

CAMMESA

COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO

MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA

INFORME DEL SIMULACRO DE COLAPSO DEL SADI 31/03/2022



INFORME DEL SIMULACRO DE COLAPSO DEL SADI

1. OBJETIVO

La realización del Simulacro tiene por objetivo el entrenamiento conjunto de los Operadores del SADI en estado de operación de emergencia, luego de la ocurrencia de un Colapso Total del Sistema.

Simultáneamente, constituyó una puesta en práctica de las actualizaciones de las Órdenes de Servicio de los Agentes participantes de la recuperación, para la detección de oportunidades de mejora en las estrategias y procedimientos aplicados.

2. NORMATIVA APLICABLE:

PROCEDIMIENTO TECNICO N°29:

El ítem 6.1 del Procedimiento Técnico N°29 “Control de Condiciones de Seguridad del SADI” establece dentro de sus requerimientos de control, la realización de al menos un “Simulacro de Recuperación del SADI luego de un Colapso” por año calendario.

El Simulacro llevado a cabo el 31/03/2022, cumplimenta con el correspondiente al año 2021, que debió diferirse por condicionantes vinculados a la pandemia.

El correspondiente al año 2022 se programará para septiembre del corriente año.

PROCEDIMIENTO TECNICO N° 7:

Para proceder a la recuperación del SADI en el marco del Simulacro se aplicó lo establecido en el Procedimiento Técnico N°7 “Recuperación del SADI luego de un Colapso Total”, y las Órdenes de Servicio correspondientes, actualizadas por los Agentes Transportistas y Generadores, en coordinación con CAMMESA, luego del suceso acaecido el 16/06/2019.

3. PARTICIPANTES

Participaron del Simulacro los siguientes Centros de Control:

- COC (CAMMESA)
- COT (TRANSENER)
- COTDT de TRANSNOA
- COTDT de TRANSNEA
- COTDT de TRANSCOMAHUE
- COTDT de EPEN
- COTDT de TRANSBA
- COTDT de DISTROCUYO
- COTDT de TRANSPA



- COD de SACME
- COD de EPEC
- COD de EPESF
- COD de ENERSA
- COD de APELP
- COD de EDESAL
- COD de EMSA
- COD de EDEA
- COGs de Centrales Generadoras involucradas en la recuperación.

Se requirió para el ejercicio del simulacro la presencia en los respectivos Centros de Control de la Jefatura de Operaciones, el personal de Asistencia a la Operación y equipos de Operadores duplicados (uno dedicado al **Simulacro** y otro a la **Operación Normal**).

Además, el ejercicio se complementó con la presencia de Técnicos Operadores en Estaciones Transformadoras y/o de Maniobras y en las Centrales Generadoras abocados al simulacro.

Los Centros de Control de Organismos Encargados del Despacho de los países limítrofes interconectados al SADI:

- UTE (Uruguay)
- CNOS (Brasilia)
- COSR-S (Florianópolis)
- CEN (Chile)
- ANDE (Paraguay)

participaron pasivamente, recibiendo comunicaciones desde el COC y solicitudes simuladas de Importación de Emergencia, en función de la evolución del plan de recuperación del SADI.

4. PROGRAMACIÓN

La programación de este Simulacro tuvo un tratamiento de especial relevancia y difusión, puesto que se trató del primer simulacro a realizar luego del Colapso del SADI del 16/06/2019.

Cumpliendo los plazos establecidos en el PT29, la comunicación a los Agentes con la programación del Simulacro se realizó el viernes 25/02/2022.

5. HIPOTESIS DE FALLA Y DE RECUPERACIÓN

Se definieron durante la etapa de programación un conjunto de hipótesis y consideraciones para tener en cuenta durante el desarrollo de la recuperación. Estas fueron:

Hipótesis de Falla desencadenante del Colapso:

Se adoptó como hipótesis de falla desencadenante de colapso, la reproducción de la falla múltiple que produjo el colapso del 16/06/2019.



Hipótesis sobre las Estrategias Principales vs Estrategias alternativas:

Se decidió la utilización de las ESTRATEGIAS PRINCIPALES para la recomposición del STAT y de cada región/área del SADI, dejando para próximos simulacros el uso de las ESTRATEGIAS ALTERNATIVAS.

Hipótesis post falla sobre el STAT 500 kV

En correlación al uso de las estrategias principales se adoptó durante la etapa de recuperación la hipótesis de RED N y plena disponibilidad de la Red de Transporte (sin indisponibilidades).

Hipótesis post Falla sobre la generación del SADI

Las CC.NN. que se encontraban en servicio (CN Embalse y CN Atucha I) se consideraron con operatoria de Salto de Carga realizada de forma exitosa. Esta hipótesis permitió al momento de vincular las centrales al SADI contar con el aporte de su generación, de acuerdo con límites establecidos por las curvas de toma de carga real de cada central.

Las unidades TV que salieron de servicio debido al colapso del SADI, se consideraron indisponibles y/o con tiempos de arranque reales, de tal forma que su entrada al servicio durante el proceso simulado de recuperación fue prácticamente nula.

Los Ciclos Combinados con automatismo de Salto de Carga:

- CC Termoandes (NOA)
- CC AES Paraná (LITORAL)
- CC Bicentenario (CENTRO)

se consideraron realizando Salto de Carga exitosos, por lo tanto, participaron de las estrategias de recuperación como centrales iniciadoras. El salto de carga exitoso agiliza el inicio de la recuperación y define a dichos generadores como iniciadores, de acuerdo con la estrategia de su área de influencia.

Las Centrales Hidroeléctricas, unidades TG, DI y motores, una vez vinculadas a la red se consideraron disponibles (respetando sus tiempos habituales de arranque) participando de la normalización de la demanda.

Hipótesis sobre Interconexiones Internacionales:

Se consideró dentro de las hipótesis post falla, que el Sistema Eléctrico Uruguayo colapsó junto con el SADI, por lo tanto, el procedimiento de arranque y recuperación desde la CH Salto Grande, contempló el ingreso de unidades generadoras para la normalización de demanda de UTE, con un intercambio máximo de 500 MW desde la CH Salto Grande hacia el Sistema Eléctrico Uruguayo.

Posteriormente, avanzada la recuperación del STAT del SADI y con las interconexiones internacionales vinculadas al SADI, se consideró disponible una importación de emergencia desde Uruguay y desde Brasil de 500 MW cada una.

Se consideraron sin posibilidad de abastecimiento de emergencia a las interconexiones con los Sistemas Eléctricos de Chile (345 kV) y Paraguay (en 500 kV). Las interconexiones con el Sistema Eléctrico Paraguayo en niveles de subtransmisión solo se utilizaron para normalizaciones locales en las provincias de Misiones y Formosa, de acuerdo con sus planes de recuperación.

