 69 kV (4,3 km), Feria Exposición – Cañoto 69 kV (1,5 km) y la salida de Feria Exposición – Urubo I 69 kV (8.1 km). Verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Zoológico 69 kV.
13	Conectar los transformadores correspondientes a las unidades GCH09, GCH10, GCH11 y GCH12.
14	Cerrar la línea Guaracachi - Primero de Mayo 69 kV (5,8 km) con el interruptor 1BL5 en el extremo Guaracachi y verificar tensiones.

Acción	Descripción
15	Cerrar la línea Feria Exposición - Mapaiso 69 kV (97,64 km) con el interruptor 3BL9 en el extremo Feria Exposición, se energizan la línea Mapaiso – Brechas 69 kV (29,6 km), verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Mapaiso 69 kV.
16	Cerrar la línea Guaracachi - Trompillo 1 69 kV (4,3 km) con el interruptor 1BL4-1 en el extremo Guaracachi, se energizan las líneas Trompillo – Palmar 69 kV (6,30 km) y Trompillo – Feria Exposición 69 kV (4,7 km). Verificar tensiones y comenzar a restituir carga en las subestaciones Trompillo 69 kV, Palmar 69 kV, en función de la generación disponible.
17	Cerrar la línea Nueva Jerusalén - Zoológico 69 kV (5,1 km) con el interruptor 7BL2 en el extremo Nueva Jerusalén y verificar tensiones.
18	Cerrar la línea Paraíso - Cañoto 69 kV (3,14 km) con el interruptor 8BL10 en el extremo Cañoto y verificar tensiones.
19	Cerrar la línea Feria Exposición - Trompillo en 69 kV (4,7 km) con el interruptor 3BL4 en el extremo Feria Exposición y verificar tensiones.
20	Cerrar la línea Guaracachi - Trompillo 2 69 kV (6,77 km) con el interruptor 1BL4-2 en el extremo Guaracachi, verificar tensiones, y comenzar a restituir carga en la subestación Trompillo 69 kV.
21	Cerrar la línea Urubó - Nueva Jerusalén I 69 kV (13,7 km) con el interruptor 17BL7 en el extremo Urubó y verificar tensiones.
22	Cerrar la línea Brechas - Mapaiso 69 kV (29,6 km) con el interruptor 22BL9 en el extremo Brechas y verificar tensiones.
23	Cerrar la línea Brechas - Palmar 69 kV (27,2 km) con el interruptor 16BL22 en el extremo Palmar y verificar tensiones
24	Cerrar la línea Urubó - Feria Exposición I 69 kV (8,1 km) con el interruptor 17BL3 en el extremo Urubó y verificar tensiones.
25	Cerrar la línea Urubó - Feria Exposición II 69 kV (9,3 km) con el interruptor 17BL3-2 en el extremo Urubó y verificar tensiones.
26	Cerrar la línea Urubó - Nueva Jerusalén II 69 kV (16,65 km) con el interruptor 17BL7-2 en el extremo Urubó, verificar tensiones y cerrar el interruptor 7BL17-2 en el extremo Nueva Jerusalén.
27	Energizar el autotransformador Urubó 1 230/69/24,9 kV con el interruptor 2A210 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor 6A180 en el lado de 69 kV y comenzar a restituir carga en la subestación Urubó 69 kV.
28	Energizar el autotransformador Urubó 2 230/69/24,9 kV con el interruptor Z643 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor B641 en el lado de 69 kV y comenzar a restituir carga en la subestación Urubó 69 kV.
29	Energizar el autotransformador Brechas 230/69/10,5 kV con el interruptor Z634 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor B631 en el lado de 69 kV

Restitución de la carga remanente

De existir carga por restituir, el CDC verificará el balance de generación – carga activa y reactiva y voltaje e instruirá a los demás CCA su restitución.

3.5. Sincronización con la subárea Central

La sincronización de la subárea Oriental con la subárea Central se puede realizar por medio de los autotransformadores Urubó 1 y 2 230/69/24,9 kV, Guaracachi 1 y 2 230/69/10,5 kV y Brechas 230/69/10,5 kV.

Para las siguientes maniobras el CDC verificara la existencia de voltaje en las subestaciones Urubó, Guaracachi, Brechas y las condiciones de sincronismo.

Sincronización mediante el autotransformador Brechas 230/69/10,5 kV.

Acción	Descripción
1	Energizar el autotransformador Brechas 230/69/10,5 kV con el interruptor Z634 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor B631 en el lado de 69 kV.
2	Energizar el autotransformador Urubó 1 230/69/24,9 kV con el interruptor 2A210 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor 6A180 en el lado de 69 kV.
3	Energizar el autotransformador Guaracachi 1 230/69/10,5 kV el interruptor Z662 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor B655 en el lado de 69 kV.
4	Energizar el autotransformador Urubó 2 230/69/24,9 kV con el interruptor Z643 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor B641 en el lado de 69 kV.
5	Energizar el autotransformador Guaracachi 2 230/69/10,5 kV con el interruptor Z661, verificar tensiones y cerrar el interruptor B656 en el lado de 69 kV.

Sincronización mediante el autotransformador Guaracachi 1 230/69/10,5 kV.

Acción	Descripción
1	Energizar el autotransformador Guaracachi 1 230/69/10,5 kV el interruptor Z662 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor B655 en el lado de 69 kV.
2	Energizar el autotransformador Urubó 1 230/69/24,9 kV con el interruptor 2A210 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor 6A180 en el lado de 69 kV.
3	Energizar el autotransformador Guaracachi 2 230/69/10,5 kV con el interruptor Z661, verificar tensiones y cerrar el interruptor B656 en el lado de 69 kV.
4	Energizar el autotransformador Urubó 2 230/69/24,9 kV con el interruptor Z643 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor B641 en el lado de 69 kV.

Acción	Descripción
5	Energizar el autotransformador Brechas 230/69/10,5 kV con el interruptor Z634 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor B631 en el lado de 69 kV.

Sincronización mediante el autotransformador Guaracachi 2 230/69/10,5 kV.

Acción	Descripción
1	Energizar el autotransformador Guaracachi 2 230/69/10,5 kV con el interruptor Z661, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor B656 en el lado de 69 kV.
2	Energizar el autotransformador Urubó 1 230/69/24,9 kV con el interruptor 2A210 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor 6A180 en el lado de 69 kV.
3	Energizar el autotransformador Guaracachi 1 230/69/10,5 kV el interruptor Z662 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor B655 en el lado de 69 kV.
4	Energizar el autotransformador Urubó 2 230/69/24,9 kV con el interruptor Z643 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor B641 en el lado de 69 kV.
5	Energizar el autotransformador Brechas 230/69/10,5 kV con el interruptor Z634 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor B631 en el lado de 69 kV.

Sincronización mediante el autotransformador Urubó 1 230/69/24,9 kV.

Acción	Descripción
1	Energizar el autotransformador Urubó 1 230/69/24,9 kV con el interruptor 2A210 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor 6A180 en el lado de 69 kV.
2	Energizar el autotransformador Guaracachi 1 230/69/10,5 kV el interruptor Z662 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor B655 en el lado de 69 kV.
3	Energizar el autotransformador Urubó 2 230/69/24,9 kV con el interruptor Z643 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor B641 en el lado de 69 kV.
4	Energizar el autotransformador Guaracachi 2 230/69/10,5 kV con el interruptor Z661, verificar tensiones y cerrar el interruptor B656 en el lado de 69 kV.
5	Energizar el autotransformador Brechas 230/69/10,5 kV con el interruptor Z634 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor B631 en el lado de 69 kV.

Sincronización mediante el autotransformador Urubó 2 230/69/24,9 kV.

Acción	Descripción
1	Energizar el autotransformador Urubó 2 230/69/24,9 kV con el interruptor Z643 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, y sincronizar con el interruptor B641 en el lado de 69 kV.
2	Energizar el autotransformador Guaracachi 1 230/69/10,5 kV el interruptor Z662 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor B655 en el lado de 69 kV.
3	Energizar el autotransformador Urubó 1 230/69/24,9 kV con el interruptor 2A210 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor 6A180 en el lado de 69 kV.
4	Energizar el autotransformador Guaracachi 2 230/69/10,5 kV con el interruptor Z661, verificar tensiones y cerrar el interruptor B656 en el lado de 69 kV.
5	Energizar el autotransformador Brechas 230/69/10,5 kV con el interruptor Z634 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor B631 en el lado de 69 kV.

4. SINCRONIZACIÓN DE ÁREAS

4.1. Sincronización con el área Norte

La sincronización del área Central-Oriental con el área Norte se puede realizar por medio de las líneas Santivañez – Palca 1 230 kV y Santivañez – Palca 2 230 kV.

Para las siguientes maniobras el CDC verificara la existencia de voltaje en la subestación Santivañez 230 kV y las condiciones de sincronismo

Sincronización mediante la línea Santivañez – Palca 1 230 kV.

Acción	Descripción
1	Cerrar línea Santivañez – Palca 1 230 kV (244 km) con el interruptor Z321 en el extremo Palca, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor Z126 en el extremo Santivañez.
2	Cerrar línea Santivañez – Palca 2 230 kV (244 km) con el interruptor Z322 en el extremo Palca, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z125 en el extremo Santivañez.

Sincronización mediante la línea Santivañez – Palca 2 230 kV

Acción	Descripción
1	Cerrar línea Santivañez – Palca 2 230 kV (244 km) con el interruptor Z322 en el extremo Palca, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor Z125 en el extremo Santivañez.

Acción	Descripción
2	Cerrar línea Santivañez – Palca 1 230 kV (244 km) con el interruptor Z321 en el extremo Palca, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z126 en el extremo Santivañez.

La sincronización del área Central-Oriental con el área Norte se puede realizar por medio del autotransformador Paraíso 230/115 kV.

Para las siguientes maniobras el CDC verificara la existencia de voltaje en la subestación Paraíso 230 kV y las condiciones de sincronismo
Sincronización mediante el autotransformador Paraíso 230/115 kV.

Acción	Descripción
1	Cerrar el autotransformador Paraíso 230/115 kV con el interruptor Z854 lado 230 kV, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor A852 lado baja 115 kV.

4.2. Sincronización con el área Sur

La sincronización del área Central-Oriental con el área Sur se puede realizar por medio de las líneas Santivañez-Sucre 230 kV, Pagador-Vinto 230 kV, Valle Hermoso-Caihuasi 115 kV y Valle Hermoso-Irpa Irpa 115 kV.

Para las siguientes maniobras el CDC verificara la existencia de voltaje en Santivañez, Irpa Irpa o Caihuasi y las condiciones de sincronismo

Sincronización mediante la línea Santivañez-Sucre 230 kV.

Acción	Descripción
1	Cerrar línea Santivañez - Sucre 230 kV (246 km) con el interruptor 2L210 en el extremo Santivañez, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor 2L180 en el extremo Sucre.
2	Cerrar línea Pagador - Vinto en 230 kV (26 km) con el interruptor Z102 en el extremo Pagador, verificar tensiones y cerrar los interruptores Z223 y Z225 en el extremo Vinto.
3	Cerrar línea Valle Hermoso - Irpa Irpa 115 kV (46,47 km) con los interruptores A147 y A148 en el extremo Valle Hermoso, verificar tensiones y cerrar el interruptor A162 en el extremo Irpa Irpa.
4	Cerrar línea Valle Hermoso - Caihuasi 115 kV (120,12 km) con los interruptores A143 y A144 en el extremo Valle Hermoso, verificar tensiones y cerrar el interruptor A263 extremo Caihuasi.

Sincronización mediante la línea Pagador -Vinto 230 kV

Acción	Descripción
1	Cerrar línea Pagador - Vinto en 230 kV (26 km) con el interruptor Z2102 en el extremo Pagador, verificar tensiones, sincronizar con el interruptor Z223 y cerrar el interruptor Z225 en el extremo Vinto.
2	Cerrar línea Santivañez - Sucre 230 kV (246 km) con el interruptor 2L210 en el extremo Santivañez, verificar tensiones y cerrar el interruptor 2L180 en el extremo Sucre.
3	Cerrar línea Valle Hermoso - Irpa Irpa 115 kV (46,47 km) con los interruptores A147 y A148 en el extremo Valle Hermoso, verificar tensiones y cerrar el interruptor A162 en el extremo Irpa Irpa.
4	Cerrar línea Valle Hermoso - Caihuasi 115 kV (120,12 km) con los interruptores A143 y A144 en el extremo Valle Hermoso, verificar tensiones y cerrar el interruptor A263 extremo Caihuasi.

Sincronización mediante la línea Valle Hermoso-Irpa Irpa 115 kV

Acción	Descripción
1	Cerrar línea Valle Hermoso - Irpa Irpa 115 kV (46,47 km) con los interruptores A147 y A148 en el extremo Valle Hermoso, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor A162 en el extremo Irpa Irpa.
2	Cerrar línea Valle Hermoso - Caihuasi 115 kV (120,12 km) con los interruptores A143 y A144 en el extremo Valle Hermoso, verificar tensiones y cerrar el interruptor A263 extremo Caihuasi.
3	Cerrar línea Pagador - Vinto en 230 kV (26 km) con el interruptor Z2102 en el extremo Pagador, verificar tensiones y cerrar los interruptores Z223 y Z225 en el extremo Vinto.
4	Cerrar línea Santivañez - Sucre 230 kV (246 km) con el interruptor 2L210 en el extremo Santivañez, verificar tensiones y cerrar el interruptor 2L180 en el extremo Sucre.

Sincronización mediante la línea Valle Hermoso-Caihuasi 115 kV

Acción	Descripción
1	Cerrar línea Valle Hermoso - Caihuasi 115 kV (120,12 km) con los interruptores A143 y A144 en el extremo Valle Hermoso, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor A263 extremo Caihuasi.
2	Cerrar línea Valle Hermoso - Irpa Irpa 115 kV (46,47 km) con los interruptores A147 y A148 en el extremo Valle Hermoso, verificar tensiones y cerrar el interruptor A162 en el extremo Irpa Irpa.
3	Cerrar línea Pagador - Vinto en 230 kV (26 km) con el interruptor Z2102 en el extremo Pagador, verificar tensiones y cerrar los interruptores Z223 y Z225 en el extremo Vinto.
4	Cerrar línea Santivañez - Sucre 230 kV (246 km) con el interruptor 2L210 en el extremo Santivañez, verificar tensiones y cerrar el interruptor 2L180 en el extremo Sucre.

