

26 al 29 de junio del 2025

## PREVENCIÓN DE APAGONES EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA INTERCONECTADOS APLICANDO EL CONTROL AUTOMÁTICO DE GENERACIÓN Y CONSIDERANDO LAS FUENTES DE ENERGÍA INTERMITENTES. CASO PERUANO.

Marcos Sacasqui  
**XANADU SC**

Jaime E. Luyo  
**Universidad Nacional de Ingeniería**

### Resumen

En esta investigación para la previsión de apagones en un sistema eléctrico de potencia interconectado, se modela y simula el sistema partiendo de escenarios con perturbaciones menores y comunes, luego se estresa el sistema aumentando la magnitud de éstas, pasando de la operación en emergencia hasta que la dinámica de las frecuencias eléctricas activan la apertura de las interconexiones y crean las condiciones para los apagones, así como la respuesta operativa de rechazo de carga o de generación. Se estudia el caso del sistema de potencia interconectado peruano (SEIN) considerando fuentes renovables intermitentes de generación. Los resultados aportan métodos para mejorar el *Load Frequency Control (LFC)* en sistemas que integran generación con renovables no convencionales intermitentes, así como recomendaciones para prevenir apagones.

### 1. Introducción

La importancia de los sistemas eléctricos para mantener el suministro continuo de energía eléctrica a los clientes en caso de ingresar a modo de emergencia es crucial, considerando que éstos abarcan extensas regiones geográficas, la probabilidad de enfrentar diferentes tipos de fallas y fallos es alta. Las fallas impredecibles (técnicas y humanas) y los eventos en cascada suelen provocar apagones que afectan la vida moderna. Por la experiencia a nivel internacional, puede observar que los

apagones tienen impactos sociales, económicos y políticos; como los sistemas médicos, ferroviarios y de tráfico, el suministro de agua, las industrias, las empresas financieras, los sistemas informáticos y de comunicaciones; la infraestructura de los centros de datos, aeropuertos, y en general todos los servicios que dependen de la electricidad y, la seguridad nacional.

En años recientes, en Sudamérica se han producido grandes apagones por causas diversas, como en el Uruguay en agosto de 2017, de cuatro horas de duración y afectó a 3.4 millones de consumidores, debido a una falla en cascada debido al mal tiempo; en el Brasil en marzo del 2018, de una hora dejando sin suministro a más de 10 millones de clientes, por una falla en una línea de transmisión cerca de la hidroeléctrica Belo Monte; en Ecuador en octubre del 2023 y setiembre del 2024. En Chile, el 25 de febrero del año en curso, se ha producido el mayor apagón conocido en la región e internacionalmente, que afectó prácticamente a toda la población desde Arica hasta la región de Los Lagos, por desconexión por falla del tramo Nueva Maitencillo-Nueva Pan de Azúcar de la línea de interconexión a 500 Kv, cuando había un flujo de 1,800 MW del Norte Chico la región norte hacia el sur, y la reposición del servicio tomó progresivamente unas 7 horas. En Argentina, la ciudad de Buenos Aires, el 05 de marzo tuvo dos apagones sucesivos a las 5 am. y a las 2 pm., hora local, se originó por la salida una línea de alta tensión de 220 kV,

por la alta temperatura ambiente existente, afectando a más de 600,000 usuarios.

En las dos últimas décadas se ha producido un rápido incremento de la generación de electricidad por fuentes renovables no convencionales como generadores eólicos y solares en Perú, así como en otros países de Sudamérica como Chile. El aumento de este tipo de generación es favorable en el aprovechamiento de una energía prácticamente ilimitada y la disminución de las emisiones contaminantes, sin embargo, su uso debe respetar los límites de inercia de los sistemas eléctricos, para su recuperación después de desconexiones de la transmisión o incluir nuevas tecnologías para preservar la estabilidad como líneas de transmisión en extra alta tensión directa.

El modelado del sistema eléctrico de potencia desarrollado incluye las características siguientes: tres áreas de control geográficas norte, centro y sur, interconexión entre las tres áreas, resultados de parámetros como la inercia de las áreas y el coeficiente de torque sincronizante entre áreas. La simulación fue realizada en Python.

La integración masiva de generación fotovoltaica (FV) en sistemas eléctricos interconectados introduce desafíos críticos en la regulación de frecuencia, debido a la reducción de inercia rotacional y la variabilidad intrínseca de este recurso. Esta investigación analiza mediante simulación dinámica la respuesta del *Load Frequency Control (LFC)* en un sistema multiárea con alta penetración FV (proyecto *HP: Horizon Project*), evaluando siete escenarios que incluyen: perturbaciones súbitas de carga (0.01–0.1 pu), desconexión del área sur (modo de operación en emergencia), y estrategias combinadas de rechazo de carga/generación con/sin control automático de generación (del inglés *Automatic Generation Control, AGC*).

Los resultados aportan métodos para mejorar el LFC en sistemas que integran generación con renovables no convencionales intermitentes.

## 2. Algunos conceptos fundamentales

Presentamos algunos conceptos útiles para mejor seguimiento de esta investigación.

### 2.1. Estabilidad de la frecuencia de un sistema eléctrico de potencia

Es la capacidad que tiene para mantenerse constante en el valor nominal de la frecuencia y absorber perturbaciones del sistema eléctrico comunes como es el desbalance entre la potencia generada y consumida [1].

La estabilidad de la frecuencia puede entenderse también como la rapidez con la que el proceso de control de la frecuencia sigue el set point del valor nominal y manteniéndose en él la mayor parte del tiempo [2], por defecto en Perú 60 Hz. En este punto es posible extrapolar y magnificar los eventos que originan desbalances, y convertirlos por ejemplo en aquellos que originarían la operación en modo de emergencia de los sistemas eléctricos, es decir, eventos importantes como desconexión de líneas de transmisión o la desconexión de áreas geográficas. Estos eventos son calificados como contingencias de tipos N-1 y N-2 pueden ocurrir cuando las líneas de transmisión se llevan a los límites de transmisión y esto pasa cuando se instalan ingentes capacidades de energías renovables no convencionales como solares y eólicas [3] sin cuidar la tasa de cambio de frecuencia (*rocof: rate of change of Frequency*) de cada una de las áreas geográficas, por otro lado, la velocidad con la que se pueden instalar estas capacidades de nuevas tecnologías, viene superando a la velocidad con la que los operadores y/o planificadores de los sistemas interconectados rediseñan sus esquemas de control de frecuencia.

