

P.T. 7: RECUPERACIÓN DEL SADI LUEGO DE UN COLAPSO TOTAL

1. OBJETO

El presente Procedimiento Técnico tiene como objeto establecer un Plan de Operación para la Recuperación del SADI y las áreas que lo componen, ante la ocurrencia de una perturbación severa que resulte en una condición de colapso total del SADI.

El procedimiento define las acciones que deberán ejecutar el Centro de Control de Operaciones de CAMMESA, los Centros de Control de Operaciones de los Agentes Generadores, Transportistas y Distribuidores participantes en la recomposición, a los efectos de lograr una rápida y eficiente recuperación del SADI, buscando minimizar las demoras que pudieran surgir durante el restablecimiento del servicio eléctrico.

2. ALCANCE

El presente Procedimiento Técnico y Órdenes de Servicio vinculadas (dispuestas en la sección de Anexos) se aplican a todos los Centros de Operaciones del SADI. La operación durante la recuperación está encuadrada bajo la clasificación de OPERACIÓN EN ESTADO DE EMERGENCIA.

3. REFERENCIAS

INFORME DEFINITIVO DE LA FALLA DEL DOMINGO 16/06/2019 - 07:06 hs.

PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CÁLCULO DE PRECIOS (“Los Procedimientos...”)

- Anexo N° 24: Sistema de Operación y Despacho (SOD)
- Anexo N° 25: Procedimientos Operativos para el SADI
- Procedimiento Técnico N° 8: Reglamento Operativo del SADI
- Procedimiento Técnico N° 29: Control de Condiciones de Seguridad del SADI

4. DEFINICIONES

COC: Centro de Control de Operaciones del OED, a cargo de CAMMESA.

COD: Centro de Control de Operaciones de un Agente Distribuidor.

COG: Centro de Control de Operaciones de un Agente Generador.

COT: Centro de Control de Operaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión, a cargo de TRANSENER.

COTDT: Cada uno de los Centros de Control de Operaciones de los Sistemas de Transporte por Distribución Troncal.

CCA: Centro de Control de Área

STAT: Sistema de Transporte de Alta Tensión

COLAPSO TOTAL: Se entiende por tal una eventual pérdida total de generación y carga en todo el SADI.

COLAPSO PARCIAL: Es el caso de pérdida total de generación y carga en una o más áreas vinculadas del SADI.

REGULACIÓN DE LA FRECUENCIA: Ajuste de la potencia generada con respecto a la demanda, para mantener la frecuencia en el valor de consigna.

REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA (RPF): Regulación automática de la potencia generada por acción del regulador de velocidad librado al estatismo, con el objeto de equilibrar las variaciones rápidas de la demanda.

REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA (RSF): Regulación manual o automática de la potencia generada de un grupo de unidades generadoras, con el objeto de compensar el error final resultante de la Regulación Primaria de Frecuencia.

CENTRAL CON ARRANQUE EN NEGRO: central que sin alimentación externa (alimentando autónomamente sus propios Servicios Auxiliares) logra completar el arranque de su(s) máquina(s) y sincronizar sobre barra muerta (sin referencia de tensión y frecuencia). Con capacidad de energizar instalaciones de transporte y reponer demanda en isla y controlando frecuencia.

PUNTO DE INTERCONEXIÓN: estación de maniobras donde es posible efectuar la puesta en paralelo de dos subsistemas eléctricos que funcionan en forma aislada.

SINCRONIZADORES: dispositivos que permiten realizar el cierre de interruptores de acople entre redes en los puntos de interconexión, comprobando previamente que se cumplan las condiciones de sincronismo entre los subsistemas a interconectar (tensión, frecuencia y ángulo de fase).

SINCRONIZACIÓN MANUAL: proceso de sincronización de dos subsistemas eléctricos, en el cual un operador ejecuta el cierre del interruptor de acoplamiento cuando verifica el cumplimiento de las condiciones de sincronismo en base a la lectura de instrumentos de medición dispuestos para tal fin (brazos de sincronismo).

SINCRONIZACIÓN AUTOMÁTICA: proceso de sincronización de dos subsistemas eléctricos, en el cual el paralelo se ejecuta en forma automática cuando el sincronizador verifica el cumplimiento de las condiciones, dentro de rangos adecuados.

5. RESPONSABILIDADES

El presente Procedimiento es una instrucción a la que se deben ajustar los operadores del COC y de los COT, COTDT, COG y COD en el caso de que ocurra un colapso total en el SADI.

Los planes de recuperación (el integral del STAT y cada uno de los regionales) están detallados en la sección “Anexos” de este Procedimiento, correspondiéndose con las propias Órdenes de Servicios elaboradas por los Agentes participantes. Es responsabilidad de los Agentes mantener sus Órdenes de Servicio (y planes de recuperación) actualizados.

Cada agente deberá capacitar y entrenar a sus operadores en la ejecución de estas instrucciones, cumplimentando además los requerimientos establecidos en el Procedimiento Técnico N°29 (Control de Condiciones de Seguridad del SADI), tales como la realización anual de ensayos de Arranque en Negro y la participación en Simulacros de Colapso del SADI.

6. CONSIDERACIONES GENERALES

La identificación de la ocurrencia de un colapso (total o parcial) resultará del análisis y verificaciones realizadas por el COC, ya que es el Centro de Control que dispone de la más completa información del estado de la red del SADI, sus generadores e interconexiones internacionales.

En condiciones de Colapso Total el COC deberá instruir al COT a separar el SADI en subsistemas aislados. Seguidamente, cada subsistema o área deberá iniciar su propia recuperación hasta alcanzar el mayor nivel de demanda posible en función a la generación disponible en el área.

Una vez alcanzado el nivel máximo de normalización de un área, operando de manera estable, el CCA o COTDT a cargo de la recuperación de la isla dará aviso al COC de su posibilidad de interconectarse con otras regiones o islas.

El COC determinará en función del estado de recuperación de cada isla, la oportunidad de sincronización entre ellas, mediante la coordinación con los respectivos COTDT, COD y el COT.

Las acciones enumeradas en este procedimiento privilegian la recuperación del STAT de 500 kV, bajo la premisa que éste permitirá la normalización del servicio con la mayor celeridad posible.

Existe un conjunto de centrales generadoras que están capacitadas para arrancar autónomamente, y sólo un subconjunto de estas posee capacidad para reenergizar la red de 500 kV.

6.1. PLANES DE RECUPERACIÓN

Los planes de recuperación fueron desarrollados y consensuados entre los agentes involucrados para la recuperación del SADI luego de un colapso total, sin embargo, las estrategias descriptas para cada área podrán ser aplicadas en casos de colapsos parciales regionales.

Cualquier dificultad que apareciera durante el desarrollo de los planes de recuperación de COTs, COGs y CODs deberá ser informada al COC tan pronto como sea posible. En caso de iniciar una estrategia alternativa o de introducir un cambio en la estrategia principal, deberán informarlo al COC. De no contar con estrategias alternativas, el COC podrá evaluar otro plan de recuperación.

6.2. SISTEMA DE COMUNICACIONES

Los agentes deberán asegurar la disponibilidad y calidad de sus sistemas de comunicaciones, de acuerdo con lo establecido en el ANEXO N°24 de “Los Procedimientos...”, pues resulta de vital importancia durante la instancia de recuperación contar con la plena disponibilidad de las comunicaciones de voz entre centros de control, así como la de los enlaces de transmisión de datos vía el SOTR.

Respecto a las comunicaciones de voz, los agentes deberán disponer de medios de comunicación alternativos complementarios (líneas privadas de voz punto a punto, telefonía celular y telefonía satelital). Se recomienda que los CCA, COT, y COG de centrales con AEN, incorporen dentro de sus alternativas vías de comunicación satelital, para disponer de un Sistema de Comunicación totalmente independiente de las afectaciones que el eventual Colapso del SADI pueda causar sobre la alimentación de los sistemas de comunicaciones del país.

El incumplimiento de las obligaciones, cualquiera fuere su causa, provocará interferencias y se reflejará en demoras durante el proceso de recuperación, dando lugar a la aplicación de los criterios de penalizaciones establecidos en la norma del SOTR y Anexo N°24 de Los Procedimientos.

