



**COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO**

**MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA**

**INFORME DEL SIMULACRO DE COLAPSO  
DEL SADI 12/10/2022**

## 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.

El ejercicio promueve la revisión previa y actualización de los Procedimientos y Órdenes de Servicio de Recuperación y de Arranque en Negro, y la puesta en práctica durante el simulacro permite la detección de oportunidades de mejora en las estrategias, ordenamiento y coordinación de maniobras y de los propios procedimientos aplicados.

### 2. NORMATIVA APLICABLE:

#### PROCEDIMIENTO TECNICO N°29:

El 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.

La realización del mismo cumplió con este requerimiento, correspondiente al año 2022.

#### PROCEDIMIENTO TECNICO N° 7:

El Plan de Recuperación del SADI aplicado en el Simulacro es el 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.

### 3. PARTICIPANTES

Participaron del Simulacro los siguientes Centros de Control:

- COC (CAMMESA)
- DNC de UTE
- 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: CNOS (Brasil), COSR-S (Florianópolis), CEN (Chile) y 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.

El centro de control de Despacho Nacional de Cargas de Uruguay (UTE) participó del simulacro en forma simultánea bajo la suposición de que el colapso simulado afectaría al Sistema Eléctrico de Uruguay junto con el SADI.

Para lograr esta participación simultánea, se llevaron a cabo reuniones previas de coordinación entre UTE, CAMMESA y Salto Grande.

## 4. PROGRAMACIÓN

Cumpliendo los plazos mínimos de tiempo de programación establecidos en el PT29, se comunicó a los Agentes la programación el 21/09/2022.

## 5. HIPOTESIS DE FALLA Y DE RECUPERACIÓN

En la etapa de programación desde CAMMESA definimos un conjunto de hipótesis y consideraciones (generales y algunas puntuales por área), para tener en cuenta durante el desarrollo de la recuperación.

Estas hipótesis tienen por objetivo simular escenarios especiales o indisponibilidades anormales que requieren de la identificación de los operadores y elección de alguna estrategia alternativa para sobrellevar la situación.

Se prevé modificar gradualmente estas hipótesis en los sucesivos simulacros que se programarán para

### Falla de Colapso

Se adoptó como hipótesis de falla la reproducción de la falla múltiple que produjo el colapso del 16/06/2019. No constituye una definición fundamental pues el objetivo del simulacro está enfocado en el proceso de recuperación post falla, no en el origen del mismo.

### Demanda:

La demanda usada como referencia en toda instancia del simulacro fue la demanda real del SADI del día del simulacro.

### Sistema de Transporte (STAT 500 kV y Sistemas de transmisión troncales)

Definimos como hipótesis que el STAT de 500 kV y los sistemas de transmisión troncales no presentaron indisponibilidades durante el proceso de recuperación.

\*Se prevé definir indisponibilidades en próximos simulacros.

### Parque Generador disponible

Durante el proceso de recuperación se utilizó como parque generador disponible el correspondiente al estado real de generación en la hora previa al inicio del simulacro.

### Centrales Nucleares

En la fecha del simulacro, todas las Centrales Nucleares se encontraban indisponibles (CN Embalse y CN Atucha I por mantenimiento y CN Atucha 2 por salida forzada).

A pesar de la indisponibilidad de estas centrales, ante una condición de colapso, todas requerirían igualmente que se ejecute el procedimiento de recuperación de alimentación externa de sus SSAA.

### Turbovapores (TV)

Las unidades TV que se consideran que salen de servicio debido al colapso del SADI, pueden participar del simulacro de recuperación respetando los tiempos reales de arranque.

Debido a que estos tiempos generalmente exceden la duración del simulacro, se prevé que la mayoría de las unidades turbovapor no aporten potencia durante el proceso de normalización.

### Ciclos Combinados (CC) con salto de carga

Los Ciclos Combinados con automatismo de Salto de Carga: CC Termoandes y CC Aes Paraná se consideraron que realizaron salto de carga **no exitoso**. Esta hipótesis se adoptó para recurrir a estrategias alternativas en cada una de las áreas (NOA y LIT, respectivamente).

CC Bicentenario (Pilar) se consideró que realizó salto de carga **exitoso**, por lo tanto, participó como central iniciadora post colapso en el área Centro.

En los tiempos previstos de recuperación, estos ciclos (y cualquier otro CC), pueden entrar en servicio para la normalización de la demanda en los tiempos típicos de arranque.

### Centrales Hidroeléctricas, Turbinas de Gas/Diesel, Motores y Renovables

Las Centrales Hidroeléctricas, unidades TG, DI y motores, una vez vinculadas a la red se consideran disponibles (respetando los tiempos habituales de arranque). Pueden participar en las etapas de normalización de la demanda.

### Sistema Eléctrico Uruguayo: Participación de UTE

Se coordinó con UTE su participación durante el simulacro, bajo la suposición de que el Sistema Eléctrico Uruguayo es afectado juntamente con el SADI.

UTE definió entre sus hipótesis una demora de 3 horas en la normalización de las líneas de 500 kV San Javier – El Palmar, condicionando de esta manera la recuperación en dos subsistemas aislados: uno iniciado desde la CH Salto Grande y otro desde la CH El Palmar.

Esta hipótesis resultó en que, durante el transcurso de las primeras horas, la toma de potencia desde Salto Grande quedara limitada a un máximo de 200MW (tres unidades al mínimo), para alimentar las estaciones del Litoral de Uruguay.

Respecto a la participación de la Generación Renovable del Sistema Eléctrico Uruguayo, UTE definió en su estrategia que las mismas no sean despachadas en el proceso de recuperación, hasta no estar interconectados en 500kV con CTM y el SADI.

Otra hipótesis definida fue que las Conversoras de Frecuencia de Melo y de Rivera, no entraron en servicio hasta estar interconectados en 500kV con CTM y el SADI.

### Interconexiones internacionales

Las interconexiones internacionales se consideran disponibles para solicitar intercambios de importación de emergencia.

Como hipótesis, una vez que la recuperación del STAT lo permita, se consideran disponibles 500 MW de importación desde Uruguay y 500 MW desde Brasil.

### Hipótesis durante la recuperación de las Áreas:

Se definieron ciertos sucesos a considerar durante el proceso de recuperación con el objetivo de forzar el uso de algunas estrategias alternativas, consolidar estos procedimientos y evaluarlos desde la simulación.

Area	Consideraciones
<b>NOA</b>	CT Termoandes: se definió falla en actuación del salto de carga y en el AEN. Esto derivó en el AEN de Las Maderas.  CT Pluspetrol Norte: se definió falla en el AEN, derivando en el arranque de CT San Miguel de Tucumán.  En ambos casos se simularon las demoras asociadas a una condición real.
<b>NEA</b>	Sin consideraciones adicionales. Se acordó utilizar el plan principal de AEN de Yacyretá para la normalización del STAT de 500 kV y simultáneamente usar los planes de recuperación de EMSA y TRANSNEA.
<b>CEN</b>	Se usó el plan principal con iniciación desde la CH RGDE y simultáneamente a partir del salto de carga de la CT Pilar.
<b>CUY</b>	Se supuso falla en el AEN de Los Nihules lo cual derivó en iniciación desde CH Agua del Toro.  Ensayos de AEN reales de Punta Negra y Ullum. CH Caracoles se consideró indisponible sin recurso hidráulico.  LDCUCC25 se supuso indisponible para la recuperación.

<b>LIT</b>	Se consideró falla en el salto de carga del CC de AES Paraná. Esto implicó pasaje a estrategia alternativa que es CT San Martín, pero como se encontraba indisponible por mantenimiento estacional en la fecha del simulacro, pasó a Brigadier López.
<b>PBA</b>	Sin consideraciones particulares. Se utilizó el plan principal del área y, además, se coordinó realizar el arranque en negro real de la CT San Pedro.
<b>GBA</b>	SACME ejecutó el plan de recuperación con el arranque en negro de Ensenada de Barragán, Dock Sud TG07/08 y desde el STAT de 500 kV.  EDELAP inició su recuperación considerando la actuación exitosa del automatismo de formación de isla de YPF y el uso en forma aislado de la generación de CT La Plata y Magdalena.
<b>COM</b>	Se usó la estrategia principal: El AEN de la CH El Chocón para el STAT 500 kV coordinando con el COT y el AEN de la CH Planicie Banderita para el sistema regional Comahue (bajo la coordinación de los centros de control de EPEN y de TRANSCOMAHUE).
<b>PAT</b>	Se utiliza el plan principal de TRANSPA, a partir de los arranques en negro de las centrales CH Futaleufú, CT Aluar y CH Ameghino.  Se coordinaron para las tres centrales mencionadas la ejecución de arranques en negro reales durante el simulacro.

## 6. DESARROLLO DEL SIMULACRO

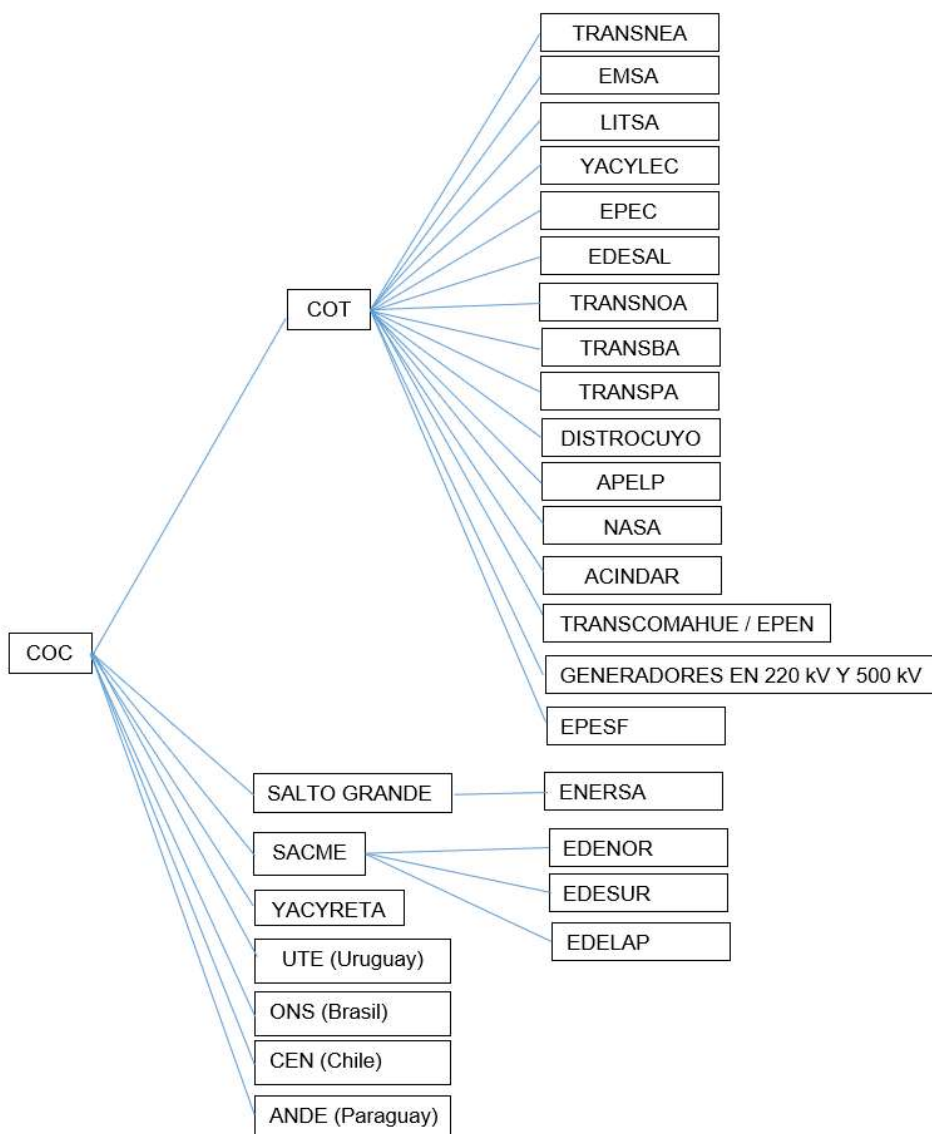
### Primera Etapa

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 bidireccional 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.