5. ENERGIZACIÓN RED DE 500 kV

La energización de la red de 500 kV solo se debe realizar cuando todas las áreas estén sincronizadas.

Energización mediante la línea Santivañez – Carrasco 500 kV

Para las siguientes maniobras el CDC verificará la existencia de voltaje en las subestaciones Santivañez y Carrasco red 230 kV.

Acción	Descripción
1	Cerrar las líneas Santivañez – Santivañez II N° 1 230 kV (0.65 km) con el interruptor Z1168 en el extremo Santivañez y Z1161 en el extremo Santivañez II
2	Cerrar las líneas Santivañez – Santivañez II N° 2 230 kV (0.3 km) con el interruptor Z1169 en el extremo Santivañez y Z1162 en el extremo Santivañez II
3	Energizar el autotransformador Santivañez 1 500/230/24.9 kV con el interruptor Z1164 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor Y1172 energizando barra 2 lado de 500 kV.
4	Energizar reactor de barra 2 en S/E Santivañez en 500 kV con el interruptor Y1177, verificar tensiones
5	Energizar el autotransformador Carrasco 1 500/230/24,9 kV en el lado de 230 kV con el interruptor Z168, verificar tensiones, en el lado de 500 kV cerrar el interruptor Y1153.
6	Energizar el autotransformador Carrasco 2 500/230/24,9 kV en el lado de 230 kV con el interruptor Z167, verificar tensiones, en el lado de 500 kV cerrar el interruptor Y1156.
7	Energizar línea Santivanez II - Carrasco 500 kV (235.65 km) con el interruptor Y1176 en el extremo Santivañez II, verificar tensiones y cerrar el interruptor Y1152 en el extremo Carrasco.
8	Energizar reactor de barra 1 en S/E Carrasco en 500 kV, con los interruptores Y1151 y Y1157, verificar tensiones.
9	Energizar el autotransformador Santivañez 2 500/230/24,9 kV en el lado de 500 kV con el interruptor Y1175, verificar tensiones, para luego cerrar en el extremo de 230 kV con el interruptor Z1163
10	Cerrar interruptores Y1171 y Y1174 en el extremo Santivañez II. Cerrar interruptores Y1154 y Y1155 en el extremo carrasco

La energización de la red de 500 kV solo se debe realizar cuando todas las áreas estén sincronizadas

INSTRUCTIVO DE RESTITUCIÓN DEL ÁREA SUR

1. DESCRIPCIÓN DEL ÁREA

1.1. Fronteras

El área Sur limita con las áreas Norte y Central - Oriental, tal como se ilustra en la figura 3. Las líneas que son frontera se mencionan en la parte de definición de áreas.

AREA SUR

The diagram illustrates the electrical grid of the 'AREA SUR' region, showing a dense network of high-voltage transmission lines (500 kV, 220 kV, and 132 kV) connecting various substations and power plants. The map covers a large area, including parts of Mendoza, San Juan, San Luis, La Rioja, Catamarca, Tucumán, Salta, Jujuy, Chaco, Formosa, Corrientes, Entre Ríos, and Buenos Aires. The grid is color-coded: red lines represent 500 kV lines, blue lines represent 220 kV lines, and green lines represent 132 kV lines. Major cities and provinces are labeled, including Mendoza, San Juan, San Luis, La Rioja, Catamarca, Tucumán, Salta, Jujuy, Chaco, Formosa, Corrientes, Entre Ríos, and Buenos Aires. The map shows a complex network of lines connecting various substations, with some lines labeled with their capacity or voltage. The map is oriented with North at the top.

Esta área se divide en tres subáreas: Tarija, Sucre y Oruro. Las cuales se muestran en las figuras 3-a, 3-b y 3-c:

SUBAREA ORURO

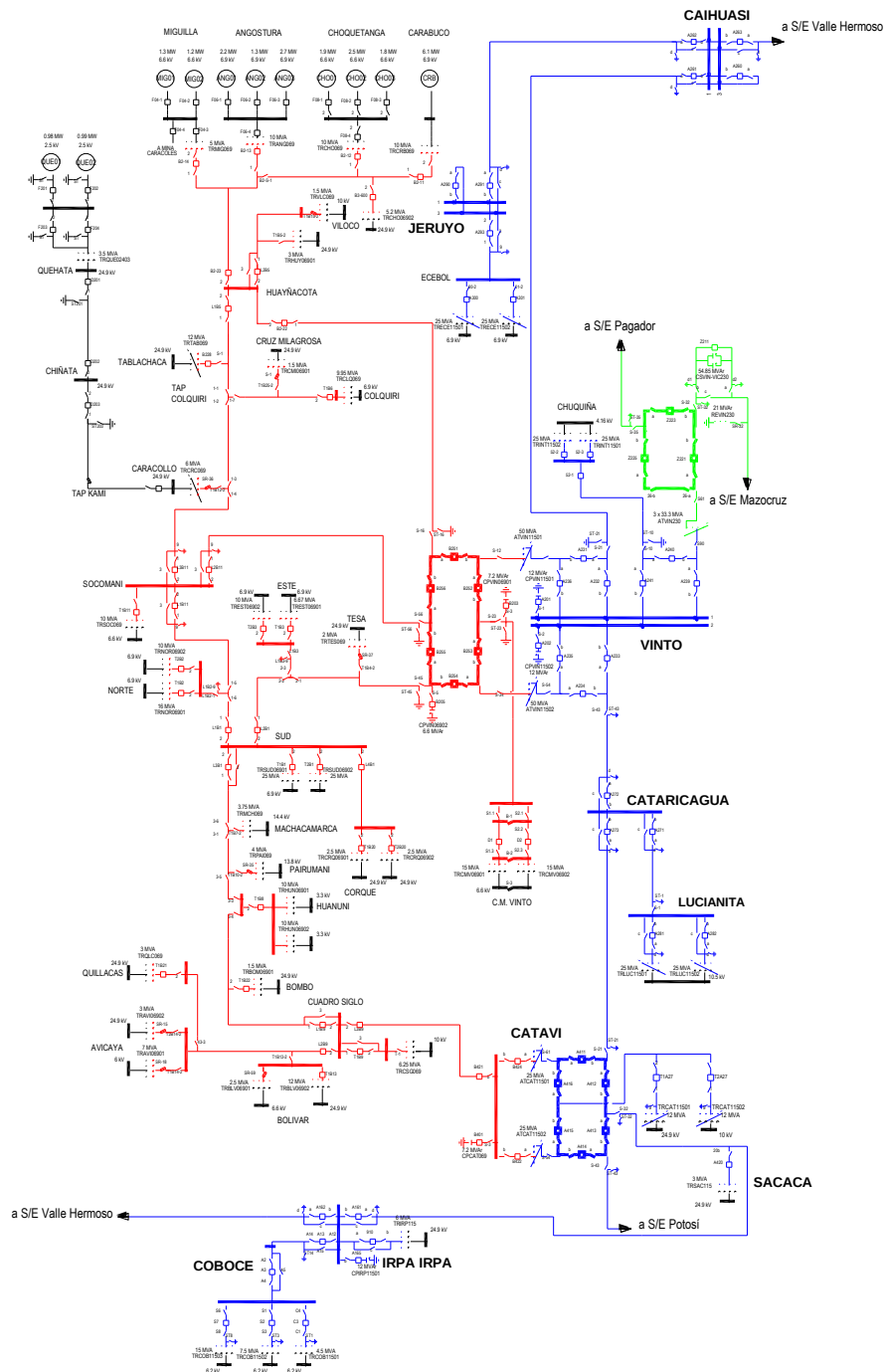


Figura 3-a. Subárea Oruro

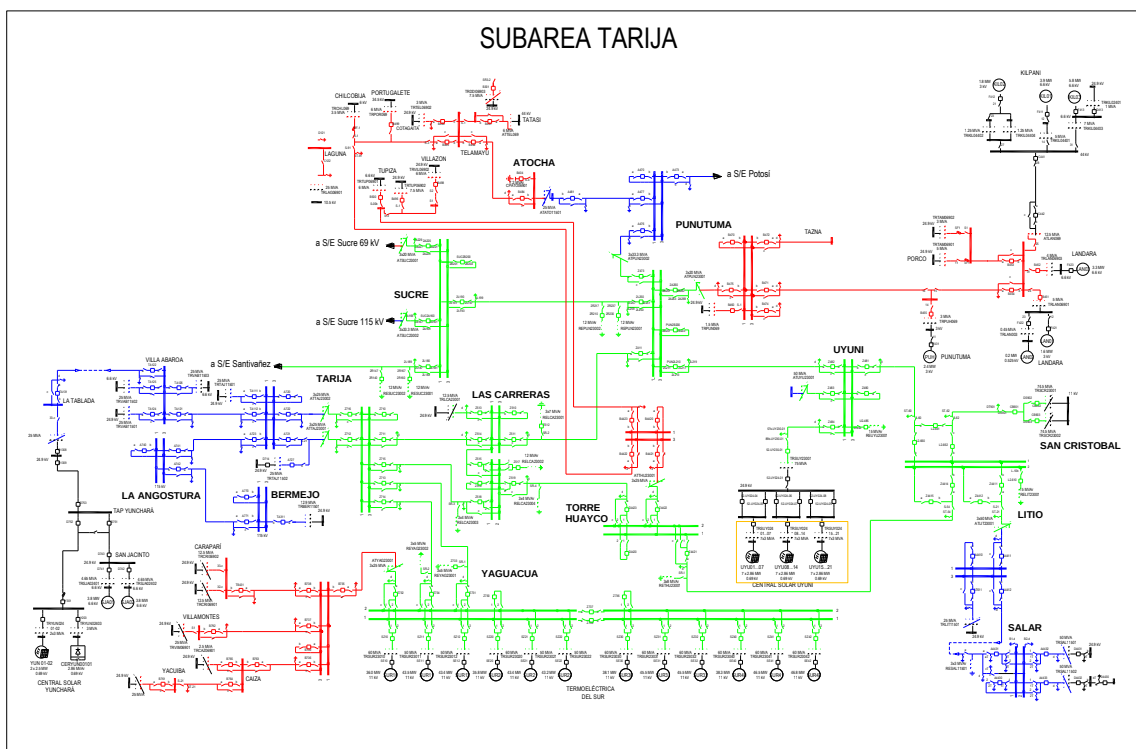


Figura 3-b. Subárea Tarija

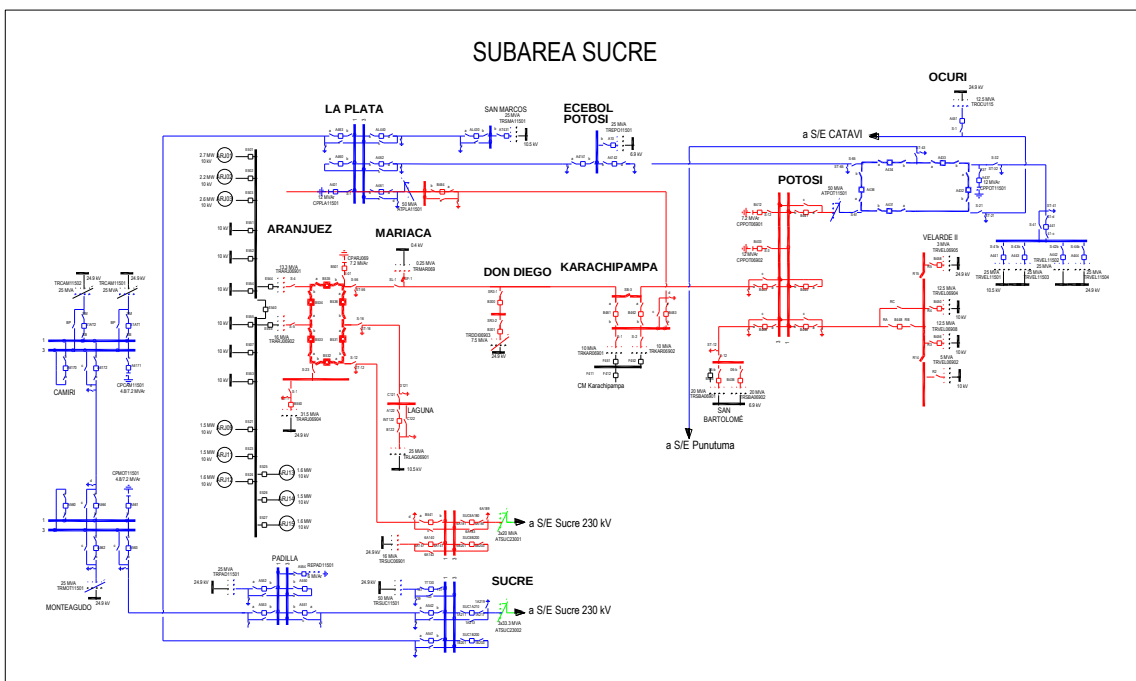


Figura 3-c. Subárea Sucre

- **Subárea Tarija:** Cuenta con el arranque en negro de Termoeléctrica del Sur, la Central San Jacinto y la Central Kilpani.
- **Subárea Sucre:** Cuenta con el arranque en negro en las unidades ARJ01, ARJ02 y ARJ03 de la Central Aranjuez.
- **Subárea Oruro:** Cuenta con el arranque en negro en las centrales: Miguillas (MIG01 y MIG02), Angostura (ANG01), Choquetanga (CHO01), Central Carabuco (CRB) y Central Quehata (QUE01 y QUE02).

1.2. Demanda

El área Sur tiene una demanda máxima aproximadamente de 392 MW, su mayoría conectada a la red de 69 kV. A continuación, se presenta la demanda de cada subárea:

- **Subárea Tarija:** 150 MW
- **Subárea Sucre:** 129 MW
- **Subárea Oruro:** 113 MW

1.3. Generación

Esta área Sur se caracteriza por tener una disponibilidad máxima de 227 MW de generación, entre plantas hidráulicas y plantas térmicas. Esta generación hace que el área no sea capaz de atender toda su demanda en caso de quedar aislada del sistema. Para la restitución del área Sur las cargas no pueden ser atendidas en su totalidad lo cual indica que se debe sincronizar con las demás áreas del SIN para suplir totalmente la demanda. La tabla 1 muestra en detalle las unidades de generación que corresponden al área

Tabla 1. Detalle Centrales de generación en el área Sur.