6.3. COMUNICACIONES OPERATIVAS

La ocurrencia de un colapso parcial o total del SADI exige pronta respuesta de los operadores, tanto para la identificación del suceso y su alcance, como para la ejecución de acciones tendientes a la reposición del servicio.

La coordinación de acciones del Plan de Recuperación depende de la disponibilidad del **Sistema de Comunicaciones** que vincula a cada Agente y su respectivo centro de control, con los CCA, el COT y el COC.

Con el fin de evitar la saturación de las comunicaciones, las mismas se establecerán respetando los diagramas de comunicaciones definidos en las Órdenes de Servicio de cada Agente. Es importante que durante la emergencia los operadores eviten establecer itinerarios de comunicaciones por fuera de los establecidos, exceptuando situaciones en que sea imprescindible contar con más información para continuar con las maniobras de recuperación.

6.4. NORMALIZACIÓN DE LA DEMANDA

Durante la recuperación del sistema será necesario ir conectando demanda, en forma escalonada y coordinada, controlando no sobrepasar la disponibilidad de potencia y/o capacidad de respuesta del generador que tiene asignada la regulación de frecuencia. Tales escalones de demanda deberán estar definidos en los planes de recuperación de cada COD para evitar que el proceso de normalización de demanda se convierta en un problema mayor para el sistema. Por lo tanto, deberá tomarse en cuenta estas premisas básicas:

- Deberán conectarse alimentadores que posean fichado por relés de subfrecuencia, de manera tal que, si ocurre una nueva contingencia, la parte recuperada tenga al menos forma de controlar la frecuencia automáticamente, a través de los cortes que ellos proveen.
- Deberá evitarse conectar cargas conflictivas como ser acerías eléctricas o cualquier otra de características de variaciones rápidas de potencia, para evitar los inconvenientes que las mismas acarrearán a la poca reserva de potencia con que se puede contar en los momentos de recuperación.

- Los Distribuidores tratarán de reponer primero las cargas esenciales a la comunidad, como ser hospitales, bomberos y policía, etc. como así también servicios de comunicaciones y públicos, siempre en coordinación con los Centros de Control o Centrales correspondientes.

En las estrategias de recuperación, los Distribuidores tendrán un papel protagónico, ya que tienen reservada la necesidad de ir conectando parte de su demanda para estabilizar carga a los generadores que son utilizados para el arranque en negro, por lo que deberán complementar estas estrategias con Normas de Operación Interna que sean precisas para que sus operadores puedan lograrlo sin dificultad. Otros Agentes no tendrán tanto protagonismo, sin embargo, es necesario que se encuentren preparados para actuar en la emergencia.

En cada subsistema aislado, cada COT, COTDT o COD deberá coordinar la recuperación de su propia área hasta el nivel de demanda mayor que le sea posible de acuerdo con la generación disponible en el área. Una vez alcanzado ese nivel de equilibrio avisará al COC su disponibilidad de interconectarse, y éste determinará la oportunidad de la sincronización.

En el proceso de reposición de cortes al suministro, las empresas que recuperaron parcial o totalmente su demanda deberán tener en cuenta que, una vez reconectadas al SADI, deben participar en la repartición proporcional del déficit de generación, lo que puede causar que deban efectuar nuevas restricciones.

6.5. CENTRALES NUCLEARES

Las tres Centrales Nucleares vinculadas al SADI (Embalse, Atucha I y Atucha II) están dotadas de un automatismo, a partir del cual, ante la presencia de una subfrecuencia inferior al valor de ajuste de 47.9 - 48 Hz, se desconectan de la red mediante la apertura del transformador de bloque, manteniendo cerrado el interruptor de máquina. Simultáneamente, introduce un salto (reducción) de la potencia del reactor, procurando que el nuevo valor de potencia entregada por el generador sea equivalente a los consumos de los Servicios Auxiliares de la central. Este automatismo es denominado "Salto de Carga".

El estado post actuación del automatismo de Salto de Carga, no siempre puede asegurarse, pues depende de múltiples factores asociados a la dinámica del reactor y de la central pre y post colapso.

Por lo tanto, ante una condición de colapso del SADI y actuación del "Salto de Carga", pueden ocurrir dos alternativas:

- Salto de Carga Exitoso: el generador queda aislado, alimentando sus Servicios Auxiliares a potencia reducida y derivando parte de la potencia del reactor hacia el condensador. De lograrse esta operatoria, la central estará en condiciones de reconectarse a la red y rápidamente volver a inyectar potencia una vez restablecido el sistema.
- Salto de Carga No Exitoso: el generador pierde el sincronismo y se ejecuta una parada de emergencia. Automáticamente, arrancan grupos diésel de emergencia que quedarán alimentando los Servicios Auxiliares de la central. La parada de emergencia implica el envenenamiento del reactor, cuyo proceso de normalización aproximado es de 48 hs. En este caso, no dispondremos del aporte de la central durante el proceso de recuperación.

Independientemente del resultado del salto de carga, los Servicios Auxiliares de las Centrales Nucleares, por cuestiones de seguridad, constituyen una **Demanda Prioritaria** y, por lo tanto, pese a que las CC.NN. están provistas de alimentación propia de emergencia, el Plan de Recuperación del SADI contiene en su estrategia principal varias alternativas para abastecer dichos consumos por vía externa en el menor tiempo posible.

Las estrategias de alimentación de las CC.NN. Atucha I, Atucha II y Embalse están descriptos en los siguientes anexos:

- Anexo N°4 - OS N°8 de Transener
- Anexo N°11 - OS N°1 de TRANSBA
- Anexo N°7 - OS N° 196 de EPEC

6.6. CENTRALES CON ARRANQUE EN NEGRO

Las Centrales Generadoras con capacidad de Arranque en Negro (AN) son aquellas que luego de un colapso total o regional, sin contar con alimentación externa desde el sistema son capaces de realizar el arranque y entrada en servicio de al menos una máquina de la central.

Para lograr el proceso de AN la central debe disponer de una fuente de alimentación propia de emergencia (grupo diésel, baterías, etc.) capaz de abastecer la demanda de Servicios Auxiliares y procesos de control necesarios para iniciar el arranque de la unidad.

Una vez completado el arranque de la máquina, el sistema de control debe estar adaptado a esta situación para comandar el cierre del interruptor del generador energizando una barra o sistema sin tensión, es decir, sin la habitual y necesaria referencia de tensión y de frecuencia para llevar a cabo la sincronización.

Esta adaptabilidad del sistema de control de la máquina es necesaria puesto que, en condiciones de Arranque Normal, el sistema de control sólo ejecutará el cierre del interruptor y paralelo de la unidad sobre el sistema cuando se verifiquen condiciones de sincronización.

Para la selección de las centrales (o unidades generadoras) que participan con su arranque en negro en los planes de recuperación, se escogen aquellas que adicionalmente disponen de la suficiente capacidad para energizar instalaciones del sistema de transporte en vacío (soportando requerimientos asociados a corrientes de magnetización de transformadores y de potencia reactiva necesarios para el control de tensión) y simultáneamente, posean capacidad de control de frecuencia y de respuesta a los escalones de toma de carga que se aplicarán en la isla.

En el Anexo N°2 se listan las centrales con arranque en negro incluidas en las estrategias principales y alternativas de recuperación de cada área del SADI.

6.7. CENTRALES CON AUTOMATISMO DE “SALTO DE CARGA”

Algunas centrales generadoras del SADI poseen automatismo de salto de carga que, de manera similar a lo mencionado para las centrales nucleares, ante la detección de una subfrecuencia del sistema (inferior a un valor de ajuste definido), ejecuta la apertura del interruptor del transformador de bloque desvinculando la central de la red, manteniendo cerrado el interruptor de máquina. Simultáneamente, reduce la potencia entregada de forma tal que continúe operando de manera estable alimentando el consumo de los Servicios Auxiliares de la central.

Este automatismo representa importantes ventajas, tanto para la central o unidad generadora, como así también para el Sistema Eléctrico. Para la central, la ventaja radica en que, al continuar la máquina en servicio, no es sometida a una parada de marcha y sus efectos asociados, por lo tanto, no deberá iniciar un proceso de normalización para su rearranque. Para el sistema, la ventaja se basa en la rápida disponibilidad de la central para iniciar la recuperación.

