

APAGONES EN SISTEMAS ELÉCTRICOS INTERCONECTADOS

Sucesos en Chile y España. Prevención en el Caso peruano

Jaime E. Luyo

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA, UNI

17 de julio 2025

Expositor invitado por



INTRODUCCIÓN

Importancia de los sistemas eléctricos: Impacto socioeconómico, político y, de seguridad nacional.



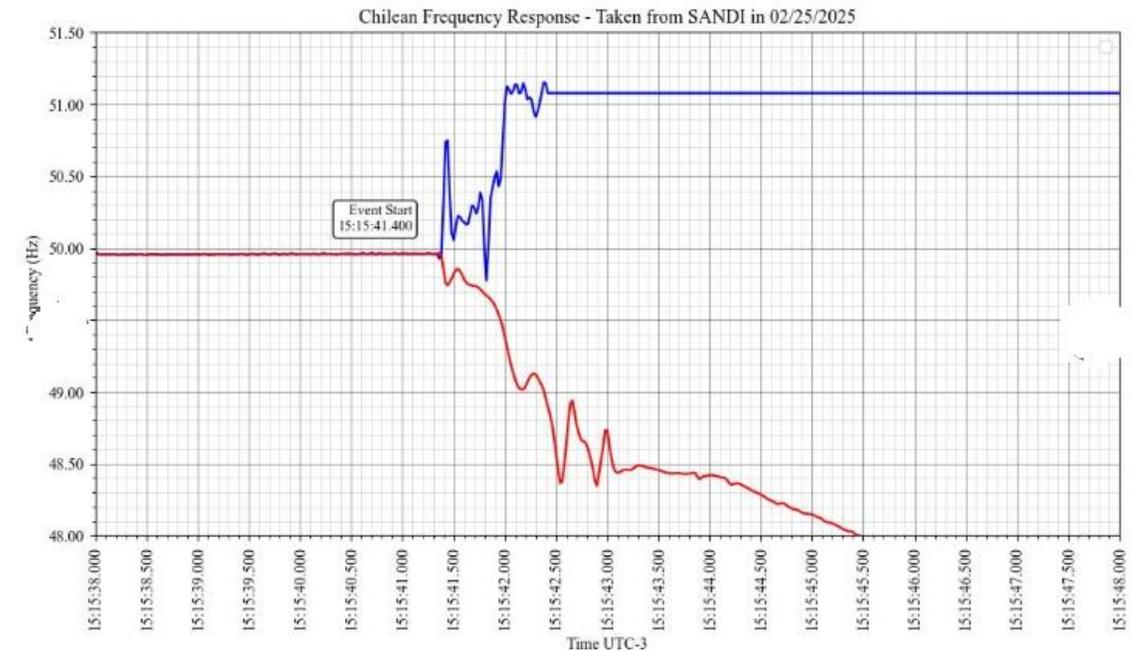
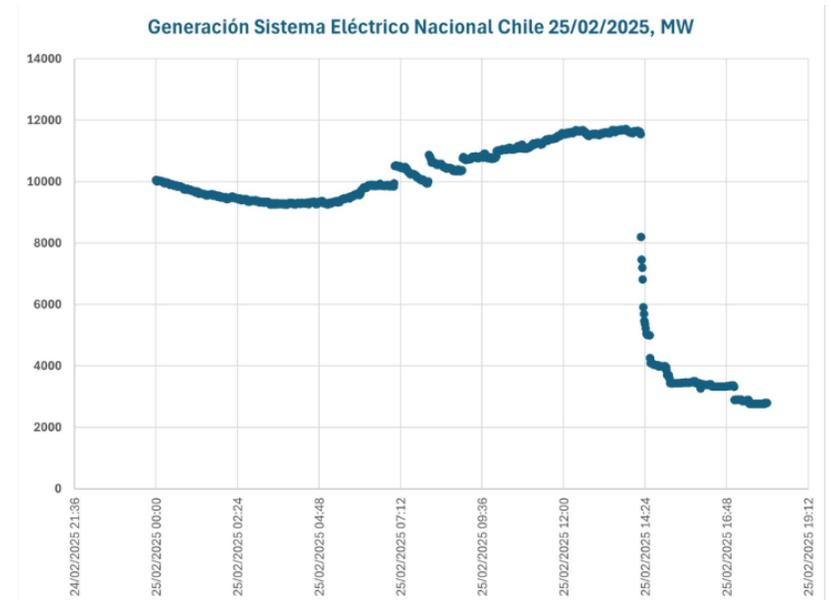
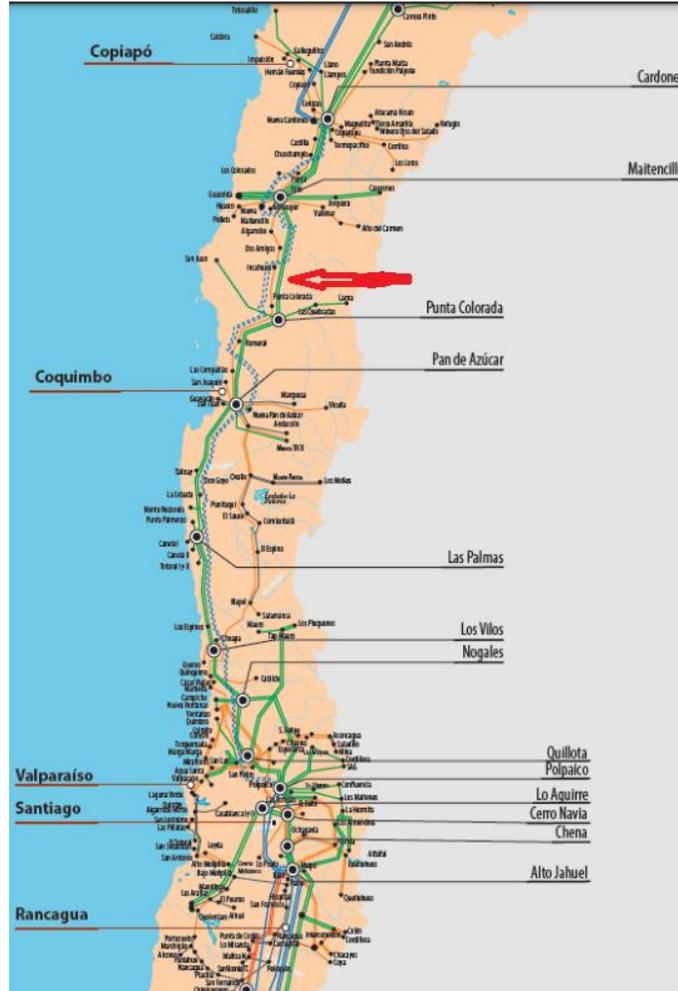
25 de febrero del 2025. Cientos de personas caminan por la Alameda, avenida principal del centro de **Santiago (Chile)**, a causa del cierre de las estaciones de metro durante el apagón masivo, en febrero pasado. Fuente: SOFIA YANJARI



05 de marzo 2025. Estación **Constitución (Argentina)** anuncia que el servicio de trenes está interrumpido. Fuente: DIARIO CLARÍN

Apagón en Chile: ¿cuáles fueron las causas?*

Se muestran unos gráficos del apagón en Chile, que se produjo el martes **25 de febrero**, aproximadamente a las **15.16 hora** local, en instantes que había un flujo de **1.8 GW** de la región norte hacia el sur en la línea de interconexión a 500 Kv cuyo tramo Nueva Maitencillo-Nueva Pan de Azúcar del Norte Chico, se desconectó por una falla, a su vez este evento provocó la desconexión de ambos circuitos de las líneas de transmisión a 500Kv conectadas a las SSEE en Nueva Cardones y Polpaico produciéndose el **blackout** de todo el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), que incluso afectó a las provincias de Mendoza y San Juan en Argentina.