### 2.2. Control de la frecuencia de la carga (*Load Frequency control - LFC*)

La frecuencia eléctrica ( $f$ ) es un indicador de calidad de la producción de energía eléctrica en tal sentido, controlar el proceso de

generación debe incluir mecanismos de control de la frecuencia en todos los generadores que integran el sistema eléctrico de potencia. Controlar la frecuencia es lo mismo que decir, equilibrar la oferta con la demanda en cada instante [1]. Es conveniente explicar que, la ecuación que describe el proceso cambiante de la frecuencia se llama ecuación de movimiento, de oscilación o ecuación swing. Esta ecuación (1) tiene dos partes tradicionales: una mecánica ( $P_m$ ) y una eléctrica ( $P_e$ ). La parte eléctrica es desde bornes del generador hacia los clientes, mientras que el lado mecánico mira en sentido opuesto y yace en las instalaciones de generación de electricidad en estaciones transformadoras de energía mecánica. Algunos autores sostienen que  $P_m$  debería incluir generación eléctrica independientemente de su origen, pero a sabiendas de que los sistemas eléctricos con generación solar empiezan a proliferar, es evidente la necesidad de añadir un término  $P_s$  para la potencia sintética que resulta de la contribución de la generación eólica o solar [4]. En estos días, la generación eléctrica eólica o fotovoltaica viene introduciendo una gran variabilidad que se convierte en un desafío para el LFC [5]. Del lado eléctrico se tienen cargas eléctricas que se alimentan constantemente de electricidad y en todo momento, su existencia y variabilidad no se pueden controlar y, por tanto, determinan en última instancia, la frecuencia eléctrica del sistema. Una parte importante que altera el cambio de la frecuencia es la inercia ( $H$ ),  $\omega$  es la velocidad angular nominal de un rotor equivalente,  $t$  es el tiempo. A fin de mejorar la estabilidad en condiciones caóticas  $P_{rc}$  representa el rechazo de carga,  $P_{rg}$  representa el rechazo de generación,  $D$  representa el damping del sistema y  $\theta$  es el ángulo del rotor equivalente. La siguiente ecuación contiene una mejora al planteamiento analítico dado por [6].

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

### **2.3. Control primario de frecuencia**

Considerando que los gobernadores de los generadores eléctricos están libres y pueden suministrar el servicio de control primario, permite balancear la potencia eléctrica requerida en todo momento y de un modo rápido que usualmente va de 0 a 20 segundos. Aunque es rápida, este tipo de control no consigue llegar al set point nominal y mantiene un error estacionario. Para el COES de Perú, el margen de regulación primaria de frecuencia de un generador debe propiciar una reserva del 5% de toda su potencia efectiva y debe ser mantenida por algunos generadores. En los generadores que realizan este servicio, se debe configurar su estatismo a un valor de 2-7% además la banda muerta debe ser ajustada a  $\pm 0.05\%$  [7].

### **2.4. Control secundario de frecuencia**

Como suplemento de la regulación primaria y para mantener en cero el error de control de área es implementado el control secundario. Para cometer tal fin, una banda de potencia será reservada, la banda de potencia está integrada de varios generadores que deben ser capaces de recibir órdenes y responder en un tiempo de hasta 20 segundos y se debe poder mantener hasta por 30 minutos [8].

### **2.5. Rechazo de carga y generación**

Para poder mantener la frecuencia luego de eventos severos como es la desconexión de grandes centrales de generación [9] o pérdida de flujo por interconexiones, se suele recurrir en caso extremo al rechazo de la carga. No se debe ignorar la localización de las cargas, [2] sugiere que cada área geográfica tenga su propio esquema de rechazo de carga. Por otro lado, la implementación de estos esquemas se debe supervisar [10]. En última instancia también se debe rechazar generación. El rechazo de carga y generación tiene valores toques de frecuencia, se activan luego de un tiempo

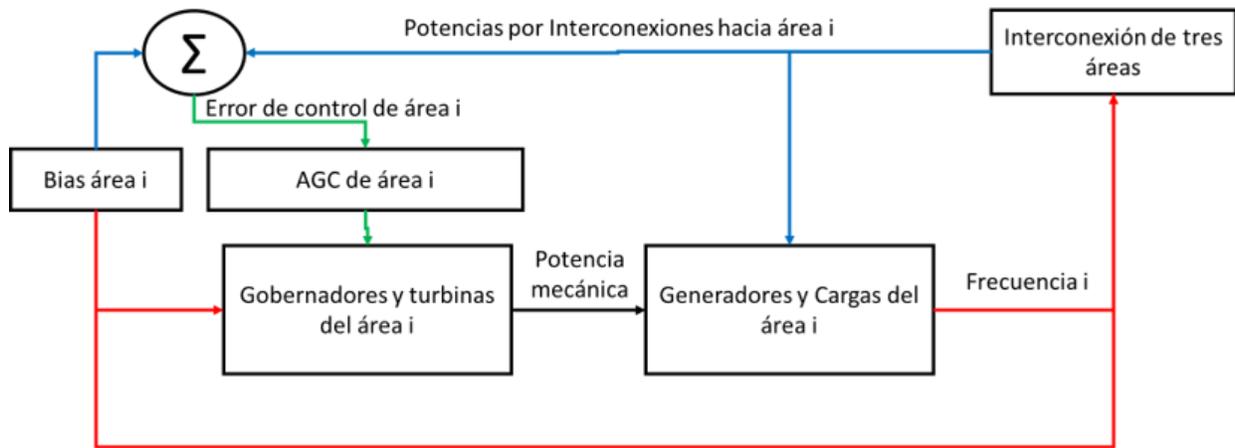
preestablecido y desconectan una potencia específica. Durante el estudio, se activaron algunos esquemas de rechazo de carga, pero no los esquemas de rechazo de generación.

### 3. Modelamiento de un sistema nacional para el control de frecuencia

Para el modelo nacional (SEIN), se ha usado un equivalente de tres áreas, conectado por interconexiones (Figura 1), los detalles y parámetros pueden ser encontrados en [11]. Cada área geográfica ha sido representada,

en el caso del Perú convenientemente se dividió en norte, centro y sur. Las áreas respectivamente son área 1 (norte), área 2 (centro) y área 3 (sur). Cada área debería ser capaz de mantener estable su frecuencia por sí misma [2], al menos a un punto que facilite la sincronización entre ellas. El modelado de cada área es similar a lo trabajado en [12] que permite la incorporación de fuentes energéticas renovables. De otro lado, el trabajo simultáneo de varias áreas puede ser visto en más detalle en [13].