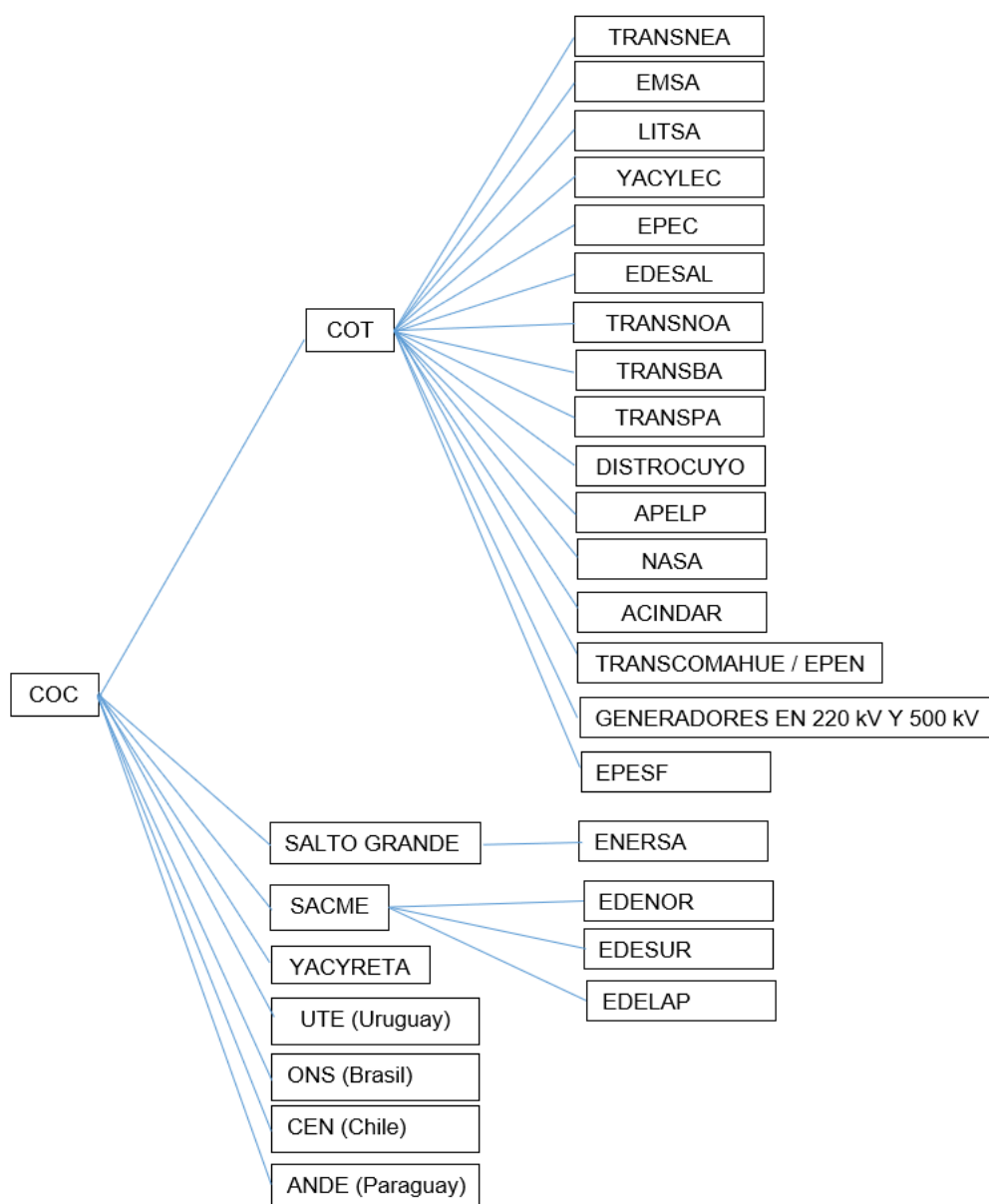


6. DESARROLLO DEL SIMULACRO

Primera Etapa (de 8 a 9 hs)

En una primera etapa, previa al inicio del ejercicio, los Centros de Control de los Agentes participantes y del COC de CAMMESA pusieron a prueba el funcionamiento de los Sistemas de Alimentación de Emergencia, de los cuales depende la continuidad operativa del equipamiento crítico (SOTR / telefonía) ante una interrupción de suministro eléctrico externo, tal como sucedería en el caso de un Colapso Regional o Total del SADI.

Seguidamente CAMMESA y el resto de los Agentes participantes, realizaron comunicaciones de verificación bidireccionalmente con otros CCAs, COTDTs, COGs y CODs según el Diagrama de Comunicaciones de Emergencia del P.T. N° 7.



En esta prueba se verificó el funcionamiento de diversos canales de comunicación tales como: Telefonía Pública, Onda Portadora, Microonda, Telefonía Satelital y Punto a Punto.



En la programación del Simulacro CAMMESA reiteró a los Agentes la importancia de disponer medios de comunicación redundantes, destacando la independencia de la comunicación satelital respecto a la posible afectación que un colapso representa sobre otras tecnologías.

Por cuestiones de organización y para asegurar el normal desarrollo del Simulacro el día de su realización (31/03), varios Agentes, juntamente con CAMMESA, optaron por adelantar la prueba de los Sistemas de Alimentación de Emergencia y Comunicaciones al día anterior (30/03). Se establecerá esta metodología para futuros simulacros.

Segunda Etapa (de 9 a 17 hs):

La segunda etapa consistió en el desarrollo propio del ejercicio:

- Verificación simulada de las condiciones de cero tensión y frecuencia en diferentes puntos de la red del SADI para determinar el Estado de Colapso del SADI.
- Confirmación y comunicación del “Estado de Colapso” a los Agentes usando el Esquema de Comunicaciones del P.T. N°7.
- Inicio de los procedimientos de recuperación de cada área, en general:
 - Maniobras de preparación de la red (apertura del STAT y separación en subsistemas para recuperación en islas).
 - Arranques en Negro (reales y simulados)
 - Restablecimiento del STAT a partir de las centrales iniciadoras (desde Comahue, Salto Grande, Yacyretá).
 - Recuperación de las islas en forma autónoma.
- Coordinación para la sincronización de las islas y recuperación de demanda.

7. RESULTADOS DEL SIMULACRO:

Ensayos de Arranque en Negro

Se coordinaron arranques en negro **de forma real** de un subconjunto de generadores que cuentan con esa capacidad.