Se **desacoplaron** el Centro-Sur (colapsó en aprox. en 4 sgs.) y el NorteGrande (tardó algo más en colapsar).

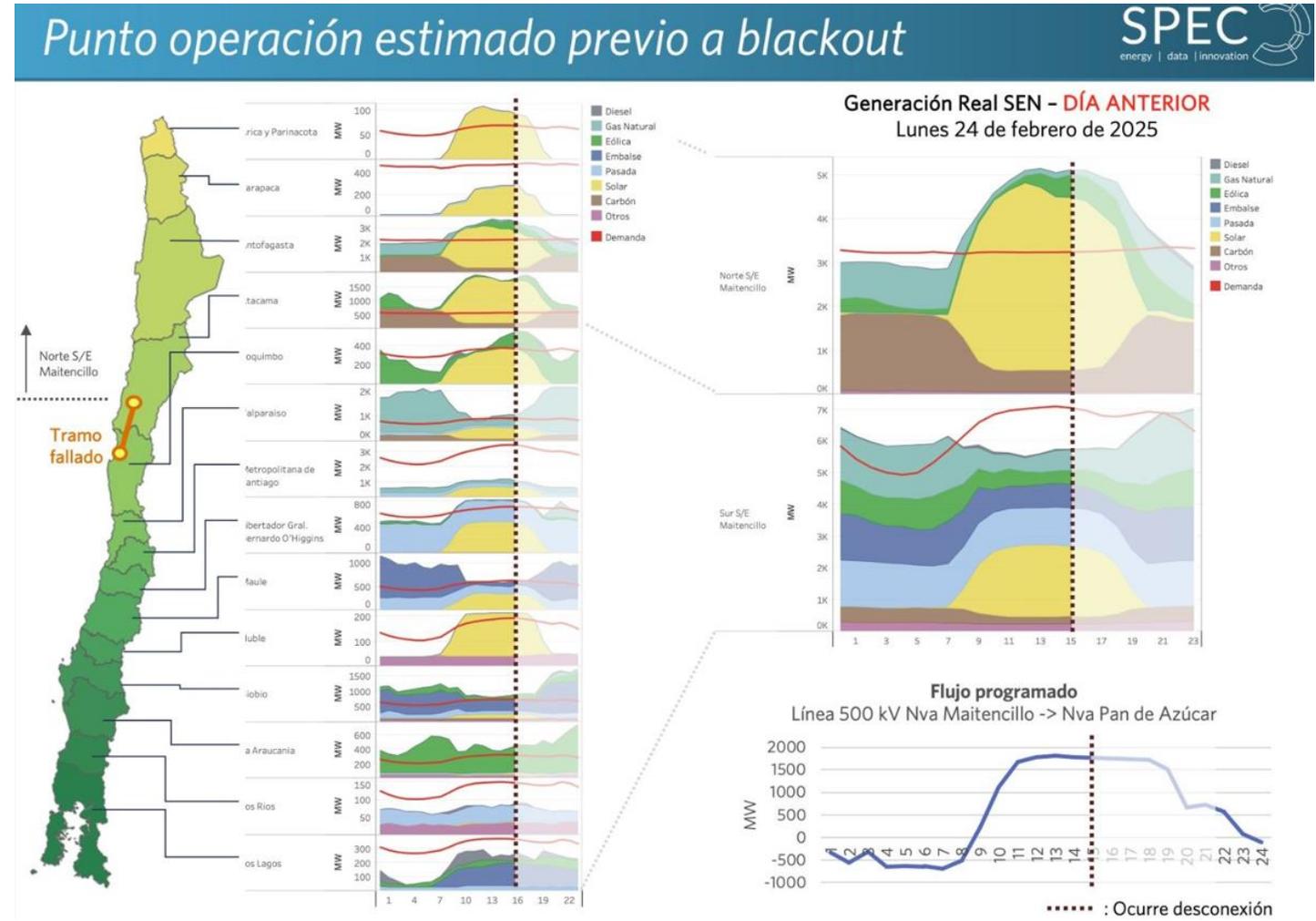
* J.E. Luyo, *Apagón en Chile: ¿cuáles fueron las causas?*, Competitiveness and Sustainable Development Institute, 28 febrero del 2025

Apagón en Chile: ¿cuáles fueron las causas?*

Según la información contenida en el gráfico, la programación del día previo muestra que el día martes 25 de febrero durante cerca de 12 horas a partir de las 8 am. habrá un flujo de potencia eléctrica de la región norte hacia la región sur (con un max. de 1,800 MW) y que durante el día será mayormente de origen solar; justamente la falla en la línea de interconexión se produjo durante el periodo de máxima transferencia eléctrica que coincide con la máxima demanda en el SEN. Estas Premisas se cumplieron, incluyendo una demanda del sistema de unos 11,000 MW; pero surgen varias interrogantes: **¿cuáles serían las posibles causas del apagón total del SEN?; ¿por qué se produjo un apagón total y casi instantáneo en el área aislada Centro-Sur?.**

OPINIÓN: no hubo suficiente reserva rotante en el área Centro-Sur y defectos en las protecciones por subfrecuencia y de variación de frecuencia, así como que no actuaron los sistemas de control y protección para los rechazos de carga en el área y tampoco el Control Automático de Generación. La causa fue: una *falla humana*.

* J.E. Luyo, *Apagón en Chile: ¿cuáles fueron las causas?*, Competitiveness and Sustainable Development Institute, 28 febrero del 2025



España

Apagón masivo en España del 28 de abril del 2025.



La gente usa sus teléfonos y linternas frontales para comprar comestibles dentro del supermercado durante el apagón en **Barcelona, España**. 28 de abril 2025. Fuente: REUTERS/Bruna Casas