Figura 1 Representación de un Área de Control *i*-ésima para regulación de frecuencia

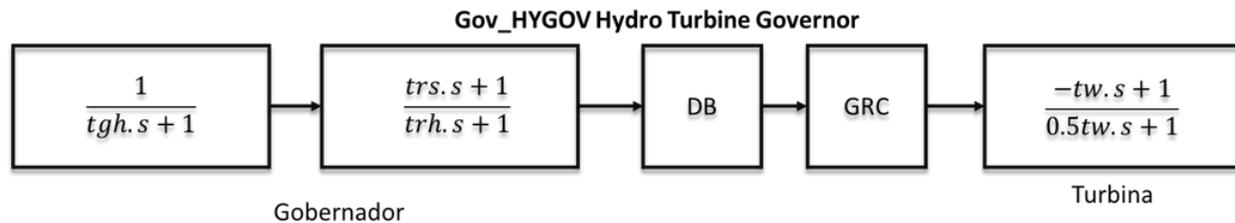


Fuente: Propia

#### 3.1. Generadores y turbinas hidráulicas

Existen varios modelos de turbinas y gobernadores que se ajustan a la dinámica real de una central hidráulica, entre ellas el Figura 2 Un ejemplo de turbina y gobernador hidráulicos

modelo gov\_HYGOV construido por y para el modelado nacional de [11]. El modelado incluyó las no linealidades de tipo banda muerta (del inglés *dead-band, DB*) y restricción de la tasa de generación (del inglés *generation rate constraint, GRC*)



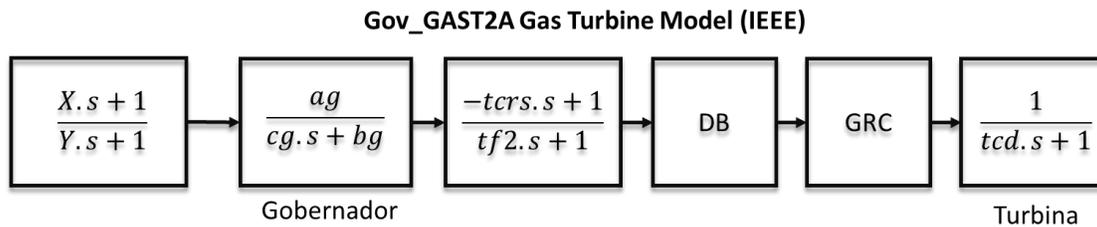
Fuente: Propia

#### 3.2. Generadores y turbinas a gas

Existen varios modelos de turbinas y gobernadores que se ajustan a la dinámica

real de una central térmica, entre ellas el modelo gov\_GAST2A construido por y para el modelado nacional de [11].

Figura 3 Un ejemplo de turbina y gobernador térmicos



Fuente: Propia

#### 4. Metodología

La metodología usada tiene dos capas. La primera de ellas está basada en el control automático y se muestra en el esquema 1, la segunda de ellas contiene lo necesario para calcular las magnitudes eléctricas [2]. En esta metodología se realizan siete simulaciones correspondientes a cada uno de los siete escenarios:

- ❶ Perturbación de 0.01pu área centro (Incremento súbito se carga)
- ❷ Perturbación de 0.1pu área centro (Incremento súbito se carga)
- ❸ Desconexión área sur
- ❹ Desconexión área sur con rechazo en área sur
- ❺ Desconexión área sur con rechazo y AGC en CH Charcani V
- ❻ Desconexión área sur con proyecto HP sin rechazo - AGC activo
- ❼ Desconexión área sur con proyecto HP con rechazo - AGC activo

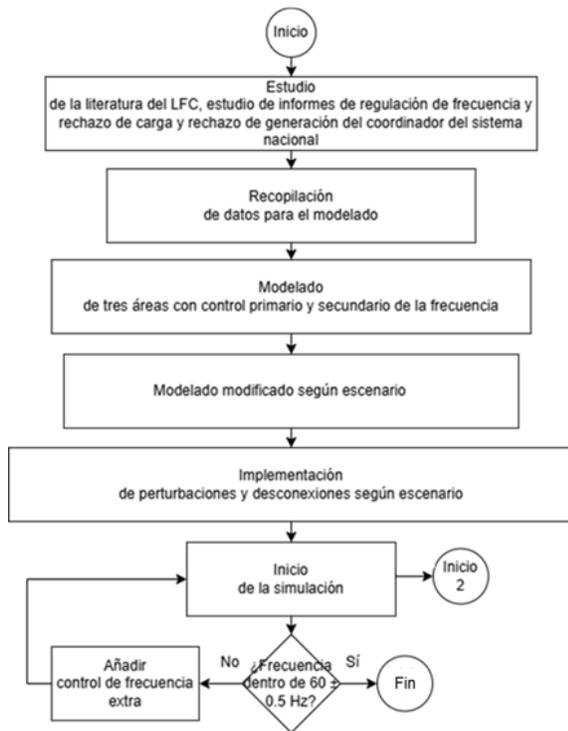
Algunos escenarios y gráficas requieren las potencias base del área en cuestión para calcular su valor, las que fueron ubicadas en el Anexo I.

Cada uno de los escenarios planteados contiene además detalles de su construcción que son recolectados en el Anexo II.

La metodología usada incluye en los dos últimos escenarios (6 y 7) la inclusión de un gran proyecto industrial denominado Proyecto Horizon (Proyecto HP), en honor a un proyecto real de nombre similar que tiene previsto construirse en el futuro en el área sur de Perú. El proyecto consiste en la construcción de una central fotovoltaica de casi 5000MW, que en esta investigación

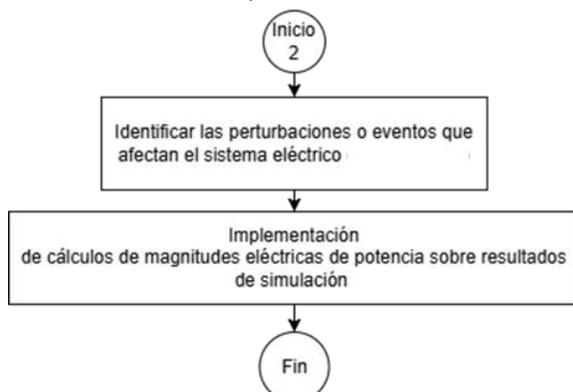
tiene tecnología grid-forming, que permite contribuir con la estabilidad de la frecuencia de los sistemas eléctricos interconectados y aislados. Además, esta tecnología permite la regulación primaria de la frecuencia y en esta investigación es funcional tanto para inyectar energía o dejar de inyectar. Este dispositivo para apoyar a la inercia del sistema contiene una inercia sintética en función de la cual, puede calcular sus contribuciones de potencia. La regulación de frecuencia para centrales eléctricas renovables aún no es clara en Latinoamérica y debería ser estudiada en dirección de promover la participación de más generación de este tipo. El proyecto HP también incluye cargas eléctricas de capacidad similar a la central eléctrica, en esta investigación se ha tratado de mostrar de que, en condiciones normales de operación, el proyecto HP es autosuficiente, pero conectado a la red eléctrica nacional.

Esquema 1 Metodología de control automático



Fuente: Propia

Esquema 2 Metodología de sistemas eléctricos de potencia



Fuente: Propia

## 5. Resultados

Los resultados fueron calculados para todos los escenarios y las variables que se escogieron para sacar conclusiones fueron: la frecuencia eléctrica (frecuencia inicial, variación máxima de frecuencia, variación mínima de frecuencia y frecuencia a los 200 segundos de simulación), la potencia por interconexiones (del centro al norte y del centro al sur), la carga eléctrica (por área norte, centro y sur), la generación (por área norte, centro y sur), la magnitud de los rechazos (área centro y sur según corresponda) y la banda usada por el control automático de generación (área centro: AGC 2 y sur: AGC 3). Las simulaciones capturan la dinámica de 200 segundos. Del mismo modo el resto de las tablas (Tablas 1 -35) -0 s significa que se trata de un valor inicial anterior al inicio de la simulación y evento. El análisis de los escenarios iniciales apunta hacia la desconexión total del área geográfica sur debido a la apertura de sus interconexiones para proteger y prevenir las consecuencias más severas.