Los Ciclos Combinados de CT Salta (Termoandes), CT Pilar Bicentenario y CT Aes Paraná disponen de automatismo de salto de carga y todos ellos fueron incorporados como centrales iniciadoras de recuperación bajo la premisa de llevar a cabo un salto de carga exitoso.

Esta característica con que cuentan las mencionadas centrales representa una ventaja para la capacidad de recuperación del SADI luego de un colapso.

6.8. GENERACIÓN RENOVABLE: Recomendaciones durante la recuperación.

Los Generadores Eólicos y los Solares Fotovoltaicos, por su tecnología de diseño no poseen capacidad de arranque en negro, por lo tanto, solo podrán entrar en servicio a medida que sus instalaciones son energizadas desde la red.

Debido a la falta de robustez de las islas eléctricas durante la etapa de recuperación, la entrada en servicio de la generación renovable variable debe ser cuidadosamente coordinada, para evitar que cambios en el recurso natural (velocidad del viento, irradiancia solar) generen desequilibrios en el balance demanda/generación que puedan afectar la regulación de frecuencia y estabilidad de la isla.

En primera medida, servirán para el control de tensiones y potencia reactiva, y en caso de ser solicitado por el coordinador de la recuperación del área, podrá requerirse de un aporte limitado de potencia activa (limitado respecto a la “potencia posible” del recurso), de modo de lograr una inyección de potencia “constante”, sin afectaciones sobre la isla.

En la medida que la robustez de la isla (o del SADI) se vaya incrementando, se podrá ir liberando paulatinamente la participación de este tipo de generación hasta su normalización.

6.9. INTERCONEXIONES INTERNACIONALES: Asistencia desde países limítrofes

En caso de inconvenientes para el desarrollo de las estrategias principales y alternativas de cada área, el COC podrá solicitar a los Centros de Control de Despacho de los países limítrofes interconectados asistencia para la energización de la red y/o acelerar el proceso de normalización de demanda del SADI a través de las interconexiones.

Desde **Uruguay** a través de la interconexión de 500 kV (Salto Grande Argentina – Salto Grande Uruguay o Colonia Elía – San Javier) el COC podrá coordinar con el DNC de Uruguay asistencia para la energización del corredor Litoral o importación de emergencia para una mayor normalización de demanda.

Desde **Brasil**, a través de la interconexión Rincón – Garabí el COC podrá solicitar solo asistencia para la normalización de demanda, pero no para iniciar la energización del área NEA, puesto que para la entrada en servicio de las Conversoras de Frecuencia de Garabí se requiere referencia de tensión y frecuencia desde Rincón.

Desde **Paraguay** se dispone de varias alternativas de interconexión con el SADI:

- El Dorado (Argentina) – López (Paraguay) en 220/132 kV: para energización de la red de 132 kV y arranque de la de la CH Urugua-i, colaborando con la regulación de frecuencia de la isla en formación y cubriendo las posibles variaciones de potencia por toma de carga a través de la interconexión.
- Clorinda (Argentina) - Guarambaré (Paraguay) en 220/132 kV: para la normalización en isla de demandas locales de la Provincia de Formosa (Clorinda, Laguna Blanca) sin capacidad suficiente para iniciación del Área y energización del STAT de 500 kV.
- Yacyretá (Argentina) – Ayolas (Paraguay) en 500 kV: esta interconexión permitiría en caso de falla de arranque en negro de la CH Yacyretá, energizar externamente la central para iniciar su arranque normal. Además, en función de la disponibilidad de generación del Sistema Paraguayo servirá para la normalización de demanda del SADI y energización del STAT de 500 kV.

Desde **Bolivia**, a través de la interconexión en 132 kV Tartagal (Argentina) – Yaguacua (Bolivia) para la normalización en isla de demandas locales de la Provincia de Salta permitirá la energización de una porción de la red de 132 kV, normalizar parcialmente la demanda en isla y alimentar los SSAA de centrales generadoras cercanas para su arranque normal. No es una interconexión con capacidad de suficiente para la iniciación de la recuperación del Área.

Desde **Chile** a través de la interconexión en 345 kV Salta (Argentina) – Andes (Chile) podrá energizarse parte del Área NOA Norte. A partir de la alimentación de la demanda de Servicios Auxiliares de las centrales generadoras del área que no disponen de arranque en negro (o en caso de arranques fallidos). Éstas podrán entrar en servicio en tiempos menores a los requeridos en caso de que la energización se realice desde otra área del SADI. Además, el aporte de potencia desde la interconexión se podrá normalizar parcialmente la demanda del área mejorando la capacidad de regulación de frecuencia de la isla con el soporte de regulación de frecuencia del Sistema Eléctrico Chileno. Esta interconexión no posee capacidad de suficiente para la energización del STAT de 500 kV.

6.10. SIMULACROS DE COLAPSO: Entrenamiento de Operación de Recuperación

CAMMESA coordinará anualmente con los Agentes Simulacros de Colapso total del SADI, para la capacitación y entrenamiento de los Operadores del SADI en el desarrollo del proceso de recuperación.

En cumplimiento a lo establecido en el Procedimiento Técnico N°29, es obligatoria la participación de los Agentes del MEM involucrados en el procedimiento de recuperación presentado en este documento.

Participarán con idéntico grado de responsabilidad, los Agentes incluidos en las **estrategias principales** de recuperación, como así también, los que forman parte de **estrategias alternativas**, puesto que durante el ejercicio del simulacro podrán establecerse suposiciones post contingencia que derivarán en la aplicación de algunos de los planes alternativos.

Formarán parte del simulacro, la verificación de funcionamiento de los sistemas de alimentación de emergencias, medios de comunicación alternativos y ensayos reales de AEN de las centrales no comprometidas al despacho diario.

7. REGISTROS

- Libro de Novedades del COC
- Protocolización de eventos y alarmas del SOTR
- Comunicaciones telefónicas grabadas
- Informe de perturbaciones de los agentes
- Informe de perturbaciones de CAMMESA

8. ARCHIVO - BIBLIOTECA.

Todas las órdenes de servicio asociadas a la recuperación del SADI y sus regiones/áreas aprobadas y vigentes quedarán incluidas en una base de datos dedicada del MEMNET y por lo tanto accesible a todos los Agentes del MEM que dispongan de ese recurso.

9. DESARROLLO DEL PROCEDIMIENTO

9.1. PRINCIPALES ACCIONES DEL COC

- a) Verificar cero frecuencias y cero tensiones en barras de las E.E.T.T. Salto Grande, Yacyretá, Ezeiza, Rosario Oeste, Almafuerte, El Bracho, Cobos, Gran Mendoza, El Chocón, Puerto Madryn y Bahía Blanca, ya sea vía SOTR o consultas telefónicas a los Centros de Control de CTMSG, EBY y COT, para confirmar el alcance del colapso.
- b) Comunicar al COT, SG, Yacyretá y SACME la ocurrencia del colapso y ordenar la retransmisión de la noticia y solicitud de inicio de los planes de recuperación, de acuerdo con el Esquema de Comunicaciones (Anexo N° 1).
- c) Informar la situación a los Centros de Control de los Operadores de los Sistemas Eléctricos de países vecinos y anticipar que, en función del avance en la recuperación, podríamos requerir de su asistencia en condición de emergencia.
- d) Ordenar al COT la separación y apertura del Sistema de Transporte, según sus respectivas instrucciones (Anexo N°4: OS N°8 de TRANSENER), para dar inicio al proceso de recuperación de islas.
- e) Delegar al COT de TRANSENER la coordinación de los Arranques en Negro para la energización del Sistema de transporte y recuperación en islas, de acuerdo con las estrategias descriptas en la Orden de Servicio N°8 de TRANSENER.
- f) Coordinar con SG y COT de TRANSENER la energización de las líneas Salto Grande - Gran Paraná y Colonia Elia - Campana.
- g) Delegar en COT de TRANSENER la coordinación con YACYRETA de la energización de las líneas Rincón – Paso de la Patria – Resistencia y Rincón – San Isidro y Rincón – Salto Grande.
- h) Delegar al COT de TRANSENER la coordinación con CH El Chocón de la energización de las líneas del corredor Comahue – GBA.
- i) Ordenar al COT de TRANSENER la reposición del resto de las líneas de 500 kV y la coordinación del sincronismo con las áreas aisladas.
- j) Solicitar suministro de importación de emergencia desde las Interconexiones Internacionales.
- k) Coordinar la reposición de la demanda en áreas conectadas a la red de 500 kV, a medida que se incorporen generadores.