NOMBRE	PROPIEDAD	CÓDIGO	TIPO DE GENERACIÓN	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ARRANQUE EN NEGRO
Central Carabuco	COBEE	CRB	Hidráulica	6,13	Si
Central Quehata	SDB	QUE01	Hidráulica	0,979	Si
	SDB	QUE02	Hidráulica	0,993	Si
Central Choquetanga	COBEE	CHO01	Hidráulica	1,91	Si
	COBEE	CHO02	Hidráulica	2,45	No
	COBEE	CHO03	Hidráulica	1,84	No
Central Angostura	COBEE	ANG01	Hidráulica	2,22	Si
	COBEE	ANG02	Hidráulica	1,27	No
	COBEE	ANG03	Hidráulica	2,74	No
Central Miguillas	COBEE	MIG01	Hidráulica	1,31	Si
	COBEE	MIG02	Hidráulica	1,24	Si

NOMBRE	PROPIEDAD	CÓDIGO	TIPO DE GENERACIÓN	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ARRANQUE EN NEGRO
Central Aranjuez	ENDE GCH	ARJ01	Térmica	2,7	Si
	ENDE GCH	ARJ02	Térmica	2,24	Si
	ENDE GCH	ARJ03	Térmica	2,62	Si
	ENDE GCH	ARJ08	Térmica	18,39	No
	ENDE GCH	ARJ09	Térmica	1,49	No
	ENDE GCH	ARJ11	Térmica	1,49	No
	ENDE GCH	ARJ12	Térmica	1,6	No
	ENDE GCH	ARJ13	Térmica	1,55	No
	ENDE GCH	ARJ14	Térmica	1,51	No
	ENDE GCH	ARJ15	Térmica	1,6	No
Central Kilpani	ERESA	KIL01	Hidráulica	3,9	Si
	ERESA	KIL02	Hidráulica	1,81	No
	ERESA	KIL03	Hidráulica	5,78	No
Central Landara	ERESA	LAN01	Hidráulica	1,61	No
	ERESA	LAN03	Hidráulica	3,33	No
Central San Jacinto	ENDE GCH	SJA01	Hidráulica	3,8	Si
	ENDE GCH	SJA02	Hidráulica	3,8	Si
Central Termoeléctrica del Sur	ENDE ANDINA	SUR10	Térmica(Vapor)	122,84	No
	ENDE ANDINA	SUR11	Térmica	58,31	Si
	ENDE ANDINA	SUR12	Térmica	48,30	Si
	ENDE ANDINA	SUR20	Térmica (Vapor)	125,1	No
	ENDE ANDINA	SUR21	Térmica	62,27	No
	ENDE ANDINA	SUR22	Térmica	62,27	No
	ENDE ANDINA	SUR30	Térmica (Vapor)	129,05	No
	ENDE ANDINA	SUR31	Térmica	63,39	No
	ENDE ANDINA	SUR32	Térmica	63,3	No
	ENDE ANDINA	SUR40	Térmica (Vapor)	131,5	No
	ENDE ANDINA	SUR41	Térmica	63,46	No
	ENDE ANDINA	SUR42	Térmica	64,36	No
Central Solar Uyuni	ENDE GCH	UYU	Solar	60,06	No
Central Solar Yunchara	ENDE GCH	YUN	Solar	5	No
Central Punutuma	ERESA	PUH	Hidráulica	2,4	No

1.4. Subestaciones

A continuación, se listan las subestaciones según nivel de tensión presentes en el área Sur:

- Subestaciones 230 kV.

Tabla 2. Subestaciones 230 kV

Nomenclatura	Nombre
S/E VIN	Vinto
S/E MAZ	Mazocruz
S/E SUC	Sucre
S/E PUN	Punutuma
S/E UYU	Uyuni
S/E LCA	Las Carreras
S/E TAJ	Tarija
S/E YAG	Yaguacua
S/E LIT	Litio
S/E SCR	San Cristóbal
S/E SUY	Solar Uyuni
S/E THU	Torre Huayco

- Subestaciones 115 kV.

Tabla 3. Subestaciones 115 kV

Nomenclatura	Nombre
S/E CIH	Caihuasi
S/E JER	Jeruyo
S/E VIN	Vinto
S/E CTA	Cataricagua
S/E LUC	Lucianita
S/E CAT	Catavi
S/E PLA	La Plata
S/E OCU	Ocuri
S/E SAC	Sacaca
S/E PAD	Padilla
S/E SUC	Sucre
S/E TAJ	Tarija
S/E ATO	Atocha
S/E PUN	Punutuma

Nomenclatura	Nombre
S/E POT	Potosí
S/E IRP	Irpa Irpa
S/E COB	Coboce
S/E VEL	Velarde
S/E LIT	Litio
S/E SAL	Salar
S/E SMA	San Marcos
S/E ECB	Ecebol Potosí
S/E INT	Inti Raymi
S/E ECE	Ecebol
S/E MOT	Monteagudo
S/E CAM	Camiri
S/E VAB	Villa Abaroa
S/E LTA	La Tablada
S/E BER	Bermejo
S/E LGO	La Angostura

- Subestaciones 69 kV.

Tabla 4. Subestaciones 69 kV

Nomenclatura	Nombre
S/E ARJ	Aranjuez
S/E ATO	Atocha
S/E AVI	Avicaya
S/E BLV	Bolívar
S/E BOM	Bombo
S/E CAZ	Caiza
S/E CRC	Caracollo
S/E CAT	Catavi
S/E CHL	Chilcobija
S/E CLQ	Colquiri
S/E CMV	Complejo Metalúrgico Vinto
S/E CRQ	Corque
S/E CMI	Cruz Milagrosa
S/E CSG	Cuadro Siglo
S/E DDI	Don Diego
S/E EST	Este
S/E HUN	Huanuni

Nomenclatura	Nombre
S/E HUY	Huayñacota
S/E KAR	Karachipampa
S/E PLA	La Plata
S/E LAG	Laguna
S/E LAN	Landara
S/E MCH	Machacamarca
S/E MAR	Mariaca
S/E NOR	Norte
S/E PAI	Pairumani
S/E POR	Portugalete
S/E POT	Potosí
S/E PUN	Punutuma
S/E PUH	Punutuma Hidro
S/E QLC	Quillacas
S/E SBA	San Bartolomé
S/E SOC	Socomani
S/E SUC	Sucre
S/E SUD	Sud
S/E TAB	Tablachaca
S/E TAM	Tambo Porco
S/E TCO	Tap Colquiri
S/E TNO	Tap Norte
S/E TAZ	Tazna
S/E TEL	Telamayu
S/E TES	Tesa
S/E TUP	Tupiza
S/E VEL	Velarde II
S/E VIM	Villamontes
S/E VIL	Villazon
S/E VLC	Viloco
S/E VIN	Vinto
S/E YAG	Yaguacua
S/E YAU	Yacuiba
S/E THU	Torre Huayco
S/E CRB	Carabuco
S/E CHO	Choquetanga
S/E MIG	Miguilla
S/E CRI	Caraparí

1.5. Autotransformadores

A continuación, se listan los autotransformadores del área Sur con su respectivo tap nominal. Valor en cual deberán estar estos equipos una vez tenga ausencia de tensión.

Tabla 5. Detalle autotransformadores área Sur.

NOMBRE	PROPIEDAD	CÓDIGO	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	TAP NOMINAL
AT01 Atocha	ENDE TRASMISION	ATATO11501	120/72/10	25	25
AT01 Catavi	ENDE TRASMISION	ATCAT11501	120/72/10	25	11
AT02 Catavi	ENDE TRASMISION	ATCAT11502	120/72/10	25	11
AT01 Litio 230/115/10,5 kV	ENDE TRASMISION	ATLIT23001	230/115/10,5	150	11
AT01 La Plata 115/69/10,5 kV	ENDE TRASMISION	ATPLA11501	115/69/10,5	50	11
AT01 Potosí 115/69 kV	ENDE TRASMISION	ATPOT11501	115/69/10,5	50	11
AT01 Punutuma 230/69 kV	ISABOL	ATPUN23001	230/69/24,9	60	9
AT01 Punutuma 230/115 kV	ENDE TRASMISION	ATPUN23002	230/115/10,5	100	11
AT01 Sucre 230/69/	ISABOL	ATSUC23001	230/69/24,9	60	9
AT02 Sucre 230/115/24,9 kV	ISABOL	ATSUC23002	230/115/24,9	100	11
AT01 Tarija	ENDE TRASMISION	ATTAJ23001	230/115/10,5	75	11
AT02 Tarija	ENDE TRASMISION	ATTAJ23002	230/115/10,5	75	11
AT01 Vinto	ENDE TRASMISION	ATVIN11501	115/69/10,5	50	11
AT02 Vinto	ENDE TRASMISION	ATVIN11502	115/69/10,5	50	11
AT01 Vinto	ENDE TRASMISION	ATVIN230	230/115/10,5	100	5
AT01 Yaguacua	ENDE	ATYAG23001	230/69/10,5	75	11
AT01 Landara	ERESA	ATLAN069	69/44/10	12,5	
AT01 Uyuni 230/115/24,9 kV	ENDE TRASMISION	ATUYU23001	230/115/24,9	50	11
AT01 THU 230/69/10,5 kV	ENDE TRASMISION	ATTHU23001	230/69/10,5	75	9
AT 01 Telamayu	SEPSA	ATTEL069	69/44	13,3	

1.6. Transformadores

A continuación, se listan los transformadores del área Sur con su respectivo tap nominal. Para el proceso de restitución, los interruptores de los transformadores quedaran cerrados, excepto en el caso que se hubiesen abierto en la falla, estos serán cerrados durante las maniobras del proceso de restitución.

Tabla 6. Detalle transformadores área Sur.

NOMBRE	PROPIEDAD	CÓDIGO	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	TAP NOMINAL
TR04 Aranjuez 69/24,9 kV	CESSA	TRARJ06904	69/24,9	16	9
TR01 Avicaya 69/6 kV	ENDE DEORURO	TRAVI06901	69/6	7	0
TR02 Avicaya 69/24,9 kV	ENDE DEORURO	TRAVI06902	69/24,9	2,5	0
TR01 Bolívar 69/6,6 kV	ENDE DEORURO	TRBLV06901	69/6,6	3	0
TR02 Bolívar 69/24,9 kV	ENDE DEORURO	TRBLV06902	69/24,9	12	0
TR01 Bombo 66/26,25 kV	ENDE DEORURO	TRBOM06901	66/26,25	1,5	0
TR01 Caiza 69/26 kV	SETAR YACUIBA	TRCAZ06901	69/26	2,5	3
TR01 Caracollo 69/25 kV	ENDE DEORURO	TRCRC069	69/25	6	0
TR01 Chilcobija 69/6 kV	SEPSA	TRCHL069	69/6	3,5	0
TR01 CM Vinto 69/6,6 kV	CM VINTO	TRCMV06901	69/6,6	15	0
TR02 CM Vinto 69/6,6 kV	CM VINTO	TRCMV06902	69/6,6	15	0
TR01 Coboce 115/6,28 kV	COBOCE	TRCOB11501	115/6,28	4,5	3
TR02 Coboce 115/6,28 kV	COBOCE	TRCOB11502	115/6,28	7,5	3
TR03 Coboce 115/6,28 kV	COBOCE	TRCOB11503	115/6,2	15	0
TR01 Colquiri 69/6,9 kV	ENDE DEORURO	TRCLQ069	69/6,9	9,95	0
TR01 Corque 69/24,9 kV	ENDE DEORURO	TRCRQ06901	69/24,9	2,5	0
TR02 Corque 69/24,9 kV	ENDE DEORURO	TRCRQ06902	69/24,9	2,5	0
TR01 Cuadro Siglo 69/10 kV	ENDE DEORURO	TRCSG069	69/10	6,25	0
TR01 Don Diego 69/24,9 kV	SEPSA	TRDDI06901	69/24,9	3	0
TR02 Don Diego 65,74/24,9 kV	SEPSA	TRDDI06902	65.74/24,9	3	0
TR03 Don Diego 69/24,9 kV	SEPSA	TRDDI06903	69/24,9	7,5	0
TR01 Este 66/6,6 kV	ENDE DEORURO	TREST06901	66/6,6	6,67	0
TR02 Este 69/6,9 kV	ENDE DEORURO	TREST06902	69/6,9	10	
TR01 Huanuni 66/3,45 kV	ENDE DEORURO	TRHUN06901	66/3,45	10	0
TR02 Huanuni 66/3,45 kV	ENDE DEORURO	TRHUN06902	66/3,45	10	0
TR01 Huayñacota 69/24,9 kV	ENDE DEORURO	TRHUY06901	69/24,9	3	0
TR01 Inti Raymi 115/4,16 kV	ENDE DEORURO	TRINT11501	115/4,16	25	0
TR02 Inti Raymi 115/4,16 kV	ENDE DEORURO	TRINT11502	115/4,16	25	0

NOMBRE	PROPIEDAD	CÓDIGO	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	TAP NOMINAL
TR01 Irpa Irpa 115/25 kV	ELFEC	TRIRP115	115/25	6	3
TR01 La Plata 115/24,9 kV	SEPSA	TRPLA11501	115/24,9		
TR01 Laguna 69/10,5 kV	CESSA	TRLAG06901	69/10,5	25	9
TR01 Las Carreras 230/24,9 kV	ENDE	TRLCA23001	230/24,9	12,5	0
TR01 Lucianita 115/10,35 kV	ENDE	TRLUC11501	115/10,35	25	11
TR02 Lucianita 115/10,35 kV	ENDE	TRLUC11502	115/10,35	25	11
TR01 Machacamarca 66/13,8 kV	ENDE DEORURO	TRMCH069	66/13,8	3,75	0
TR01 Mariaca 66/0,4 kV	SEPSA	TRMAR069	66/0,4	0,25	0
TR01 Mina San Cristóbal 230/11 kV	EMSC	TRSCR23001	230/11	74,47	0
TR02 Mina San Cristóbal 230/11 kV	EMSC	TRSCR23002	230/11	74,47	0
TR01 Norte 69/6,9 kV	ENDE DEORURO	TRNOR06901	69/6,9	16	-9
TR02 Norte 69/6,9 kV	ENDE DEORURO	TRNOR06902	69/6,9	10	
TR01 Ocuri 115/24,9	SEPSA	TROCU115	115/24,9	3	0
TR01 Padilla 115/24,9 kV	CESSA	TRPAD11501	115/24,9	25	11
TR01 Pairumani 66/13,8 kV	ENDE DEORURO	TRPAI069	66/13,8	4	0
TR01 Pagador 115/69 kV	ENDE DEORURO	TRPAG11501	115/24,9		
TR01 Portugalete 69/34,5 kV	SEPSA	TRPOR06901	69/34,5	6	-9
TR01 Potosí 69/24,9 kV	SEPSA	TRPOT06901	69/24,9	7,5	0
TR01 Punutuma 69/26,25 kV	SEPSA	TRPUN069	66/26,25	1,5	0
TR01 Quillacas 69/24,9 kV	ENDE DEORURO	TRQLC069	69/24,9	3	0
TR01 Sacaca 115/24,9 kV	SEPSA	TRSAC115	115/24,9	9,65	0
TR01 San Bartolomé 69/6,9 kV	SEPSA	TRSBA06901	69/6,9	20	7
TR02 San Bartolomé 69/6,9 kV	SEPSA	TRSBA06902	69/6,9	20	7
TR01 Socomani 62,7/6,6 kV	ENDE DEORURO	TRSOC069	62,7/6,6	10	0
TR01 Sucre 69/24,9 kV	CESSA	TRSUC06901	69/24,9	31,5	9
TR01 Sucre 115/24,9 kV	CESSA	TRSUC11501	115/24,9	50	9
TR01 Sud 69/6,9 kV	CESSA	TRSUD06901	69/6,9	10	0
TR02 Sud 69/6,9 kV	ENDE DEORURO	TRSUD06902	69/6,9	10	0
TR03 Sud 69/24,9 kV	ENDE DEORURO	TRSUD06903	69/24,9	5	0
TR01 Tablachaca 69/24,9 kV	DELAPAZ	TRTAB069	69/24,9	12	9