● **Perturbación de 0.01pu área centro (Incremento se carga súbito) con AGC banda de 200MW (+100MW y -100MW para compensar variaciones) aplicado en Zona centro:** Este es el escenario 1. La perturbación de 0.01pu es un cambio leve en la carga en área central que permite validar el comportamiento de los modelados para control de frecuencia (Tablas 1-5).

Tabla 1 Frecuencia eléctrica – Escenario 1

Frecuencia 1 (Hz)				Frecuencia 2 (Hz)				Frecuencia 3 (Hz)			
$f_0$	$\Delta f_{max}$	$\Delta f_{min}$	$f_{200s}$	$f_0$	$\Delta f_{max}$	$\Delta f_{min}$	$f_{200s}$	$f_0$	$\Delta f_{max}$	$\Delta f_{min}$	$f_{200s}$
60	0	-0.01	60	60.00	0.00	-0.01	60.00	60.00	0.00	-0.01	60.00

Fuente: Propia

Tabla 2 Flujo de potencia por interconexiones – Escenario 1

P12 (MW)		P23 (MW)	
-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.
404.64	404.63	885.62	885.58

Fuente: Propia

Tabla 3 Generación en cada área – Escenario 1

Generacion 1 (MW)		Generacion 2 (MW)		Generacion 3 (MW)	
-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.
463.97	463.97	4950.85	5000.45	789.57	789.57

Fuente: Propia

Tabla 4 Cargas en cada área – Escenario 1

Carga 1 (MW)		Carga 2 (MW)		Carga 3 (MW)	
-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.
868.61	868.60	3660.59	3710.03	1675.18	1675.15

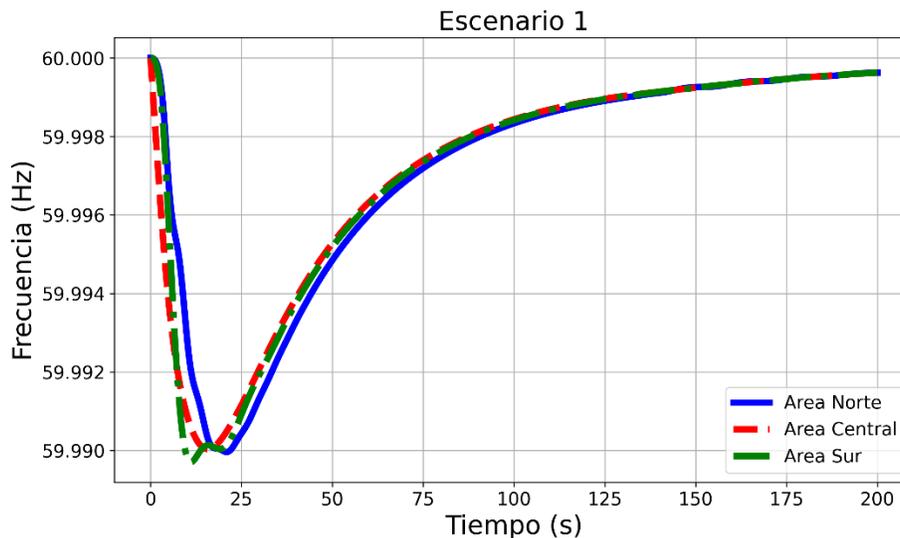
Fuente: Propia

Tabla 5 Rechazos de carga y AGC – Escenario 1

Rechazo de Carga 2 (MW)		Rechazo de Carga 3 (MW)		AGC 2 (MW)		AGC 3 (MW)	
-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	26.87	0.00	0.00

Fuente: Propia

Figura 4 Frecuencia eléctrica por área – Escenario 1



Fuente: Propia

📍 **Perturbación de 0.1pu área centro (Incremento se carga súbito), con AGC banda de 200MW aplicado en Zona**

**centro:** Este es el escenario 2. La perturbación de 0.1pu en área central es un cambio brusco de magnitud importante

permite verificar la corrección efectuada por el AGC y la contribución de la regulación primaria (Tablas 6 - 10).

Tabla 6 Frecuencia eléctrica – Escenario 2

Frecuencia 1(Hz)				Frecuencia 2 (Hz)				Frecuencia 3 (Hz)			
$f_o$	$\Delta f_{max}$	$\Delta f_{min}$	f200s	$f_o$	$\Delta f_{max}$	$\Delta f_{min}$	f200s	$f_o$	$\Delta f_{max}$	$\Delta f_{min}$	f200s
60	0	-0.094	59.935	60.00	0.00	-0.09	59.93	60.00	0.00	-0.10	59.93

Fuente: Propia

Tabla 7 Flujo de potencia por interconexiones – Escenario 2

P12 (MW)		P23 (MW)	
-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.
404.64	401.81	885.62	880.15

Fuente: Propia

Tabla 8 Generación en cada área – Escenario 2

Generacion 1 (MW)		Generacion 2 (MW)		Generacion 3 (MW)	
-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.
463.97	506.86	4950.85	5360.08	789.57	812.30

Fuente: Propia

Tabla 9 Cargas en cada área – Escenario 2

Carga 1 (MW)		Carga 2 (MW)		Carga 3 (MW)	
-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.
868.61	865.78	3660.59	4143.73	1675.18	1669.72

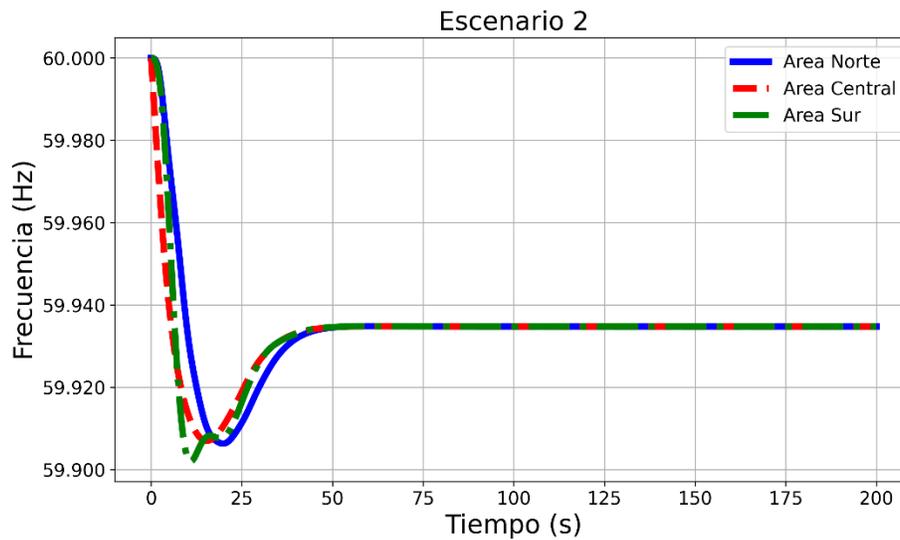
Fuente: Propia

Tabla 10 Rechazos de carga y AGC – Escenario 2

Rechazo de Carga 2 (MW)		Rechazo de Carga 3 (MW)		AGC 2 (MW)		AGC 3 (MW)	
-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00	0.00	0.00