9.2. ESTRATEGIA DE RECUPERACIÓN

La **estrategia de recuperación principal** está desarrollada desde tres puntos del SADI, que poseen Centrales con arranque en negro con capacidad de reenergizar el sistema de 500 kV.

Estos puntos iniciadores fundamentales son:

- Área Litoral (CH Salto Grande)
- Área NEA (CH Yacyretá)
- Corredor Comahue – GBA 500 kV (CH El Chocón)

En forma simultánea a las tres anteriores, se iniciarán **estrategias de recuperación en isla** en cada una de las áreas del SADI, mediante la entrada en servicio de múltiples centrales con AEN preestablecidas en los planes de recuperación de cada área.

Tales estrategias permitirán constituir islas en forma independiente a la recuperación del STAT de 500 kV. De esta manera, mientras la estrategia principal se encuentra en proceso de normalización del STAT, paralelamente mediante la formación de islas eléctricas se podrán alimentar **demandas prioritarias**, tales como: Centrales Nucleares, Centros de Control, Estaciones Transformadoras y Centrales Generadoras sin capacidad de arranque en negro, por ejemplo, Ciclos Combinados que podrán normalizar sus servicios auxiliares y procesos, para un posterior arranque.

En este sentido, las regiones eléctricas: GBA, Provincia de Bs As, Costa Atlántica, Centro, Cuyo, NOA, NEA, Comahue y Patagonia, iniciarán procesos de formación y recuperación en isla para posteriormente interconectarse al STAT de 500 kV en función del avance que el COT y COC logren desde las regiones iniciadoras principales (NEA, LIT y COM).

En esta sección del procedimiento, se desarrolla un resumen de las características principales, etapas y ordenamiento de la ESTRATEGIA DE RECUPERACIÓN con una descripción global de la misma.

En la sección ANEXOS de este Procedimiento, se disponen de manera detallada las últimas versiones de los planes de recuperación del STAT y de cada una de las áreas del SADI, según el siguiente ordenamiento:

- Plan de Recuperación del **STAT (SADI)**: Anexo N°4 (OS N°8 de TRANSENER)
- Plan de Recuperación del **Área GBA**: Anexo N°5 (OS N°1 de SACME) y Anexo N°6 (OS N°2 de EDELAP)
- Plan de Recuperación del **Área Centro**: Anexo N°7 (OS N°196 de EPEC) y Anexo N°8 (OS N°1 de EDESAL)
- Plan de Recuperación del **Área Cuyo**: Anexo N°9 (OS N°4 de Distrocuyo)
- Plan de Recuperación del **Área NOA**: Anexo N°10 (OS N°1 de TRANSNOA)
- Plan de Recuperación del **Área Buenos Aires**: Anexo N°11 (OS N°1 de TRANSBA)
- Plan de Recuperación del **Área Costa Atlántica**: Anexo N°12 (OS N°1 de EDEA)
- Plan de Recuperación del **Área Litoral**: Anexo N°13 (OS N°15 de EPESF) y Anexo N°14 (OS N°1 de ENERSA)
- Plan de Recuperación del **Área NEA**: Anexo N°15 (OS N° 80 de TRANSNEA) y Anexo N°16 (OS N°1 de EMSA)
- Plan de Recuperación del **Área Comahue**: Anexo N°17 (OS N°11 de TRANSCOMAHUE), Anexo N°18 (OS N°11 de EPEN) y Anexo N°19 (OS de APELP).
- Plan de Recuperación del **Área Patagonia**: Anexo N°20 (OS N°45 de TRANSPA)

9.2.1. RECUPERACIÓN DESDE LITORAL (SALTO GRANDE) HACIA GBA

9.2.1.1. Preparación de la Red

Una vez confirmada la situación de colapso, el COG de la CH Salto Grande abrirá los interruptores de 500 kV, 132 kV y 150 kV que vinculan a la central con el SADI y con el Sistema Eléctrico Uruguayo. Además, abrirán los vínculos formados por las líneas de 500 kV del "Cuadrilátero".

El COG de SG se comunicará con ENERSA, para que inicie su plan de recuperación predisponiéndose para conectar carga a los generadores de Salto Grande en cuanto el COG lo solicite.

9.2.1.2. Arranque en negro de CH Salto Grande

Una vez desvinculada la central, luego de la ocurrencia del colapso, ésta dispone de dos alternativas para alimentar sus Servicios Auxiliares:

- I. La primera, a partir de una de las unidades en servicio previo al colapso. En este caso, luego del colapso dicha unidad queda girando y excitada, pudiendo alimentar los SS.AA. Esta operatoria es factible sólo durante los primeros minutos posteriores a la desconexión de la central.
- II. La segunda alternativa es a partir del arranque de dos grupos diésel de emergencia (uno en cada margen) que arrancan ante la detección de ausencia de tensión en barras de SS.AA.

En el arranque en negro, se cierra el interruptor de máquina y luego se comienza a elevar la tensión en rampa desde 0 (cero) a su valor nominal (13,8 kV) juntamente con el transformador de unidad. Este proceso de arranque se realiza inicialmente con dos unidades (una de cada margen), las cuales quedarán destinadas exclusivamente para alimentar los Servicios Auxiliares de la Central, manteniéndose desvinculadas de 500 kV el mayor tiempo posible, de modo de no perder los Servicios Auxiliares en caso de un nuevo colapso.

Luego se repetirá el proceso de arranque con dos nuevas unidades (una en cada margen y que no compartan transformador de bloque con las dos que ya se encontraban en servicio y destinadas a los Servicios Auxiliares), las cuales se utilizarán para tensionar las barras de 500 kV. A partir de aquí, se comenzará a energizar el "Cuadrilátero" de SG compuesto por las líneas que unen las E.E.T.T. Salto Grande Argentina, Salto Grande Uruguay, Colonia Elía y San Javier.

El procedimiento detallado del arranque en negro de la CH SG se encuentra descrito en el Anexo N°21 (OS N°1 de Salto Grande).

9.2.1.3. Energización

Una vez tensionada la barra de 500 kV de Salto Grande (Argentina o Uruguay), y con al menos 3 máquinas en servicio, se comienza a energizar el "Cuadrilátero".

Juntamente con la reposición de las líneas de 500 kV, a través de los trafos de 500/132 kV y 500/150 kV, el COG de SG coordinará con ENERSA, TRANSNEA y UTE la toma de carga escalonada siguiendo el procedimiento acordado en sus Órdenes de Servicio. En la medida que se consiga una demanda que así lo justifique, se irán entrando en servicio más unidades generadoras, y en todo momento la central SG operará en modo regulación de frecuencia en la isla en recuperación.

El detalle de coordinación con el COD de ENERSA se encuentran descrito en el Anexo N°14 (OS N°1 de ENERSA).

El Sistema Eléctrico Uruguayo probablemente se vea afectado por el colapso del SADI, parcial o totalmente. Cualquiera sea el caso, el DNC de UTE iniciará la normalización de su sistema, por lo que el COC debe evaluar la posibilidad de interconexión y solicitud de asistencia, para acelerar el proceso de normalización del SADI. La toma del Sistema Uruguayo desde la Salto Grande es beneficiosa durante la etapa inicial de Recuperación, pues permite ingresar al servicio un mayor número de máquinas de la central, y, por consiguiente, incrementará la robustez y estabilidad de esta, quien dispondrá de mayor capacidad de control de tensión y de regulación de frecuencia.

9.2.1.4. Salto de carga de CT AES Paraná y arranque en negro de CT Belgrano:

Paralelamente a la estrategia principal desde Salto Grande, en el área Litoral se iniciarán otras dos estrategias de recuperación: desde la CT AES Paraná (si realiza un salto de carga exitoso) y a partir del arranque en negro de la CT Belgrano. Alternativamente, en caso de falla en el Salto de carga de CT AES Paraná, se solicitará el AEN de CT San Martín o ante su indisponibilidad el AEN de la CT B. López.