NOMBRE	PROPIEDAD	CÓDIGO	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	TAP NOMINAL
TR01 Tambo Porco 69/25 kV	SEPSA	TRTAM06901	69/25	5	0
TR02 Tambo Porco 69/24.9 kV	SEPSA	TRTAM06902	69/24,9	2	0
TR01 Tarija 115/24,9 kV	SETAR	TRTAJ11501	115/24,9	25	11
TR02 Tarija 115/24,9 kV	SETAR	TRTAJ11502	115/24,9	25	11
TR01 Villa Abaroa 115/24.9 kV	SETAR	TRVAB11501	115/24.9 kV	25	
TR02 Villa Abaroa 115/6,6 Kv	SETAR	TRVAB11502	115/6,6 kV	25	
TR03 Villa Abaroa 115/6,6 kV	SETAR	TRVAB11503	115/6,6kV	25	
TR01 Bermejo 115/24.9 kV	SETAR	TRBER11501	115/24.9kV	10	
TR01 Tesa 69/24,9 kV	ENDE DEORURO	TRTES069	69/24,9	2	0
TR01 Tupiza 69/6,6 kV	SEPSA	TRTUP06901	69/6,6	6	0
TR02 Tupiza 69/24,9 kV	SEPSA	TRTUP06902	69/24,9	7,5	0
TR01 Velarde 115/10,5 kV	SEPSA	TRVEL11501	115/10,5	25	-11
TR02 Velarde 115/24,9 kV	SEPSA	TRVEL11502	115/24,9	25	0
TR03 Velarde 115/10,5 kV	SEPSA	TRVEL11503	115/10,5	25	-11
TR04 Velarde 115/24,9 kV	SEPSA	TRVEL11504	115/24,9	25	0
TR01 Velarde 69/10 kV	SEPSA	TRVEL06901	69/10	7,5	-3
TR02 Velarde 69/10 kV	SEPSA	TRVEL06902	69/10	5	0
TR04 Velarde 69/10 kV	SEPSA	TRVEL06904	69/10	12,5	0
TR05 Velarde 69/24,9 kV	SEPSA	TRVEL06905	66/26,25	3	0
TR08 Velarde 69/10 kV	SEPSA	TRVEL06908	69/10	12,5	0
TR01 Villamontes 69/24,9 kV	SETAR VILLAMONTES	TRVIM06901	69/24,9	25	11
TR01 Viloco 69/10 kV	ENDE DEORURO	TRVLC069	69/10	1,5	0
TR01 Yacuiba 69/24,9 kV	SETAR YACUIBA	TRYAU06901	69/24,9	25	11
TR01 Yunchará 24,9/0,69 kV	ENDE GCH	TRYUN02401	24,9/0,69	3	0
TR02 Yunchará 24,9/0,69 kV	ENDE GCH	TRYUN02402	24,9/0,69	3	0
TR03 Yunchará 24,9/0,69 kV	ENDE GCH	TRYUN02403	24,9/0,69	3	0
TR02 ECEBOL	ENDE DEORURO	TRECE11502	115/6,93	25	
TR01 ECEBOL	ENDE DEORURO	TRECE11501	115/6,93	25	
TR02 Choquetanga	DELAPAZ	TRCHO06902	69/24,9	5,2	
TR01 San Marcos	SEPSA	TRSMA11501	115/10,5	25	
TR02 Telamayu 66/25 kV	SEPSA	TRTEL06902	66/25	3	0
TR01 Villazón 69/6,9 kV	SEPSA	TRVIL06901	69/6,9	2,5	0

NOMBRE	PROPIEDAD	CÓDIGO	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	TAP NOMINAL
TR02 Villazón 69/24,9 kV	SEPSA	TRVIL06902	69/24,9	6	0
TR01 Cruz Milagrosa	ENDE DEORURO	TRCMI06901	69/6,9	2,5	
TR04 Aranjuez 69/24,9 kV	ENDE GCH	TRARJ06904	69/24,9	16	0
TR01 Catavi	ENDE DEORURO	TRCAT11501	115/24,9	12	
TR02 Catavi	ENDE DEORURO	TRCAT11502	115/10	12	
TR01 Ecebol Potosí	SEPSA	TRECP11501	115/6,9	25	
TR02 Ecebol Potosí	SEPSA	TRECP11502	115/6,9	25	
TR01 TRCRI06901	SETAR	TRCRI06901	69/24,9	12,5	
TR01 TRCRI06901	SETAR	TRCRI06901	69/24,9	12,4	

1.7. Transformadores de generación

A continuación, se listan los transformadores de generación del área Sur con su respectivo tap en la posición actual. Valor en el cual deben quedar estos equipos una vez tengan ausencia de tensión.

Tabla 7. Detalle de transformadores de generación área Sur.

NOMBRE	PROPIEDAD	CÓDIGO	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	TAP
TR01 Angostura 69/6,9 kV	COBEE	TRANG069	69/6,9	10	2
TR01 Aranjuez 66/10 kV	ENDE GCH	TRARJ06901	66/10	13,3	0
TR02 Aranjuez 69/10,5 kV	ENDE GCH	TRARJ06902	69/10,5	16	0
TR08 Aranjuez 69/10,5 kV	ENDE GCH	TRARJ06908	69/10,5	25	1
TR01 Carabuco 66/6,6 kV	COBEE	TRCRB069	66/6,6	10	2
TR01 Choquetanga 69/6,9 kV	COBEE	TRCHO069	69/6,9	10	1
TR01 Karachipampa 69/6,6 kV	ENDE GCH	TRKAR06901	69/6,6	10	1
TR02 Karachipampa 69/6,6 kV	ENDE GCH	TRKAR06902	69/6,6	10	1
TR01 Kilpani UG1 44/6,6 kV	ERESA	TRKIL04401	44/6,6	5	0
TR02 Kilpani UG2 44/3 kV	ERESA	TRKIL04402	44/3	1,25	0
TR03 Kilpani UG3 44/6,6 kV	ERESA	TRKIL04403	44/6,6	7	0
TR04 Kilpani UG2 44/3 kV	ERESA	TRKIL04404	44/3	1,25	
TR01 Landara 69/3 kV	ERESA	TRLAN06901	69/3	5	0
TR03 Landara 69/6,6 kV	ERESA	TRLAN06903	69/6,6	4	0
TR01 Miguillas 66/6,6 kV	COBEE	TRMIG069	69/6,9	5	1
TR01 Punutuma Hidro 69/3 kV	ERESA	TRPUH069	69/3	3	0
TR01 Quehata 2,5/0,4 kV	SDB	TRQUE00301	2,5/25	3,5	0
TR01 San Jacinto 24,9/6,6 kV	ENDE GCH	TRSJA02401	24,9/6,6	4,65	1

NOMBRE	PROPIEDAD	CÓDIGO	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	TAP
TR02 San Jacinto 24,9/6,6 kV	ENDE GCH	TRSJA02402	24,9/6,6	4,65	1
TR40 Termoeléctrica del Sur 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRSUR23040	230/11	50	4
TR01 Solar Uyuni	ENDE GCH	TRSUY23001	230/24,9	75	
TR41 Termoeléctrica del Sur 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRSUR23041	230/11	50	4
TR21 Termoeléctrica del Sur 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRSUR23021	230/11	50	4
TR22 Termoeléctrica del Sur 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRSUR23022	230/11	50	4
TR42 Termoeléctrica del Sur 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRSUR23042	230/11	60	4
TR20 Termoeléctrica del Sur 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRSUR23020	230/11	60	4
TR30 Termoeléctrica del Sur 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRSUR23030	230/11	60	4
TR31 Termoeléctrica del Sur 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRSUR23031	230/11	60	4
TR32 Termoeléctrica del Sur 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRSUR23032	230/11	60	4
TR10 Termoeléctrica del Sur 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRSUR23010	230/11	60	4
TR11 Termoeléctrica del Sur 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRSUR23011	230/11	60	4
TR12 Termoeléctrica del Sur 230/11 kV	ENDE ANDINA	TRSUR23012	230/11	60	4

1.8. Activos para el control de tensión

Adicional al aporte de potencia reactiva de las unidades de generación y el tap de los transformadores. El área 3 cuenta con varios recursos para el control de tensión los cuales son:

- Aranjuez 69 kV: Un condensador de barra de 7,2 MVar. Tiempo de descarga de 10 minutos.
- Atocha 69 kV: Un condensador de barra de 7,2 MVar. Tiempo de descarga de 10 minutos.
- Catavi 69 kV: Un condensador de barra de 7,2 MVar. Tiempo de descarga de 10 minutos.
- Irpa Irpa 115 kV: Un condensador de barra de 12 MVar. Tiempo de descarga de 10 minutos.
- Las Carreras 230 kV: Un reactor de línea hacia Punutuma de 21 MVar, un reactor de barra de 12 MVar, un reactor de línea hacia THU de 12 MVar y un reactor de línea hacia Tarija de 12 MVar
- Litio 230 kV: Un reactor de barra de 15 MVar.

- THU 230 kV: Un reactor de línea hacia Litio de 24 MVar.
- La Plata 115 kV: Un condensador de barra de 12 MVar. Tiempo de descarga de 10 minutos.
- Potosí 69 kV: Dos condensadores de barra de 7,2 MVar y 12 MVar cada uno. Tiempo de descarga de 10 minutos.
- Punutuma 230 kV: Dos reactores de línea hacia Sucre de 12 MVar cada uno.
- Salar 115 kV: Un reactor de línea hacia Litio de 9 MVar.
- Santivañez 230 kV: Dos reactores de línea hacia Sucre de 12 MVar cada uno.
- Vinto 230 kV: Un reactor de línea hacia Mazocruz de 21 MVar y un condensador de línea hacia Mazocruz de 54,85 MVar. Tiempo de descarga de 10 minutos.
- Vinto 69 kV: Un condensador de línea hacia C.M Vinto de 7,2 MVar y un condensador de barra de 6,6 MVar. Tiempo de descarga de 10 minutos.
- Vinto 115 kV: Dos condensadores de barra de 12 MVar. Tiempo de descarga de 10 minutos.
- Yaguacua 230 kV: Dos reactores de línea hacia Tarija (uno en cada línea) de 15 MVar cada uno.
- Uyuni 230 kV: Un reactor de barra de 15 MVar.

2. PROCEDIMIENTO DE RESTITUCIÓN SUBÁREA TARIJA

2.1. General

Cuando en la subárea Tarija se produce un colapso total o parcial, los CCA de ENDE ANDINA, ENDE GUARACACHI, ENDE TRANSMISIÓN, ENDE, ISABOL, SETAR, SETAR VILLAMONTES, SETAR YACUIBA, SETAR BERMEJO, SEPSA, SC TESA y ERESA deben comunicar inmediatamente al CDC la situación indicando el estado y la disponibilidad de sus instalaciones.

El CDC evaluará las condiciones del sistema en el menor tiempo posible y comunicará a los CCA el alcance del colapso en el SIN y dará las instrucciones para el proceso de restitución.

En caso de fallas en el sistema de generación o transmisión en la subárea Tarija, con o sin retiro de carga, el CDC es el responsable de coordinar las tareas de restitución con los CCA respectivos, sobre la base de los procedimientos de este instructivo.

Los CCA son responsables de:

- Mantener permanentemente informado al CDC sobre el estado de sus instalaciones, las acciones tomadas y cualquier otra información relevante que esté relacionado con el proceso de restitución.
- Verificar y/o controlar los parámetros de sus instalaciones antes y después de cada maniobra (voltaje. potencia activa y reactiva. sobrecargas en líneas y transformadores. etc.).
- Cumplir las instrucciones del CDC.

2.2. Preparación de unidades generadoras

Producido un colapso de la subárea Tarija, y si existieran unidades girando, los agentes deben procurar mantener sus unidades en giro o proceder al arranque en negro, sin necesidad de autorización del CDC.

2.3. Condiciones iniciales

Una vez notificada la situación de colapso total de la subárea Tarija, de ser posible se debe proceder en forma inmediata a llevar los taps de los transformadores y autotransformadores a su posición nominal y en aplicación de la filosofía de “todo abierto” se deben abrir los interruptores del área.

Los interruptores que estén considerados en el siguiente listado deben quedar cerrados. Si algunos de estos se abrieron en la falla, los mismos se cerrarán durante el proceso de restitución en coordinación con el CDC. Los interruptores que deben quedar cerrados son:

CCA de ENDE Transmisión

- Z482 y Z481 en la subestación Uyuni 230 kV.
- B484 en la subestación Atocha 69 kV.
- B494 en la subestación Telamayu 69 kV.
- D4430 en subestación Salar 24.9 kV.
- Z4420 en subestación Torre Huayco 230 kV.
- Z733, Z730 y Z737 en subestación Yaguacua 230 kV.
- Z512 en subestación Las Carreras 230 kV.
- Z515 y Z516 en subestación Las Carreras 230 kV.
- Z736 y Z738 (deben permanecer abiertos, barra 4 aislada del SIN, destinada a la exportación)

CCA de TESA SAN CRISTOBAL

- U2-485 en la subestación Uyuni 230 kV.
- L2-610 en la subestación Litio 230 kV.