Fuente: Propia

Figura 5 Frecuencia eléctrica por área – Escenario 2



Fuente: Propia

④ **Desconexión área sur, con AGC banda de 200MW aplicado en Zona centro:** Este es el escenario 3. La perturbación de 0.179pu en área central es una desconexión

de líneas de interconexión entre las áreas centro y sur. Es una contingencia de tipo N-2 que ocurre cuando las líneas se llevan a los límites de transmisión.

Tabla 11 Frecuencia eléctrica – Escenario 3

Frecuencia 1 (Hz)				Frecuencia 2 (Hz)				Frecuencia 3 (Hz)			
$f_0$	$\Delta f_{max}$	$\Delta f_{min}$	f200s	$f_0$	$\Delta f_{max}$	$\Delta f_{min}$	f200s	$f_0$	$\Delta f_{max}$	$\Delta f_{min}$	f200s
60	0.1932	0	60.163	60.00	0.19	0.00	60.16	60.00	0.00	-2.03	57.97

Fuente: Propia

Tabla 12 Flujo de potencia por interconexiones – Escenario 3

P12 (MW)		P23 (MW)	
-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.
404.64	411.72	885.62	0.00

Fuente: Propia

Tabla 13 Generación en cada área – Escenario 3

Generacion 1 (MW)		Generacion 2 (MW)		Generacion 3 (MW)	
-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.
463.97	356.00	4950.85	4210.09	789.57	1505.36

Fuente: Propia

Tabla 14 Cargas en cada área – Escenario 3

Carga 1 (MW)		Carga 2 (MW)		Carga 3 (MW)	
-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.
868.61	875.69	3660.59	3690.40	1675.18	1505.36

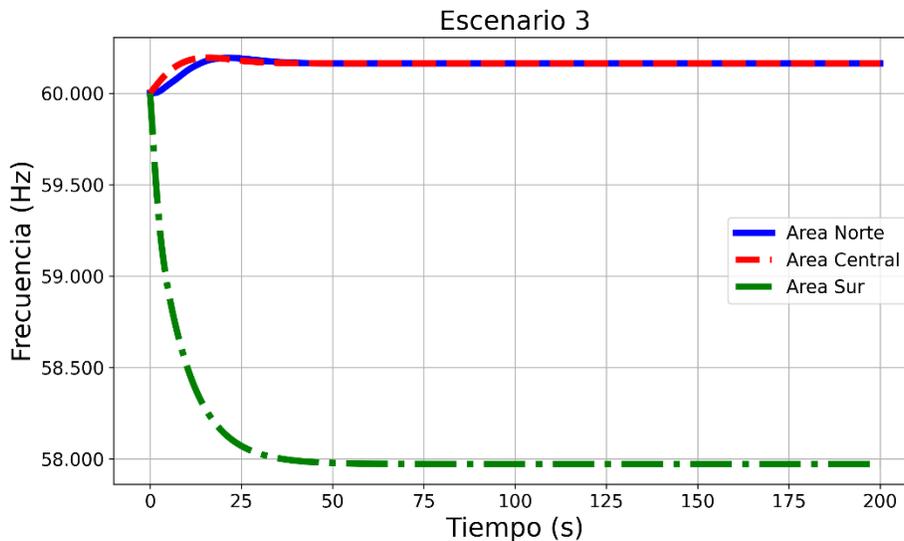
Fuente: Propia

Tabla 15 Rechazos de carga y AGC – Escenario 3

Rechazo de Carga 2 (MW)		Rechazo de Carga 3 (MW)		AGC 2 (MW)		AGC 3 (MW)	
-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-100.00	0.00	0.00

Fuente: Propia

Figura 6 Frecuencia eléctrica por área: desconexión del área sur – Escenario 3



Fuente: Propia

Como se muestra en la figura 6, es un evento severo (Tablas 11 - 15) y podría producir un apagón en cascada en la zona sur dado que llega a la frecuencia de 57.97 Hz donde la mayoría de los relés de mínima frecuencia están programados para desconectar generadores y habría un apagón en el área sur.

🔴 **Desconexión área sur con rechazo de carga en área sur, con AGC banda de 200MW aplicado en Zona centro, sin AGC en zona sur:** Este es el escenario 4. La perturbación de 0.179pu en área central es

una desconexión de líneas de interconexión entre las áreas centro y sur. Es una contingencia de tipo N-2 que ocurre cuando las líneas se llevan a los límites de transmisión. A diferencia del escenario anterior esta incluye un esquema de rechazo con ajustes de área similares al área central, mismas condiciones que se encuentran registradas en: [9]. En general, muestra una mejoría del control de la frecuencia respecto al escenario 3, sin embargo, la configuración no es la recomendable dado que la frecuencia aún está en una zona peligrosa y podría activar algunos relés de mínima frecuencia (Tablas 16 - 20).

Tabla 16 Frecuencia eléctrica – Escenario 4

Frecuencia 1 (Hz)				Frecuencia 2 (Hz)				Frecuencia 3 (Hz)			
f <sub>0</sub>	Δfmax	Δfmin	f200s	f <sub>0</sub>	Δfmax	Δfmin	f200s	f <sub>0</sub>	Δfmax	Δfmin	f200s
60	0.1932	0	60.163	60.00	0.19	0.00	60.16	60.00	0.00	-1.40	58.92

Fuente: Propia

Tabla 17 Flujo de potencia por interconexiones – Escenario 4

P12 (MW)		P23 (MW)	
-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.
404.64	411.72	885.62	0.00

Fuente: Propia

Tabla 18 Generación en cada área – Escenario 4

Generacion 1 (MW)		Generacion 2 (MW)		Generacion 3 (MW)	
-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.
463.97	356.00	4950.85	4210.09	789.57	1170.30

Fuente: Propia

Tabla 19 Cargas en cada área – Escenario 4

Carga 1 (MW)		Carga 2 (MW)		Carga 3 (MW)	
-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.
868.61	875.69	3660.59	3690.40	1675.18	1170.30