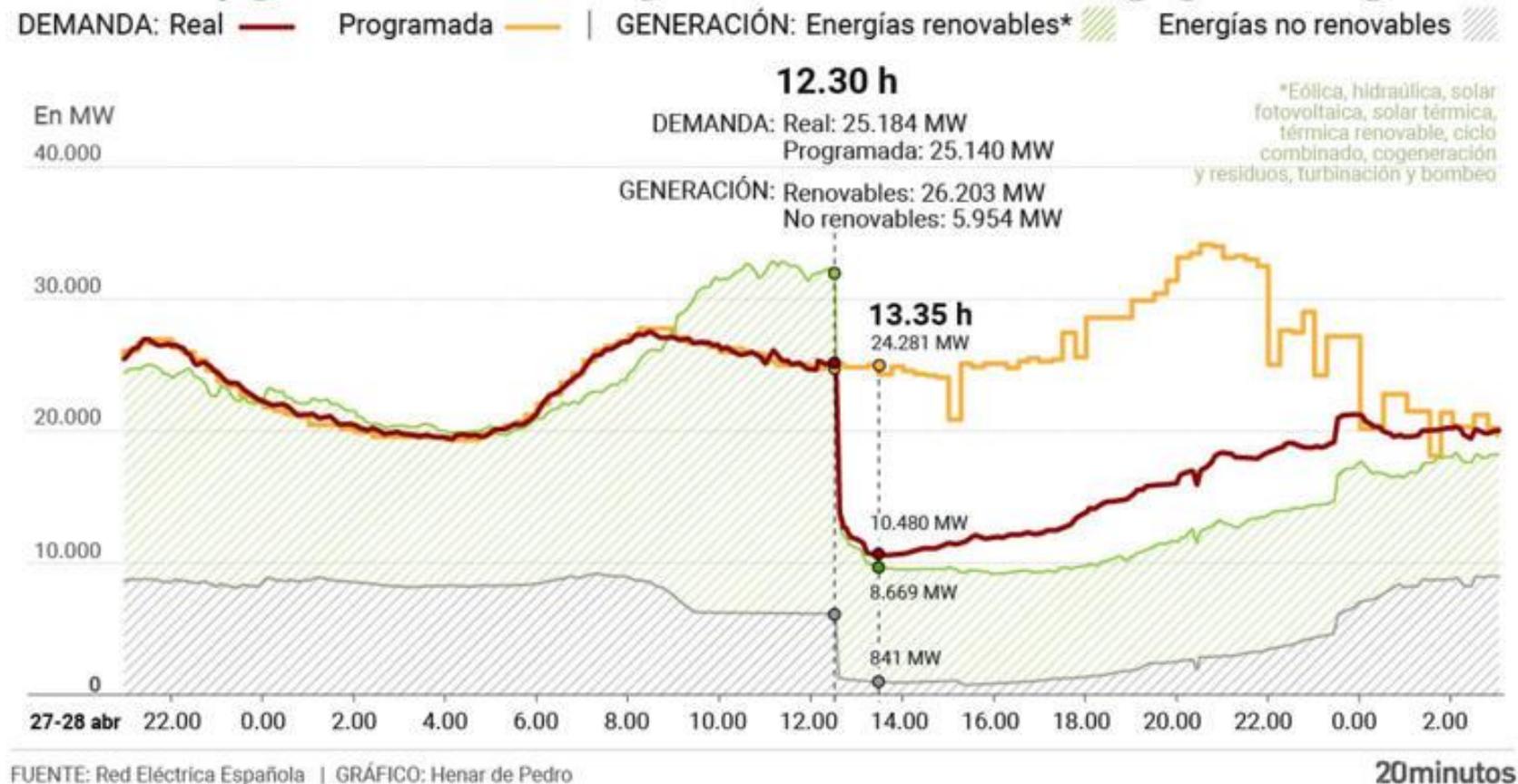


Los aficionados son vistos después de los partidos, que se suspenden debido a un corte de energía en **Madrid**. Fuente: REUTERS

Apagón en España: ¿cuáles fueron las causas?

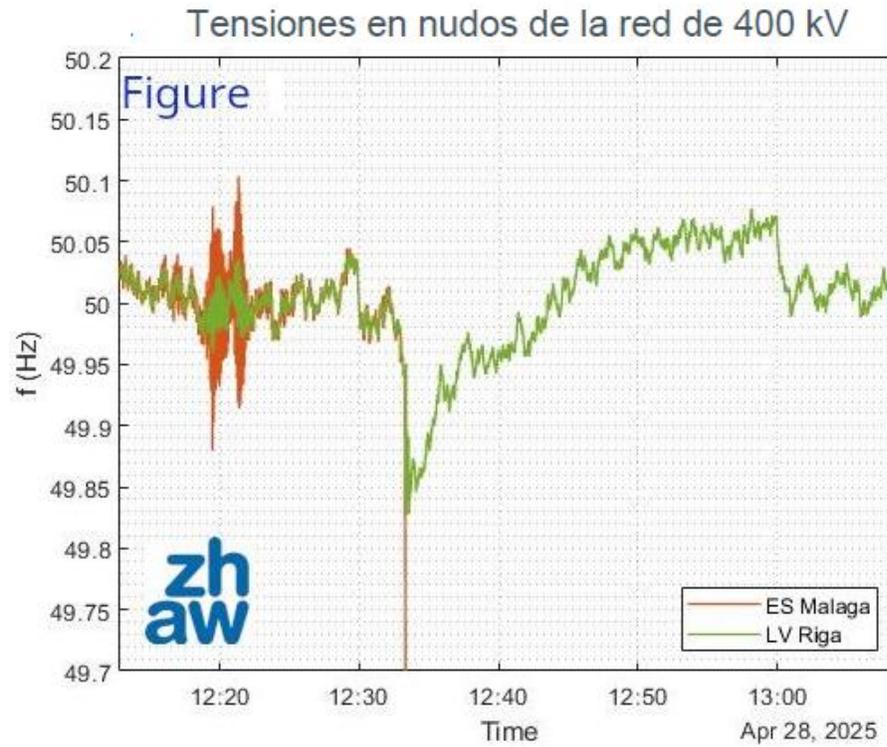
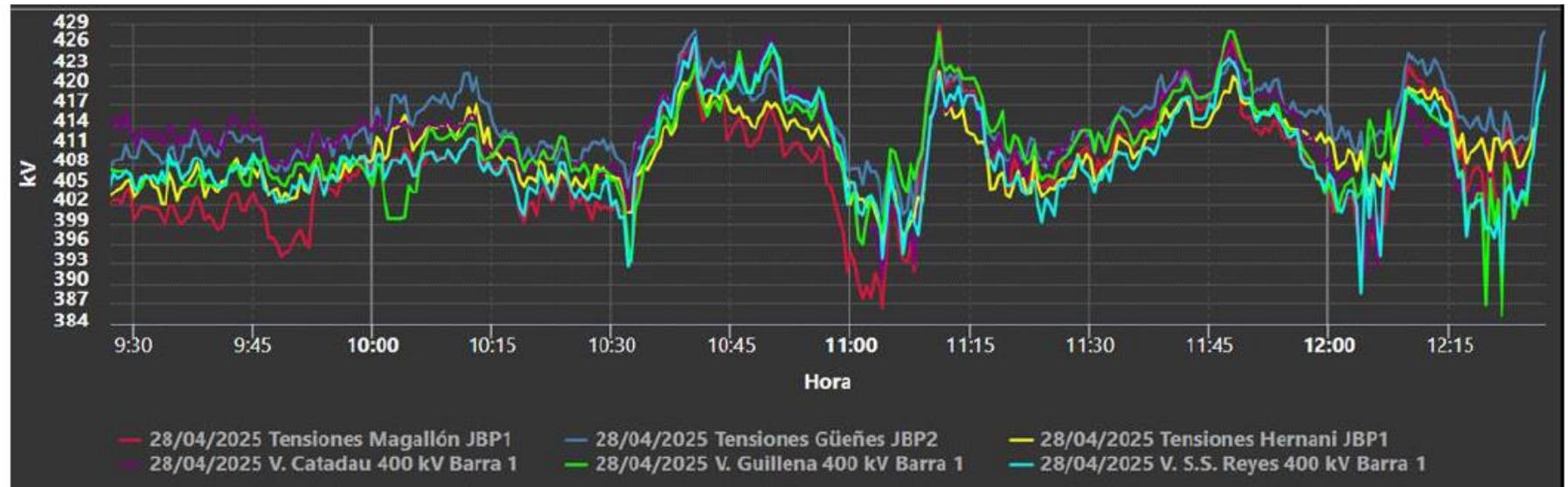
- Se muestran unos gráficos del apagón en España, que se produjo el martes **28 de abril**, iniciándose aprox. a las **12:33** hora local; las renovables producían el **71%** de la energía en el momento del colapso. A las 12:33 del lunes, la frecuencia de la red eléctrica española descendió bruscamente, pasando del nivel de 50 hertz que el operador de la red intenta mantener, a 49 hz (**Aurora Energy Research**). El almacenamiento es escaso: **3.500 MW**, de los que apenas únicamente **25 MW** son para baterías.
- Un cambio superior a **0,1 hz** obliga a muchas centrales eléctricas a **apagarse automáticamente por motivos de seguridad**. Cualquier corte de suministro eléctrico en España tiene un efecto dominó inmediato en Portugal, y Francia.