Se estima que estas centrales requerirán un mayor tiempo de preparación y arranque respecto a la CH Salto Grande, por lo cual, se estima que su participación en la recuperación del área es complementaria (Anexo N°4: OS N°8 TRANSENER).

Los detalles del proceso de AEN y normalización desde estas centrales están contenidos en los Anexos: N°4 (OS N°8 de TRANSENER), y N°13 (OS N°15 de EPESF).

9.2.1.5. Recuperación del STAT 500 kV (LIT -> GBA)

La normalización del "Cuadrilátero" y el incremento de máquinas en servicio permitirá energizar las líneas de 500 kV desde S. Grande Arg. y Colonia Elía, hacia GBA (ET Rodríguez). El COT coordinará con TRANSBA, SACME y SG la toma de carga en las Estaciones que se van energizando.

Se requiere al menos 5 máquinas en servicio en la CH Salto Grande para energizar líneas externas al cuadrilátero. En esa condición se considera segura la toma de carga con escalones de hasta 30 MW con intervalos de 2 minutos como mínimo.

Desde Rodríguez se irán reponiendo también las E.E.T.T. Ezeiza y Abasto, si es que no están repuestas desde el Comahue.

Con el AEN de CT Belgrano se inicia la recuperación de Belgrano-Rodríguez y se sincronizan en Rodríguez con Salto Grande. Al vincularse, la CH Salto Grande deberá continuar con la regulación de frecuencia en la isla y Belgrano debe conmutar su modo de operación a control de potencia (de ser posible, con RPF).

El salto de carga de la CT AES Paraná o el arranque en negro de CT San Martín (o el de B. López) tienen por objetivo energizar la red hasta alcanzar la ET Rosario Oeste. Desde esta se abastecerán externamente los consumos de los Centros de Control del COC, COT y COD de EPESF.

Desde Rodríguez se energiza el STAT hacia Rosario Oeste y se sincronizan ambas islas (Salto Grande y CT San Martín) en Rosario Oeste. Continuará a cargo de la regulación de frecuencia de la isla la CH Salto Grande.

Posteriormente, desde SG, se energiza Gran Paraná, Santo Tomé y Romang, y en coordinación con ENERSA y EPESF, se realiza la toma de carga en las respectivas EE.TT.

9.2.2. RECUPERACIÓN DESDE ÁREA NEA (CH YACYRETÁ)

La recuperación del área NEA consiste en el AEN de la CH Yacyretá y reenergización del STAT de 500 kV de la región, normalización de las demandas y generación de las Provincias de Misiones, Corrientes, Chaco y Formosa, y vincularse al área LIT (Salto Grande).

Los detalles del procedimiento de arranque en negro de Yacyretá están descritos en el Anexo N°22: OS N°1 de CH Yacyretá.

En la provincia de Misiones (EMSA), se dispone de capacidad de AEN en la CH Urugua-í e interconexiones con el Sistema Eléctrico Paraguayo (ANDE), que en caso de demoras en la estrategia principal desde Yacyretá iniciarán su propio plan de Recuperación, en forma aislada al sistema de 500 kV, de acuerdo con lo indicado en el Anexo N°16: OS N°1 de EMSA.

La estrategia principal consiste en energizar desde CH Yacyretá las líneas de 500 kV Yacyretá – Rincón – Paso de la Patria y Resistencia. En forma coordinada con TRANSNEA, se inicia la normalización de carga desde Resistencia para permitir el ingreso de más unidades de Yacyretá (la toma de carga se realizará con escalones de demanda de 20 MW a 40 MW para no afectar la regulación de frecuencia).

Una vez ingresadas al menos tres (3) máquinas en Yacyretá, desde Rincón se energiza la salida a San Isidro y se coordina con EMSA la toma de carga y normalización de la demanda de la provincia de Misiones desde el STAT de 500 kV (Este procedimiento se encuentra descrito en el Anexo N°16: OS N°1 de EMSA).

Desde ET Resistencia se energiza la ET Chaco y se coordina la toma de carga con TRANSNEA y SECHEEP.

Luego, en las EETT Rincón y Paso de la Patria, se coordina la toma de carga con TRANSNEA y DPEC.

9.2.2.1. Vinculación con Área Litoral

El paralelo entre las áreas NEA (CH Yacyretá) y LIT (CH Salto Grande) se realizará energizando la línea de 500 kV Rincón-Salto Grande (5RISG1), desde Rincón, con sus 4 reactores de línea vinculados y al menos 7 grupos en Yacyretá.

El COC coordinará el paralelo en la ET Salto Grande, donde se dispone de un equipo de sincronización automática para realizar paralelo de ambas redes.

Una vez lograda la vinculación de las áreas NEA (Yacyretá) y LIT (Salto Grande), el COC asignará la regulación de frecuencia de la nueva isla a la CH Salto Grande, continuando la operación de Yacyretá con control de consigna de potencia y RPF.

Posteriormente, se realizarán los cierres de anillos entre las áreas NEA y LIT, buscando completar el corredor NEA-LIT y así maximizar la capacidad de transmisión con el objeto de acelerar el proceso de normalización de demanda del SADI. El cierre de anillo se realizará a través del vínculo Romang – Resistencia, energizado desde Romang y con cierre en Resistencia.

En estas instancias, de acuerdo con el nivel de carga del sistema de transporte del corredor NEA-LIT y el estado de normalización de la demanda, el COC evaluará solicitar asistencia desde el Sistema Brasileño a través de la interconexión Rincón - Garabí.

Al vincularse la ET Gran Formosa a la isla en formación, se coordinará con TRANSNEA la transferencia de demanda (con cortes) del circuito que se encontraba vinculado al Sistema Paraguayo (ANDE).

Los detalles del plan de recuperación del área NEA están contenidos en los siguientes anexos:

- Anexo N°4 - OS N° 8 de TRANSENER
- Anexo N°22 - OS N°1 de Yacyretá
- Anexo N°16 - OS N°1 de EMSA
- Anexo N°15 - OS N°80 de TRANSNEA
- Anexo N°26 - OS N°1 de CH Uruguayí

9.2.3. RECUPERACIÓN CORREDOR COMAHUE - GBA

La relevancia en la recuperación de este corredor se basa en que permitirá la puesta en servicio del conjunto de Centrales Hidroeléctricas de la Región Comahue (Alicurá, El Chocón, Piedra del Águila, Planicie Banderita, P.P. Leufú y Arroyito), cuyos módulos de potencia instalada y reducidos tiempos de arranque, servirán para una rápida normalización de la demanda del SADI.

La energización del corredor contempla la realización de caminos independientes, a través del corredor norte (Chocón-Ezeiza) y por el corredor sur (Chocón –Olavarría), utilizando el arranque en negro de la CH El Chocón para la energización de ambos caminos.

Posteriormente, la estrategia contempla la reposición del corredor Chocón Oeste hacia Alicurá y Piedra del Águila y la vinculación del corredor patagónico, desde ET Choele Choel hasta la ET Esperanza.

La recuperación del corredor Chocón Oeste – Alicurá se realizará una vez sincronizados y anillados los corredores norte y sur del corredor Comahue - GBA.

La recuperación del corredor Patagónico se llevará a cabo una vez vinculados los corredores Comahue - GBA (Norte y Sur) y Chocón Oeste – Alicurá/Piedra del Águila.

9.2.3.1. Sistema Regional Comahue 132 kV:

Paralelamente, en el Área Comahue, se iniciará la recuperación del Sistema Regional Comahue mediante el arranque en negro de la CH Planicie Banderita y energización del T2PB y su salida hacia 132 kV. La desvinculación respecto al corredor de 500 kV estará dada por la apertura del interruptor BL15.

Una vez conformada la isla Comahue 132 kV se vinculará al SADI en la ET PB, mediante el cierre del interruptor BL15 de 500 kV.

El procedimiento detallado de Recuperación del área Comahue 132 kV se encuentra desarrollado en los Anexos N°17 y N°18: O.S. de Recuperación del Sistema Regional Comahue de Transcomahue y Epen, respectivamente.

9.2.3.2. Arranque en negro de CH El Chocón

La Central El Chocón dispone de un grupo diesel de emergencia que posibilita el arranque en negro de cualquiera de sus 6 unidades.