CCA de SETAR TARIJA

- TA111 en la subestación Tarija 115 kV.
- TA124, TA125 y TA126 en la subestación Villa Avaroa 115 kV.

CCA de SETAR BERMEJO

- A741 en la subestación La Angostura
- A771 en la subestación Bermejo

CCA de SETAR Yacuiba

- B763 en la subestación Caiza en 69 kV.
- B761 en la subestación Yacuiba en 69 kV

CCA de ERESA

- C441 y C442 en la subestación Kilpani 44 kV.

El CDC debe verificar con los CCA de los agentes correspondientes que se haya efectuado la apertura de los interruptores del área. Asimismo, deberá verificar, que hayan quedado cerrados los interruptores que no deben ser abiertos, si estos interruptores abrieron durante la falla, deben quedar abiertos, su cierre será coordinado por el CDC durante el proceso de restitución y el cambio de taps en los transformadores y autotransformadores.

El voltaje en bornes de las unidades generadores deberá estar alrededor de 0,97 pu, para tener mayor absorción de potencia reactiva por parte de las máquinas y así controlar la tensión en las barras del sistema.

2.4. Restitución

En casos de colapso total o parcial del SIN, la restitución de la subárea Tarija se iniciará con el arranque en negro de las unidades de la central Termoeléctrica del Sur. Desde el SIN mediante la línea Santivañez - Sucre 230 kV, siguiendo lo señalado en los procedimientos A y B de este instructivo. El CDC comunicara telefónicamente a los CCA del área Tarija, la alternativa a seguir.

Una vez terminadas las acciones de restitución de forma aislada, el CDC estará a cargo de la sincronización entre áreas y/o subáreas, situación que será comunicada a los CCA respectivos.

2.4.1. Procedimiento A

Restitución mediante unidades generadoras locales de la central Termoeléctrica del Sur.

Acción	Descripción
1	Previas a las maniobras verificar que estén desconectados todos los transformadores de las unidades de Central Termoeléctrica del Sur.
2	Conectar la primera unidad de Central Termoeléctrica del Sur.
3	Energizar el autotransformador Yaguacua 230/69/10,5 kV con el interruptor Z732 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor B735 en el lado de 69 kV.
4	Cerrar línea Yaguacua - Caiza 69 kV (11,1 km) con el interruptor B736 en el extremo Yaguacua, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Caiza 69 kV en función de la generación disponible.

Acción	Descripción
5	Cerrar la línea Yaguacua - Villamontes 69 kV (50 km) con el interruptor B737 en el extremo Yaguacua y B792 en el extremo Villa Montes, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Villamontes 69 kV en función de la generación disponible.
6	Cerrar línea Caiza - Yacuiba 69 kV (23,2 km) con el interruptor B764 en el extremo Caiza, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Yacuiba 69 kV en función de la generación disponible.
7	Cerrar la línea Yaguacua-Caraparí 69 kV (30.36 km) con el interruptor B738 en el extremo Yaguacua y TB431 en el extremo Caraparí, reponer carga en función de la generación disponible.
8	Cerrar línea Tarija - Yaguacua I 230 kV (138 km) con el interruptor Z731 en el extremo Yaguacua, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z713 en el extremo Tarija.
9	Energizar el autotransformador Tarija 1 230/115/24,9 kV con el interruptor Z712 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor A721 en el lado de 115 kV.
10	Comenzar a restituir carga en la subestación Tarija 115 kV en función de la generación disponible.
11	Energizar el autotransformador Tarija 2 230/115/24,9 kV con el interruptor Z716 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor A722 en el lado de 115 kV
12	Cerrar la línea Tarija – Villa Abaroa 115 kV (6.18 km) con el interruptor TA112 en el extremo Tarija y TA121 en el extremo Villa Abaroa, energizando los transformadores TRVAB11501 115/24,9 kV, TRVAV11502 115/6.6 kV y TRVAV11503 115/6.6 kV, se energiza subestación Villa Abaroa comenzar a restituir carga en la subestación Villa Abaroa en 24,9 kV en función de la generación disponible.
13	Sincronizar una unidad adicional de central Termoeléctrica del Sur.
14	Comenzar a restituir carga en la subestación Villa Abaroa 6,6 kV en función de la generación disponible.
15	Cerrar la línea Villa Abaroa-La Tablada 115 kV (5.53 km) con el interruptor TA122 en el extremo Villa Abaroa y TA131 en el extremo La Tablada, energizando el transformador TRLTA11501 cerrar el interruptor D1308 y reponer carga en S/E La Tablada.
16	Cerrar la línea La Tablada-Tap Yunchará 24.9 kV (5.3 km) con el interruptor D1309 en el extremo La Tablada y D753 en el extremo Tap Yuncharà Cerrar línea La Tablada - San Jacinto 24,9 kV (5,9 km) con el interruptor D751 en el extremo La Tablada, verificar tensiones y cerrar el interruptor D743 en el extremo San Jacinto, se da servicio local a Central San Jacinto.
17	Sincronizar las unidades de la Central San Jacinto.
18	Cerrar línea Tarija – La Angostura 115 kV (44.19 km) con el interruptor A723 en el extremo Tarija, cerrar la línea La Angostura – Bermejo con el interruptor A742 en

Acción	Descripción
	el extremo La Angostura, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Bermejo en función de la generación disponible.
19	Cerrar línea La Tablada – Solar Yunchará 24,9 kV (62 km), con el interruptor D752 en el extremo La Tablada, verificar tensiones y cerrar el interruptor Y301 en el extremo Yunchará, se da servicio local a central Solar Yunchará. La planta solar no inyectará potencia al sistema hasta recibir confirmación del CNDC.
20	Cerrar línea Las Carreras – Tarija II 230 kV (82,9 km) con el interruptor Z715 en el extremo Tarija, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z518 en el extremo Las Carreras.
21	Cerrar el transformador Las Carreras 230/24,9 kV con el interruptor Z513, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en subestación Las Carreras en función de la generación disponible.
22	Cerrar línea Punutuma - Las Carreras 230 kV (181,13 km) con el interruptor Z511 en el extremo Las Carreras, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z411 en el extremo Punutuma.
23	Sincronizar una unidad adicional de Central Termoeléctrica del Sur.
24	Energizar el autotransformador Punutuma 1 230/69/24,9 kV con el interruptor 2A260 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, cerrar el interruptor B475 en el lado de 69 kV.
25	Cerrar línea Punutuma - Tazna 69 kV (66,7 km) con el interruptor B472 en el extremo Punutuma, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Tazna 69 kV en función de la generación disponible.
26	Cerrar línea Punutuma – Punutuma Hidro - Landara 69 kV (31,94 km) con el interruptor B471 en el extremo Punutuma, verificar tensiones y cerrar el interruptor B454 en el extremo Landara.
27	Arrancar y sincronizar Central Punutuma.
28	Arrancar y sincronizar unidades de la Central Landara.
29	Cerrar línea Landara - Tambo Porco 69 kV (33,76 km) con el interruptor B453 en el extremo Landara, verificar tensiones, para luego cerrar en el extremo Tambo Porco y comenzar a restituir carga en la subestación Tambo Porco 69 kV en función de la generación disponible.
30	Arrancar y sincronizar Unidades de la Central Kilpani.
31	Cerrar línea Punutuma - Uyuni 230 kV (92 km) con el interruptor PUN2L210 en el extremo Punutuma con el reactor REUYU23001 de subestación Uyuni cerrado, se energizan líneas Punutuma – Uyuni – Litio, verificar tensiones para luego cerrar el interruptor Z483 del autotransformador en el extremo Uyuni y comenzar a restituir carga en la subestación Uyuni 230 kV en función de la generación disponible.
32	Cerrar línea Uyuni – Litio 230 kV (75,54 km) con el interruptor L2-660 en el extremo Litio y verificar tensiones. Para el control de tensiones se recomienda tener conectado el reactor de barra al momento de energizar subestación Litio.
33	Energizar el autotransformador Litio 230/115/24,9 kV con los interruptores Z4412 y Z4411 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor A4411 en el lado de 115 kV.

Acción	Descripción
34	Cerrar línea Litio – Salar 115 kV (81.39 km) con el interruptor A4412 en el extremo Litio, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor A4431 en el extremo Salar.
35	Energizar los transformadores 1 y 2 115/24,9 en la subestación Salar con los interruptores A4432 y A4433 y cerrar los interruptores D4431 y D4432, comenzar a restituir carga en la subestación Salar 115 kV en función de la generación disponible.
36	Cerrar línea Litio -San Cristóbal 230 kV (7,92 km) con los interruptores L2-661 y L2-662 en el extremo Litio, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor CB901 en el extremo San Cristóbal. Comenzar a restituir carga en la subestación San Cristóbal 230 kV Energizando los transformadores 230/11 kV cerrando los interruptores CB902 y CB903 (solo servicios auxiliares hasta 9 MW. El remanente se restituirá una vez sincronizada con el área Central - Oriental). Tener en cuenta el balance de potencia activa y reactiva. Asimismo, MSCR coordinara los movimientos de los molinos de manera escalonada y de forma temporal por periodos de 20 minutos.
37	Sincronizar ultima unidad de Central Termoeléctrica del Sur.
38	Cerrar línea Sucre - Punutuma 230 kV (177 km) con el interruptor 2L250 en el extremo Punutuma, verificar tensiones y cerrar el interruptor 2L190 en el extremo Sucre.
39	Si se tiene tensión en subestación Santivañez 230 kV, cerrar línea Santivañez - Sucre 230 kV (246 km) con el interruptor 2L210 en el extremo Santivañez, verificar tensiones y sincronizar con el área Central – Oriental cerrando el interruptor 2L180 en el extremo Sucre.
40	Cerrar línea Tarija - Yaguacua II 230 kV (138 km) con el interruptor Z734 en el extremo Yaguacua, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z714 en el extremo Tarija.
41	Cerrar línea Las Carreras – Torre Huayco 230 kV (82 km) con el interruptor Z519 en el extremo Las Carreras, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z4423 en el extremo Torre Huayco.
42	Energizar el autotransformador Torre Huayco 230/69/10,5 kV en el lado de 230 kV, con el interruptor Z4422 verificar tensiones y cerrar el interruptor B4421 lado de 69 kV.
43	Energizar el autotransformador Punutuma 2 230/115/10,5 kV con el interruptor Z473 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor A476 en el lado de 115 kV.
44	Cerrar línea Punutuma - Atocha 115 kV (104,42 km) con el interruptor A477 en el extremo Punutuma, verificar tensiones y cerrar el interruptor A481 en el extremo Atocha, energizando autotransformador Atocha 115/72 kV y la línea en 69 kV Atocha – Telamayu. Comenzar a restituir carga en subestación Telamayu en función a la generación disponible.
45	Cerrar línea Telamayu - Portugalete - Chilcobija – Torre Huayco 69 kV (93,53 km) con el interruptor B495 en el extremo Telamayu y B4422 en el extremo Torre Huayco, verificar tensiones, comenzar a restituir carga en las subestaciones Portugalete 69 kV, Chilcobija 69 kV en función de la generación disponible.

Acción	Descripción
46	Cerrar línea Torre Huayco – Tupiza – Villazon 69 kV (82,8 km) con el interruptor B4423 en el extremo Torre Huayco, comenzar a restituir carga en las subestaciones Tupiza y Villazón en función de la generación disponible.
47	Cerrar línea Torre Huayco - Litio 230 kV (157.1 km) con el interruptor Z4421 en el extremo Torre Huayco, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z4414 Z4415 en el extremo Litio.
48	Cerrar línea Tarija – Las Carreras I 230 kV (74,24 km) con el interruptor Z514 en el extremo Las Carreras, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z711 en el extremo Tarija.
49	Cerrar línea Uyuni – Solar Uyuni 230 kV (4.6 km) con el interruptor Z484 en el extremo Uyuni, verificar tensiones y cerrar el interruptor y 52-UY230-01, se energiza transformador Solar Uyuni 230/24,9 kV, se da servicio local a central Solar Uyuni. La Planta Solar no inyectará potencia al sistema hasta recibir confirmación del CNDC.

Restitución de la carga remanente

De existir carga por restituir, el CDC verificará el balance de generación – carga activa y reactiva y voltaje e instruirá a los demás CCA su restitución.

La restitución de la generación de las centrales solares Uyuni y Yunchara será coordinada con el CDC.

2.4.2. Procedimiento B

Restitución a través de la subestación Santivañez 230 kV.

Acción	Descripción
1	Previas a las maniobras verificar que estén desconectados todos los transformadores de las unidades de Central Termoeléctrica del Sur.
2	Cerrar línea Santivañez – Sucre 230 kV (246 km) con el interruptor 2L210 en el extremo Santivañez, verificar tensiones y cerrar el interruptor 2L180 en el extremo Sucre.
3	Cerrar línea Sucre - Punutuma 230 kV (177 km) con el interruptor 2L190 en el extremo Sucre, verificar tensiones y cerrar el interruptor 2L250 en el extremo Punutuma.
4	Energizar el autotransformador Punutuma 1 230/69/24,9 kV con el interruptor 2A260 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor B475 en el lado de 69 kV y comenzar a restituir carga en la subestación Punutuma 69 kV en función de la generación disponible.
5	Cerrar línea Punutuma - Tazna 69kV (66,7 km) con el interruptor B472 en el extremo Punutuma, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Tazna 69 kV en función de la generación disponible.
6	Cerrar línea Punutuma – Punutuma Hidro - Landara 69kV (31,94 km) con el interruptor B471 en el extremo Punutuma, verificar tensiones y cerrar el interruptor B454 en el extremo Landara.
7	Arrancar y sincronizar Central Punutuma.