Demanda y generación de energía eléctrica durante el apagón en España



Apagón en España: ¿cuáles fueron las causas?*

- Se muestran un gráfico de las oscilaciones inter-área durante 15 minutos antes del colapso del sistema (ZHAW School of Engineering).
- Un cambio superior a **0,1 hz** obliga a muchas centrales eléctricas a apagarse automáticamente por motivos de seguridad.
- **Corte generalizado del suministro eléctrico en España y Portugal:** Se produjeron dos oscilaciones interzonales entre las 12:03:15 y las 12:07:40 y entre las 12:19:01 y las 12:22:03. Estas oscilaciones podrían haber provocado la desconexión de las líneas de interconexión, y a las 12:33:16 CET se produjo la separación técnica de España y Portugal del sistema centroeuropeo.
- A las **12:33:24**, y la frecuencia está en **47.79 hz** y el **sistema eléctrico colapsa**.
- A las **12:33:27,300 h** la tensión en la red de 400 kV es menor de 1 kV y se puede dar por producido el **CERO TOTAL del sistema**. (*red electrica.Una empresa de Redeia*, Informe, 18-06-2025)

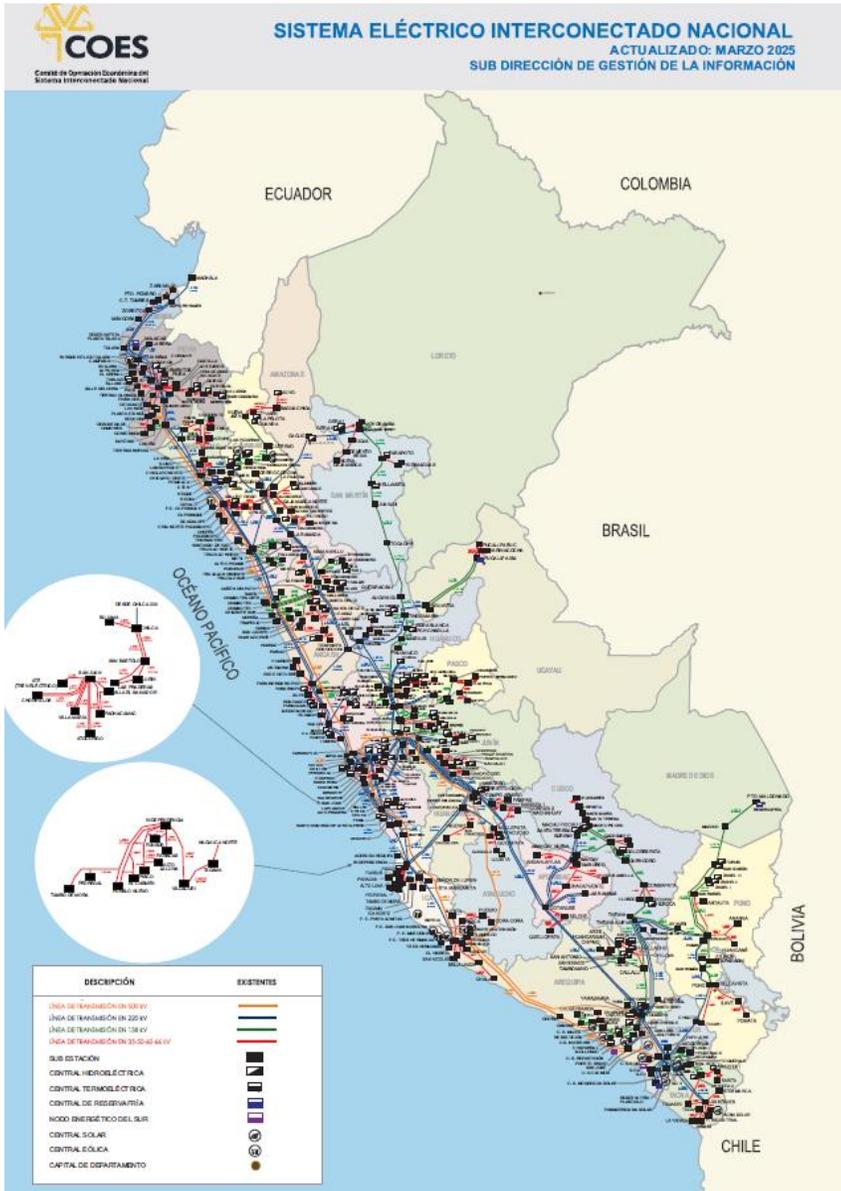


OPINIÓN: los informes oficiales preliminares dan como posibles causas a la falta de control dinámico de la tensión eléctrica (gran parte de la generación RER no tiene aún esa exigencia). Podemos observar que, la tensión eléctrica estaba dentro los máx. exigidos segundos antes del colapso; por lo que consideramos es que: lo que falló fue la coordinación y calibración del sistema de protección y de control del sistema eléctrico ibérico; que, además no está actualizado en las nuevas tecnologías que deben acompañar el progresivo y gran aporte de las nuevas fuentes de generación RER.

SISTEMA DE POTENCIA INTERCONECTADO PERUANO (SEIN)

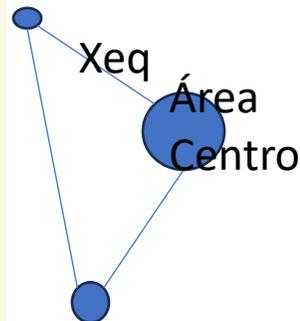
Comportamiento dinámico y simulación de posible apagón*

*M. Sacasqui y J.E. Luyo, "PREVENCIÓN DE APAGONES EN SISTEMAS ELÉCTRICOS INTERCONECTADOS. Aplicando AGC y considerando fuentes intermitentes. Caso peruano", Congreso Panamericano COPIMERA 2025, República Dominicana, 26-29 de junio 2025



Áreas Modeladas

Área Norte



Área Sur

$F_{nom}=60\text{Hz}$



Central eléctrica solar Clemesí 115MW, Moquegua – Peru, Fuente: <https://www.gob.pe/>. Las centrales solares deberían ser de tecnología grid forming.



Central eléctrica eólica Wayra I 132MW, Ica – Peru, Fuente: <https://www.energias-renovables.com/>

Caso de estudio: SEIN peruano (áreas norte, centro, sur)

Retos con renovables: Variabilidad FV/eólica y reducción de inercia



COES - Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional

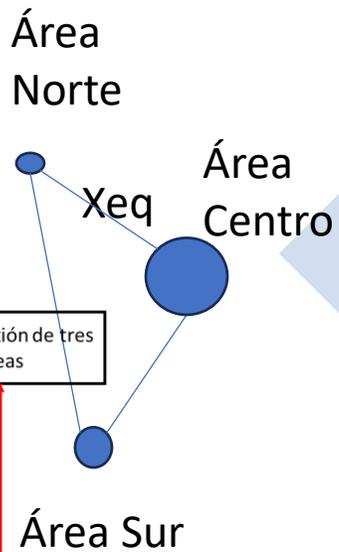
Objetivos:

- Modelado dinámico del Sistema Eléctrico de Potencia Interconectado (SEP) incluyendo el control primario y secundario (AGC)
- Simulación y análisis de posibles apagones cuando se producen fallas en las líneas de interconexión entre áreas o pérdida generación o incremento súbito de carga que puede incluir fuentes RER-NC
- Aplicación al caso del SEP peruano

$$\frac{2H}{\omega} \frac{df}{dt} = P_m + P_s - P_{rg} - (P_e - P_{rc}) - D \frac{d\theta}{dt} \quad (1)$$