Por cuestiones de organización y para asegurar el normal desarrollo del Simulacro el 12/10, las pruebas de esta etapa, en su mayoría, se realizaron el día previo al simulacro.



## Segunda Etapa – Operatoria de Recuperación

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 y Río Grande).
  - Recuperación de las islas en forma autónoma.
- Coordinación para la sincronización de las islas y recuperación de demanda.

## 7. RESULTADOS DEL SIMULACRO:

### Arranques en Negro Reales:

Se coordinaron arranques en negro de forma real de un conjunto de generadores.

La selección de generadores procuró completar los ensayos anuales faltantes de arranque en negro, que en el marco del PT29 debían concretarse.

Los generadores con arranque en negro no seleccionados participaron de manera simulada (reproduciendo el procedimiento de arranque y tiempos asociados) en coordinación con las solicitudes que recibían desde los centros de control coordinadores de la recuperación.

El resultado de todos los ensayos realizados fue exitoso. La siguiente tabla resume el detalle de los mismos:

AREA	CENTRALES CON AEN	FECHA ENSAYO	HORA SOLICITADA	HORA E/S
CENTRO	CT 13 de Julio	12/10/2022	09:59	10:38
	CH Reolin	11/10/2022 *	10:30	10:41
LITORAL	CT San Martín	24/10/2022 *	-	-
CUYO	CH Punta Negra	12/10/2022	09:30	10:02
	CH Ullum	12/10/2022	13:20	14:02
NOA	CT Independencia	12/10/2022	08:21	08:30
	CT Piquirenda	12/10/2022	08:35	08:43
	CT San Miguel de Tucumán	12/10/2022	10:33	11:24
	CH Las Maderas	12/10/2022	10:20	10:34
PBA	CT San Pedro	12/10/2022	10:48	11:26
	CT Barker	6/10/2022 *	12:15	12:48
	CT Guillermo Brown	16/10/2022 *	10:20	11:23
	CT Mar de Ajó	07/11/2022 *	13:00	13:49
NEA	CH Yacyretá	12/10/2022	09:36	10:02
PAT	CH Futaleufú	12/10/2022	09:53	10:11
	CT Aluar TG 8	12/10/2022	09:53	10:18
	CH Ameghino	12/10/2022	09:58	10:14

\* Por cuestiones de coordinación del ensayo o indisponibilidad (por mantenimiento) a la fecha del simulacro, estos ensayos fueron realizados en fechas diferidas.

### PROCESO DE LA NORMALIZACION:

- Hora en que se simuló la perturbación --> inicio del simulacro: 09:16 hs
- Hora de Confirmación del Estado de Colapso desde el COC: 09:38 hs --> inicio del Plan de Recuperación
- Hora de finalización del aviso de Colapso: 09:52 hs
- Hora de normalización del STAT 500 kV: 15:45 hs
- Hora de Finalización del Simulacro del COC: 16:10 hs.

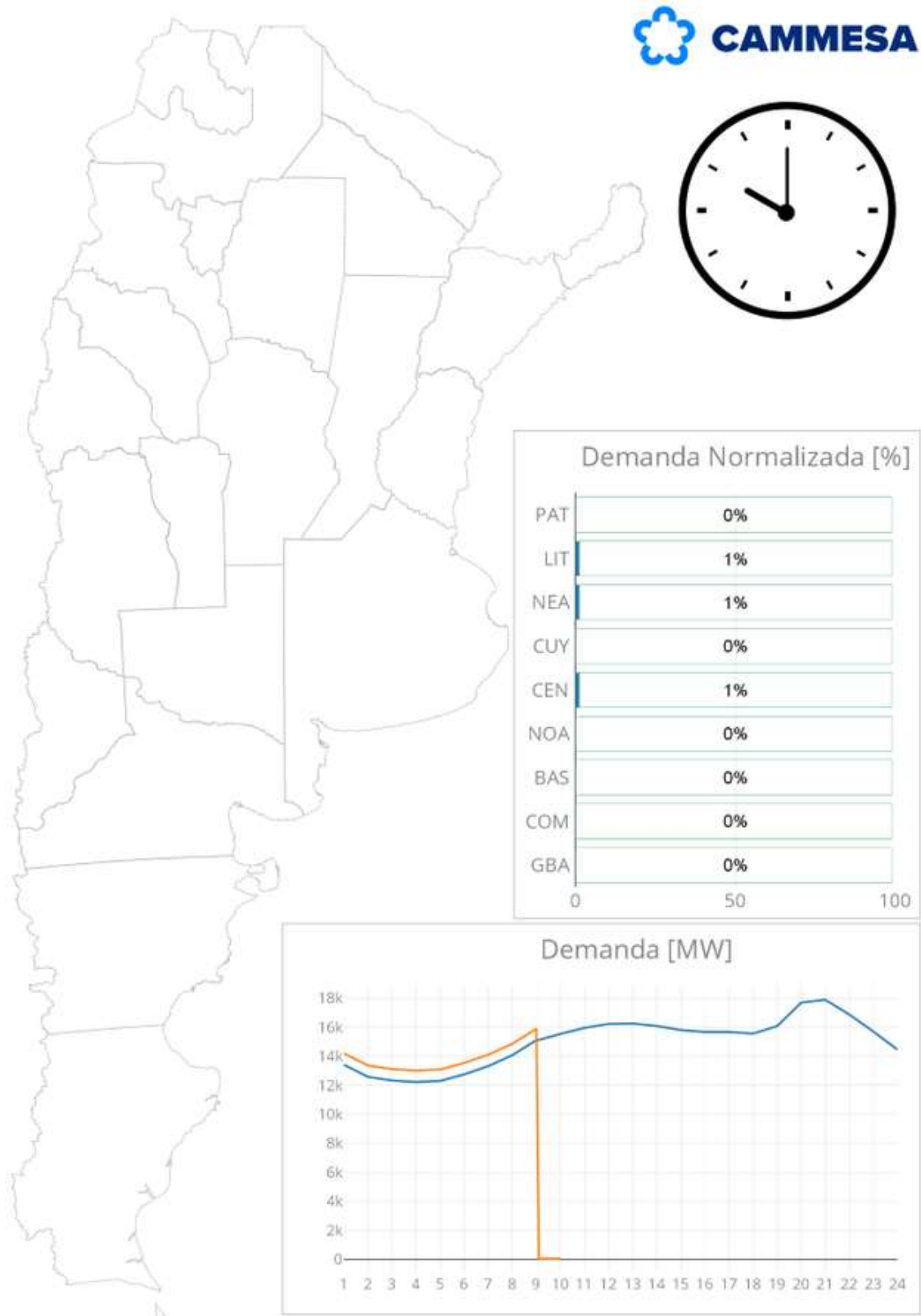
El horario de finalización corresponde al cierre del vínculo COM-CUY (LAT 500 kV Agua del Cajón – Río Diamante), a partir del cual quedaron todas las Áreas del SADI vinculadas y anilladas. Solo restaban entrar en servicio algunos corredores duplicados.

A las 16:00 hs se estimó que la demanda normalizada del SADI era de 95 % de la total, por lo que se dio por finalizado el simulacro a las 16:10 hs

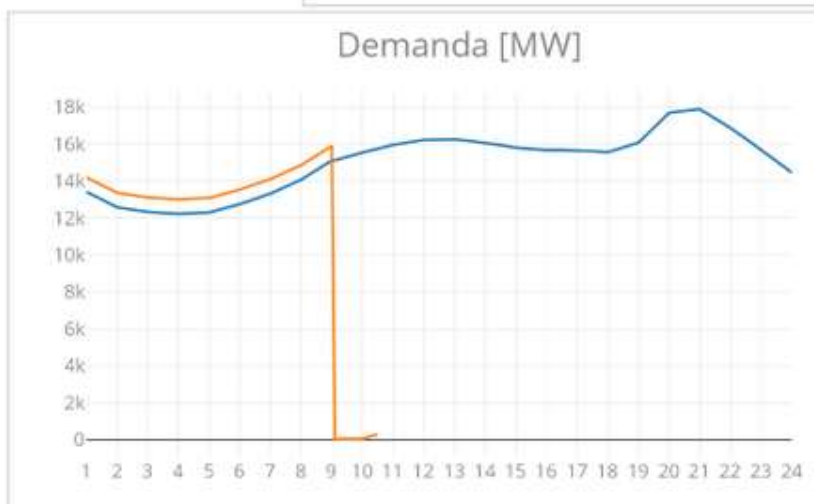
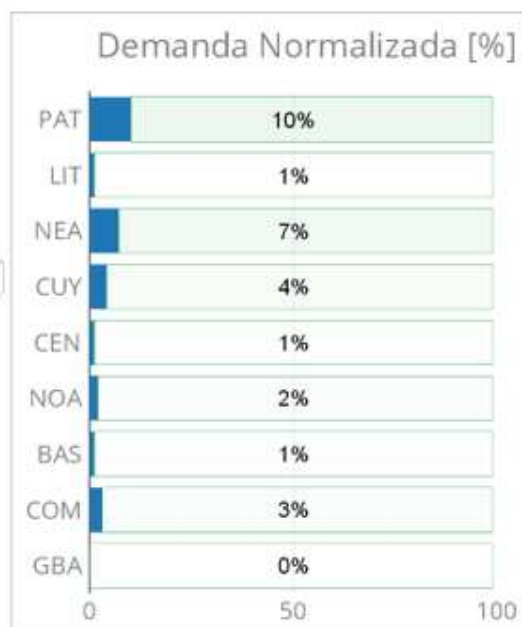
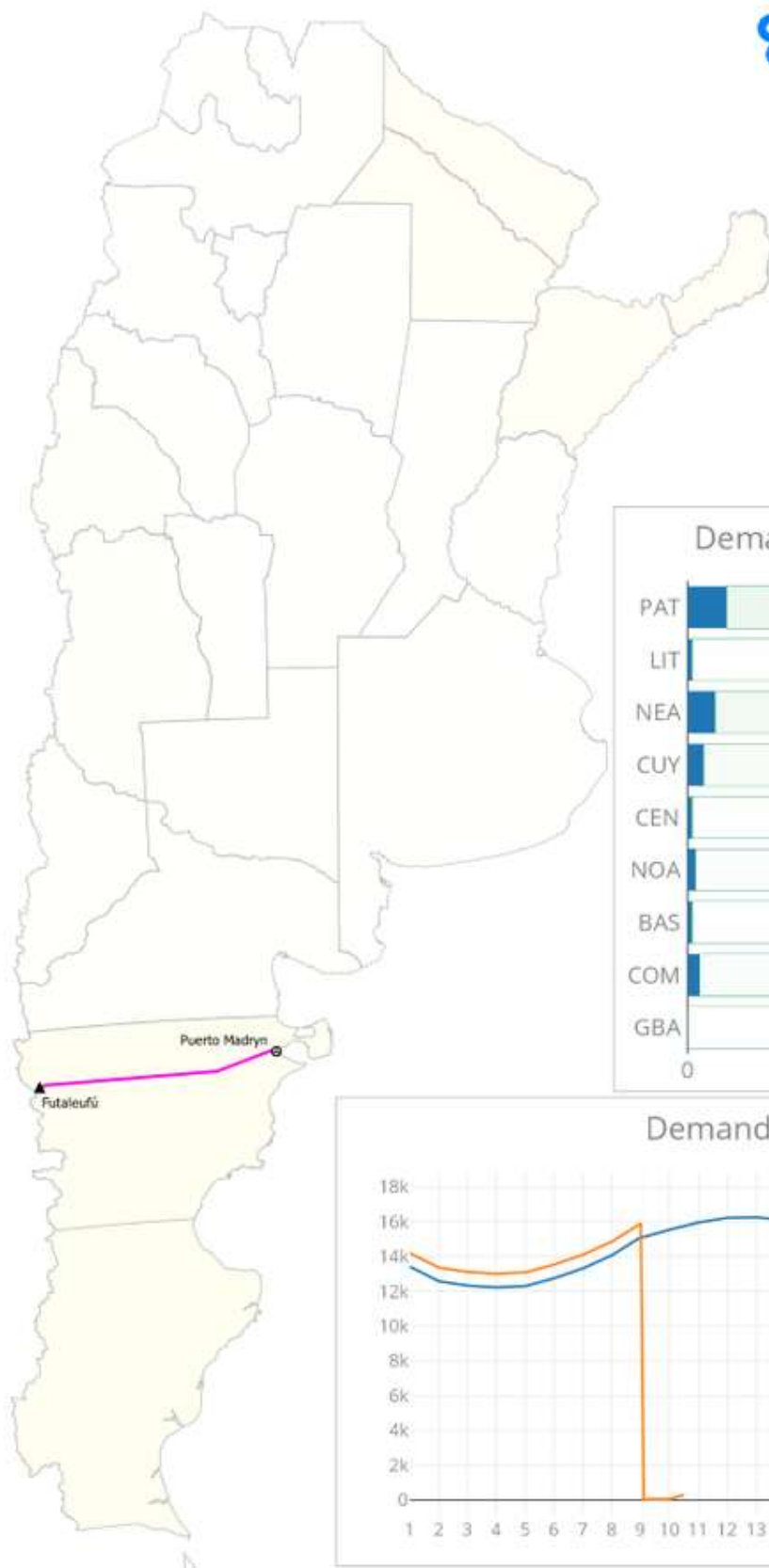
### RESUMEN DE TIEMPOS DE NORMALIZACION