Acción	Descripción
8	Arrancar y sincronizar unidades de la Central Landara.
9	Cerrar línea Landara - Tambo Porco 69 kV (33,76 km) con el interruptor B453 en el extremo Landara, verificar tensiones, para luego comenzar a restituir carga en la subestación Tambo Porco 69 kV en función de la generación disponible.
10	Arrancar y sincronizar Unidades de la Central Kilpani.
11	Cerrar línea Punutuma - Las Carreras 230 kV (181,13 km) con el interruptor Z411 en el extremo Punutuma, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z511 en el extremo Las Carreras.
12	Cerrar línea Las Carreras – Tarija II 230 kV (82,9 km) con el interruptor Z518 en el extremo Las Carreras, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z715 en el extremo Tarija.
13	Cerrar el transformador Las Carreras 230/24,9 kV con el interruptor Z513, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en subestación Las Carreras en función de la generación disponible.
14	Cerrar línea Tarija - Yaguacua I 230 kV (138 km) con el interruptor Z713 en el extremo Tarija, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z731 en el extremo Yaguacua. Se da servicio local a la central Termoeléctrica del Sur.
15	Arrancar y sincronizar unidades de la central Termoeléctrica del Sur.
16	Energizar el autotransformador Yaguacua 230/69/10,5 kV con el interruptor Z732 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor B735 en el lado de 69 kV.
17	Cerrar la línea Yaguacua - Villamontes 69 kV (50 km) con el interruptor B737 en el extremo Yaguacua y B792 en el extremo Villa Montes, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Villamontes 69 kV en función de la generación disponible.
18	Cerrar línea Yaguacua - Caiza 69 kV (11,1 km) con el interruptor B736 en el extremo Yaguacua, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Caiza 69 kV en función de la generación disponible.
19	Cerrar línea Caiza - Yacuiba 69 kV (23,2 km) con el interruptor B764 en el extremo Caiza, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Yacuiba 69 kV en función de la generación disponible.
20	Cerrar la línea Yaguacua-Caraparí 69 kV (30.36 km) con el interruptor B738 en el extremo Yaguacua y TB431 en el extremo Caraparí, reponer carga en S/E Caraparí en función de la generación disponible.
21	Energizar el autotransformador Tarija 230/115/24,9 kV con el interruptor Z712 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor A721 en el lado de 115 kV, energizando el transformador Tarija 115/24.9 kV y comenzar a restituir carga en la subestación Tarija 115 kV en función de la generación disponible.
22	Energizar el autotransformador Tarija 2 230/115/24,9 kV con el interruptor Z716 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor A722 en el lado de 115 kV
23	Cerrar la línea Tarija – Villa Abaroa 115 kV (6.18 km) con el interruptor TA112 en el extremo Tarija y TA121 en el extremo Villa Abaroa, energizando el transformador TRVAB11501 115/24,9 kV, se energiza subestación Villa Abaroa y subestación la Tablada y comenzar a restituir carga en la subestación Villa Abaroa y la Tablada en 24,9 kV en función de la generación disponible.
24	Comenzar a restituir carga en la subestación Villa Abaroa 6,6 kV en función de la generación disponible.

Acción	Descripción
25	Cerrar la línea Villa Abaroa-La Tablada 115 kV (5.53 km) con el interruptor TA122 en el extremo Villa Abaroa y TA131 en el extremo La Tablada, energizando el transformador TRLTA11501 cerrar el interruptor D1308 y reponer carga en S/E La Tablada.
26	Cerrar la línea La Tablada-Tap Yunchará 24.9 kV (5.3 km) con el interruptor D1309 en el extremo La Tablada y D753 en el extremo Tap Yunchará Cerrar línea La Tablada - San Jacinto 24,9 kV (5,9 km) con el interruptor D751 en el extremo La Tablada, verificar tensiones y cerrar el interruptor D743 en el extremo San Jacinto, se da servicio local a Central San Jacinto.
27	Arrancar y sincronizar unidades de la Central San Jacinto.
28	Cerrar línea Tarija – La Angostura 115 kV (44.19 km) con el interruptor A723 en el extremo Tarija, cerrar la línea La Angostura – Bermejo con el interruptor A742 en el extremo La Angostura, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Bermejo en función de la generación disponible.
29	Cerrar línea La Tablada – Solar Yunchara 24,9 kV, con el interruptor D752 en el extremo La Tablada, verificar tensiones y cerrar el interruptor Y301 en el extremo Yunchará, se da servicio local a central Solar Yunchará. La planta solar no inyectará potencia al sistema hasta recibir confirmación del CNDc.
30	Cerrar línea Punutuma - Uyuni 230 kV (91,74 km) con el interruptor PUN2L210 en el extremo Punutuma con el reactor REUYU23001 de subestación Uyuni conectado, se energizan líneas Punutuma – Uyuni – Litio, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor Z483 correspondiente al autotransformador en el extremo Uyuni y comenzar a restituir carga en la subestación Uyuni 230 kV en función de la generación disponible.
31	Cerrar línea Uyuni – Litio 230 kV (75,54 km) con el interruptor L2-660 en el extremo Litio y verificar tensiones. Para el control de tensiones se recomienda tener conectado el reactor de barra al momento de energizar.
32	Energizar el autotransformador Litio 230/115/24,9 kV con los interruptores Z4412 y Z4411 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor A4411 en el lado de 115 kV.
33	Cerrar línea Litio – Salar 115 kV (81,39 km) con el interruptor A4412 en el extremo Litio, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor A4431 en el extremo Salar.
34	Energizar los transformadores 1 y 2 115/24,9 en la subestación Salar con los interruptores A4432 y A4433 y cerrar los interruptores D4431 y D4432, comenzar a restituir carga en la subestación Salar 115 kV en función de la generación disponible.
35	Cerrar línea Litio -San Cristóbal 230 kV (7,92 km) con los interruptores L2-661 y L2-662 en el extremo Litio, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor CB901 en el extremo San Cristóbal. Comenzar a restituir carga en la subestación San Cristóbal 230 kV Energizando los transformadores 230/11 kV cerrando los interruptores CB902 y CB903 (solo servicios auxiliares hasta 7 MW). Tener en cuenta el balance de potencia activa y reactiva.
36	Cerrar línea Tarija - Yaguacua II 230 kV (138 km) con el interruptor Z734 en el extremo Yaguacua, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z714 en el extremo Tarija.
37	Cerrar línea Las Carreras – Torre Huayco 230 kV (82 km) con el interruptor Z519 en el extremo Las Carreras, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z4423 en el extremo Torre Huayco.
38	Energizar el autotransformador Torre Huayco 230/69/10,5 kV en el lado de 230 kV, con el cierre del interruptor Z4422, verificar tensiones y cerrar el interruptor B4421 lado de 69 kV.

Acción	Descripción
39	Cerrar línea Uyuni – Solar Uyuni 230 kV con el interruptor Z484 en el extremo Uyuni y 52-UY230-01 en el extremo Solar Uyuni, se energiza transformador 230/24,9 kV, se da servicio local a central Solar Uyuni.
40	Energizar el autotransformador Punutuma 2 230/115/10,5 kV con el interruptor Z473 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor A476 en el lado de 115 kV.
41	Cerrar línea Punutuma - Atocha 115 kV (104,42 km) con el interruptor A477 en el extremo Punutuma, verificar tensiones y cerrar el interruptor A481 en el extremo Atocha, energizando autotransformador Atocha 115/72 kV y la línea en 69 kV Atocha – Telamayu y comenzar a restituir carga en subestación Telamayu en función de la generación disponible.
42	Cerrar línea Telamayu - Portugalete – Chilcobija – Torre Huayco 69 kV (98,13 km) con el interruptor B495 en el extremo Telamayu y con el interruptor B4422 en el extremo Torre Huayco, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en las subestaciones Portugalete 69 kV, Chilcobija 69 kV en función de la generación disponible.
43	Cerrar línea Torre Huayco – Tupiza – Villazón 69 kV (5.3 km) con el interruptor B4423 y comenzar a restituir carga en las subestaciones Tupiza 69 kV y Villazón 69 kV en función de la generación disponible.
44	Cerrar línea Torre Huayco - Litio 230 kV (157.1 km) con el interruptor Z4421 en el extremo Torre Huayco y con el interruptor Z4414 y Z4415, verificar tensiones y cerrar en el extremo Litio.
45	Cerrar línea Tarija – Las Carreras I 230 kV (74,24 km) con el interruptor Z514 en el extremo Las Carreras, verificar tensiones y cerrar el interruptor Z711 en el extremo Tarija.

Restitución de la carga remanente

De existir carga por restituir, el CDC verificará el balance de generación – carga activa y reactiva y voltaje e instruirá a los demás CCA su restitución.

La restitución de la generación de las centrales solares Uyuni y Yunchara será coordinada con el CDC.

2.5. Sincronización con la subárea Sucre

La sincronización de la subárea Tarija con la subárea Sucre se puede realizar por medio de la línea Potosí - Punutuma 115 kV, el autotransformador Sucre 1 230/69/24,9 kV o el autotransformador Sucre 2 230/115/24,9 kV. Se recomienda dar prioridad a la línea y en caso de presentar falla en esta, sincronizar por medio de alguno de los autotransformadores.

Para las siguientes maniobras el CDC verificara la existencia de voltaje en Sucre, Punutuma, Potosí y las condiciones de sincronismo.

Sincronización mediante la línea Potosí - Punutuma 115 kV

Acción	Descripción
1	Cerrar línea Potosí - Punutuma 115 kV (73,21 km) con los interruptores A434 y A433 en el extremo Potosí, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor A473 en el extremo Punutuma.
2	Energizar el autotransformador Sucre 1 230/69/24,9 kV con el interruptor 2A220 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor SUC6A180 en el lado de 69 kV.
3	Energizar el autotransformador Sucre 2 230/115/24.9 kV con el interruptor SUC2A160 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar con el interruptor SUC1A210 en el lado de 115 kV.

Sincronización mediante el autotransformador Sucre 1 230/69/24,9 kV

Acción	Descripción
1	Energizar el autotransformador Sucre 1 230/69/24,9 kV con el interruptor 2A220 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor SUC6A180 en el lado de 69 kV.
2	Energizar el autotransformador Sucre 2 230/115/24,9 kV con el interruptor SUC2A160 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar con el interruptor SUC1A210 en el lado de 115 kV.
3	Cerrar línea Potosí - Punutuma 115 kV (73,21 km) con los interruptores A434 y A433 en el extremo Potosí, verificar tensiones y cerrar con el interruptor A473 en el extremo Punutuma.

Sincronización mediante el autotransformador Sucre 2 230/115/24,9 kV}

Acción	Descripción
1	Energizar el autotransformador Sucre 2 230/115/24,9 kV con el interruptor SUC1A210 en el lado de 115 kV, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor SUC2A160 en el lado de 230 kV.
2	Energizar el autotransformador Sucre 1 230/69/24,9 kV con el interruptor 2A220 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor SUC6A180 en el lado de 69 kV.
3	Cerrar línea Potosí - Punutuma 115 kV (73,21 km) con los interruptores A434 y A433 en el extremo Potosí, verificar tensiones y cerrar con el interruptor A473 en el extremo Punutuma.

3. PROCEDIMIENTO DE RESTITUCIÓN SUBÁREA SUCRE

3.1. General

Cuando en la subárea Sucre se produce un colapso total o parcial, los CCA de ENDE GUARACACHI, ENDE TRANSMISION y CESSA deben comunicar inmediatamente al CDC la situación indicando el estado y la disponibilidad de sus instalaciones.

El CDC evaluará las condiciones del sistema en el menor tiempo posible y comunicará al CCA el alcance del colapso en el SIN y dará las instrucciones para el proceso de restitución.

En caso de fallas en el sistema de generación o transmisión en la subárea Sucre, con o sin retiro de carga, el CDC es el responsable de coordinar las tareas de restitución con los CCA respectivos, sobre la base de los procedimientos de este instructivo.

Los CCA son responsables de:

- Mantener permanentemente informado al CDC sobre el estado de sus instalaciones, las acciones tomadas y cualquier otra información relevante que esté relacionado con el proceso de restitución.
- Verificar y/o controlar los parámetros de sus instalaciones antes y después de cada maniobra (voltaje. potencia activa y reactiva. sobrecargas en líneas y transformadores. etc.).
- Cumplir las instrucciones del CDC.

3.2. Preparación de unidades generadoras

Producido un colapso en la subárea Sucre, y si existieran unidades girando, los agentes deben procurar mantener sus unidades en giro o proceder al arranque en negro, sin necesidad de autorización del CDC.

3.3. Condiciones iniciales

Una vez notificada la situación de colapso total en la subárea Sucre, de ser posible se debe proceder en forma inmediata a llevar los taps de los transformadores y autotransformadores a su posición nominal y en aplicación de la filosofía de “todo abierto” se deben abrir los interruptores en el área.

Los interruptores que estén considerados en el siguiente listado deben quedar cerrados. Si algunos de estos se abrieron en la falla, los mismos se cerrarán durante el proceso de restitución en coordinación con el CDC. Los interruptores que deben quedar cerrados son:

CCA de ENDE Transmisión

- B463 en la subestación Karachipampa 69 kV.
- B541 en la subestación Sucre en 69 kV.
- B533 y B534 en la subestación Aranjuez 69 kV.

CCA de ENDE

- A551 en la subestación Padilla en 115 kV.
- A563 en la subestación Monteagudo 115 kV.
- A6172 en la subestación Camiri 115 kV.

El CDC debe verificar con los CCA de los agentes correspondientes que se haya efectuado la apertura de los interruptores en el área, que hayan quedado cerrados los interruptores que no deben ser abiertos, si estos interruptores abrieron durante la falla,

deben quedar abiertos, su cierre será coordinado por el CDC durante el proceso de restitución y el cambio de taps en los transformadores y autotransformadores

El voltaje en bornes de las unidades generadores deberá estar alrededor de 0.97 pu, para tener mayor absorción de potencia reactiva por parte de las máquinas y así controlar la tensión en las barras del sistema.

3.4. Restitución

En casos de colapso total o parcial del SIN, la restitución en la subárea Sucre se iniciará con el arranque en negro de las unidades dual fuel de la central Aranjuez. Desde el SIN mediante la línea Sucre 230 kV, siguiendo lo señalado en los procedimientos A y B de este instructivo. El CDC comunicara telefónicamente a los CCA de la subárea Sucre, la alternativa a seguir.

Una vez terminadas las acciones de restitución de forma aislada, el CDC estará a cargo de la sincronización entre áreas y/o subáreas, situación que será comunicada a los CCA respectivos.

3.4.1. Procedimiento A

Restitución mediante unidades generadoras locales dual fuel de la central Aranjuez, adicionalmente seccionar alimentadores con una carga máxima de 500 a 700 kW.

Acción	Descripción
1	Conectar la primera unidad dual en la Central Aranjuez con carga de servicio local de central Aranjuez.
2	Arrancar las unidades de la Central Aranjuez conectadas a 10 kV y sincronizar una unidad adicional.
3	Cerrar interruptores E551. E552 y E554 para energizar planta Diesel. (se encuentra en reserva ante indisponibilidad de subestación Laguna)
4	Energizar los transformadores Aranjuez 1 y 2 66/10 kV con los interruptores E544 y E545 en el lado de 10 kV.
5	Cerrar el transformador Aranjuez 8 69/10 kV con el interruptor B521 en el lado de 69 kV. Se da servicio local a la unidad 8 de la central Aranjuez.
6	Arrancar y sincronizar la unidad 8 de la central Aranjuez.
8	Cerrar línea Aranjuez - Laguna 69 kV (1,52 km) con los interruptores B532 y B531 en el extremo Aranjuez, verificar tensiones, cerrar el interruptor INT122 y comenzar a restituir carga en la subestación Laguna 69 kV en función de la generación disponible.
9	En el extremo Sucre 69 kV comenzar a restituir carga en función de la generación disponible
10	Sincronizar el resto de las unidades de la central Aranjuez conectadas a 10 kV.