METODOLOGIA

Áreas Modeladas

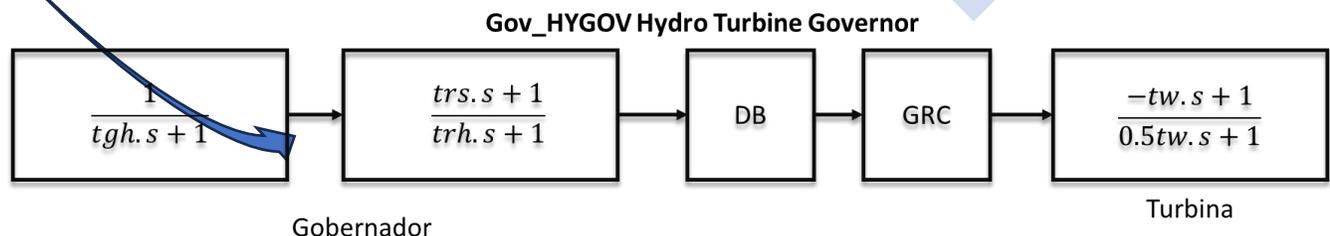
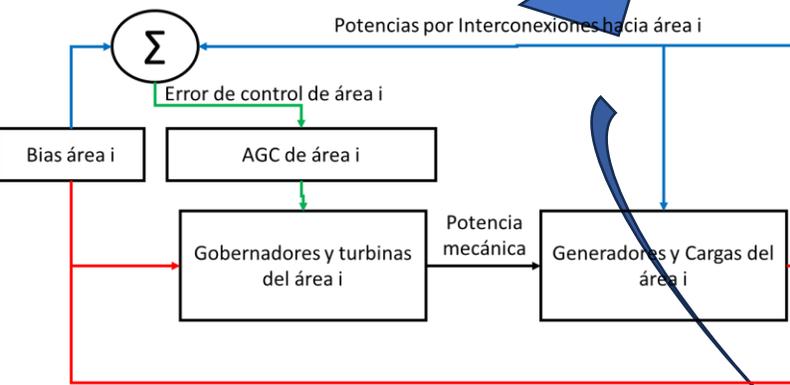


Estructura: 3 áreas interconectadas (norte, centro, sur)

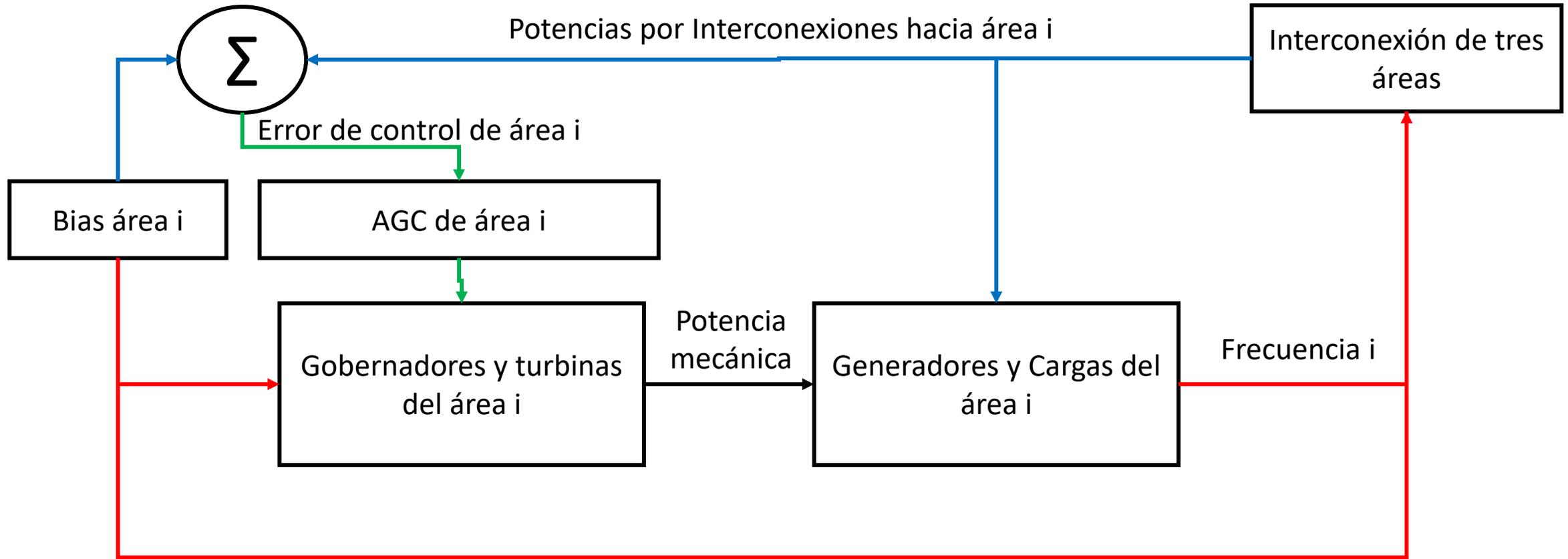
Parámetros clave: Inercia (H), coeficiente de torque(X)

Herramientas: Python-control para simulación dinámica

Base de datos: modelación de gobernadores y turbinas



Esquema de implementación Python-control para simulación dinámica



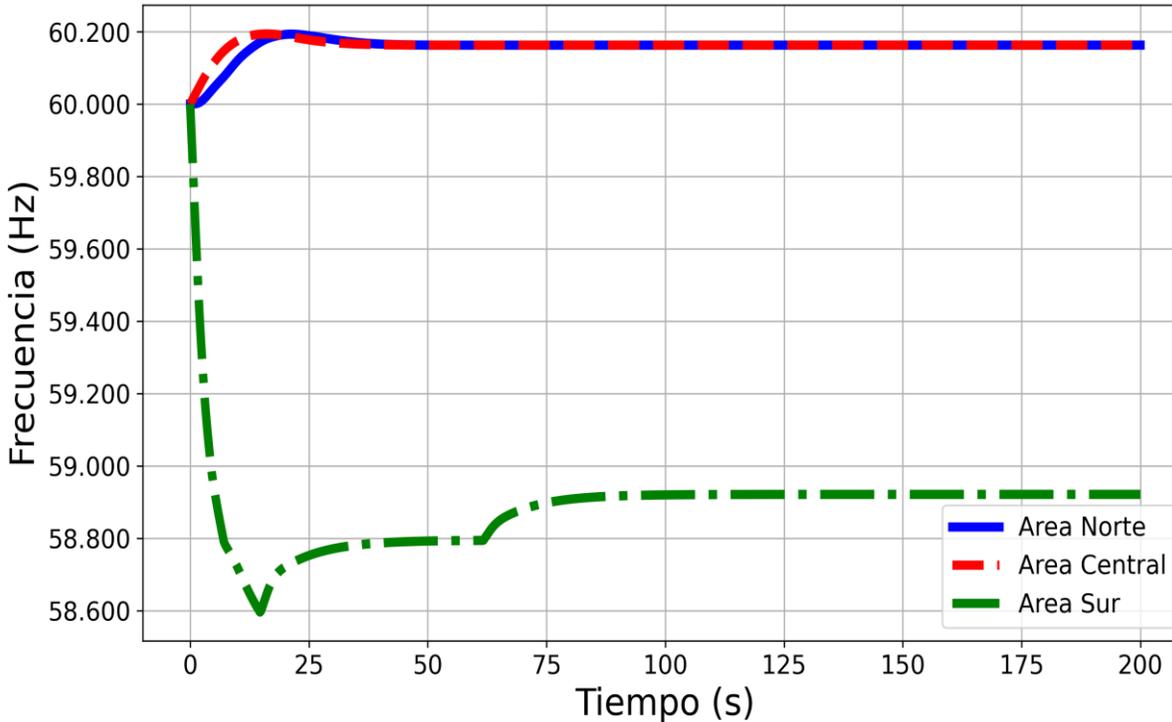
Esc.	Evento	Tipo	AGC centro	AGC sur	Rechazo centro	Rechazo sur	Detalle	freq. final sur
4	Desconexión área sur con rechazo en área sur	Desconexión área	activado	desactivado	activado	activado	no malo: se importo esquema de rechazo propuesta por el coes en el centro del Peru hacia el sur, se detecta su respuesta	58.92