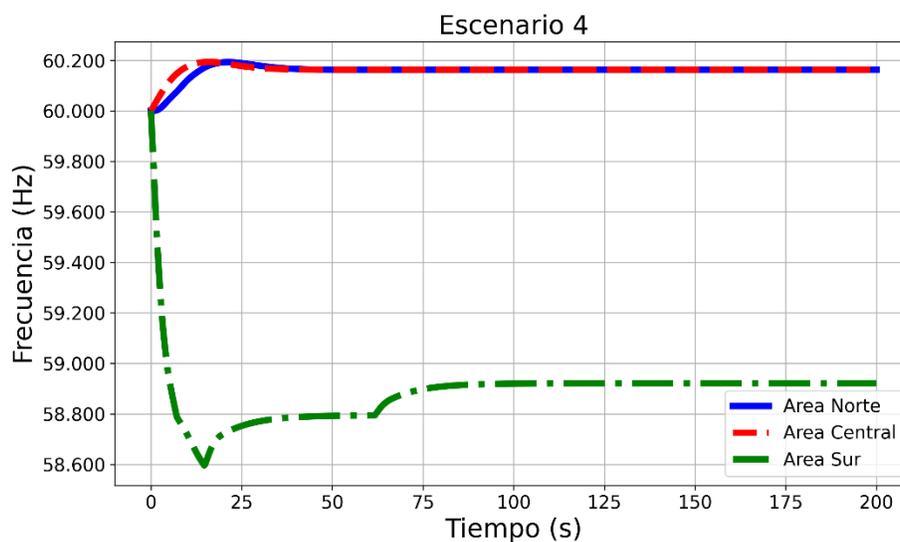
Fuente: Propia

Tabla 20 Rechazos de carga y AGC – Escenario 4

Rechazo de Carga 2 (MW)		Rechazo de Carga 3 (MW)		AGC 2 (MW)		AGC 3 (MW)	
-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.
0.00	0.00	0.00	414.52	0.00	-100.00	0.00	0.00

Fuente: Propia

Figura 7 Frecuencia eléctrica por área – Escenario 4



Fuente: Propia

⑤ **Desconexión área sur con rechazo de carga y AGC en CH Charcani V con AGC banda de 200MW aplicado en Zona centro:** Este es el escenario 5. La perturbación de 0.179pu en área central es una desconexión de líneas de interconexión entre las áreas centro y sur. Es una contingencia de tipo N-2 que ocurre cuando las líneas se llevan a los límites de transmisión. A diferencia del escenario

anterior esta incluye un AGC en área sur con una banda similar al área central. No muestra una mejoría del control de la frecuencia respecto al escenario 3, en estas condiciones, es recomendable desactivar el AGC y dado que la frecuencia aún está en una zona peligrosa y podría activar algunos relés de mínima frecuencia (Tablas 21 - 25). Nota: Técnicamente, la función de AGC debe ser repartida entre varias unidades del área, por ejemplo C.H. San Gaban II.

Tabla 21 Frecuencia eléctrica – Escenario 5

Frecuencia 1 (Hz)				Frecuencia 2 (Hz)				Frecuencia 3 (Hz)			
$f_0$	$\Delta f_{max}$	$\Delta f_{min}$	f200s	$f_0$	$\Delta f_{max}$	$\Delta f_{min}$	f200s	$f_0$	$\Delta f_{max}$	$\Delta f_{min}$	f200s
60	0.1932	0	60.163	60.00	0.19	0.00	60.16	60.00	0.00	-1.40	58.81

Fuente: Propia

Tabla 22 Flujo de potencia por interconexiones – Escenario 5

P12 (MW)		P23 (MW)	
-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.
404.64	411.72	885.62	0.00

Fuente: Propia

Tabla 23 Generación en cada área – Escenario 5

Generacion 1 (MW)		Generacion 2 (MW)		Generacion 3 (MW)	
-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.
463.97	356.00	4950.85	4210.09	789.57	1216.54

Fuente: Propia

Tabla 24 Cargas en cada área – Escenario 5

Carga 1 (MW)		Carga 2 (MW)		Carga 3 (MW)	
-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.
868.61	875.69	3660.59	3690.40	1675.18	1216.54

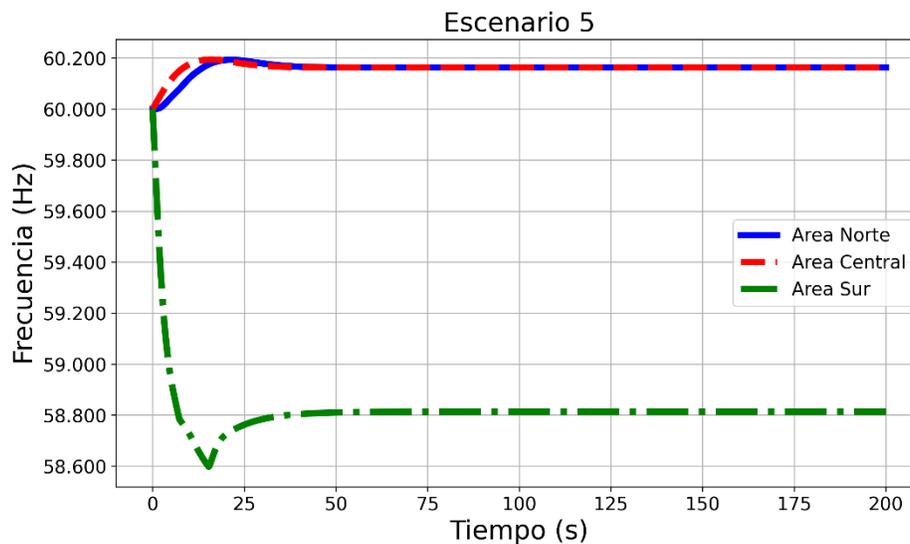
Fuente: Propia

Tabla 25 Rechazos de carga y AGC – Escenario 5

Rechazo de Carga 2 (MW)		Rechazo de Carga 3 (MW)		AGC 2 (MW)		AGC 3 (MW)	
-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.
0.00	0.00	0.00	359.25	0.00	-100.00	0.00	15.95

Fuente: Propia

Figura 8 Frecuencia eléctrica por área – Escenario 5



Fuente: Propia

**Desconexión área sur con proyecto HP sin rechazo - AGC sur y centros activos:**

Este es el escenario 6. El evento de 1174.68MW aproximadamente respecto al área central es una desconexión de líneas de interconexión entre las áreas centro y sur. Es una contingencia de tipo N-2 que ocurre cuando las líneas se llevan a los límites de transmisión. A diferencia del escenario

anterior esta incluye un AGC, pero descarta el esquema de rechazo. Además, incluye un proyecto Horizon (HP) que prevé penetrar una gran capacidad de generación renovable de 5000 MW y carga similar. En estas condiciones y con tal banda de regulación el AGC es insuficiente y dado que la frecuencia aún está en una zona peligrosa y podría activar algunos relés de mínima frecuencia (Tablas 26 - 30).