El criterio adoptado para la selección de estos generadores tuvo en cuenta los siguientes factores:

- disponibilidad
- sin despacho previsto
- compatibilidad de las maniobras asociadas al arranque en negro con las condiciones de la red y demás mantenimientos programados
- disponibilidad de combustibles, para las centrales térmicas
- disponibilidad de recursos hidráulicos, para las hidroeléctricas
- relevancia dentro de los planes de recuperación (estrategias principales vs estrategias alternativas)
- se dio prioridad a generadores sin ensayos previos en el 2021

A continuación, el listado de generadores seleccionados y el resultado de los ensayos correspondientes:



Área	Central	Hora solicitud	Hora solicitud	Hora E/S	Comentarios
GBA	CT Dock Sud (TG07)				SUSPENDIDO. FALLA EN CELDA DE SSAA PREVIO AL ARRANQUE. EN COORDINACION
	CT E.Barragán (TG01)	31/3/2022	09:51	10:40	
	CT La Plata	31/3/2022	10:06	10:45	
	CT Magdalena	31/3/2022	10:02	10:27	
CENTRO	CH Río Grande (G03)	25/3/2022 *	09:15	09:42	
	CT Villa María II (TG02)	28/3/2022 *	16:35	16:56	
	CT So Energy Río Tercero	31/3/2022	08:22	08:30	
CUYO	CH Nihuil II (G204)	31/3/2022	09:32	09:52	
	CH Agua del Toro (G02)	31/3/2022	09:25	09:45	
NOA	CH Cabra Corral (G03)	31/3/2022	10:58	11:03	
	CT Pluspetrol Norte (TG02)	31/3/2022	08:46	09:06	
	CT La Rioja (TG21)	31/3/2022	09:51	10:22	
	CT Caimancito				SUSPENDIDO POR TRANSNOA. SE REITERÓ EL 21/04 SATISFACTORIAMENTE
PBA	CT Las Palmas (TG03)	31/3/2022	10:38	14:01	
	CT Salto II (TG01)	31/3/2022	08:55		ARRANQUE FALLIDO. SE REITERÓ EL 05/04 SATISFACTORIAMENTE
	CT Villa Gesell (TG16)	31/3/2022	10:54	11:31	
LITORAL	CH Salto Grande (G10)	31/3/2022	09:22	09:32	
	CT B.López	30/3/2022 *	11:34	12:17	
NEA	CH Yacyretá (G08)	30/3/2022 *	10:03	10:16	
COMAHUE	CH El Chocón (G03)	31/3/2022	08:47	09:12	
	CT Alto Valle (TG23)	31/3/2022	10:14	11:21	
PAT	CT YPF Los Perales	31/3/2022	09:39	10:08	
	CT Pico Truncado (TG23)	31/3/2022	09:38	10:36	

* Ensayos realizados anticipadamente al simulacro, por cuestiones de coordinación de maniobras asociadas a la preparación de la red para el arranque en negro.

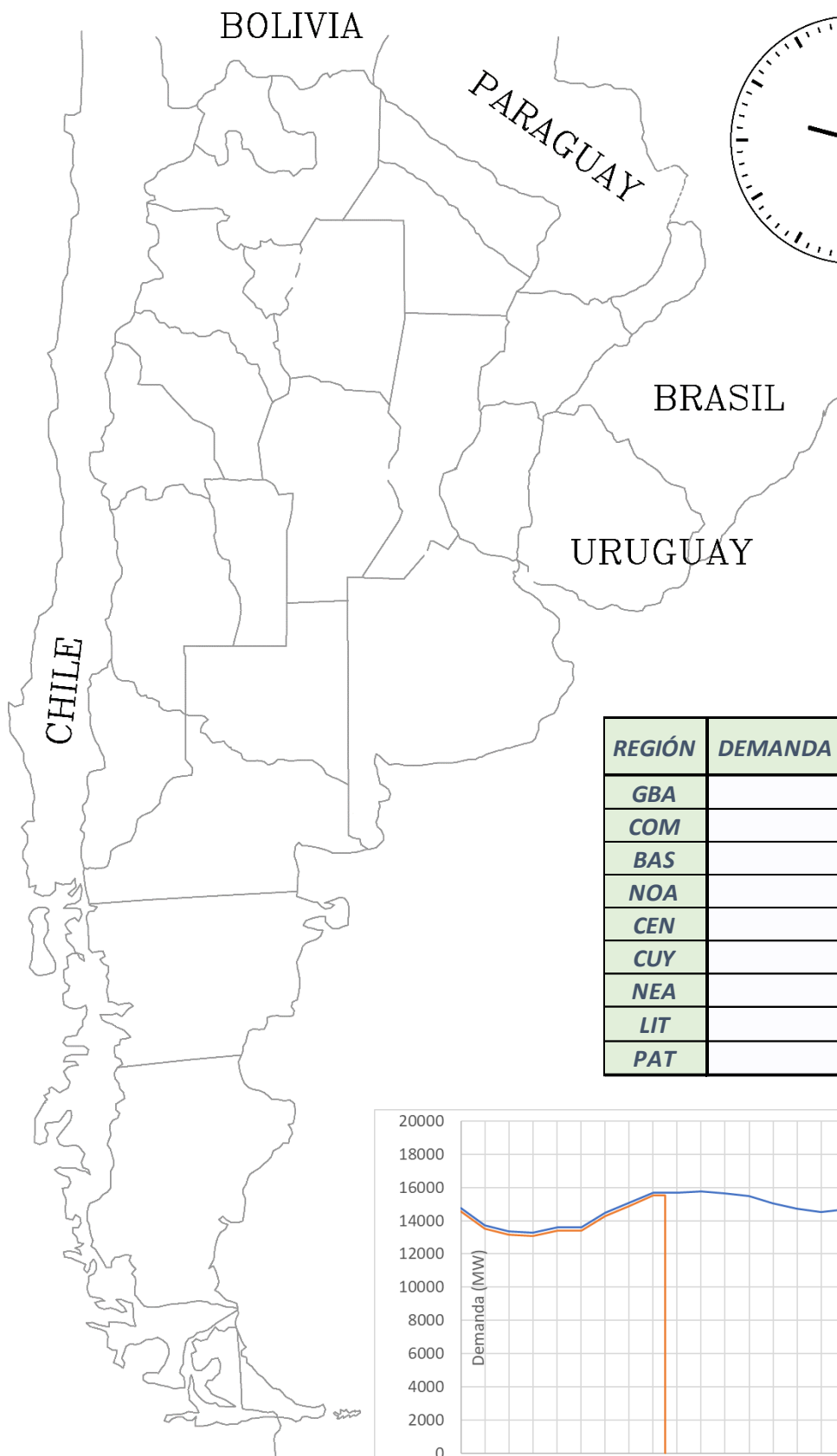
Tiempos de Normalización:

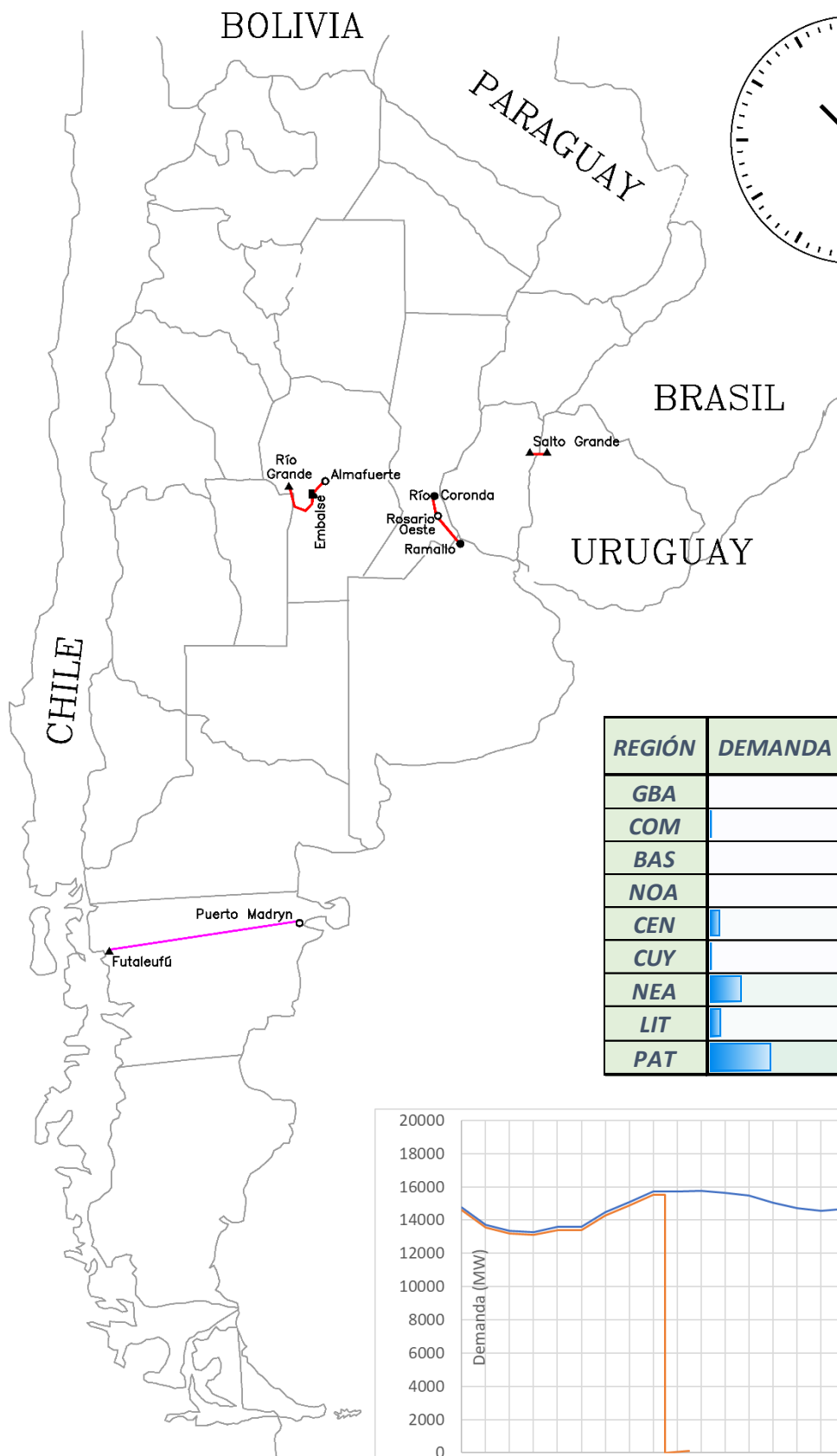
- **Hora de Confirmación del Estado de Colapso desde el COC:** 09:25 hs (inicio del Plan de Recuperación)
- **Hora de Finalización del Simulacro del COC:** 15:52 hs (alcanzada la normalización del STAT y aprox. 90 % de demanda SADI). La reposición de la demanda remanente estaba condicionada a maniobras de normalización de los sistemas de subtransmisión/distribución.

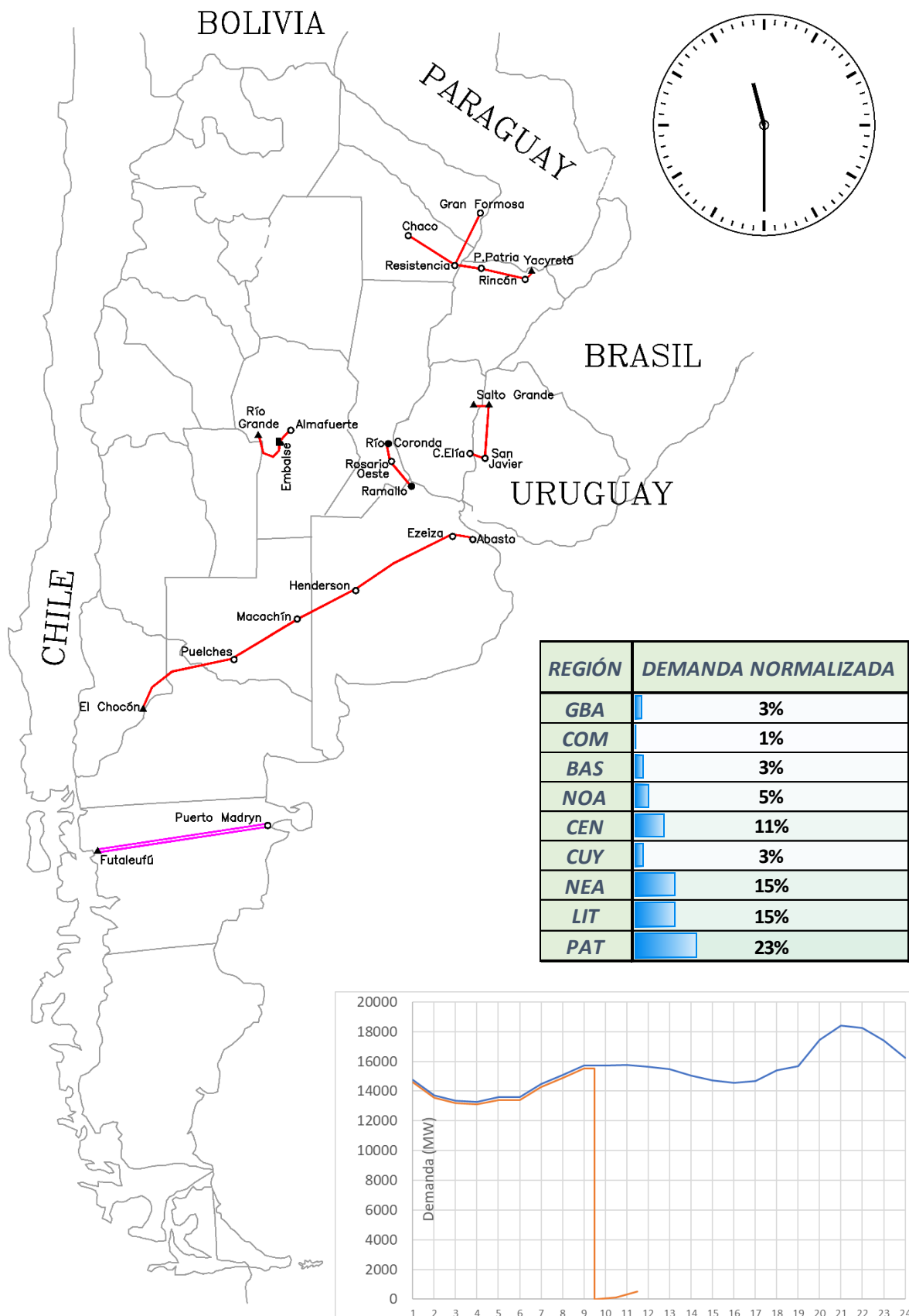
**Detalles por área de horarios de recuperación:**