1

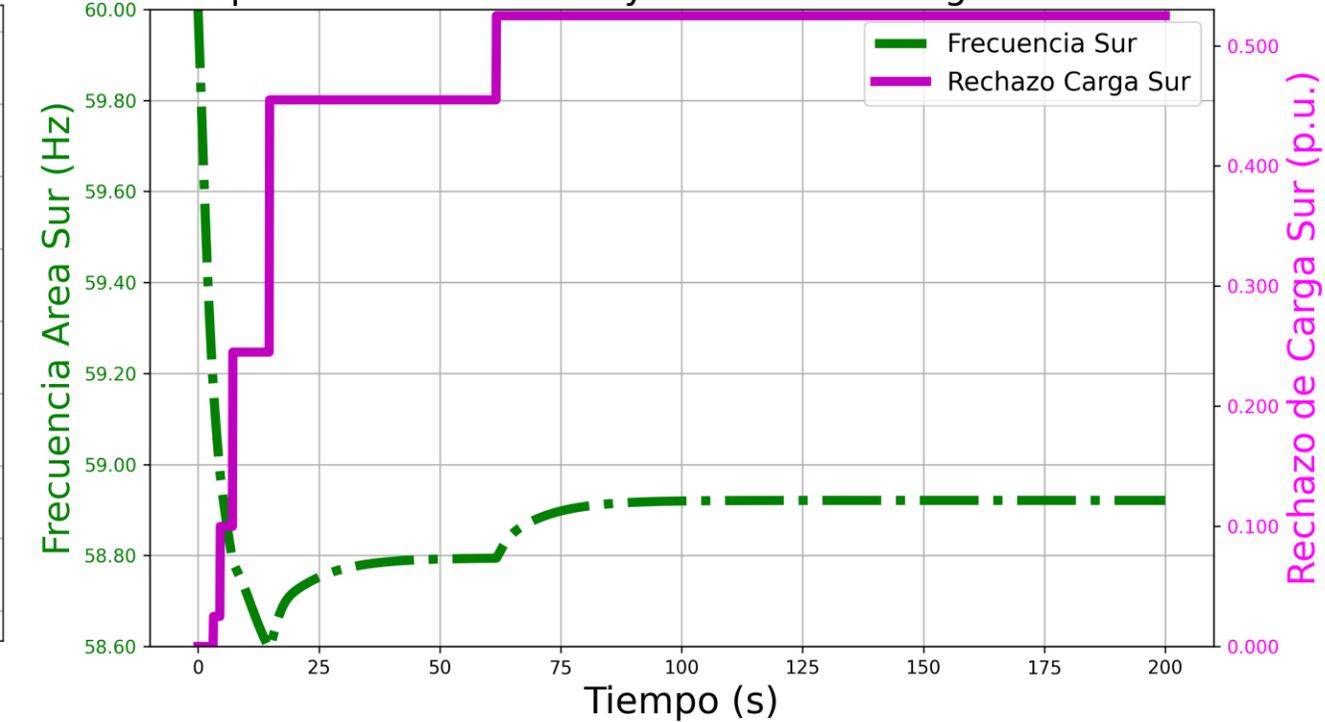


No hay mucho de donde rechazar, ya que aún no está activo proyecto HP

Escenario 4

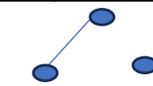


Comparacion: Frecuencia y Rechazo de Carga en Area Sur

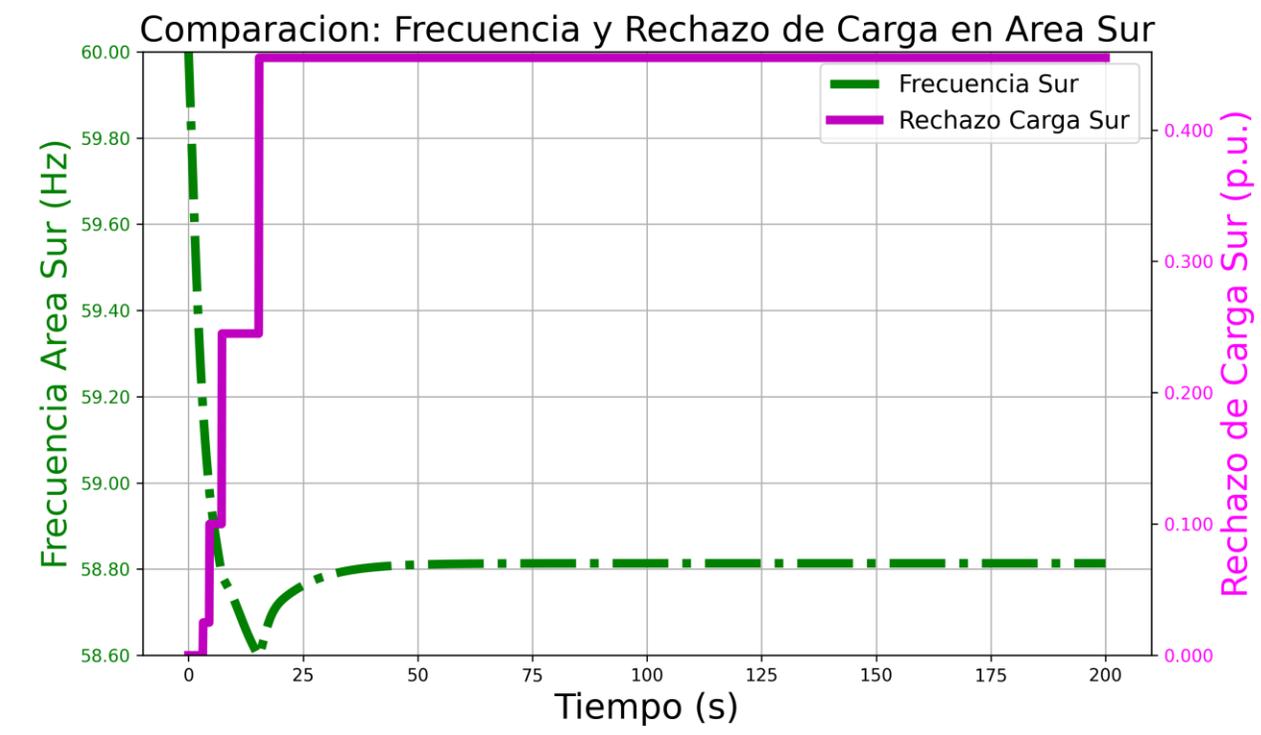
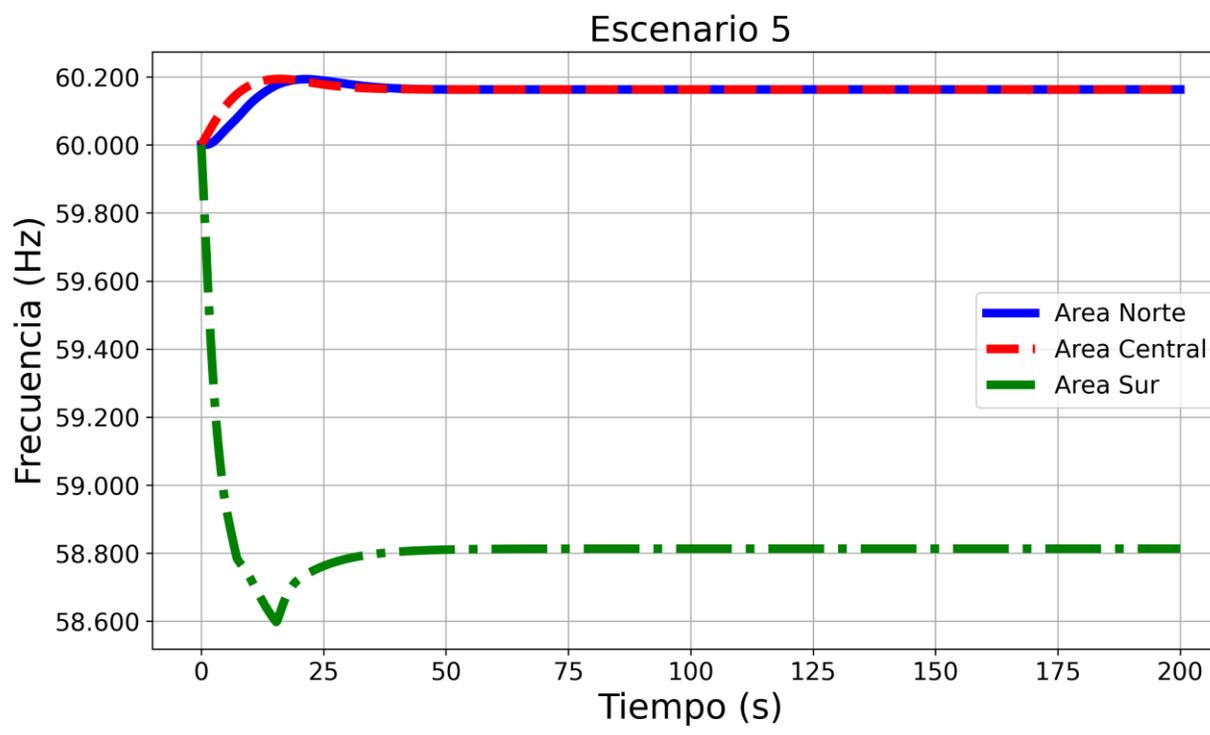