Área	CCA	Horario de Aviso Colapso	Horario de Desvinculación del STAT	Horario de Inicio de Recuperación	Horario de Finalización de la Recuperación
<b>SADI</b>	TRANSENER	09:38	-	11:00	15:45
<b>GBA</b>	SACME	09:38	10:25	10:51	15:55
	EDELAP	09:46	09:46	10:40	14:55
<b>PBA</b>	TRANSBA	09:42	10:46	11:45	16:18
	EDEA	09:44	-	09:53	15:42
<b>LIT</b>	EPESF	09:38	10:50	09:51	15:05
	ENERSA	09:46	11:33	11:47	14:51
<b>NEA</b>	TRANSNEA	09:46	10:25	11:00	14:30
	EMSA	09:49	09:59	10:01	13:00
<b>NOA</b>	TRANSNOA	09:41	10:00	11:32	15:27
<b>CEN</b>	EPEC	09:48	10:15	10:16	15:16
	EDESAL	09:52	10:02	14:45	15:15
<b>CUY</b>	DISTROCUYO	09:37	09:40	10:40	16:10
<b>COM</b>	EPEN	09:44	09:45	10:43	14:35
	TRANSCOMAHUE	09:44	09:45	10:43	14:35
	APELP	09:26	09:40	13:16	15:50
<b>PAT</b>	TRANSPA	09:46	09:53	10:10	16:05

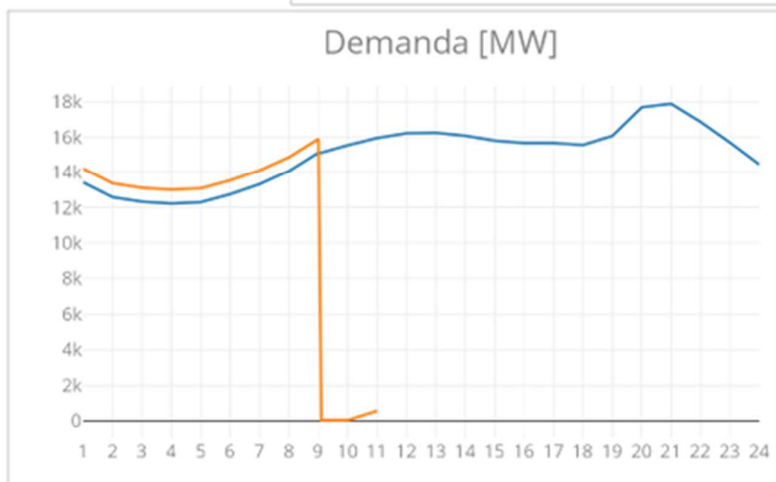
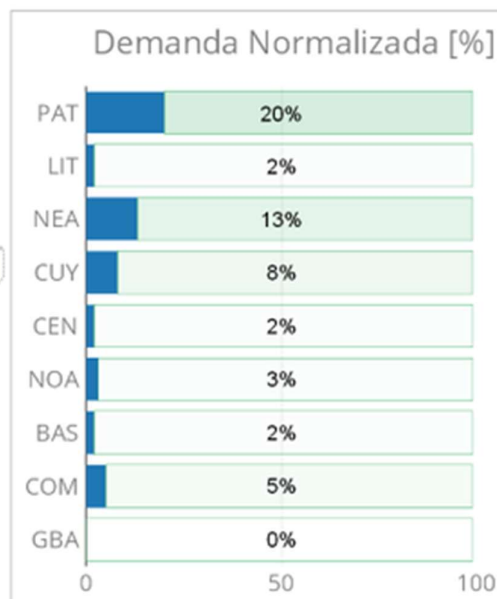
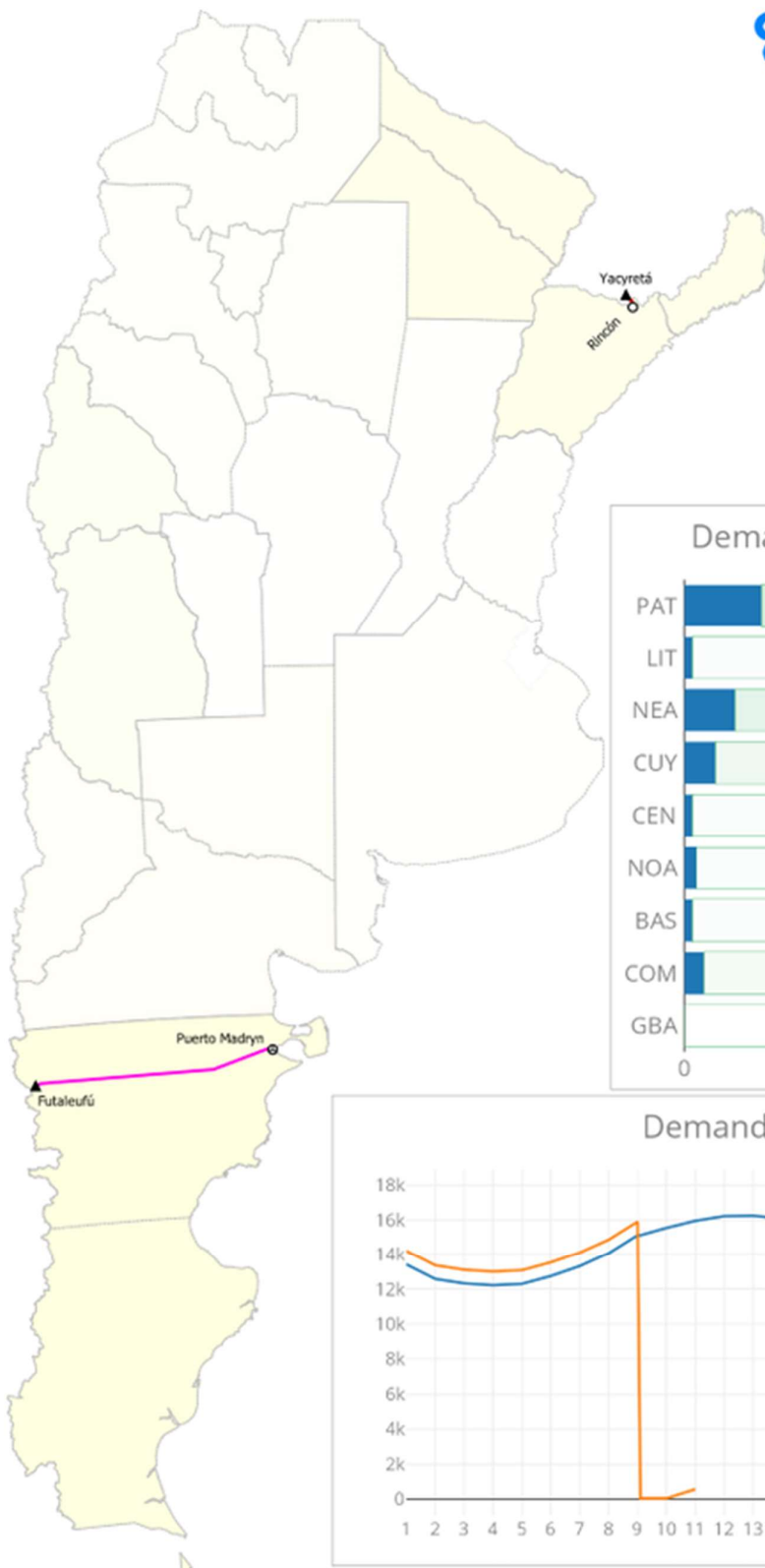
## Evolución de la normalización del STAT y la demanda por región

**HORA 10:00**


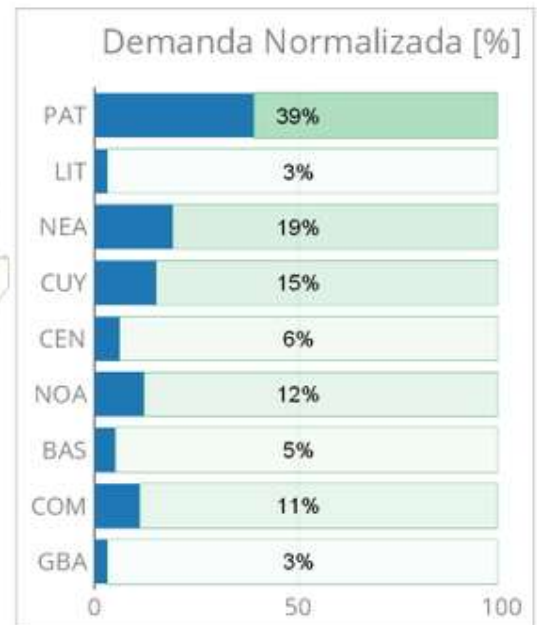
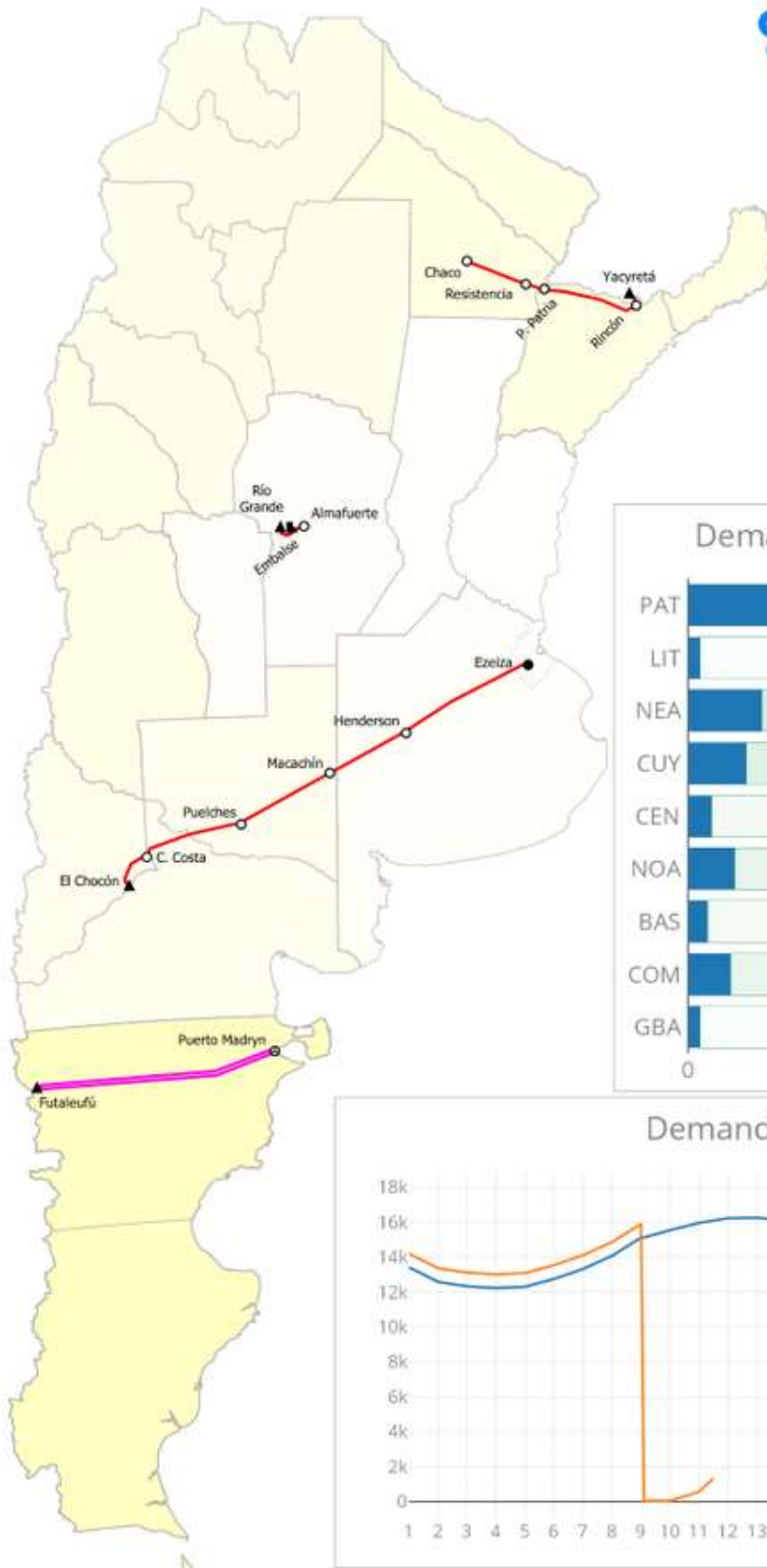
HORA 10:30