La estrategia principal de recuperación desde la CH El Chocón se basa en:

- I. La energización del Corredor Sur COM-GBA (Chocón – Chocón Oeste – Choele Choel - G. Brown – B. Blanca – Olavarría) con el arranque en negro de una de las unidades G01 o G02 y transformador de bloque T1CH vinculado a la barra A de 500 kV (5CHA).
- II. La energización del Corredor Norte COM-GBA (Chocón – Puelches – Macachín – Henderson – Ezeiza - Abasto) con el arranque en negro de una de las unidades G03 o G04 y el transformador de bloque T3CH vinculado a la barra D de 500 kV (5CHD).

En caso de indisponibilidad del T3CH o de los grupos G03/G04, el mismo procedimiento se puede realizar con los grupos G05/G06 y transformador T5CH vinculado a la barra 5CHD.

El Anexo N° 23: Procedimiento de Arranque en Negro de la CH El Chocón, describe en detalle las acciones a realizar por los operadores de la CH para su AEN.

9.2.3.3. Arranque en negro de CH P. Banderita (alternativa a Chocón)

En caso de indisponibilidad del arranque en negro de la CH El Chocón, la CH Planicie Banderita será empleada como alternativa en la Recuperación del Corredor Comahue-GBA (500 kV), considerándose esta utilización prioritaria para la normalización del SADI.

El Sistema Regional Comahue iniciará su estrategia de Recuperación en isla, mediante el arranque en negro de otras centrales del área y/o a partir de su vinculación al STAT de 500 kV energizado con el arranque en negro de la CH Planicie Banderita.

El Anexo N°24: Procedimiento de Arranque en Negro de la CH Planicie Banderita, describe en detalle las acciones a realizar por los operadores de la CH para su AEN.

9.2.3.4. Recuperación del Corredor Norte Comahue-GBA

El **Corredor Norte** se energiza a partir del G03 o G04 de CH El Chocón (conectado al T3CH), cerrando el interruptor CL35 de la E.T. Chocón. Seguidamente se energizan los tramos Chocón - Cerrito de la Costa – Puelches - Macachín – Henderson – Ezeiza, empleando en cada tramo, reactores de línea y barra predispuestos durante la etapa de preparación de la red.

El corredor norte posee mejor compensación de potencia reactiva que el corredor sur, por lo que su energización, de no mediar imprevistos será más rápida para llegar hasta ET Ezeiza.

En ET Ezeiza se energizan: el TR1 (500/220/132 kV) y el TR4 (132/13.2/13.2 kV) y se pondrán en funcionamiento los Compensadores Sincrónicos CS1 y CS2, para su aporte al control de tensiones.

El COT coordinará con SACME y la CH Chocón, la toma de carga en Ezeiza (aprox. 60 MW, en escalones de 20 a 40 MW), y continuará la normalización de la ET Ezeiza ingresando los restantes transformadores y Compensadores Sincrónicos.

Desde Ezeiza se energizarán las líneas de 500 kV hacia Abasto y en forma coordinada con SACME y Chocón se iniciará toma de carga en Abasto (aprox. 60 MW, en escalones de 20 a 40 MW).

Con el ingreso de grupos de CH El Chocón, se podrán ir energizando transformadores en las EETT intermedias e iniciando la toma de carga en Henderson (coordinando con TRANSBA) y en Puelches y Macachín (en coordinación con APELP).

9.2.3.5. Recuperación del Corredor Sur Comahue - GBA

A partir del cierre del interruptor CS35 (de la E.T. Chocón) se energiza la línea El Chocón - Chocón Oeste y la barra 5COB de Chocón Oeste, con lo cual se inicia la recuperación del Corredor Sur (Chocón – Chocón Oeste – Choele Choel – G. Brown – Blanca – Olavarría). Para la compensación y control de tensión del corredor, se utilizarán reactores de línea y de barra predispuestos durante la etapa de preparación de la red, con capacitores serie en Choele Choel “puenteados”.

Es prioritario llegar a Ezeiza para disponer de los Compensadores Sincrónicos en el control de tensión (si no se pudo llegar por el corredor norte). Sin embargo, para llegar con tensiones aceptables a Olavarría, se necesitará de la toma de carga en las estaciones intermedias (el COT coordinará con TRANSBA la toma de carga en las Bahía Blanca (aprox. 60 MW) y Olavarría (aprox. 40 MW), y con EDERSA y TRANSCOMAHUE la toma de carga en Choele Choel (aprox. 60 MW)). En todo momento, es fundamental coordinar la toma de carga con la CH El Chocón, vigilando su

respuesta y márgenes de potencia, y la central deberá ir ingresando grupos en servicio acompañando la normalización de demanda.

En función de los tiempos resultantes, los Compensadores Sincrónicos podrían ser puestos en servicio, alternativamente, desde el Corredor Norte Comahue-GBA, desde el Corredor Sur Comahue-GBA o desde el Corredor Litoral-GBA (Rodríguez).

9.2.3.6. Vinculación de los corredores Norte y Sur

En caso de que la energización de los corredores Norte y Sur se efectúe exitosamente, el paralelo entre ambos se realiza en la ET El Chocón, mediante el cierre del interruptor CS25, sobre el cual la CH El Chocón toma el mando para su cierre sincronizado. El anillado de ambos corredores se realiza seguidamente en la ET Olavarría.

Una vez ejecutado el paralelo y anillado de ambos corredores se inicia la recuperación del corredor Chocón Oeste – Piedra del Águila - Alicurá. Se incorporan a partir de este corredor las centrales Alicurá, Piedra del Águila y Pichi Picún Leufú, cuyo despacho será coordinado por el OED, acompañando la evolución de la Recuperación del SADI y la normalización de la demanda.

9.2.3.7. Vinculación con Área Litoral

Una vez recuperado el corredor Comahue - GBA hasta Ezeiza y recuperado el corredor Salto Grande - Litoral – GBA hasta Rodríguez, se realizará el paralelo de las áreas en la ET Rodríguez, con el cierre de los interruptores: **5L1225** (línea Belgrano-Rodríguez) o 5T1325 (TR1 Rodríguez), cuyo verificador de sincronismo permite realizar paralelo con 10° E.

Con una evolución normal en la recuperación del área NEA, ésta ya se encontrará vinculada al área LIT, por lo tanto, en la ET Rodríguez se realizará el paralelo de las islas NEA+LIT con COM+GBA.

9.2.3.8. Vinculación con Área Patagonia

Con los Corredores Norte, Sur y Chocón Oeste – Alicurá vinculados, se inicia la energización del **Corredor Patagónico**, desde Choele Choel hacia Puerto Madryn – Santa Cruz Norte y Esperanza. Al llegar con tensión desde Choele Choel a Puerto Madryn, deberá coordinarse el paralelo en Puerto Madryn 330 kV con la Región Patagónica, que podría encontrarse operando en isla en base a su procedimiento de Recuperación descrito en el Anexo N°18, correspondiente a la OS N°45 de TRANSPA. En caso de que la Recuperación en isla de la Región Patagónica haya presentado inconvenientes o demoras, la Recuperación del área se realizará a partir de su vinculación al SADI en Choele Choel, de acuerdo con las acciones descriptas en el Anexo N°4 (OS N°8 de TRANSENER).

9.2.3.9. Duplicación del Corredor Comahue – GBA

La duplicación de los tramos de los corredores Norte y Sur COM-GBA permitirá ampliar la capacidad de transmisión del corredor y de esta manera incrementar el despacho de las centrales de la región Comahue favoreciendo la rápida normalización de la demanda del SADI.

9.2.3.10. Recuperación del Nodo Bahía Blanca desde CT Guillermo Brown

Ante inconvenientes en la recuperación del corredor COM-GBA (Norte y Sur) por fallas o demoras en los arranques en negro de las CC.HH. Chocón y Planicie Banderita, se iniciará un plan de recuperación para la normalización del nodo Bahía Blanca, dada su relevancia (nivel de demanda, seguridad del polo petroquímico, etc.).

Para iniciar este plan el COT solicitará el arranque en negro de una TG de la CT Guillermo Brown y desde allí se energiza la línea de 500 kV 5BB-GBR1 y la barra A de 500 kV de la ET Bahía Blanca.

En coordinación con TRANSBA se energiza la barra C de 500 kV y se inicia la toma de carga en ET BB.