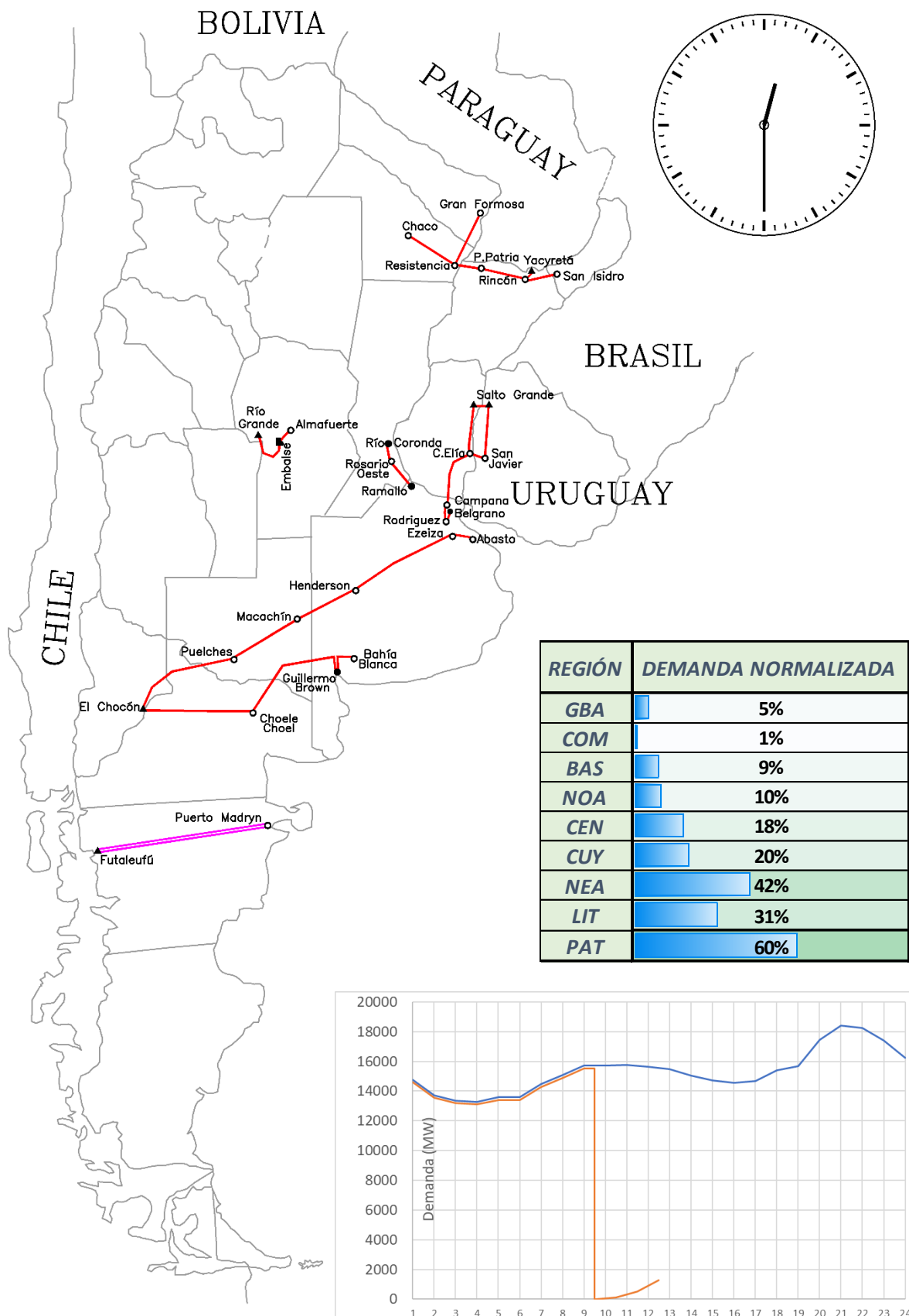
ÁREA	CCA	HORARIO DE AVO COLAPSO	HORARIO DE DESVINCULACIÓN DEL STAT 500 KV	HORARIO DE INICIO DE RECUPERACIÓN	HORARIO DE FINALIZACIÓN DE RECUPERACIÓN
STAT 500 KV	TRANSENER	09:25	-	10:18	15:38
GBA	SACME	09:25	09:50	10:47	16:05
	EDELAP	09:25	-	10:47	16:05
PBA	TRANSBA	09:25	09:49 - 11:37	09:38	16:40
	EDEA	10:01	-	10:19	15:42
LIT	EPESF	09:28	-	09:52	14:25
	ENERSA	09:25	09:29	10:30	13:45
NEA	TRANSNEA	09:25	10:35	10:56	15:05
	EMSA	09:25	09:28	10:15	13:45
NOA	TRANSNOA	09:25	10:50	10:22	15:43
CEN	EPEC	09:25	09:58	10:31	15:15
	EDESAL	09:25	09:50	13:42	14:39
CUY	DISTROCUYO	09:25	10:59	11:05	15:12
COM	TRANSCOMAHUE	09:25	09:50	11:47	16:15 *
	EPEN	09:25	09:50	11:47	16:15 *
	APELP	09:30	10:15	12:54	15:30
PAT	TRANSPA	09:25	09:30	10:08	15:45