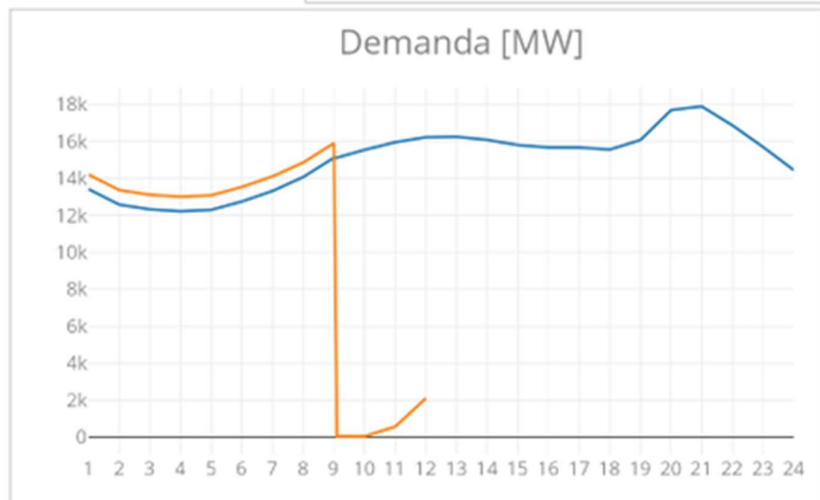
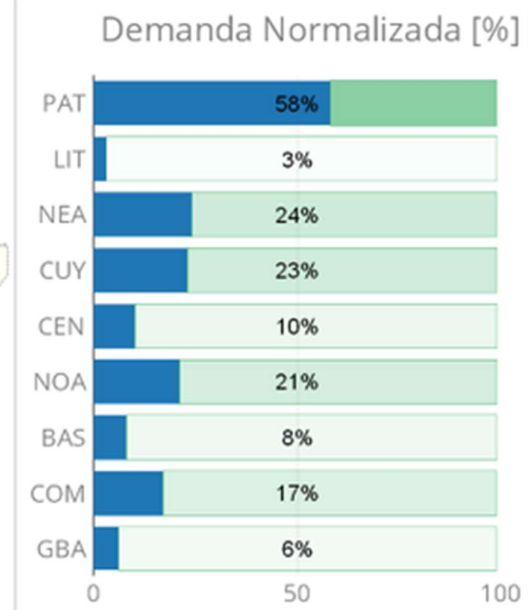
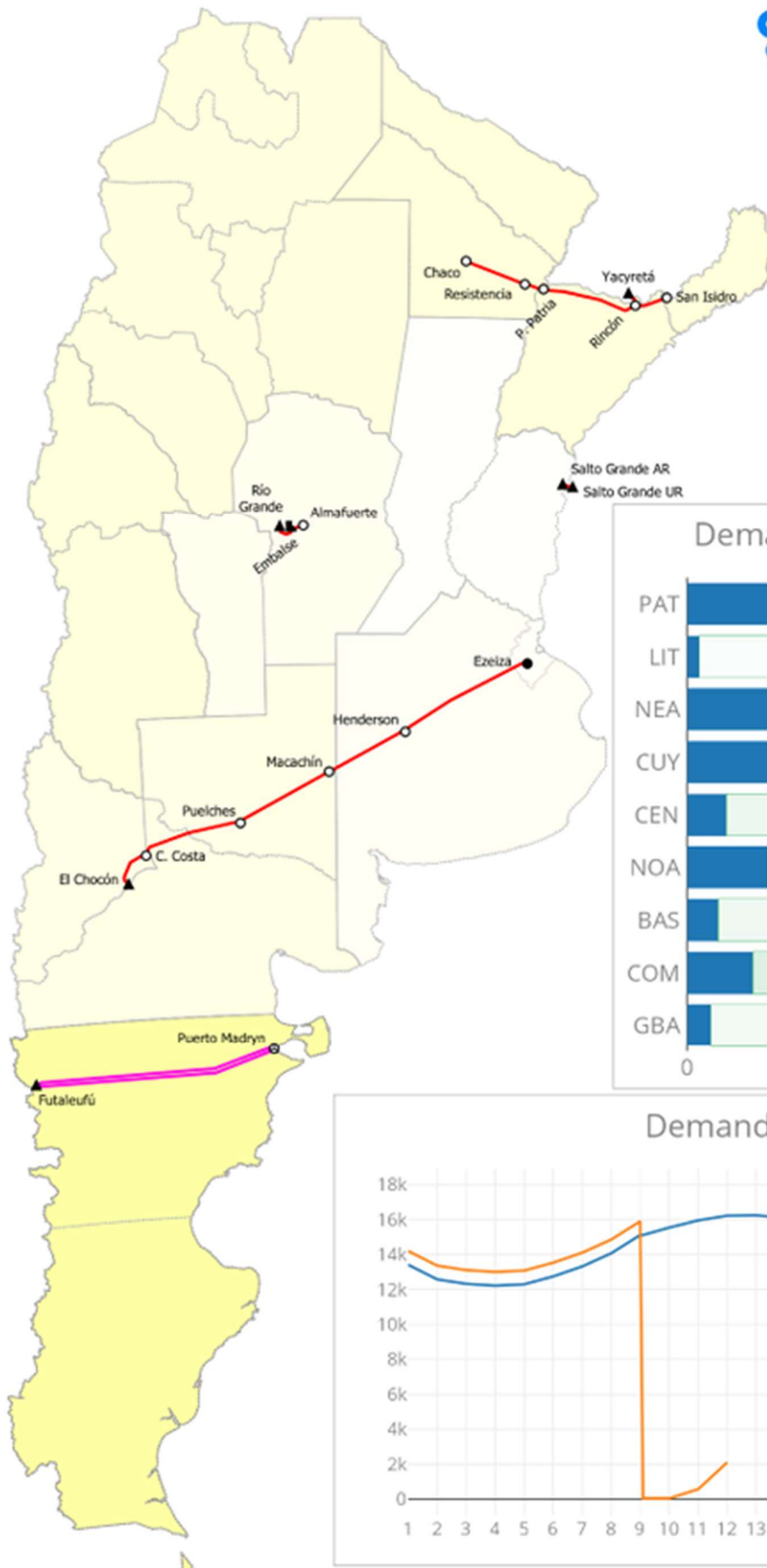
HORA 11:00