El paralelo del Nodo Bahía Blanca con el SADI se podrá realizar en la ET GBR o en la ET BB, ya que en ambas estaciones disponen de verificador de sincronismo.

9.2.4. RECUPERACIÓN EN ISLAS

9.2.4.1. Área GBA

La estrategia de recuperación del área GBA contempla paralelamente el plan de normalización desde el sistema de 500 kV (ítem 9.2.1.5) y un plan de formación de islas pre-configuradas a partir del AEN de generación local. El inicio de ambos planes es simultáneo.

En cada isla, SACME inicia su recuperación con una central con capacidad de AEN y a medida que avanza en la energización de la red, irá alimentando las demandas prioritarias y centrales generadoras sin arranque en negro. La coordinación de la normalización de demanda la realiza con los centros de Control de Edenor y Edesur.

El seguimiento de la frecuencia de cada isla, en tanto no estén vinculadas al SADI, será realizado por SACME, quien asignará la regulación secundaria de frecuencia a un generador del área. Las islas operarán desvinculadas entre sí hasta tener la posibilidad de vincularse al SADI.

Normalización de demanda desde la red de 500 KV.

Con la llegada de tensión por alguno de los nodos de 500 kV, el COT y SACME coordinarán la vinculación de islas al SADI. Los puntos de sincronización del área GBA con el resto del SADI, dependerá desde donde se reciba tensión desde 500 kV, esto es: Ezeiza, Abasto o Rodríguez.

Al vincular una isla al SADI, la unidad generadora que tenía asignada la regulación secundaria de frecuencia de la isla cambiará el modo de operación de su control primario de velocidad pasando del modo frecuencia (modo isócrono) al modo control de potencia.

Una vez sincronizada la isla del GBA con la red del SADI, a través de alguno de los circuitos armados, el resto de ellos se acoplarán solo verificando el ángulo de potencia entre los distintos sistemas.

En todo momento, SACME estará en contacto con EDELAP a efectos de ver la evolución del proceso de arranque de dicha área y evaluar la forma de acoplarla al GBA cuando se encuentre energizada la SE Abasto desde barras de 500 KV.

El procedimiento de recuperación del área GBA, se encuentra detallado en los anexos N°5 (OS N°1 de SACME) y N°6 (OS N°2 de EDELAP)

9.2.4.2. Área Centro

La estrategia principal prevé la formación de la Isla Centro a partir del arranque en negro de la CH Río Grande. Además, prevé entre las acciones prioritarias el abastecimiento de emergencia de los Servicios Auxiliares de la CN Embalse. Para cada una de estas acciones, se diseñaron además planes alternativos para sobrellevar inconvenientes en la estrategia principal.

La recuperación se inicia con el arranque de la CH Río Grande y energización del sistema de transporte de 500 kV R. Grande – Embalse – Almafuerde. Desde ET Almafuerde el COT coordinará con EPEC y RGDE el inicio de la toma de carga.

Simultáneamente, desde Almafuerde se energizará la línea de 132 kV Almafuerde – Embalse y se coordinará con la CNE la alimentación de sus servicios auxiliares.

En la medida que se incremente el despacho de RGDE acompañando la demanda, se avanzará en la energización por 500 kV del STAT hacia Arroyo Cabral y Malvinas, iniciando en estos puntos la normalización de demanda.

La vinculación de las EETT de 500 kV y la normalización del sistema de subtransmisión (132 kV y 66 kV) permitirá vincular nuevas centrales generadoras (térmicas e hidráulicas) del área para avanzar en la normalización.

El Ciclo Combinado de la Central Térmica Pilar (Bicentenario) representa por su potencia instalada uno de los principales módulos de generación del área. Dicha central posee un automatismo de salto de carga ante condiciones de colapso, por lo tanto, en caso exitoso de salto de carga, rápidamente podrá vincularse a la isla y aportar en la normalización de demanda.

Al alcanzarse las condiciones necesarias y disponiendo margen en la generación en servicio, se energizará desde RGDE hacia Luján 500 kV e iniciará la recuperación de la EDESAL con toma de carga en la ET Luján (se requiere para dicha energización, al menos tres grupos en servicio entre las centrales Pilar y Río Grande).

Si la CN Embalse efectuó un salto de carga exitoso, podrá ingresar E/S una vez que la estabilidad de la isla lo permita, para colaborar con su aporte de potencia en la normalización de demanda.

Ante inconvenientes con el arranque en negro de la CH Rio Grande, el área Centro tiene definido planes alternativos con arranque de otras centrales del área (CT Pilar, CT Villa María II, CT 13 de Julio, CT Río Tercero, CH Reolin) y con éstas se busca cumplir con el objetivo fundamental del área: normalización y alimentación de SSAA de la CNE.

Alternativamente y dependiendo del estado de restablecimiento del SADI, podría iniciarse el plan de recuperación desde el STAT de 500 kV, desde el Área Litoral (Sistema NEA+LIT+GBA) o desde el Área CUYO con la energización de las líneas de 500 kV 5GMLU1 y 5LURG1 desde la ET Gran Mendoza.

El procedimiento de recuperación del Área Centro se encuentra detallado en los anexos N°7 (OS N°196 de EPEC) y N°8 (OS N°1 de EDESAL)

9.2.4.3. Área Cuyo

La recuperación del Área Cuyo se basa en el arranque en negro de múltiples Centrales Hidroeléctricas ubicadas en las provincias de Mendoza y San Juan (CH Nihuil II, CH Agua del Toro, CH Punta Negra, CH Caracoles y CH Ullúm).

A partir de estas centrales se inicia la energización y formación de subsistemas aislados que posteriormente se sincronizan entre sí para formar una única isla. La recuperación del área es coordinada desde el COTDT de DISTROCUYO.

Una vez alcanzadas condiciones suficientes de generación, se energiza el sistema de transmisión de 500 kV desde Gran Mendoza, hacia Nueva San Juan y hacia Río Diamante.

Con los sistemas de transmisión y subtransmisión restablecidos (500 kV, 220 kV y 132 kV) la normalización de la demanda del área dependerá de los tiempos de arranque de los generadores térmicos del área, de la disponibilidad de energía acumulada en las centrales de embalse y de las condiciones y disponibilidad de recurso renovable (solar fotovoltaico).

En caso de que relación entre la demanda y la generación de la isla no permitan la normalización total de la demanda, esta etapa estará supeditada a la asistencia desde el SADI desde las áreas Centro o Comahue.

Como alternativas de recuperación del área, en caso de inconvenientes en la estrategia principal, la normalización podría también iniciarse desde las áreas Centro o Comahue, mediante la vinculación a través del STAT de 500 kV, de acuerdo con el procedimiento descrito en el Anexo N°4 (OS N°8 de TRANSENER).

El procedimiento de recuperación del Área Cuyo, se encuentra detallado en el Anexo N°9 (OS N°4 de Distrocuyo)

9.2.4.4. Área NOA

La recuperación del Área NOA se basa en el arranque en negro y formación de 3 subsistemas:

1 - Isla Norte (Salta y Jujuy)

La Isla Norte emplea a la CT Salta (Termoandes) como central iniciadora. Ésta dispone de automatismo de salto de carga ante condiciones de colapso, por lo tanto, en caso de realizarlo de forma exitosa, al menos una TG de la central prevalecerá en servicio luego del colapso, alimentando en isla sus SSAA. En caso de que el salto de carga no sea exitoso, se solicitará a la central su arranque en negro.

Alternativamente, la isla norte dispone de AEN en: CH Cabra Corral, CT Caimancito, CH Las Maderas y CT Piquirenda.

2 - Isla Centro (Tucumán y Santiago del Estero)

La Isla Centro contempla como estrategia principal el arranque en negro de la CT Pluspetrol Norte o alternativamente CT San Miguel de Tucumán (ambas centrales comparten el generador diésel de alimentación de emergencia). Una vez alcanzadas las condiciones necesarias, desde la isla centro se energizará el STAT de 500 kV vinculando las EETT Bracho, Lavalle y Santiago.

3 - Isla Sur (Catamarca y La Rioja)

La Isla Sur se iniciará a partir del AEN de CT La Rioja. En caso de indisponibilidades o falla en el arranque en negro de la CT La Rioja, la recuperación de la podría iniciarse desde las restantes islas del área (luego de la sincronización de las islas Norte y Centro), mediante la energización de la línea de 500 kV Lavalle – Recreo.