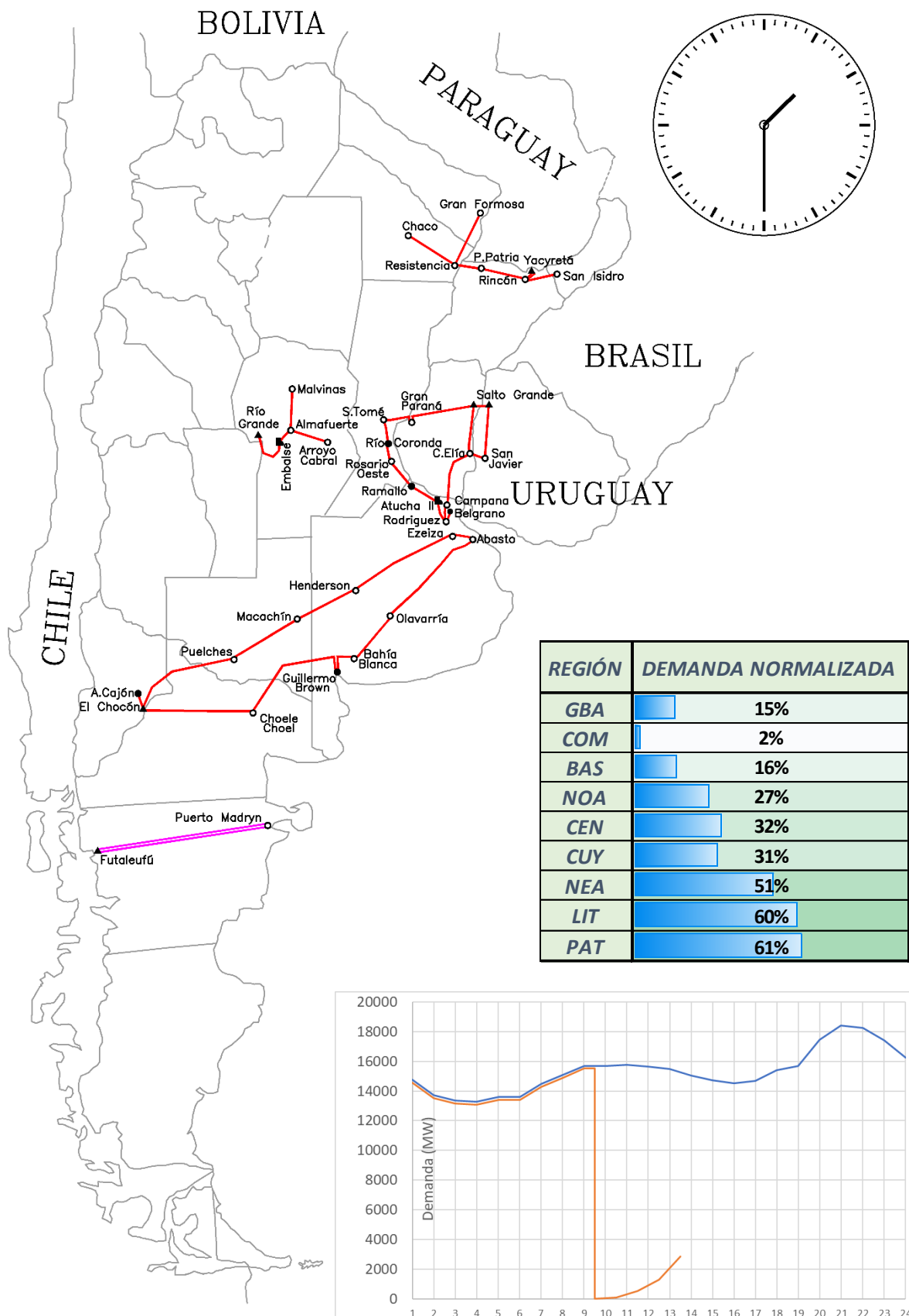
* EPEN y TRANSCOMAHUE optaron por continuar sus Planes de Recuperación en Isla a pesar de disponer del acceso al suministro desde el Sistema de Transporte de Alta Tensión (STAT), lo cual, en principio, hubiese acelerado la normalización de su demanda. La postura se adoptó con el fin de analizar los tiempos de normalización bajo el peor escenario posible.