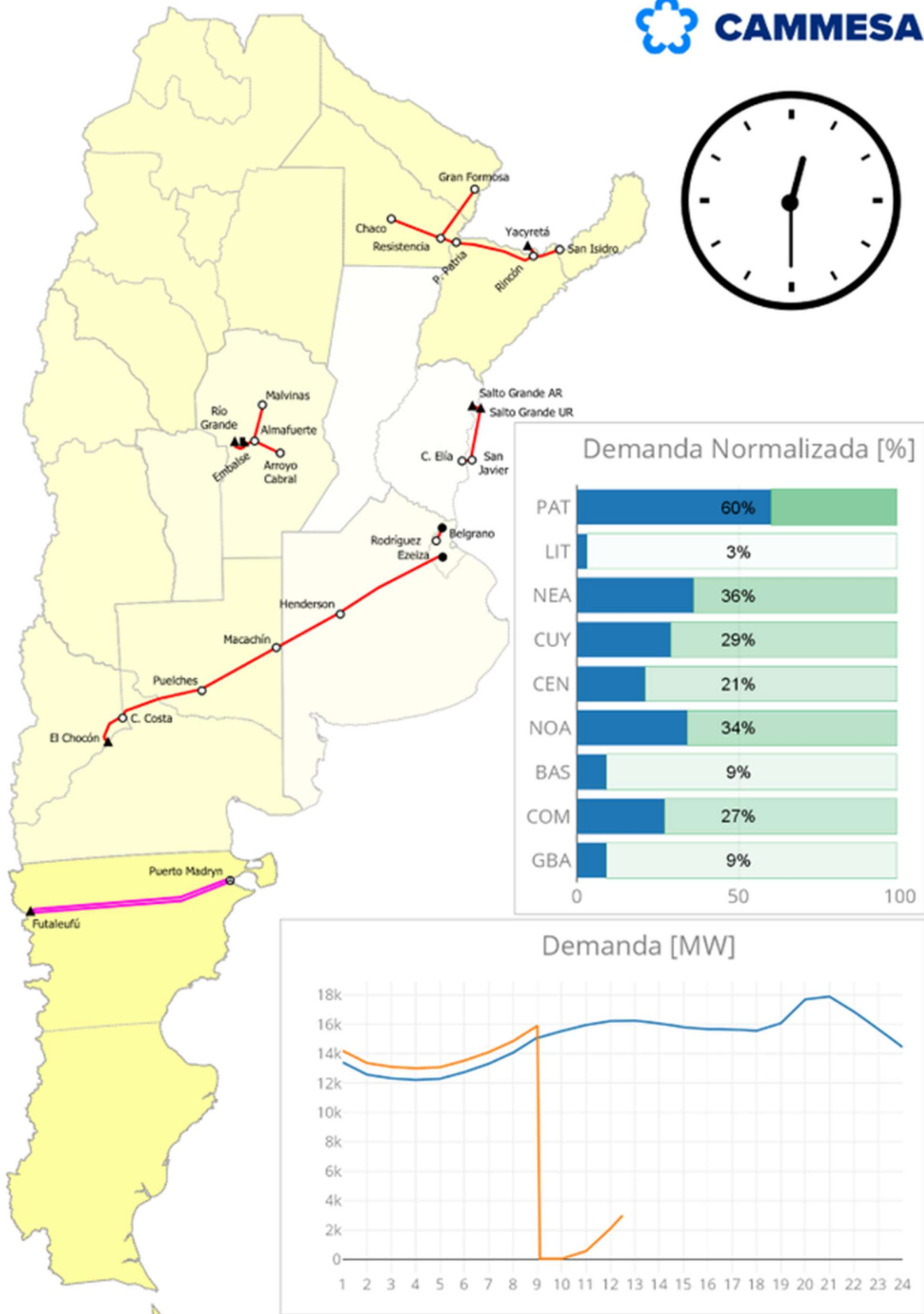
HORA 11:30



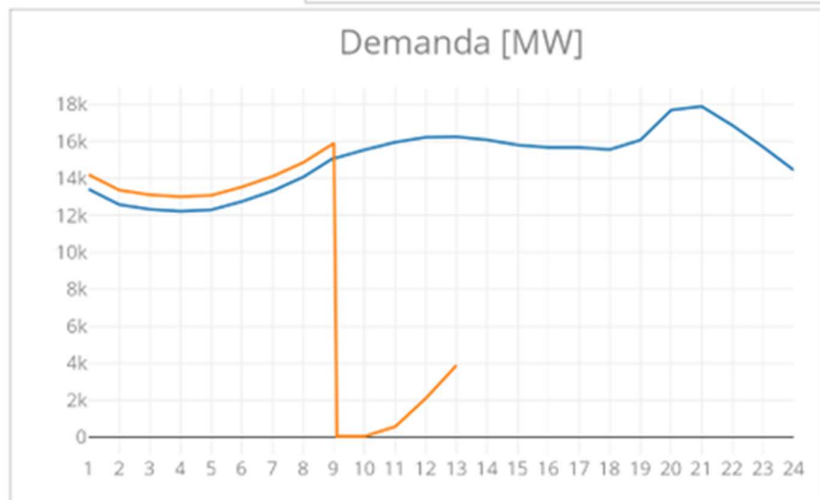
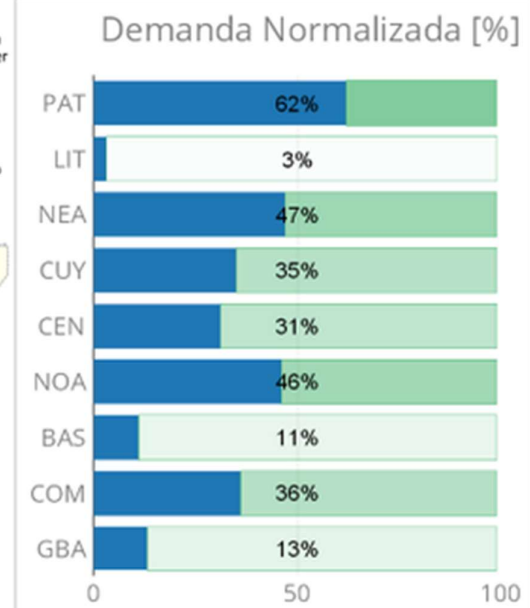
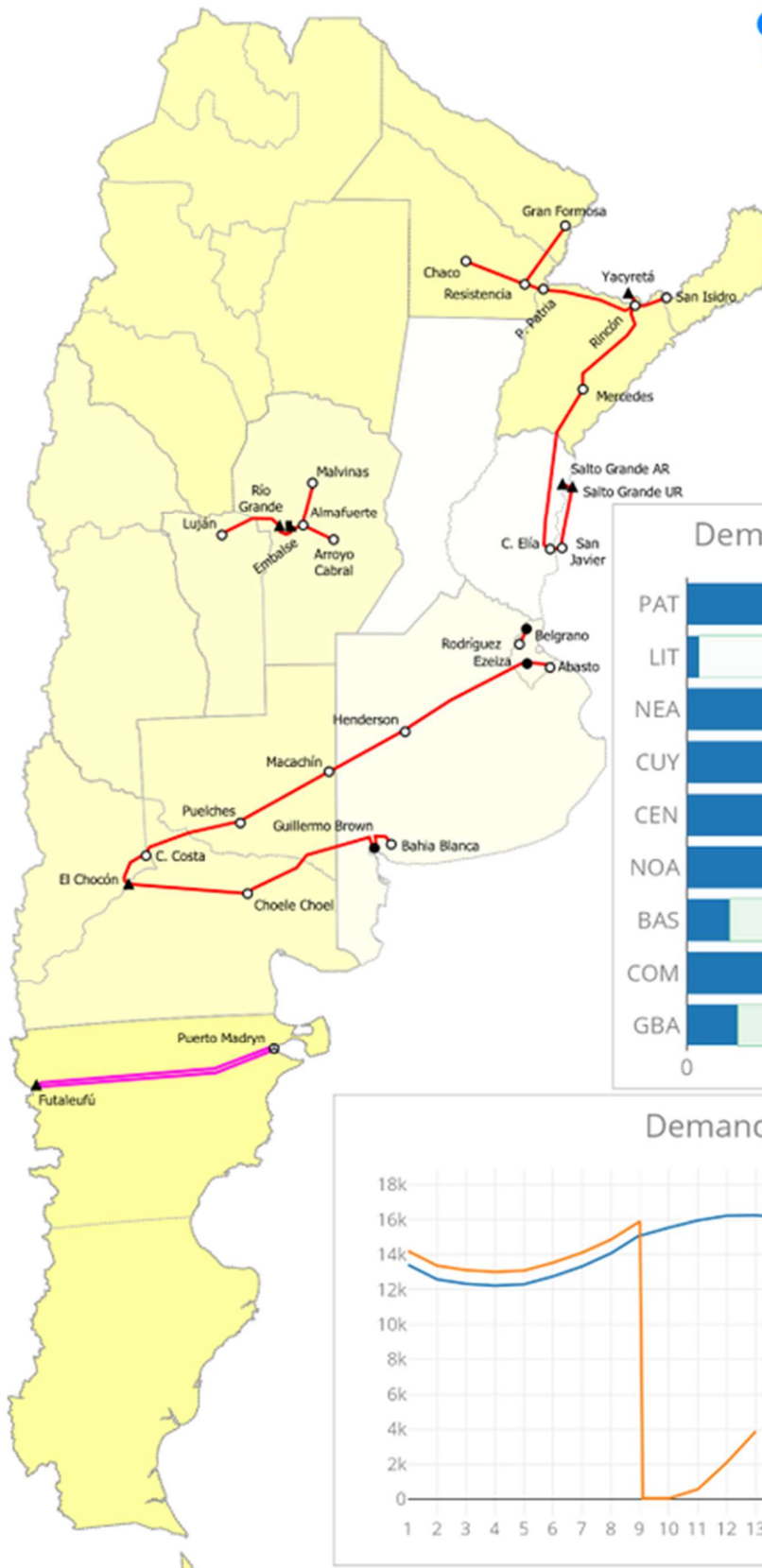
HORA 12:00