Alternativa desde el área NEA:

En caso de inconvenientes en la recuperación en isla y en función del estado de avance en la recuperación del SADI, el área NOA podrá comenzar su recuperación con asistencia desde el NEA, mediante la energización de las líneas de 500 kV Chaco – Monte Quemado y M. Quemado – Cobos.

En Cobos se iniciará la normalización de la demanda de la Isla Norte e irán normalizando e incorporando generadores de la región, y posteriormente mediante la energización de la línea de 500 kV Cobos – Bracho, se iniciará la recuperación de la Isla Centro.

Una vez estabilizadas las Islas Norte y Centro se procederá a recuperar la Isla Sur.

De utilizarse esta última estrategia alternativa, el COC coordinará con el COTDT de TRANSNOA la normalización de demanda en función de los márgenes de generación del SADI.

El procedimiento de recuperación del Área NOA se encuentra detallado en el Anexo N°10 (OS N°1 de TRANSNOA)

9.2.4.5. Área Provincia de Buenos Aires y Costa Atlántica

La estrategia de recuperación consiste en la formación y operación en islas independientes, iniciadas a partir del AEN de centrales generadoras, o partir de la disponibilidad de tensión, desde las Estaciones Transformadoras vinculadas al STAT.

El COTDT de TRANSBA asume la función de Centro de Control de Área (CCA) teniendo a su cargo la conducción del proceso de recuperación y la coordinación con Distribuidoras, Cooperativas y Grandes Usuarios, de la normalización de la demanda.

La alimentación de emergencia a las **Centrales Nucleares Atucha I y Atucha II**, es prioritaria y cuenta con un procedimiento dedicado con múltiples alternativas.

El plan de recuperación define las siguientes islas o áreas:

1. **Anillo de la Costa Atlántica Norte:** Alimentada por las Centrales Térmicas (CT) Villa Gesell y Mar de Ajó.
2. **Área Mar del Plata:** Abastecida por la CT 9 de Julio.
3. **Área Olavarría:** a partir de la vinculación, en la ET Olavarría, con el STAT de 500 kV (corredor Sur Comahue-GBA). Alternativamente a partir del arranque de CT Barker.
4. **Área Sur:** abastecida desde la vinculación, en la ET Bahía Blanca, con el STAT de 500 kV (corredor Sur Comahue-GBA).
5. **Área Centro:** abastecida desde la ET Henderson, vinculada al STAT de 500 kV (corredor Norte Comahue-GBA).
6. **Área Norte:** dependientes de la recuperación desde el STAT de las EETT Ramallo, San Nicolás, Villa Lía y Campana).

La recuperación de cada isla se realizará en forma simultánea y finalmente se vincularán entre sí y/o con el SADI, hasta lograr la máxima normalización posible de la red.

Cabe destacar que EDEA efectuará en forma independiente la recuperación del área Mar del Plata, a partir del arranque de la Central 9 de Julio. El procedimiento prevé vincular las estaciones y centros de distribución a través de la red de media tensión. Finalmente, la energización de la red de 132 kV.

Una vez que TRANSBA confirma disponibilidad de vinculación en E.T Mar del Plata, se realizará el paralelo de la isla en la Central 9 de Julio, a través de la línea Mar del Plata–Sur-Central.

El procedimiento de recuperación del Área Buenos Aires se encuentra detallado en el Anexo N°11 (OS N°1 de TRANSBA) y N°12 (OS N°1 de EDEA)

9.2.4.6. Área Patagonia

La recuperación del Área Patagonia se basa en el Arranque en Negro de las centrales Futaleufú, Ameghino, ALUAR, YPF Los Perales y Pico Truncado.

Desde la CH Futaleufú se inicia la recuperación del corredor de 330 kV hacia P. Madryn, para la normalización de demanda de Puerto Madryn y abastecimiento de los servicios internos y generación de Aluar.

Mediante el arranque de la CH Ameghino, se inicia la recuperación de la red de 132 kV hacia P. Madryn, para su sincronización con Futaleufú y Aluar, y hacia el sur, con el objetivo de normalizar los servicios de la CT Patagonia para su posterior arranque.

En función de la recuperación de la isla, acompañando a la entrada en servicio de la generación sincrónica (térmica e hidráulica del área), TRANSPA ordenará el despacho de los Parques Eólicos vinculados, siguiendo las recomendaciones del ítem 6.8 de este Procedimiento.

Para la energización de las líneas de 500 kV del área, debido a sus extensas longitudes se requiere de un alto grado de avance en la normalización de la isla, para disponer de recursos suficientes para el control de tensión.

De no lograrse condiciones mínimas suficientes en la isla, no se podrá iniciar la normalización del STAT de 500 kV, y por lo tanto el área Patagonia deberá permanecer en un estado de normalización parcial hasta su vinculación al SADI.

En caso de que la recuperación del área se inicie desde el SADI (planificado luego del restablecimiento del corredor COM-GBA), el procedimiento de energización del Corredor Patagónico (C. Choel – P. Madryn - S.C. Norte, R.S. Cruz - Esperanza) se realizará de acuerdo con lo establecido en el Anexo N°4 (OS N°8 de TRANSENER).

El procedimiento de recuperación del Área Patagonia se encuentra detallado en el Anexo N°18 (OS N°45 de TRANSPA)

10. ANEXOS

- ANEXO N° 1: ESQUEMA DE COMUNICACIONES
- ANEXO N° 2: CENTRALES CON ARRANQUE EN NEGRO
- ANEXO N° 3: RESUMEN DE ESTRATEGIAS DE RECUPERACIÓN POR ÁREA
- ANEXO N° 4: ORDEN DE SERVICIO N°8 DE TRANSENER
- ANEXO N° 5: ORDEN DE SERVICIO N°1 DE SACME
- ANEXO N° 6: ORDEN DE SERVICIO N°2 DE EDELAP
- ANEXO N° 7: ORDEN DE SERVICIO N°196 DE EPEC
- ANEXO N° 8: ORDEN DE SERVICIO N°1 DE EDESAL

- ANEXO N° 9: ORDEN DE SERVICIO N°4 DE DISTROCUYO
- ANEXO N° 10: ORDEN DE SERVICIO N°1 DE TRANSNOA
- ANEXO N° 11: ORDEN DE SERVICIO N°1 DE TRANSBA
- ANEXO N° 12: ORDEN DE SERVICIO N°1 DE EDEA
- ANEXO N° 13: ORDEN DE SERVICIO N°15 DE EPESF
- ANEXO N° 14: ORDEN DE SERVICIO N°1 DE ENERSA
- ANEXO N° 15: ORDEN DE SERVICIO N°80 DE TRANSNEA
- ANEXO N° 16: ORDEN DE SERVICIO N°1 DE EMSA
- ANEXO N° 17: ORDEN DE SERVICIO N°11 DE TRANSCOMAHUE
- ANEXO N°18: ORDEN DE SERVICIO N°11 DE EPEN
- ANEXO N°19: ORDEN DE SERVICIO N°2 DE APELP
- ANEXO N°20: ORDEN DE SERVICIO N°45 DE TRANSPA
- ANEXO N°21: ORDEN DE SERVICIO N°1 DE CH SALTO GRANDE
- ANEXO N°22: ORDEN DE SERVICIO N°1 DE CH YACYRETÁ
- ANEXO N°23: ORDEN DE SERVICIO N°1 DE CH EL CHOCÓN
- ANEXO N°24: ORDEN DE SERVICIO N°1 DE CH PLANICIE BANDERITA
- ANEXO N°25: ORDEN DE SERVICIO N°1 DE CH RIO GRANDE
- ANEXO N° 26: ORDEN DE SERVICIO N°1 DE CH URUGUA-Í
- ANEXO N° 27: INFORME DE CAMMESA SOBRE LA FALLA DEL 16/06/2019

Los Anexos listados precedentemente son los vigentes en la actualidad y están disponibles en la página web de CAMMESA en la siguiente dirección: <https://cammesaweb.cammesa.com/pt7-arranque-en-negro/>

Estos anexos podrán ser actualizados y/o modificados función de la evolución y/o desarrollo que tenga el SADI y que hagan necesario el ajuste de las órdenes de servicio involucradas.