Tabla 26 Frecuencia eléctrica – Escenario 6

Frecuencia 1 (Hz)				Frecuencia 2 (Hz)				Frecuencia 3 (Hz)			
f <sub>0</sub>	Δf <sub>max</sub>	Δf <sub>min</sub>	f <sub>200s</sub>	f <sub>0</sub>	Δf <sub>max</sub>	Δf <sub>min</sub>	f <sub>200s</sub>	f <sub>0</sub>	Δf <sub>max</sub>	Δf <sub>min</sub>	f <sub>200s</sub>
60	0.2569	0	60.231	60.00	0.26	0.00	60.23	60.00	0.00	-2.00	58.00

Fuente: Propia

Tabla 27 Flujo de potencia por interconexiones – Escenario 6

P12 (MW)		P23 (MW)	
-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.
396.71	406.66	1174.68	0.00

Fuente: Propia

Tabla 28 Generación en cada área – Escenario 6

Generacion 1 (MW)		Generacion 2 (MW)		Generacion 3 (MW)	
-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.
463.97	310.56	4950.85	3978.57	5439.57	5951.46

Fuente: Propia

Tabla 29 Cargas en cada área – Escenario 6

Carga 1 (MW)		Carga 2 (MW)		Carga 3 (MW)	
-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.
860.68	870.63	3379.46	3418.50	6614.25	5951.46

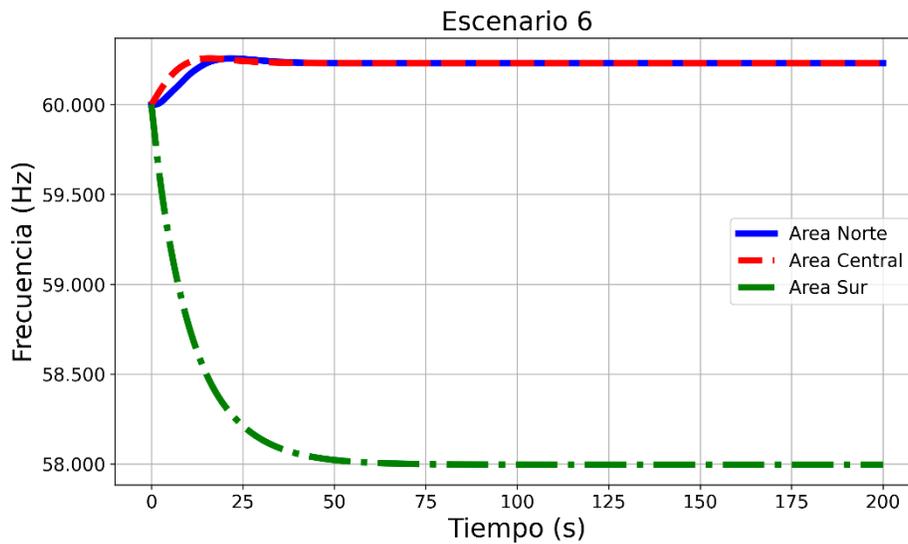
Fuente: Propia

Tabla 30 Rechazos de carga y AGC – Escenario 6

Rechazo de Carga 2 (MW)		Rechazo de Carga 3 (MW)		AGC 2 (MW)		AGC 3 (MW)	
-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-100.00	0.00	100.00

Fuente: Propia

Figura 9 Frecuencia eléctrica por área – Escenario 6



Fuente: Propia

🔴 **Desconexión área sur con proyecto HP con rechazo de carga- AGC activo en zonas sur y centro (+100MW y -100MW para compensar variaciones):** Este es el escenario 7. El evento de 1174.68MW es una desconexión de líneas de interconexión entre las áreas centro y sur. Es una contingencia de tipo N-2 que ocurre cuando las líneas existentes de 220KV y 500KV se llevan a los límites de transmisión. A diferencia del escenario anterior esta incluye

un AGC y un esquema de rechazo con magnitud de carga calculada en base al evento de desconexión. Además, incluye un proyecto Horizon que prevé penetrar una gran capacidad de renovables y carga de alrededor de 5000 MW. Aquí, sí se muestra una mejoría del control de la frecuencia respecto al escenario 6, en estas condiciones el control de frecuencia es aceptable y se mantiene alrededor de los 59.46 Hz a la espera de coordinaciones de los operadores (Figura 10) (Tablas 31 - 35).

Tabla 31 Frecuencia eléctrica – Escenario 7

Frecuencia 1 (Hz)				Frecuencia 2 (Hz)				Frecuencia 3 (Hz)			
$f_0$	$\Delta f_{max}$	$\Delta f_{min}$	f200s	$f_0$	$\Delta f_{max}$	$\Delta f_{min}$	f200s	$f_0$	$\Delta f_{max}$	$\Delta f_{min}$	f200s
60	0.2569	0	60.231	60.00	0.26	0.00	60.23	60.00	0.00	-1.20	59.46

Fuente: Propia

Tabla 32 Flujo de potencia por interconexiones – Escenario 7

P12 (MW)		P23 (MW)	
-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.
396.71	406.66	1174.68	0.00

Fuente: Propia

Tabla 33 Generación en cada área – Escenario 7

Generación 1 (MW)		Generación 2 (MW)		Generación 3 (MW)	
-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.
463.97	310.56	4950.85	3978.57	5439.57	5605.57

Fuente: Propia

Tabla 34 Cargas en cada área – Escenario 7

Carga 1 (MW)		Carga 2 (MW)		Carga 3 (MW)	
-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.
860.68	870.63	3379.46	3418.50	6614.25	5605.57

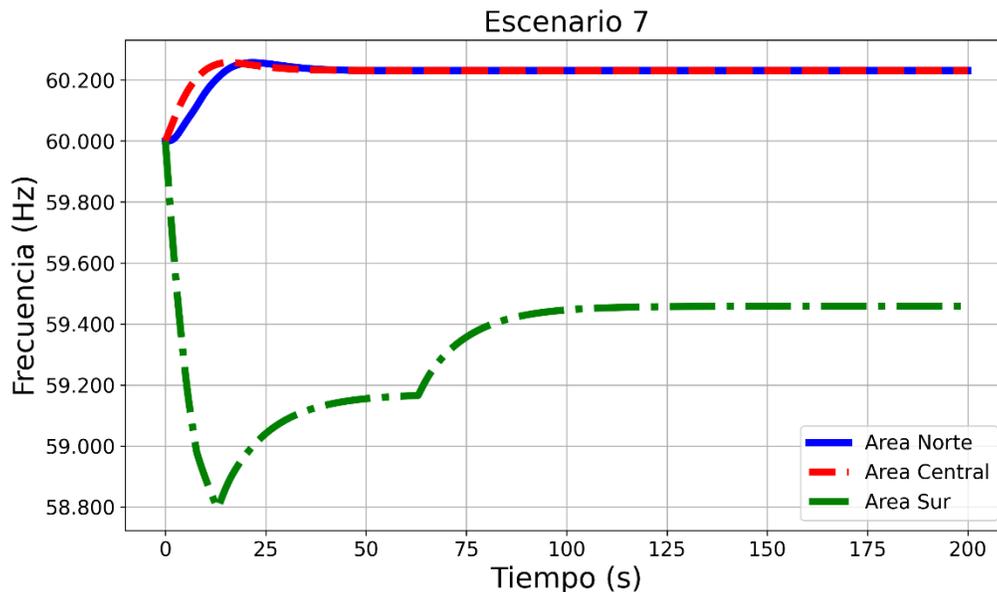
Fuente: Propia

Tabla 35 Rechazos de carga y AGC – Escenario 7

Rechazo de Carga 2 (MW)		Rechazo de Carga 3 (MW)		AGC 2 (MW)		AGC 3 (MW)	
-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.	-0 s.	200 s.
0.00	0.00	0.00	829.53	0.00	-100.00	0.00	100.00