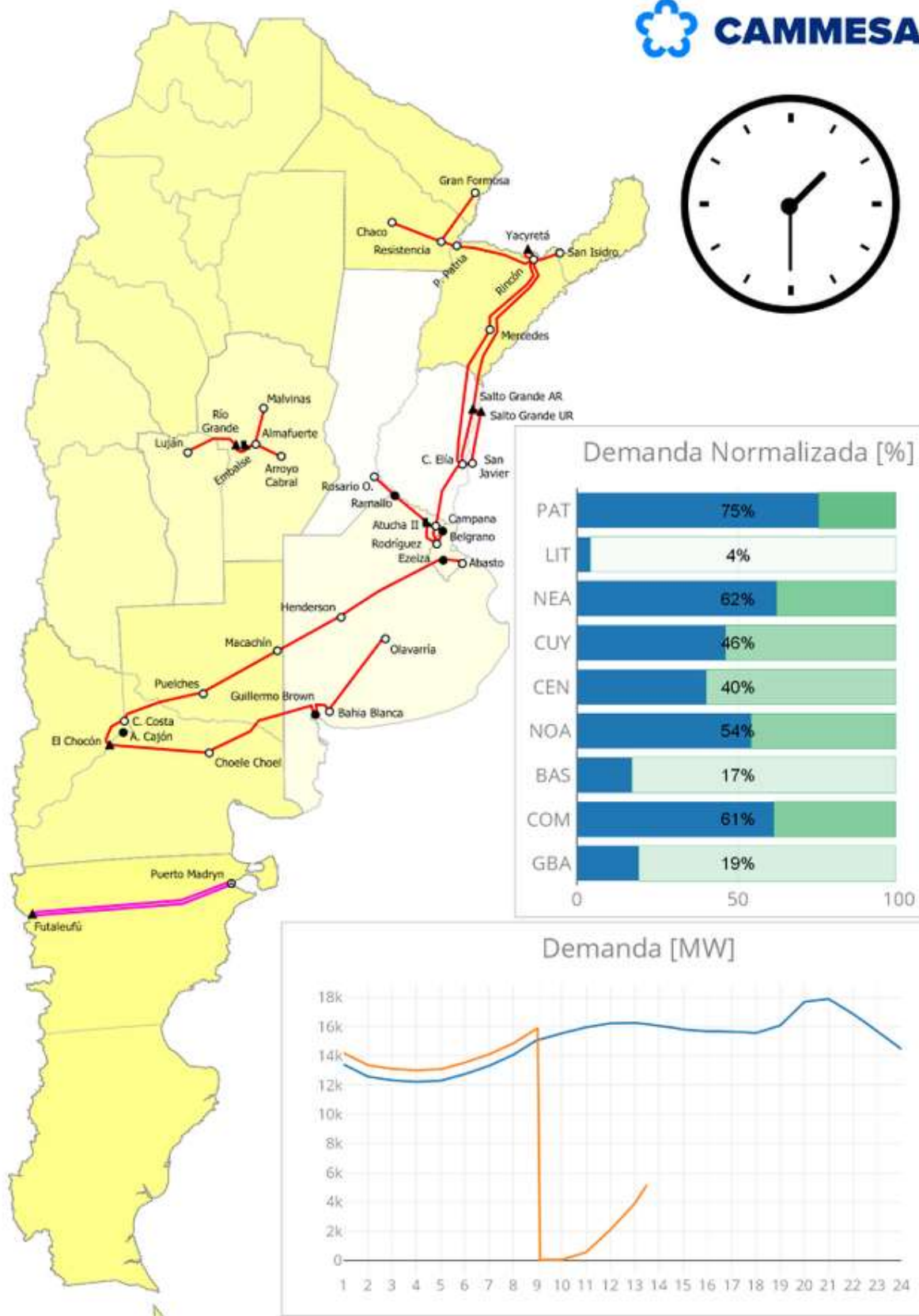
HORA 12:30



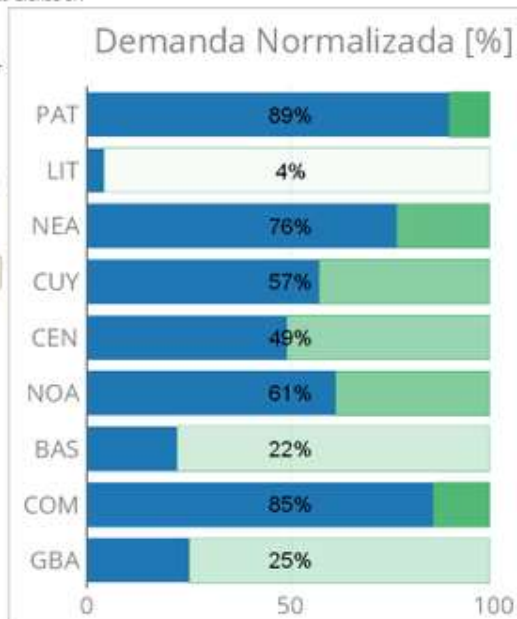
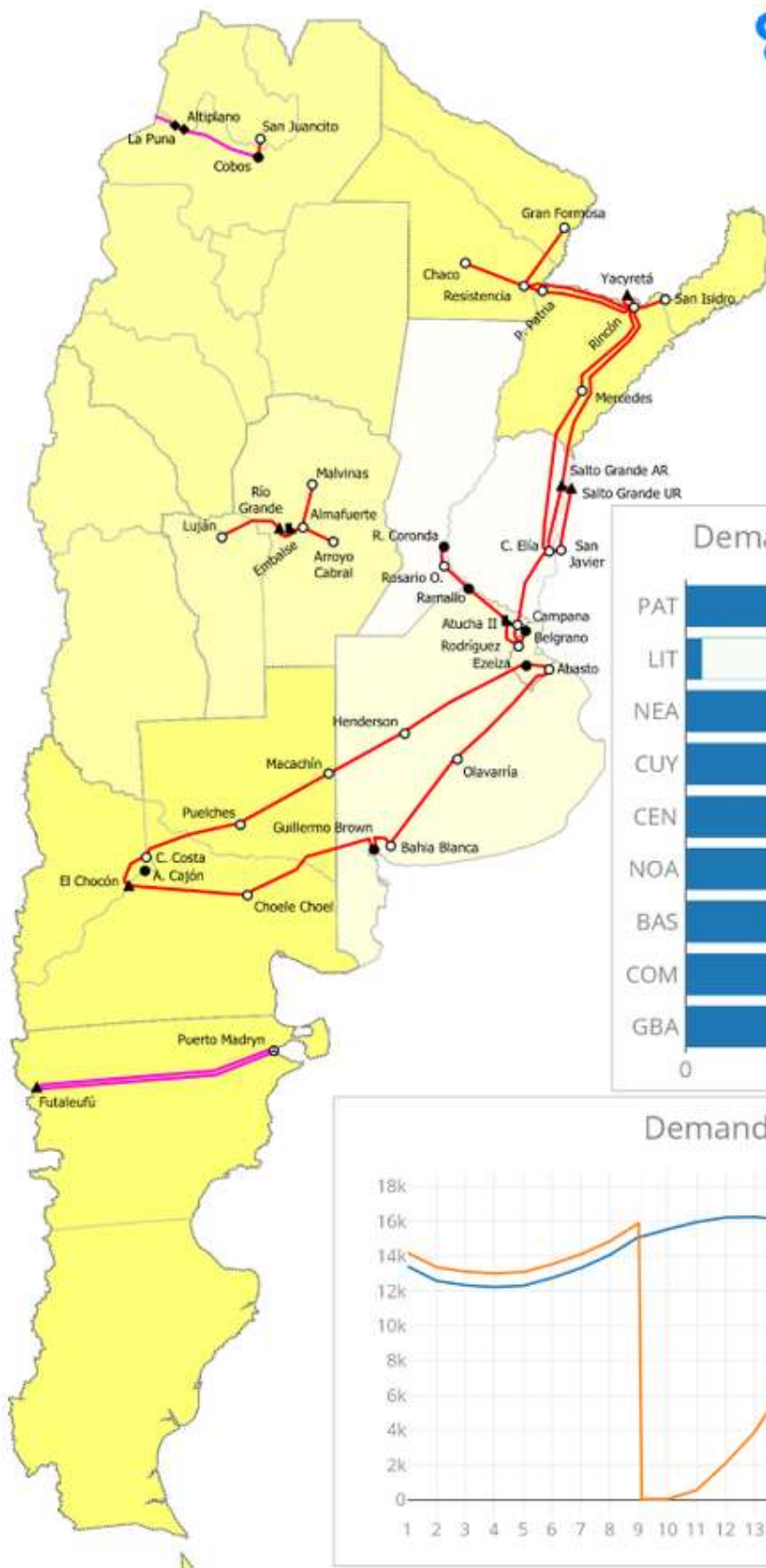
HORA 13:00