Esc.	Evento	Tipo	AGC centro	AGC sur	Rechazo centro	Rechazo sur	Detalle	freq. final sur
5	Desconexión área sur con rechazo y AGC en CH Charcani V	Desconexion área	activado	activado	activado	activado	no tan malo: se importo esquema de rechazo propuesta por el coes en el centro del Peru hacia el sur, se detecta su respuesta	58.81

2

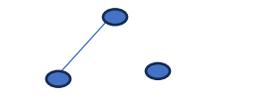


No hay mucho de donde rechazar, ya que aún no está activo proyecto HP
Hay alguna interacción AGC y Rechazo de carga, motivo de investigación futura

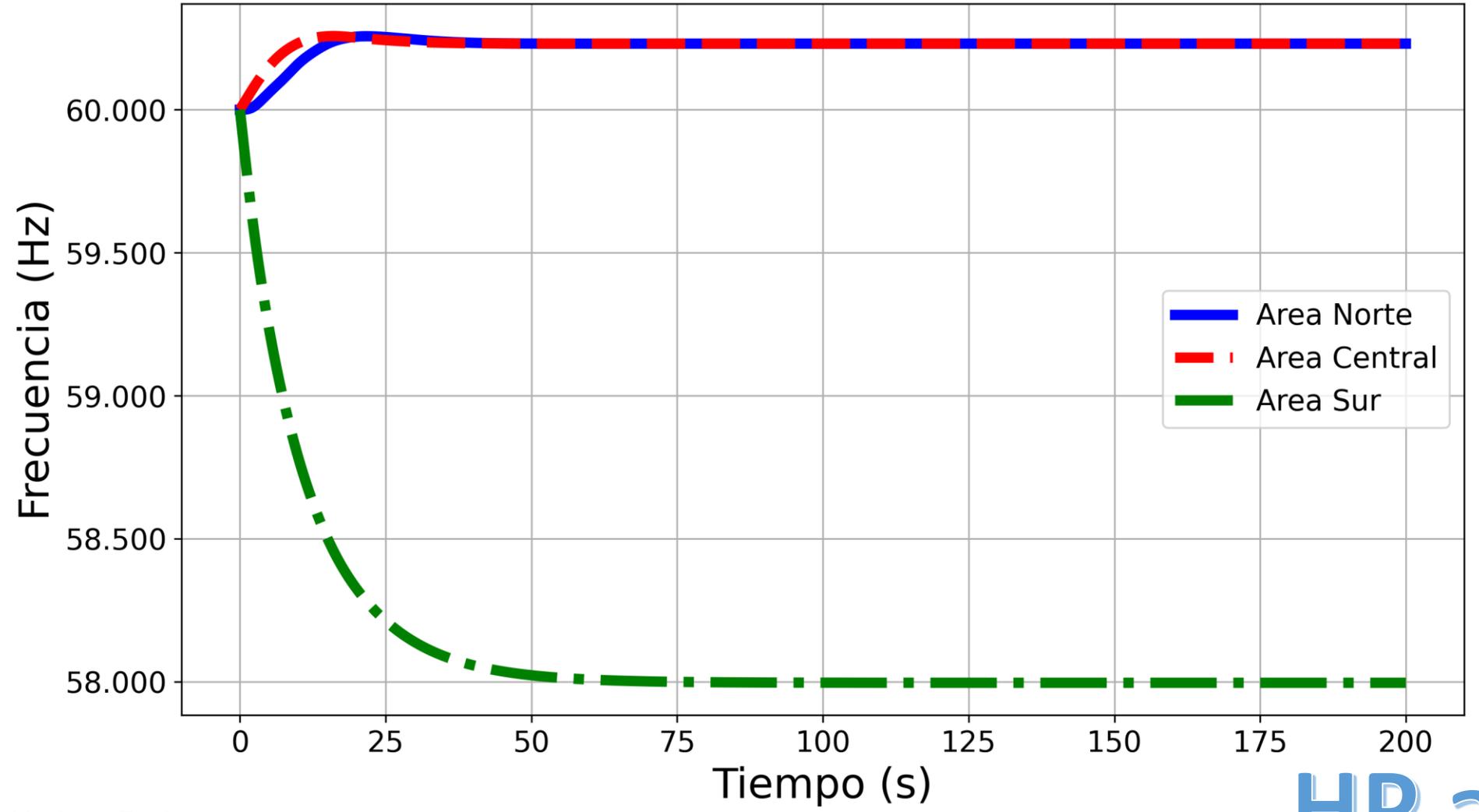


Esc.	Evento	Tipo	AGC centro	AGC sur	Rechazo centro	Rechazo sur	Detalle	freq. final sur
6	Desconexión área sur con proyecto HP sin rechazo - AGC activo	Desconexion área	activado	activado	activado	desactivado	Nuevamente comprobamos que no tener esquema de rechazo en el área sur es malo	58