**Evolución horaria de la Recomposición del STAT de 500 kV****HORA 09:30**

**HORA 10:30**

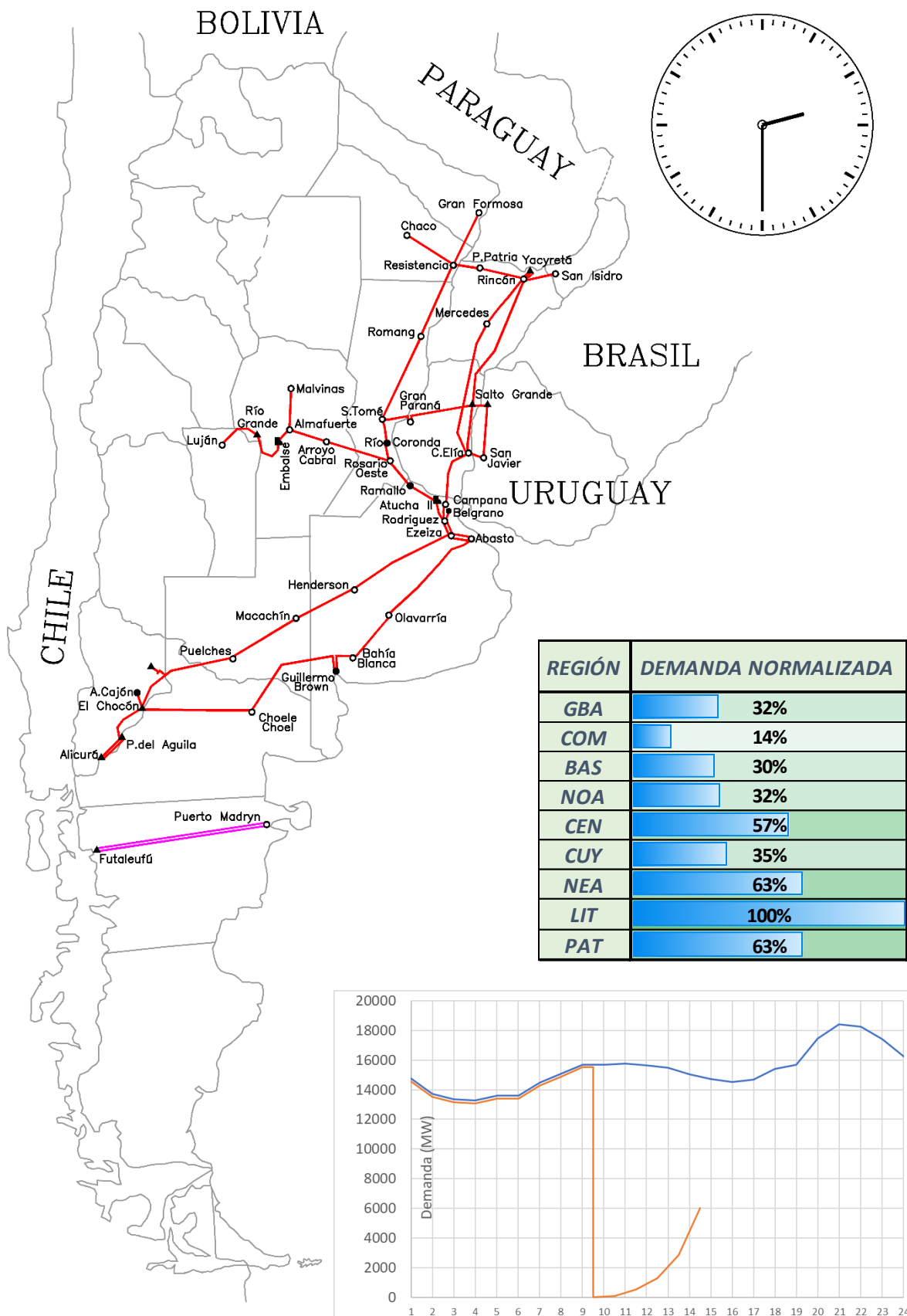
**HORA 11:30**

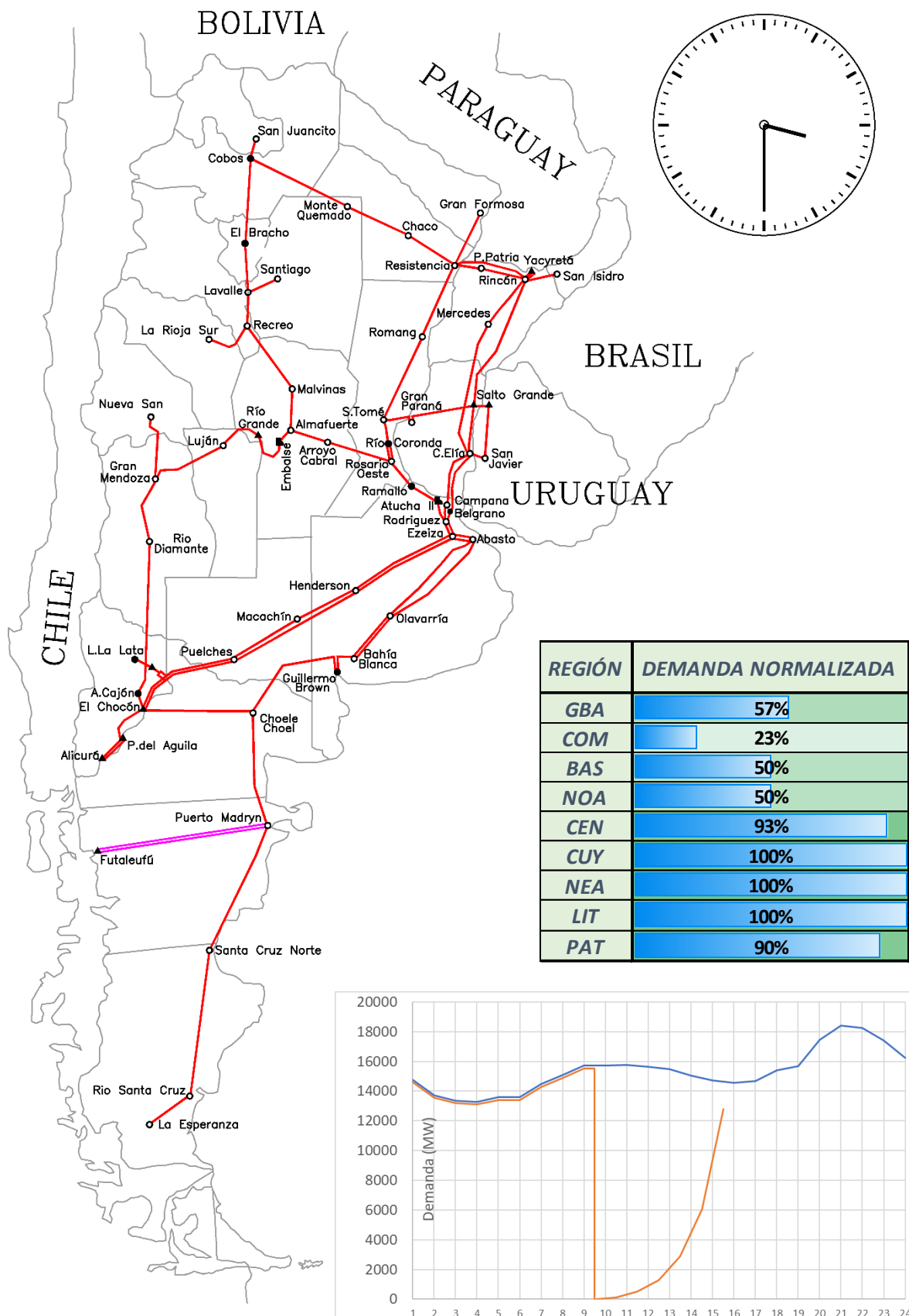
**HORA 12:30**

**HORA 13:30**

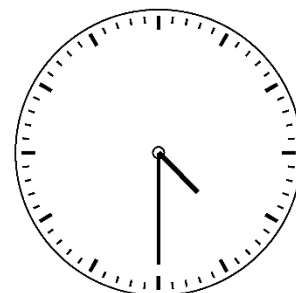


HORA 14:30

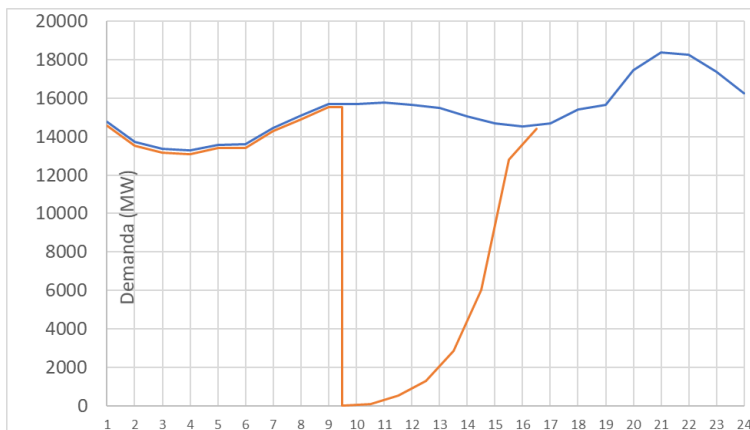


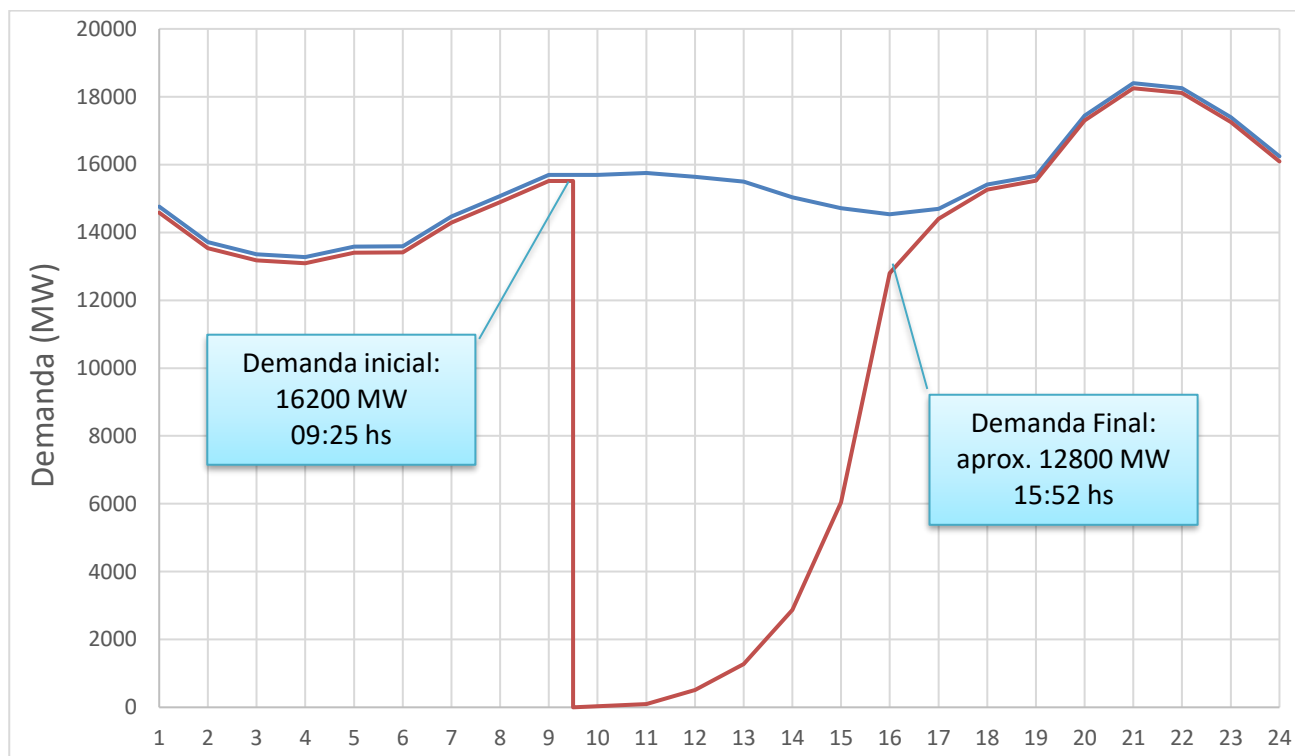
**HORA 15:30**

BOLIVIA



REGIÓN	DEMANDA NORMALIZADA
GBA	100%
COM	100%
BAS	100%
NOA	100%
CEN	100%
CUY	100%
NEA	100%
LIT	100%
PAT	100%



**EVOLUCION SIMULADA DE LA DEMANDA DEL SADI**



8. CONCLUSIONES:

El simulacro fue programado y coordinado por CAMMESA según lo estipula el Procedimiento Técnico N°29 “Control de Condiciones de Seguridad del SADI”.

El ejercicio se inició a las 9:25 hs y se dio por finalizado a las 15:52 hs, una vez normalizado el STAT, gran parte de las redes de Distros y aprox. el 90% de la demanda del SADI.

La respuesta de los participantes fue altamente satisfactoria. Es para destacar el fuerte involucramiento demostrado tanto en la programación como en la ejecución del simulacro, así como también posteriormente, con la confección de los informes. Durante el desarrollo mismo del ejercicio, se vivieron momentos de gran realismo y hasta manifestaciones de estrés por parte de los Operadores, tal cual si el colapso y su recuperación estuviesen realmente ocurriendo.

Las acciones de recuperación simulada del sistema, a partir de la ocurrencia del colapso, demandaron algo más de 6 horas: en ese lapso se completó la normalización del STAT y de alrededor del 90% de la demanda del SADI.

Podemos concluir que estos tiempos aparecen como razonables para una normalización simulada, naturalmente muy inferiores a los que demandaría una situación real, donde se presentan imponderables que difícilmente se puedan reproducir: a modo de referencia, alcanzar el mismo estado de normalización posterior al colapso del SADI del 16/06/19 demandó el doble de tiempo, algo más de 12 horas.

El simulacro permitió detectar algunas oportunidades de mejora, que se describen a continuación:

- El proceso de apertura y preparación de la red que llevó a cabo TRANSENER durante el simulacro es el que está definido en su respectiva orden de servicio. Allí se establece un determinado orden de prioridad en las maniobras que busca minimizar los tiempos de normalización del SADI en su conjunto, así como asegurar la alimentación externa a las centrales nucleares. Resultó del ejercicio que, a la espera de su desvinculación del STAT, algunas áreas vieron demoradas sus acciones de recuperación autónoma; en razón de ello, algunos CCA / COTDT implementaron modificaciones a sus procedimientos para evitar estos tiempos muertos, desvinculándose por sí mismas maniobrando su propio equipamiento. Tales modificaciones serán incorporadas en futuras actualizaciones de sus respectivas órdenes de servicio.
- En el proceso de recuperación de islas, se registraron diferencias entre los escalones de demanda que se recuperaban en forma simulada y los preestablecidos en las respectivas órdenes de servicio. En una situación real, esto podría desencadenar un apagón de la isla con el consecuente retraso en la normalización de esta. Se hizo la respectiva observación a los agentes involucrados.
- Durante las instancias de normalización de demanda, ya con el sistema medianamente armado, se detectaron algunas Distribuidoras que lo hicieron sin la correspondiente coordinación con CAMMESA. Si esto ocurriese en la realidad, dependiendo de las reservas rotantes existentes, la situación podría derivar en nuevos cortes de demanda producto de la actuación del esquema del alivio de carga. Se hizo la respectiva observación a los agentes involucrados.



- Para el simulacro se programaron 23 ensayos de Arranque en Negro reales, 20 de los cuales fueron exitosos. CAMMESA coordinará nuevos ensayos para los casos fallidos, una vez determinadas sus causas y corregidos los inconvenientes que las originaron.
- Durante la prueba de comunicaciones surgieron algunas correcciones a realizar sobre las agendas telefónicas disponibles en los centros de control, generalmente en contactos de baja frecuencia de interacción.

Por último, consideramos importante destacar que la realización del simulacro dio lugar a que, en forma previa, se completaran tareas que algunos agentes tenían pendientes de definición y/o actualización dentro del conjunto de órdenes de servicio de recuperación asociadas al Procedimiento Técnico N°7; incluso se dio el caso de agentes que por primera vez elaboraron su orden de servicio respectiva.