Acción	Descripción
11	Cerrar línea Aranjuez - Mariaca - Don Diego - Karachipampa 69 kV (90,08 km) con el interruptor B535 en el extremo Aranjuez, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor B461 en el extremo Karachipampa, se energiza línea Karachipampa – La Plata 69 kV y comenzar a restituir carga en las subestaciones Mariaca 69 kV y Don Diego 69 kV en función de la generación disponible.
12	Cerrar el transformador Aranjuez 4 69/24 kV con el interruptor B550 en el lado de 24 kV y comenzar a restituir carga en la subestación Aranjuez 24 kV.
13	Energizar el autotransformador La Plata 115/69/10,5 kV, con el interruptor B464 en el lado de 69 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor A461 en el lado de 115 kV.
14	Cerrar línea La Plata – San Marcos 115 kV (8,96 km) con el interruptor AL440 en el extremo La Plata, verificar tensiones y cerrar el interruptor AL430 en el extremo San Marcos, comenzar a restituir carga en la subestación San Marcos en función de la generación disponible.
15	En caso de disponer de tensión en subestación Sucre 230 kV, sincronizar el área Tarija al área Sucre con la conexión del autotransformador ATSUC23001 cerrar el interruptor 2ª220 lado alta y luego cerrar el SUC6A180 lado baja sincronizando.
16	Cerrar línea Sucre - La Plata 115 kV (88,22 km) con el interruptor A463 en el extremo La Plata, verificar tensiones y cerrar el interruptor A541 en el extremo Sucre, verificar tensiones, y comenzar a restituir la carga en la subestación Sucre 115 kV en función de la generación disponible.
17	Cerrar línea Sucre - Padilla 115 kV (120,61 km) con el interruptor A542 en el extremo Sucre, verificar tensiones y cerrar interruptor A552 en subestación Padilla 115 kV y comenzar a restituir carga en la subestación Padilla 115 kV en función de la generación disponible.
18	Cerrar línea La Plata – Ecebol Potosí 115 kV (7,24 km) con el interruptor A462 en el extremo La plata, verificar tensiones y cerrar el interruptor A4141 en el extremo Ecebol Potosí.
19	Cerrar la línea Ecebol Potosí – Potosí 115 kV (19,62 km) con el interruptor A4142 en el extremo Ecebol Potosí, verificar tensiones y cerrar el interruptor A436 en el extremo Potosí, se energiza el autotransformador Potosí 115/69/10,5 kV.
20	Energizar el autotransformador Potosí 115/69/10,5 kV con el interruptor B441 en el lado de 69 kV, verificar tensiones, y comenzar a restituir carga en la subestación Potosí 69 kV en función de la generación disponible.
21	Cerrar línea Karachipampa - Potosí 69 kV (10,02 km) con el interruptor B462 en el extremo Karachipampa, verificar tensiones y cerrar el interruptor B443 en el extremo Potosí.
22	Cerrar línea Potosí - San Bartolomé 69 kV (6,53 km) con el interruptor B446 en el extremo Potosí, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación San Bartolomé 69 kV en función de la generación disponible.
23	Cerrar línea Potosí - Velarde 69 kV (5 km) con el interruptor B444 en el extremo Potosí, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor B448 en el extremo Velarde y comenzar a restituir carga en la subestación Velarde 69 kV en función de la generación disponible.

Acción	Descripción
24	Cerrar línea Padilla – Monteagudo 115 kV (69.21 km) con el interruptor A553 en el extremo Padilla, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Monteagudo 24.9 kV.
25	Cerrar línea Monteagudo – Camiri 115 kV (53 km) con el interruptor A564 en el extremo Monteagudo, verificar tensiones, para luego cerrar en el extremo Camiri y comenzar a restituir carga en la subestación Camiri 24.9 kV.

Restitución de la carga remanente

De existir carga por restituir, el CDC verificará el balance de generación – carga activa y reactiva y voltaje e instruirá a los demás CCA su restitución.

3.4.2. Procedimiento B

Restitución a través de la subestación Sucre 230 kV. Desde central Termoeléctrica del Sur.

Acción	Descripción
1	Energizar el autotransformador Sucre 1 230/69/24,9 kV con el interruptor 2220 en el lado de 230 kV, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor SUC6A180 en el lado de 69 kV, se energiza línea Sucre – Aranjuez, cerrar el interruptor 6ª140 en subestación Sucre energizando transformador 1 69/24.9 kV, comenzar a restituir carga en la subestación Sucre 69 kV.
2	Cerrar línea Aranjuez – Sucre 69 kV (12 km) con el interruptor B532 en el extremo Aranjuez, se energizan los transformadores Aranjuez 1 y 2 66/10 kV, verificar tensiones, se da servicio local a la unidad 8 de central Aranjuez y Comenzar a restituir carga en la S/E Aranjuez 69 kV en función de la generación.
3	Arrancar y sincronizar la unidad 8 de la central Aranjuez.
4	Energizar los transformadores Aranjuez 1 y 2 66/10 kV con los interruptores E544 y E545 en el lado de 10 kV, se da servicio local a central Aranjuez.
5	Cerrar interruptores E551. E552 y E554 para energizar planta Diesel. (se encuentra en reserva ante indisponibilidad de subestación Laguna). Cerrar línea Aranjuez – Laguna 69 kV (1,52 km) con los interruptores B536 y B531 en el extremo Aranjuez, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Laguna 69 kV en función de la generación disponible.
6	Arrancar y sincronizar unidades en central Aranjuez.
7	Cerrar el transformador Aranjuez 4 69/24 kV con el interruptor B550 en el lado de 69 kV y comenzar a restituir carga en la subestación Aranjuez 24 kV.
8	Cerrar línea Aranjuez – Mariaca – Don Diego – Karachipampa 69 kV (90,08 km) con el interruptor B535 en el extremo Aranjuez, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor B461 en el extremo Karachipampa. Se energiza línea Karachipampa – La Plata 69 kV y comenzar a restituir carga en las subestaciones Mariaca 69 kV y Don Diego 69 kV en función de la generación disponible.

Acción	Descripción
9	Cerrar el interruptor B464 se energiza el autotransformador La Plata 115/69/10,5 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor A461 en el lado de 115 kV.
10	Cerrar línea La Plata – San Marcos 115 kV (8,96 km) con el interruptor AL440 en el extremo La Plata, verificar tensiones y cerrar el interruptor AL430 en el extremo San Marcos, comenzar a restituir carga en la subestación San Marcos en función de la generación disponible.
11	Cerrar línea Sucre – La Plata 115 kV (88,18 km) con el interruptor A463 en el extremo La Plata, verificar tensiones y cerrar el interruptor A541 en el extremo Sucre y comenzar a restituir carga en subestación Sucre en función de la generación disponible.
12	Cerrar línea Sucre – Padilla 115 kV (120,61 km) con el interruptor A542 en el extremo Sucre, verificar tensiones, cerrar el interruptor A552 en el extremo Padilla, comenzar a restituir carga en la subestación Padilla 115 kV en función de la generación disponible.
13	Cerrar línea La Plata – Ecebol Potosí 115 kV (7,24 km) con el interruptor A462 en el extremo La plata, verificar tensiones y cerrar el interruptor A4141 en el extremo Ecebol Potosí
14	Cerrar la línea Ecebol Potosí – Potosí 115 kV (19,62 km) con el interruptor A4142 en el extremo Ecebol Potosí, verificar tensiones y cerrar el interruptor A436 en el extremo Potosí, se energiza el autotransformador Potosí 115/69/10,5 kV.
15	Energizar el autotransformador Potosí 115/69/10,5 kV con el interruptor B441 en el lado de 69 kV y verificar tensiones.
16	Cerrar línea Karachipampa – Potosí 69 kV (10,02 km) con el interruptor B462 en el extremo Karachipampa, verificar tensiones y cerrar el interruptor B443 en el extremo Potosí.
17	Cerrar línea Potosí – San Bartolomé 69 kV (6,53 km) con el interruptor B446 en el extremo Potosí, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación San Bartolomé 69 kV en función de la generación disponible.
18	Cerrar línea Potosí – Velarde 69 kV (5 km) con el interruptor B444 en el extremo Potosí, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor B448 en el extremo Velarde y comenzar a restituir carga en la subestación Velarde 69 kV en función de la generación disponible.
19	Cerrar línea Catavi – Ocuri – Potosí 115 kV (182,17 km) con el interruptor A431 en el extremo Potosí, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Ocuri 115 kV.
20	Cerrar línea Potosí - Velarde 115 kV (3,74 km) con el interruptor A432 en el extremo Potosí, verificar tensiones para luego cerrar el interruptor L441 en el extremo Velarde y comenzar a restituir carga en la subestación Velarde 115 kV en función de la generación disponible.
21	Cerrar línea Padilla- Monteagudo 115 kV (69,21 km) con el interruptor A553 en el extremo Padilla, verificar tensiones para luego comenzar a restituir carga en la subestación Monteagudo 115 kV en función de la generación disponible.
22	Cerrar línea Monteagudo – Camiri 115 kV (52.78 km) con el interruptor A564 en el extremo Monteagudo, verificar tensiones para luego comenzar a restituir carga en la subestación Camiri 115 kV en función de la generación disponible

Restitución de la carga remanente

De existir carga por restituir, el CDC verificará el balance de generación – carga activa y reactiva y voltaje e instruirá a los demás CCA su restitución.

3.5. Sincronización con la subárea Tarija

La sincronización de la subárea Sucre con la subárea Tarija se puede realizar por medio de la línea Potosí - Punutuma 115 kV, el autotransformador Sucre 1 230/69/24,9 kV o el autotransformador Sucre 2 230/115/24,9 kV. Se recomienda dar prioridad a la línea y en caso de presentar falla en esta, sincronizar por medio de alguno de los autotransformadores.

Para las siguientes maniobras el CDC verificara la existencia de voltaje en Sucre, Punutuma, Potosí y las condiciones de sincronismo.

Sincronización mediante la línea Potosí - Punutuma 115 kV

Acción	Descripción
1	Cerrar línea Potosí - Punutuma 115 kV (73,21 km) con los interruptores A434 y A433 en el extremo Potosí, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor A473 en el extremo Punutuma.
2	Energizar el autotransformador Sucre 1 230/69/24,9 kV con el interruptor 2A220 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor SUC6A180 en el lado de 69 kV.
3	Energizar el autotransformador Sucre 2 230/115/24,9 kV con el interruptor SUC2A160 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar con el interruptor SUC1A210 en el lado de 115 kV.

Sincronización mediante el autotransformador Sucre 1 230/69/24,9 kV

Acción	Descripción
1	Energizar el autotransformador Sucre 1 230/69/24,9 kV con el interruptor 2A220 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor SUC6A180 en el lado de 69 kV.
2	Energizar el autotransformador Sucre 2 230/115/24,9 kV con el interruptor SUC2A160 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y cerrar con el interruptor SUC1A210 en el lado de 115 kV.
3	Cerrar línea Potosí - Punutuma 115 kV (73,21 km) con los interruptores A434 y A433 en el extremo Potosí, verificar tensiones y cerrar con el interruptor A473 en el extremo Punutuma.

Sincronización mediante el autotransformador Sucre 2 230/115/24,9 kV

Acción	Descripción
1	Energizar el autotransformador Sucre 2 230/115/24,9 kV con el interruptor SUC1A210 en el lado de 115 kV, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor SUC2A160 en el lado de 230 kV.

Acción	Descripción
2	Energizar el autotransformador Sucre 1 230/69/24,9 kV con el interruptor 2A220 en el lado de 230 kV, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor SUC6A180 en el lado de 69 kV.
3	Cerrar línea Potosí - Punutuma 115 kV (73,21 km) con los interruptores A434 y A433 en el extremo Potosí, verificar tensiones y cerrar con el interruptor A473 en el extremo Punutuma.

3.6. Sincronización con la subárea Oruro

La sincronización de la subárea Sucre con la subárea Oruro se realizar por medio de la línea Catavi – Ocuri – Potosí 115 kV.

Para las siguientes maniobras el CDC verificara la existencia de voltaje en Catavi. Potosí y las condiciones de sincronismo.

Acción	Descripción
1	Verificar que la línea Catavi - Ocuri - Potosí 115 kV (182,17 km) esté cerrada en el extremo Potosí, verificar tensiones y sincronizar con los interruptores A413 o A414 en el extremo Catavi.

4. PROCEDIMIENTO DE RESTITUCIÓN SUBÁREA ORURO

4.1. General

Cuando en la subárea Oruro se produce un colapso total o parcial, los CCA de COBEE, ENDE DEORURO, ENDE TRANSMISION, DELAPAZ, CMVINTO, COBOCE, ELFEC y SDB, deben comunicar inmediatamente al CDC la situación indicando el estado y la disponibilidad de sus instalaciones.

El CDC evaluará las condiciones del sistema en el menor tiempo posible y comunicará a los CCA el alcance del colapso en el SIN y dará las instrucciones para el proceso de restitución.

En caso de fallas en el sistema de generación o transmisión en la subárea Oruro, con o sin retiro de carga, el CDC es el responsable de coordinar las tareas de restitución con los CCA respectivos, sobre la base de los procedimientos de este instructivo.

Los CCA son responsables de:

- Mantener permanentemente informado al CDC sobre el estado de sus instalaciones, las acciones tomadas y cualquier otra información relevante que esté relacionado con el proceso de restitución.
- Verificar y/o controlar los parámetros de sus instalaciones antes y después de cada maniobra (voltaje. potencia activa y reactiva. sobrecargas en líneas y transformadores. etc.).
- Cumplir las instrucciones del CDC.

4.2. Preparación de unidades generadoras

Producido un colapso de la subárea Oruro, y si existieran unidades girando, los agentes deben procurar mantener sus unidades en giro o proceder al arranque en negro, sin necesidad de autorización del CDC.