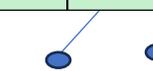
3



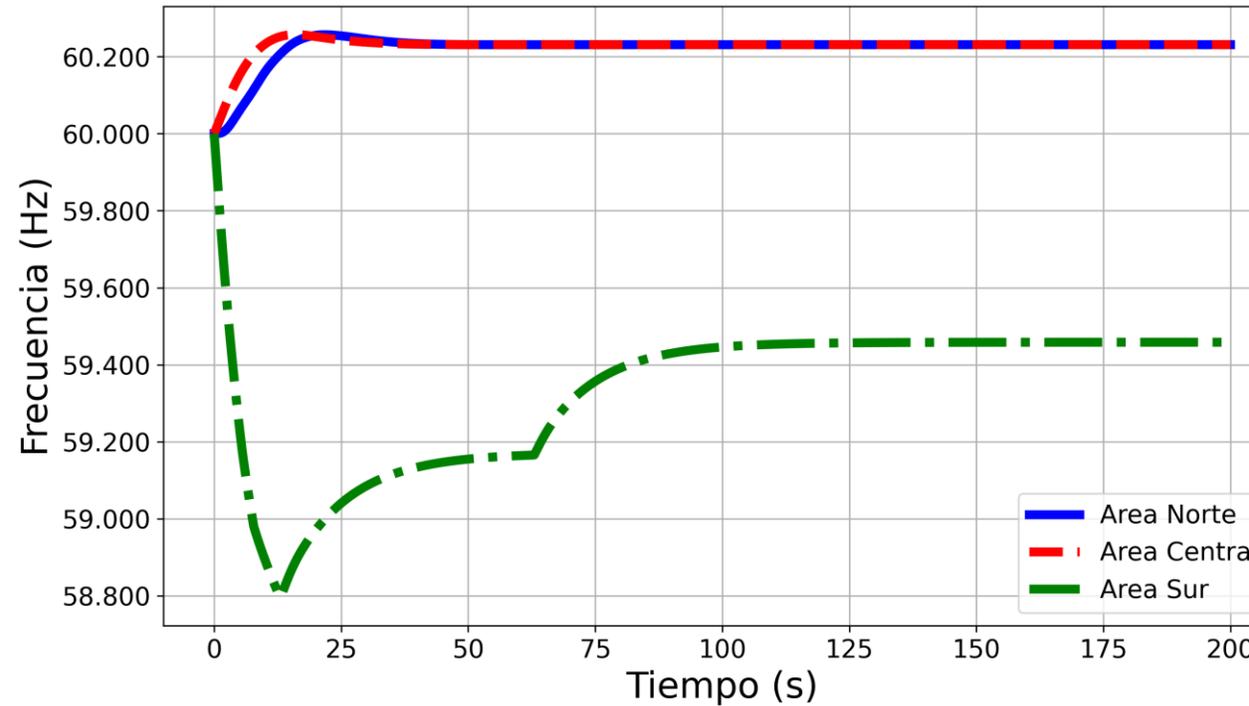
Escenario 6



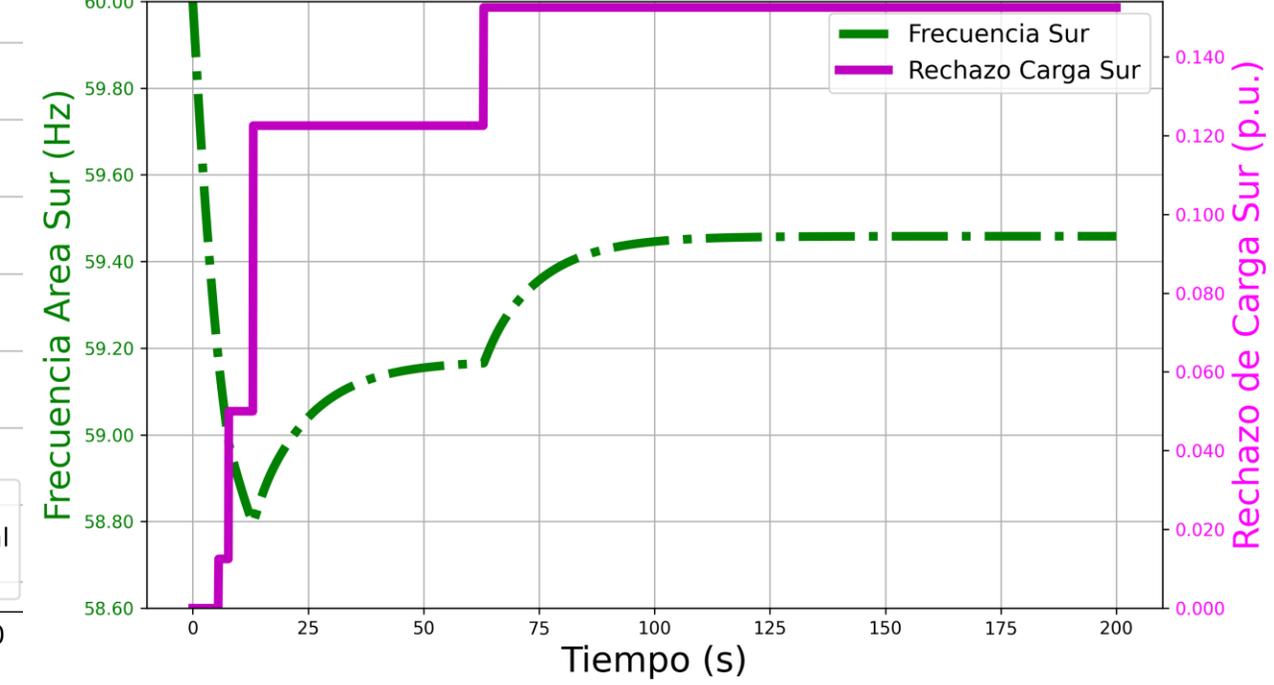
Esc.	Evento	Tipo	AGC centro	AGC sur	Rechazo centro	Rechazo sur	Detalle	freq. final sur
7	Desconexión área sur con proyecto HP con rechazo - AGC activo	Desconexion área	activado	activado	activado	activado	Se editaron los escalones de rechazo de carga en el área sur para volverlo un esquema funcional del área sur. se sintonizo con ensayo y error hasta obtener un valor cercano a 59.5Hz donde la actuación del centro de control podría restablecer el sistema a su normalidad.	59.46



Escenario 7



Comparacion: Frecuencia y Rechazo de Carga en Area Sur



HP activo

Conclusiones:

- La estructura actual de control en el SEIN es insuficiente para evitar un apagón en el área sur peruana que es más vulnerable, que debe ser descentralizado por área de control

Recomendaciones:

- Actualizar los esquemas de control primario y secundario considerando las áreas Norte y Sur
- Incorporar sistemas de almacenamiento energético y aquellos con nuevas tecnologías que proveen inercia sintética
- Supervisión y revisión periódica de parámetros del LFC y, de la coordinación de dispositivos de protección y control
- Reforzamiento de la transmisión eléctrica

Anexo

Anexo I

Escenario 1, 2

Las potencias bases: $P_{\text{norte}}=463.97\text{MW}$, $P_{\text{centro}}=4950\text{MW}$ y $P_{\text{sur}}=789.57\text{MW}$. Las cargas: Carga norte=868.614MW, Carga centro=3660.59MW, Carga sur=1675.19MW.

Proyecto HP: Horizon Project, prevé instalar en el área sur una generación máxima de 5000MW y una carga similar, es un proyecto solar que **debería tener grid-forming** para que contribuya a la regulación de frecuencia. Para el proyecto HP se le efectuó un descuento de 5% de la potencia efectiva para fines de regulación primaria de la frecuencia.

Escenario 3,4 (aplicando proyecto HP)

Las potencias bases: $P_{\text{norte}}=463.97\text{MW}$, $P_{\text{centro}}=4950.85\text{MW}$ y $P_{\text{sur}}=5439.57\text{MW}$. Las cargas: Carga norte=860.68MW, Carga centro=3379.46MW, Carga sur=6614.25MW.