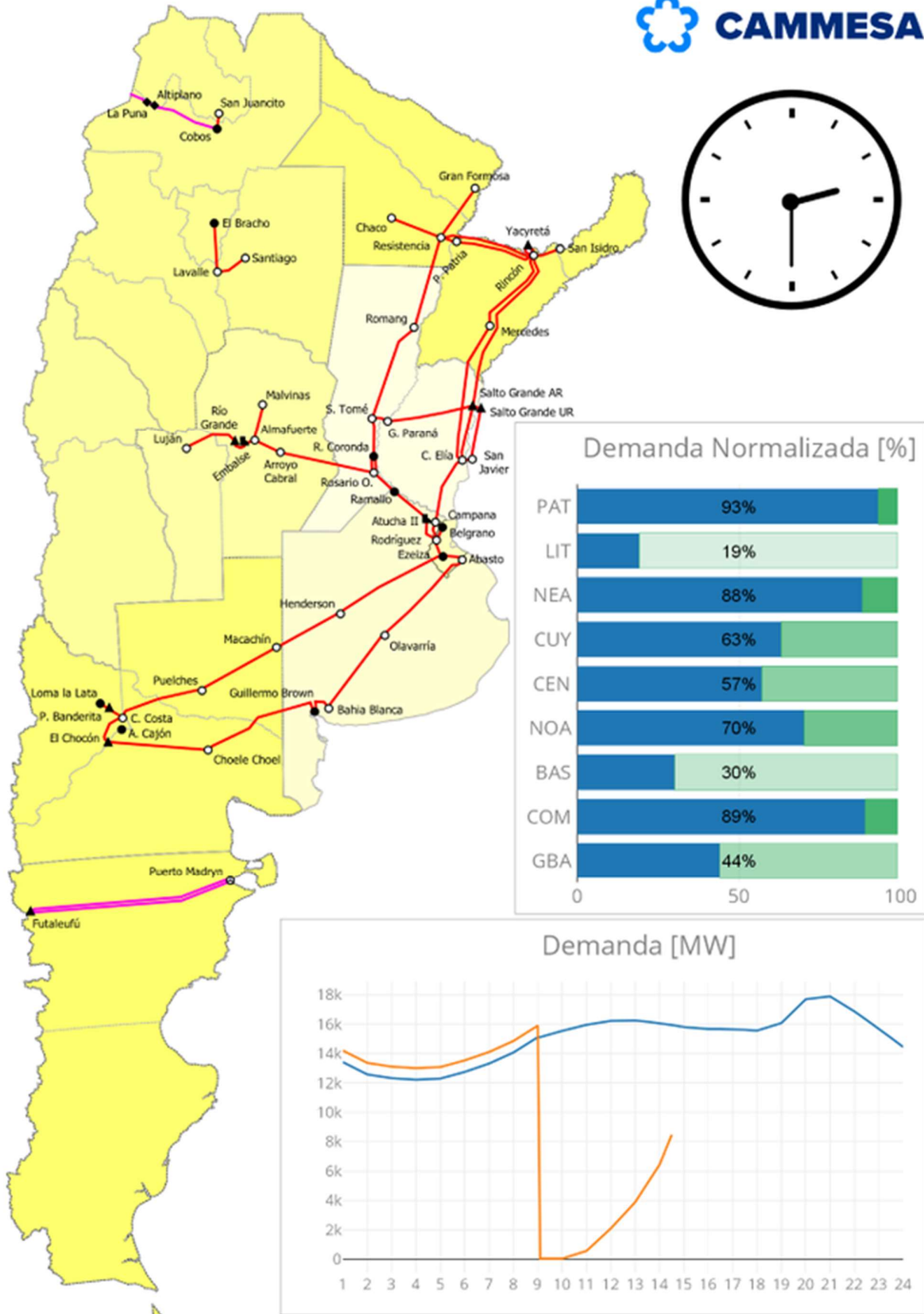
HORA 13:30



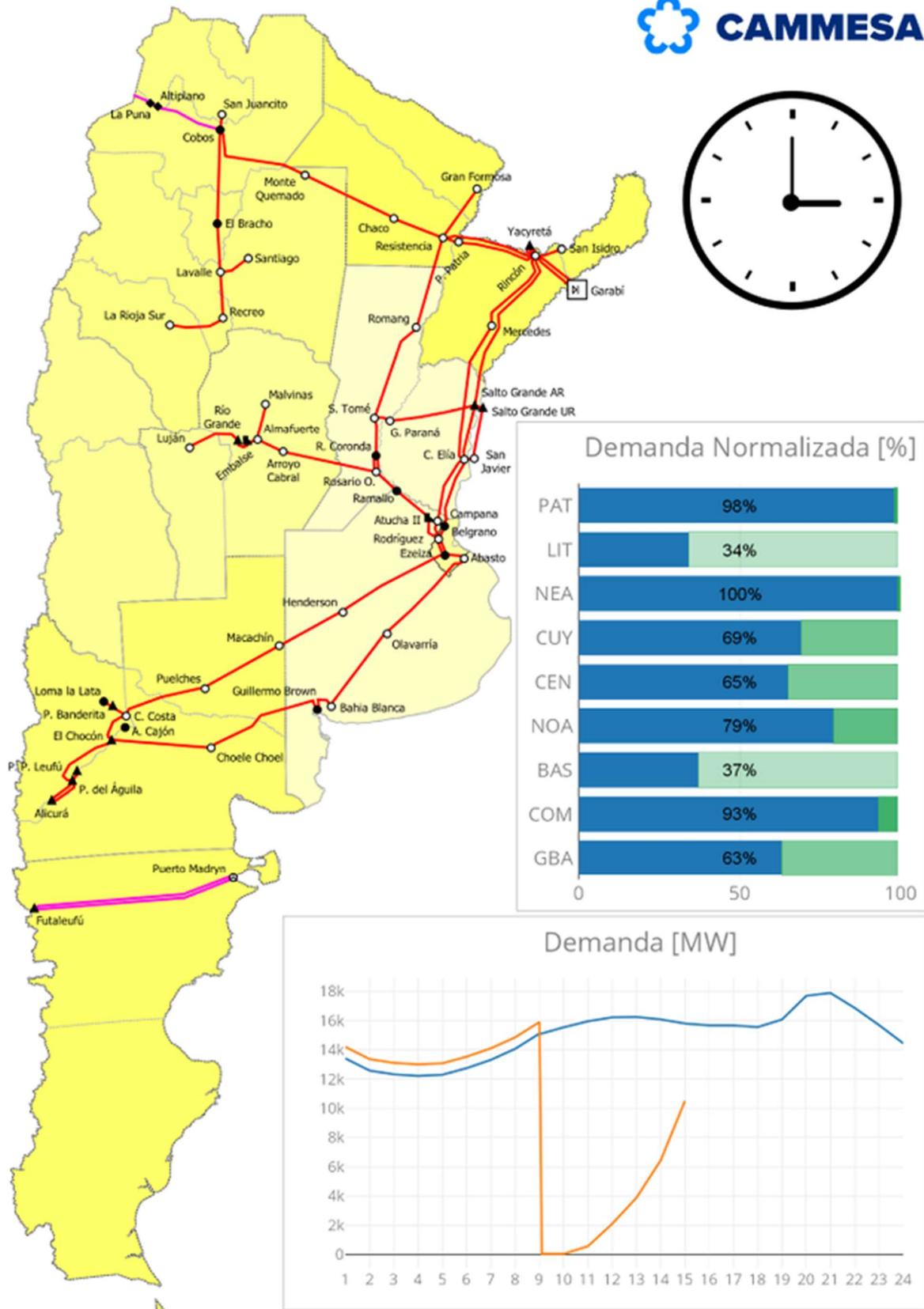
HORA 14:00



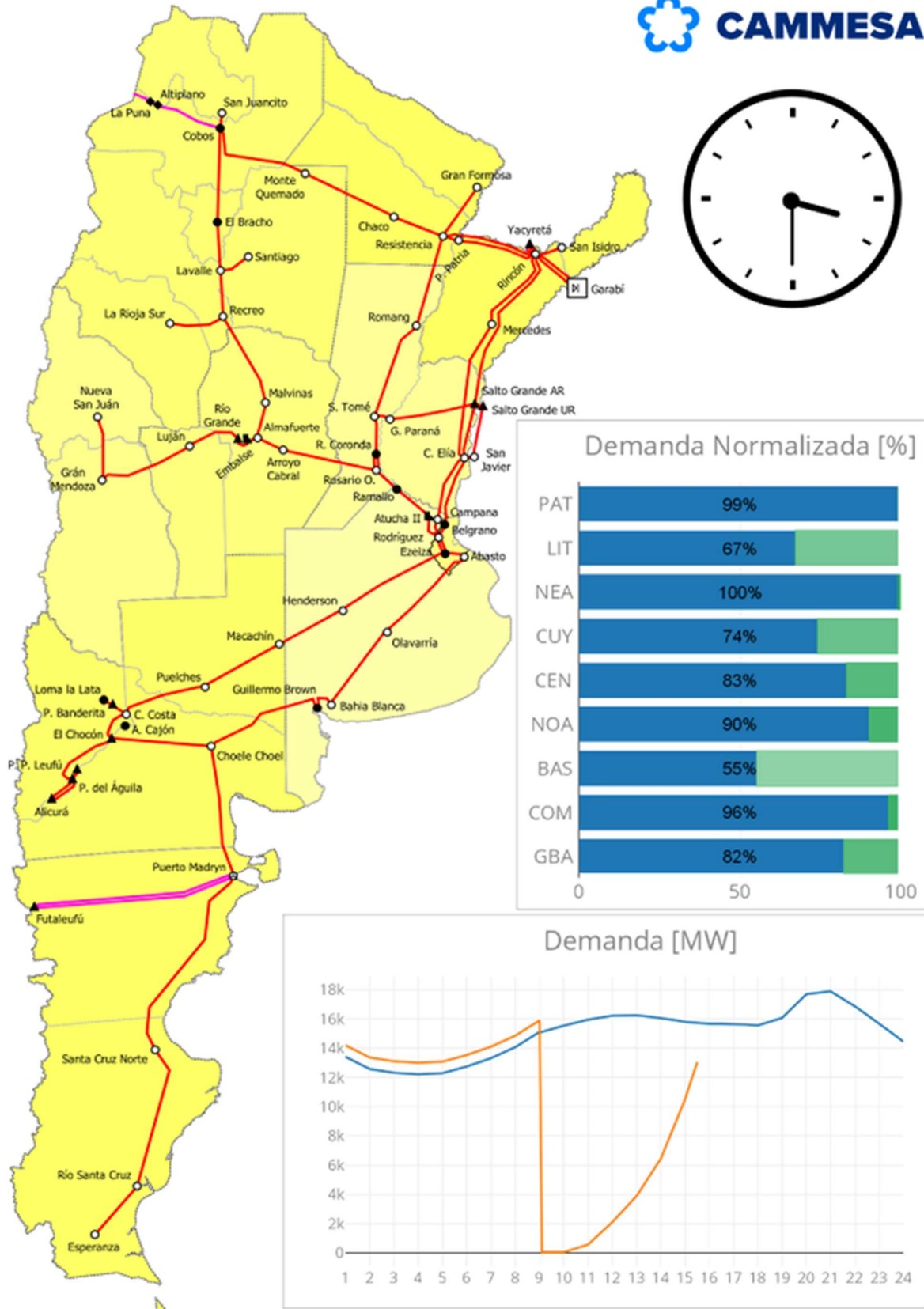
HORA 14:30



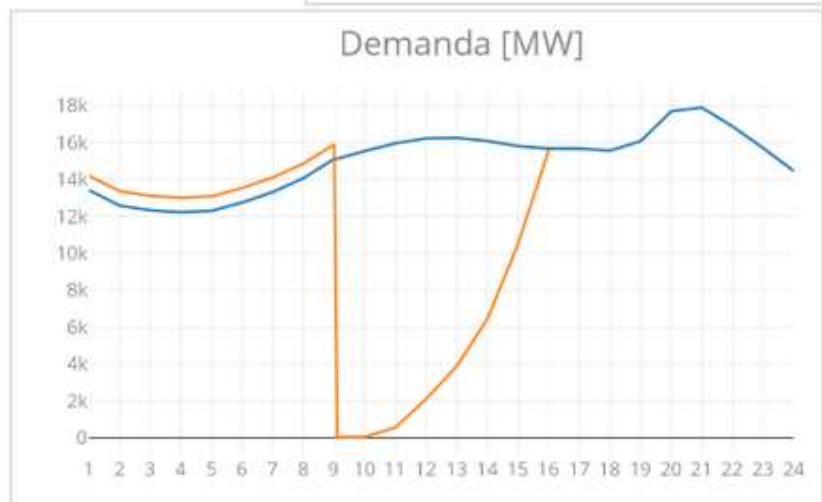
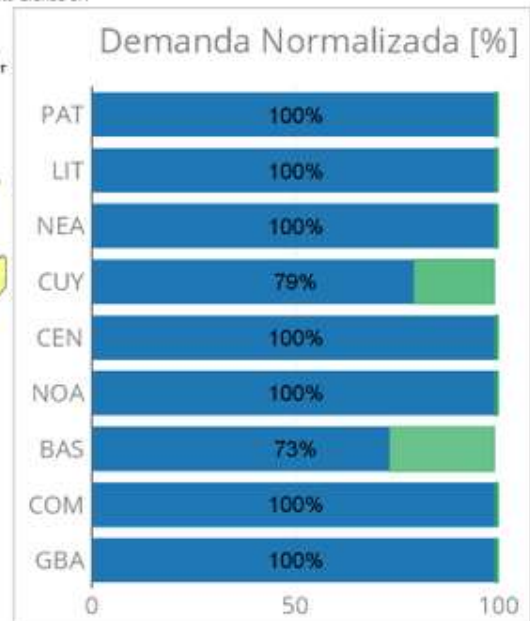
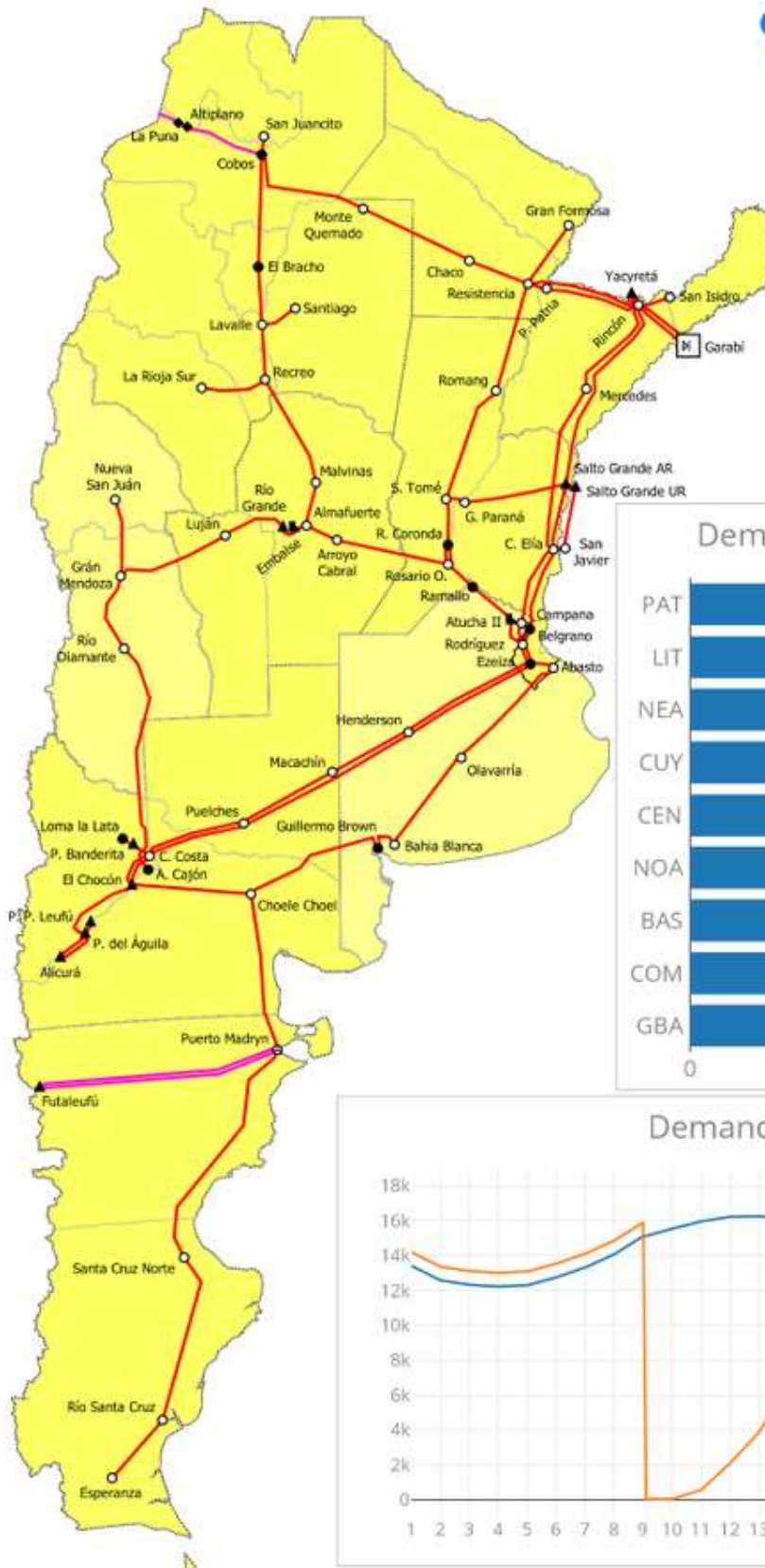
HORA 15:00