4.3. Condiciones iniciales

Una vez notificada la situación de colapso total de la subárea Oruro, de ser posible se debe proceder en forma inmediata a llevar los taps de los transformadores y autotransformadores a su posición nominal y en aplicación de la filosofía de “todo abierto” se deben abrir los interruptores del área.

Los interruptores que estén considerados en el siguiente listado deben quedar cerrados. Si algunos de estos se abrieron en la falla, los mismos se cerrarán durante el proceso de restitución en coordinación con el CDC. Los interruptores que deben quedar cerrados son:

CCA de ENDE Transmisión

- A412 en la subestación Catavi 115 kV
- A272 y A273 en la subestación Cataricagua 115 kV
- A232 en la subestación Vinto 115 kV
- A261 y A263 en la subestación Caihuasi 115 kV
- A291 en la subestación Jeruyo 115 kV.

CCA de ENDE

- A271 en la subestación Cataricagua 115 kV
- A293 en la subestación Jeruyo 115 kV

CCA de COBEE

- B2-23 en la subestación Huayñacota 69 kV.

CCA de DELAPAZ

- Alimentadores de las subestaciones Tablachaca.

El CDC debe verificar con los CCA de los agentes correspondientes que se haya efectuado la apertura de los interruptores del área, que hayan quedado cerrados los interruptores que no deben ser abiertos, si estos interruptores abrieron durante la falla, deben quedar abiertos, su cierre será coordinado por el CDC durante el proceso de restitución y el cambio de taps en los transformadores y autotransformadores

El voltaje en bornes de las unidades generadoras deberá estar alrededor de 0,97 pu, para tener mayor absorción de potencia reactiva por parte de las máquinas y así controlar la tensión en las barras del sistema.

4.4. Restitución

En casos de colapso total o parcial del SIN, la restitución de la subárea Oruro con unidades generadoras del Valle de Miguillas y desde el SIN mediante las subestaciones Valle Hermoso 115 kV y Vinto 115 kV, siguiendo lo señalado en el procedimiento A de este instructivo. El CDC comunicara telefónicamente a los CCA del área Oruro, la alternativa a seguir.

Una vez terminadas las acciones de restitución de forma aislada, el CDC estará a cargo de la sincronización entre áreas y/o subáreas, situación que será comunicada a los CCA respectivos.

4.4.1. Procedimiento A

El proceso de restitución de la subárea Oruro con unidades generadoras del valle de Miguillas y Valle Hermoso 115 kV, las cuales se puede realizar de manera simultánea.

Restitución con unidades generadoras del valle de Miguillas.

Acción	Descripción
1	Arrancar en negro unidades de centrales Miguillas y Angostura con carga de servicio local y de subestación Miguillas 6.6 kV.
2	Cerrar el interruptor B3-600 en subestación Choquetanga se energiza transformador 1 69/24.9 kV, restituir carga en función a la generación disponible.
3	Cerrar el interruptor L1 B5 se energiza Huayñacota – Socomani 69 kV con carga de Tablachaca de DELAPAZ y Caracollo de ENDE DEORURO.
4	Arrancar y sincronizar las unidades de las Centrales Miguillas, Angostura, Choquetanga, Carabuco en función del balance de potencia activa y reactiva.
5	Cerrar línea Huayñacota - Viloco 69 kV (37,12 km) con el interruptor L2 B5 en el extremo Huayñacota, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Viloco 69 kV.
6	Cerrar el interruptor L3 B11 en el extremo Socomani, se energiza subestación Socomani.
7	Cerrar línea Socomani – Sud con el interruptor L1 B11 en Subestación Socomani e interruptor L1 B1 en subestación Sud, energizando en vacío.
8	Arrancar y sincronizar las unidades de la Central Quehata.

Si el área Central – Oriental esta integro, restitución desde la subestación Valle Hermoso 115 kV.

Acción	Descripción
1	Cerrar línea Valle Hermoso - Irpa Irpa 115 kV (46,47 km) con los interruptores A147 y A148 en el extremo Valle Hermoso, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor A162 en el extremo Irpa Irpa y comenzar a restituir carga en la subestación Irpa Irpa 115 kV.
2	Cerrar línea Coboce - Irpa Irpa 115 kV (1 km) con el interruptor A13 en el extremo Irpa Irpa, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor A3 en el extremo Coboce y comenzar a restituir carga en la subestación Coboce 115 kV.
3	Cerrar línea Irpa Irpa - Sacaca - Catavi 115 kV (86,61 km) con el interruptor A161 en el extremo Irpa Irpa, verificar tensiones, y comenzar a restituir carga en la subestación Sacaca 115 kV. Se energizan líneas Catavi – Cataricagua – Lucianita y Vinto 115 kV en vacío.
4	Cerrar línea Valle Hermoso - Caihuasi 115 kV (120,12 km) con los interruptores A143 y A144 en el extremo Valle Hermoso. Se energiza en vacío subestación Caihuasi 115 kV y Vinto 115 kV verificar tensiones.
5	Cerrar línea Caihuasi - Jeruyo 115 kV (45,59 km) y Jeruyo – Ecebol (0,41 Km) con el interruptor A262 en el extremo Caihuasi, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación ECEBOL6.9 kV.
6	Cerrar línea Vinto - Cataricagua 115 kV (43,27 km) con el interruptor A233 en el extremo Vinto y verificar tensiones.
7	Energizar el autotransformador Vinto 2 115/69/10,5 kV cerrando los interruptores A234 y A235 en el lado de 115 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor B254 en el lado de 69 kV. Se energiza línea Vinto - Tesa – Sud 69 kV.
8	Cerrar línea Inti Raymi - Vinto 115 kV (61,3 km) con el interruptor A241 en el extremo Vinto, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor 52-1 en el extremo Inti Raymi y comenzar a restituir carga en la subestación Inti Raymi 115 kV.
9	Energizar el autotransformador Vinto 1 115/69/10,5 kV cerrando los interruptores A231 y A236 en el lado de 115 kV, verificar tensiones y cerrar el interruptor B251 y B252 en el lado de 69 kV. Es energizada línea Vinto – CM Vinto 69 kV (1,9 km) y Vinto – Huayñacota 69 kV (106,2 km). En subestación CM Vinto 69 kV comenzar a restituir carga en función de la generación disponible.
10	Energizar el autotransformador Catavi 1 120/72/10 kV cerrando el interruptor A411 en el lado de 115 kV y el interruptor B424 en el lado de 69 kV, verificar tensiones.
11	Cerrar línea Catavi - Cuadro Siglo 69 kV (3,3 km) con el interruptor B421 en el extremo Catavi, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor L3 B9 en el extremo Cuadro Siglo y comenzar a restituir carga en la subestación Cuadro Siglo 69 kV.
12	Cerrar línea Cuadro Siglo - Bolívar - Avicaya (78,37 km) con el interruptor L2 B9 en el extremo Cuadro Siglo, verificar tensiones y comenzar a restituir carga en las subestaciones Cuadro Siglo 69 kV. Bolívar 69 kV, Avicaya 69 kV y Quillacas 69 kV. Tener en cuenta la generación disponible.

Acción	Descripción
13	Cerrar línea Sud - Machacamarca - Pairumani - Huanuni - Bombo - Cuadro Siglo 69 kV (78,37 km) con el interruptor L1 B9 en el extremo Cuadro Siglo, verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor L3B1 extremo Sud (se sincroniza con la red del área Oruro energizada desde el valle de Miguillas). Comenzar a restituir carga en las subestaciones Machacamarca 69 kV, Pairumani 69 kV, Huanuni 69 kV, Bombo 69 kV. Tener en cuenta la generación disponible
14	Cerrar línea Vinto - Tesa -Este - Tap Este - Sud 69 kV (10,69 km) con el interruptor B255 en el extremo Vinto, se energiza línea Vinto – Socomani 69 kV verificar tensiones, para luego cerrar el interruptor L2 B1 en el extremo Sud. Cerrar línea Este - Tap Este 69 kV (1,8 km) en el extremo Tap Este. Comenzar a restituir carga en las subestaciones Tesa 69 kV y Este 69 kV.
15	Energizar el autotransformador Catavi 2 120/72/10 kV cerrando el interruptor A416 en el lado de 115 k. verificar tensiones y cerrar el interruptor B422 en el lado de 69 kV.
16	Cerrar línea Sud - Corque 69 kV (73,6 km) con el interruptor L4 B1 en el extremo Sud. Verificar tensiones y comenzar a restituir carga en la subestación Corque 69 kV.
17	Normalizar la línea 69 kV Vinto – Socomani con el cierre del interruptor L2B11.
18	Normalizar la línea 69 kV Vinto –Huayñacota con el cierre del interruptor B2-22.
19	Energizar el autotransformador Vinto 230/115/10,5 kV cerrando los interruptores A239 y A240 en el lado de 115 kV y verificar tensiones

Restitución de la carga remanente

De existir carga por restituir, el CDC verificará el balance de generación – carga activa y reactiva y voltaje e instruirá a los demás CCA su restitución.

4.5. Sincronización con las subáreas Tarija, Sucre y Oruro

La sincronización de la subárea Oruro con las subáreas Tarija y Sucre se realiza por medio de la línea Catavi – Ocuri – Potosí 115 kV.

Para las siguientes maniobras el CDC verificara la existencia de voltaje en Catavi - Potosí y las condiciones de sincronismo.

Acción	Descripción
1	Verificar que la línea Catavi - Ocuri - Potosí 115 kV (182,17 km) esté cerrada en el extremo Potosí, verificar tensiones y sincronizar con los interruptores A413 o A414 en el extremo Catavi.

5. SINCRONIZACIÓN DE ÁREAS

5.1. Sincronización con el área Norte

La sincronización del área Sur con el área Norte se realiza por medio de la línea Mazocruz-Vinto 230 kV.

Para las siguientes maniobras el CDC verificara la existencia de voltaje en la subestación Vinto 230 kV y las condiciones de sincronismo.

Sincronización mediante la línea Mazocruz-Vinto 230 kV

Acción	Descripción
1	Cerrar línea Mazocruz-Vinto 230 kV (193,57 km) con los interruptores Z314 y Z315 en el extremo Mazocruz. Verificar tensiones y sincronizar con el interruptor Z223 o Z221 en el extremo Vinto.

5.2. Sincronización con el área Central- Oriental

La sincronización del área Sur con el área Central-Oriental se puede realizar por medio de las líneas Santivañez-Sucre 230 kV, Pagador-Vinto 230 kV, Valle Hermoso-Caihuasi 115 kV y Valle Hermoso-Irpa Irpa 115 kV.

Para las siguientes maniobras el CDC verificara la existencia de voltaje en Santivañez, Irpa Irpa o Caihuasi y las condiciones de sincronismo

Sincronización mediante la línea Santivañez-Sucre 230 kV.

Acción	Descripción
1	Cerrar línea Santivañez - Sucre 230 kV (246 km) con el interruptor 2L210 en el extremo Santivañez, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor 2L180 en el extremo Sucre.
2	Cerrar línea Pagador - Vinto en 230 kV (26 km) con el interruptor Z102 en el extremo Pagador, verificar tensiones y cerrar los interruptores Z223 y Z225 en el extremo Vinto.
3	Cerrar línea Valle Hermoso - Irpa Irpa 115 kV (46,47 km) con los interruptores A147 y A148 en el extremo Valle Hermoso, verificar tensiones y cerrar el interruptor A162 en el extremo Irpa Irpa.
4	Cerrar línea Valle Hermoso - Caihuasi 115 kV (120,12 km) con los interruptores A143 y A144 en el extremo Valle Hermoso, verificar tensiones y cerrar el interruptor A263 extremo Caihuasi.

Sincronización mediante la línea Pagador -Vinto 230 kV

Acción	Descripción
1	Cerrar línea Pagador - Vinto en 230 kV (26 km) con el interruptor Z2102 en el extremo Pagador, verificar tensiones, sincronizar con el interruptor Z223 y cerrar el interruptor Z225 en el extremo Vinto.

Acción	Descripción
2	Cerrar línea Santivañez - Sucre 230 kV (246 km) con el interruptor 2L210 en el extremo Santivañez, verificar tensiones y cerrar el interruptor 2L180 en el extremo Sucre.
3	Cerrar línea Valle Hermoso - Irpa Irpa 115 kV (46,47 km) con los interruptores A147 y A148 en el extremo Valle Hermoso, verificar tensiones y cerrar el interruptor A162 en el extremo Irpa Irpa.
4	Cerrar línea Valle Hermoso - Caihuasi 115 kV (120,12 km) con los interruptores A143 y A144 en el extremo Valle Hermoso, verificar tensiones y cerrar el interruptor A263 extremo Caihuasi.

Sincronización mediante la línea Valle Hermoso-Irpa Irpa 115 kV

Acción	Descripción
1	Cerrar línea Valle Hermoso - Irpa Irpa 115 kV (46,47 km) con los interruptores A147 y A148 en el extremo Valle Hermoso, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor A162 en el extremo Irpa Irpa.
2	Cerrar línea Valle Hermoso - Caihuasi 115 kV (120,12 km) con los interruptores A143 y A144 en el extremo Valle Hermoso, verificar tensiones y cerrar el interruptor A263 extremo Caihuasi.
3	Cerrar línea Pagador - Vinto en 230 kV (26 km) con el interruptor Z2102 en el extremo Pagador, verificar tensiones y cerrar los interruptores Z223 y Z225 en el extremo Vinto.
4	Cerrar línea Santivañez - Sucre 230 kV (246 km) con el interruptor 2L210 en el extremo Santivañez, verificar tensiones y cerrar el interruptor 2L180 en el extremo Sucre.

Sincronización mediante la línea Valle Hermoso-Caihuasi 115 kV

Acción	Descripción
1	Cerrar línea Valle Hermoso - Caihuasi 115 kV (120,12 km) con los interruptores A143 y A144 en el extremo Valle Hermoso, verificar tensiones y sincronizar con el interruptor A263 extremo Caihuasi.
2	Cerrar línea Valle Hermoso - Irpa Irpa 115 kV (46,47 km) con los interruptores A147 y A148 en el extremo Valle Hermoso, verificar tensiones y cerrar el interruptor A162 en el extremo Irpa Irpa.
3	Cerrar línea Pagador - Vinto en 230 kV (26 km) con el interruptor Z2102 en el extremo Pagador, verificar tensiones y cerrar los interruptores Z223 y Z225 en el extremo Vinto.
4	Cerrar línea Santivañez - Sucre 230 kV (246 km) con el interruptor 2L210 en el extremo Santivañez, verificar tensiones y cerrar el interruptor 2L180 en el extremo Sucre.