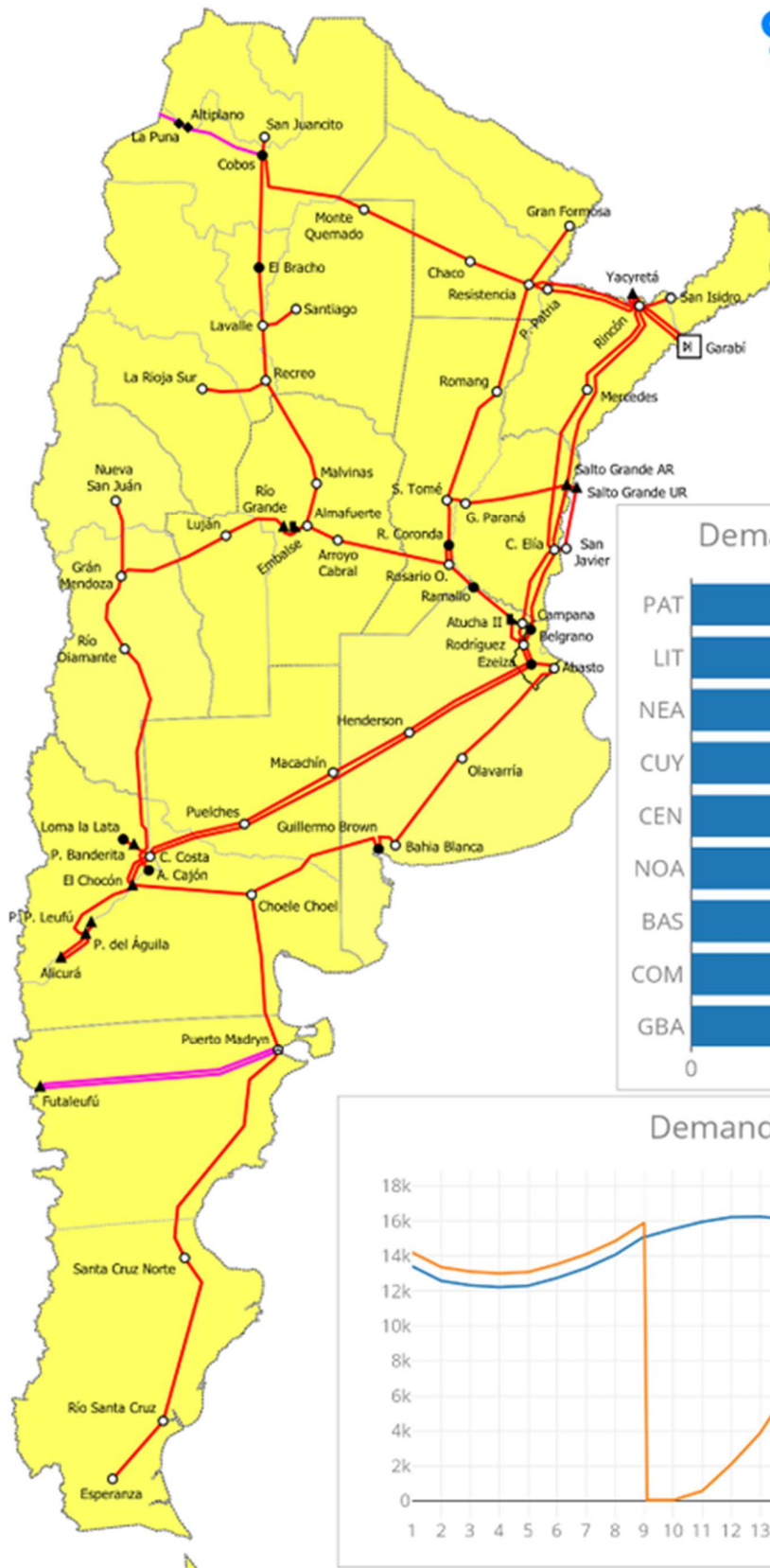
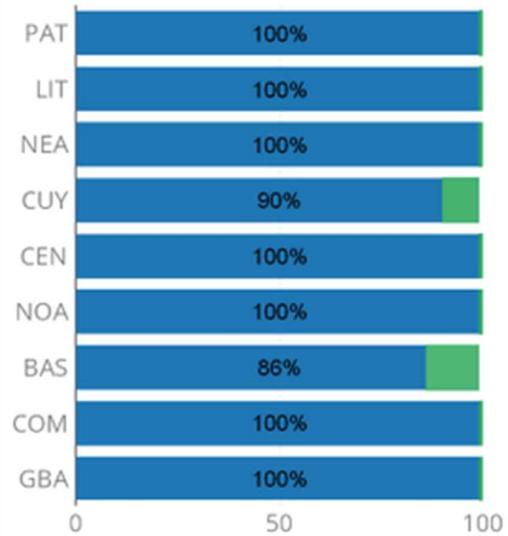
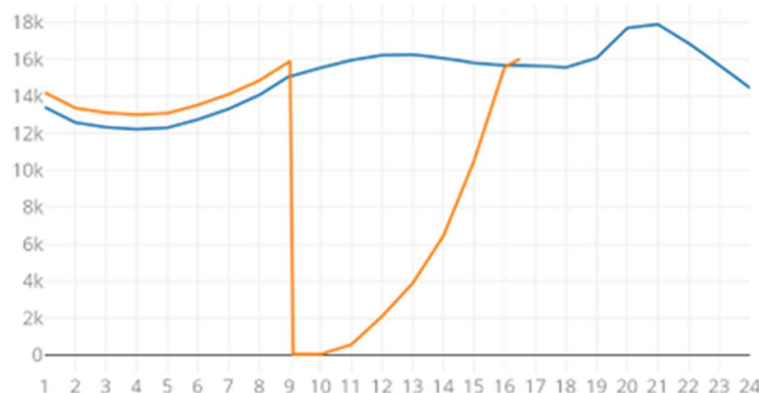


HORA 15:30

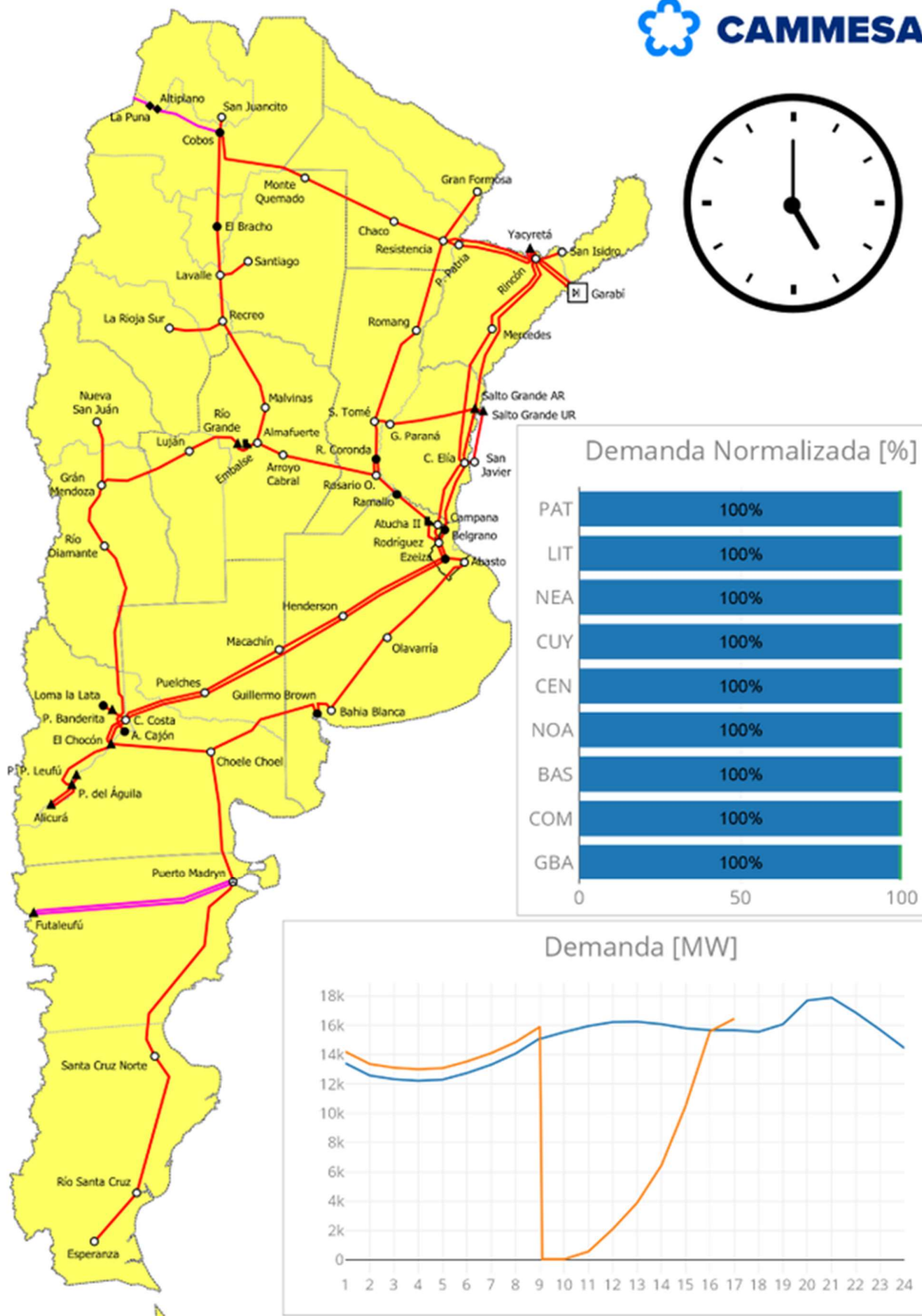


HORA 16:00



**HORA 16:30**

**Demanda Normalizada [%]**

**Demanda [MW]**


HORA 17:00



## 8. CONCLUSIONES / OPORTUNIDADES DE MEJORA:

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

La respuesta de los Agentes participantes fue satisfactoria, tanto en la programación como en la ejecución del simulacro, así como también posteriormente en la confección de los informes.

El ejercicio se inició a las 9:16 hs y se dio por finalizado a las 16:10 hs, una vez normalizado el STAT y el 95% de la demanda del SADI. Las acciones de recuperación simuladas demandaron aprox. 7 horas.

El tiempo requerido resultó razonable para una normalización simulada, naturalmente inferior al que demandaría una situación real, donde se presentan imponderables difíciles de reproducir en un simulacro. (a modo de referencia, alcanzar el mismo estado de normalización posterior al colapso del SADI del 16/06/19 demandó algo más de 12 horas).

La etapa de programación del simulacro sirvió de iniciadora de revisiones de las Órdenes de Servicio de Recuperación y promotora de actualizaciones (por ejemplo, EPESF y TRANSNOA), con modificaciones basadas en la experiencia del simulacro del 31/03/2022.

Durante la prueba de comunicaciones se detectaron algunas correcciones necesarias a realizar sobre las agendas telefónicas de los centros de control, generalmente en contactos de baja frecuencia de interacción.

En la etapa de preparación de la red, requerida para poder iniciar los procedimientos de arranque en negro y formación de islas, se analizaron los tiempos registrados con el objetivo de plantear posibles modificaciones en el orden de las maniobras (principalmente a cargo de Transener) procurando a partir de la revisión y reordenamiento de dichas maniobras, reducir “tiempos muertos” y acelerar esta etapa del proceso de normalización.

En este sentido, de la revisión de los tiempos de iniciación de las tres estrategias fundamentales del PT7 para la recuperación del sistema de transmisión de 500 kV (NEA desde Yacyretá, LIT desde Salto Grande y COM-GBA desde El Chocón), observamos un tiempo demasiado prolongado el que se requirió previo al inicio de la normalización desde la CH Salto Grande, que incluso fue informado por el COG de Salto Grande durante el simulacro, a través de reiterados llamados al COC. La demora estuvo fundada en la falta de confirmación de las maniobras de apertura realizadas por el COT, por lo tanto, se reforzará en el procedimiento de TRANSENER la importancia de esta comunicación para permitir el arranque de Salto Grande.

Para el simulacro se programaron 17 arranques en negro reales con resultados satisfactorios. Del total de 17 ensayos, 12 fueron realizados en simultáneo a la ejecución del simulacro y los 5 restantes se programaron en fechas diferidas, por condiciones de seguridad y coordinación con otros mantenimientos de la red.

De los ensayos de arranque en negro, resulta oportuno destacar que a partir del ensayo de la CT San Martín (diferido del simulacro por encontrarse en Mantenimiento Estacional), la central detectó una situación irregular en la etapa final del procedimiento, ante la imposibilidad de maniobrar interruptores de la ET comandados en forma remota desde la CT (condición asociada al arranque autónomo).

Esta situación detectada requirió de la evaluación de la lógica de control y derivará en la modificación del procedimiento de arranque autónomo y/o del sistema de control para salvar

esa situación. Este caso muestra la conveniencia y finalidad de la ejecución de ensayos de arranque en negro y de simulacros.

Durante la etapa de recuperación de islas, se detectaron algunos problemas de coordinación en la normalización de la demanda en instancias donde un centro de control debía delegar tal coordinación a otro. Fue identificado por los propios centros de control involucrados por lo cual la acción de mejora y de refuerzo del procedimiento adecuado será aclarado en sus respectivas Órdenes de Servicio.

Debido al tiempo que conlleva la comunicación del colapso a los Agentes, observamos la posibilidad de complementar la comunicación telefónica (inevitable bajo el criterio de posible afectación a los sistemas de comunicaciones/SCADAs) con el envío de una “novedad” a través del SOTR desde el COC hacia todo el MEM. Otra alternativa a implementar será un grupo de whatsapp para tal fin.

Otra situación observada fue la falta de recepción de aviso de colapso hacia el Centro de Control de GENNEIA, que en la operación normal cumple una función de centro de control centralizador de varias centrales.

Esta situación fue disparadora de la revisión de los procedimientos de comunicación para otros centros de control centralizadores tales como el de Central Puerto y el de Pampa Energía que poseen centrales en distintas regiones del país y que, por lo tanto, deberán ser comunicados por alguno de los centros de control de área o desde el centro de control local de cada central a las cuales cada centro de control integrador coordina.

A través del ejercicio, se observó la complejidad de lograr un seguimiento preciso del proceso de normalización de demanda, debido a la imposibilidad de utilizar medidores de tiempo real y los tiempos asociados a la comunicación del estado de normalización. Se estudiará para próximos simulacros la posibilidad de implementación de una base de datos accesible por los participantes (tipo “nube”) para rápidamente disponer información de la evolución de la recuperación y sobrellevar la falta de SCADA durante el simulacro.

Estas herramientas lógicamente sirven para el desarrollo de los simulacros, pero no serían del todo necesarias en un caso real.