Fuente: Propia

Figura 10 Frecuencia eléctrica por área: Desconexión del área sur con proyecto HP con rechazos y AGCs activos – Escenario 7



Fuente: Propia

## 6. Conclusiones

Según los resultados de los escenarios estudiados, permite observar que, los esquemas de control que actualmente se están aplicando en el SEIN, son insuficientes para evitar un apagón en el área sur peruana para una contingencia de apertura súbita de

la interconexión centro-sur en un periodo de máxima demanda; asimismo, cuando se incorpore el proyecto FV Horizon (HP). Por lo que se recomienda replantear todos los esquemas de controles de frecuencia necesarios en el área sur, entre ellos AGC, control primario, secundario y esquemas de

rechazo de carga y de rechazo de generación; similarmente en el área norte. El estudio de estabilidad de la frecuencia en tiempos de rápida e intensiva incorporación de capacidades de generación con renovables no convencionales; esta tarea se debe realizar por área de control y para todo el sistema eléctrico nacional, dado el cambio en la inercia que estos proyectos incorporan. En Perú, no se tiene centrales eléctricas de almacenamiento energético como centrales de bombeo; es aconsejable considerar en proyectos futuros; también, el reforzamiento de la transmisión eléctrica.

### **Anexo I**

Las potencias base para este modelado, se asume son las potencias de operación del sistema eléctrico peruano dentro de sus máximos y mínimos en el año 2019.

#### **Escenario 1, 2, 3, 4, 5**

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

Para el proyecto HP se le efectuó un descuento de 5% de la potencia efectiva para fines de regulación primaria. En la realidad hacer esto es un desafío técnico - económico. El incremento en la carga sur es similar a la potencia efectiva del proyecto HP, en condiciones normales se asume que el proyecto HP debería ser autosuficiente, pero conectado a la red.

#### **Escenario 6,7 (aplicando proyecto HP)**

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

## **Anexo II**

### **Guía de Escenarios y Resultados**

Los generadores tradicionales tienen regulación primaria de frecuencia implementada.

① Escenario/ Evento: Perturbación de 0.01pu área centro (incremento súbito se carga)

Tipo: Perturbación carga

AGC centro: activado

AGC sur: desactivado

Rechazo centro: activado

Rechazo sur: desactivado

No hay tecnología grid-forming conectada a red para centrales solares en alguna área

Detalle: Cambio de frecuencia pequeño

Frecuencia final del Área sur (Hz): 60

② Escenario/ Evento: Perturbación de 0.1pu área centro (incremento súbito se carga)

Tipo: perturbación carga

AGC centro: activado

AGC sur: desactivado

Rechazo centro: activado

Rechazo sur: desactivado

No hay tecnología grid-forming conectada a red para centrales solares en alguna área

Detalle: Cambio de frecuencia importante

Frecuencia final del Área sur (Hz): 59.93

③ Escenario/ Evento: desconexión área sur

Tipo: desconexión área

AGC centro: activado

AGC sur: desactivado

Rechazo centro: activado

Rechazo sur: desactivado

No hay tecnología grid-forming conectada a red para centrales solares en alguna área

Detalle: aquí el sistema no estaba preparado para eventos así.

Frecuencia final del Área sur (Hz): 57.97

④ Escenario/ Evento: desconexión área sur con rechazo en área sur

Tipo: desconexión área

AGC centro: activado

AGC sur: desactivado

Rechazo centro: activado

Rechazo sur: activado

No hay tecnología grid-forming conectada a red para centrales solares en alguna área  
Detalle: se importó esquema de rechazo propuesta por el COES en el centro del Perú hacia el sur, se detecta su respuesta  
Frecuencia final del Área sur (Hz): 58.92

⑤ Escenario/ Evento: desconexión área sur con rechazo y AGC en CH Charcani V  
Tipo: desconexión área  
AGC centro: activado  
AGC sur: activado  
Rechazo centro: activado  
Rechazo sur: activado  
No hay tecnología grid-forming conectada a red para centrales solares en alguna área  
Detalle: se importó esquema de rechazo propuesta por el COES en el centro del Perú hacia el sur, se detecta su respuesta  
Frecuencia final del Área sur (Hz): 58.81

⑥ Escenario/ Evento: desconexión área sur con proyecto HP sin rechazo - AGC activo  
Tipo: desconexión área  
**AGC centro: activado**  
**AGC sur: activado**

Rechazo centro: activado  
Rechazo sur: desactivado  
Hay tecnología grid-forming conectada a red para centrales solares en área sur  
Detalle: Nuevamente se comprueba que no tener esquema de rechazo en el área sur es malo  
Frecuencia final del Área sur (Hz): 58

⑦ Escenario/ Evento: desconexión área sur con proyecto HP con rechazo - AGC activo  
Tipo: desconexión área  
**AGC centro: activado**  
**AGC sur: activado**  
Rechazo centro: activado  
Rechazo sur: activado  
Hay tecnología grid-forming conectada a red para centrales solares en área sur  
Detalle: 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.  
Frecuencia final del Área sur (Hz): 59.46

### Referencias

- [1] B. Mukhlisoti, I. Garniwa y K. M, «ANALYSIS OF IMPROVEMENTS TO THE AUTOMATIC GENERATION CONTROL (AGC) FREQUENCY REGULATION SYSTEM IN THE JAVA MADURA BALI SYSTEM FOR INTERMITTENT NEW AND RENEWABLE ENERGY (EBT) INTERCONNECTION,» *Journal Of Economics, Technology And Business (JETBIS)*, pp. 470-489, 2023.
- [2] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, California: McGraw-Hill, 1994.
- [3] Y. Liu, L. Zhang, L. Xi, Q. Sun y J. Zhu, «Automatic Generation Control for Distributed Multi-Region Interconnected Power System with Function Approximation,» *Frontiers in Energy Research*, vol. 9, 2021.
- [4] D. B. Rathnayake, M. Akrami, C. Phurailatpam, S. P. Me, S. Hadavi, G. Jayasinghe, S. Zabihi y B. Bahrani, «Grid Forming Inverter Modeling, Control, and Applications,» *IEEE Access*, vol. 9, pp. 114781-114807, 2021.
- [5] He, Ping, Huang, Xiongwei, Ruobing y Linkun, «Load frequency control in isolated island city microgrids using deep graph reinforcement learning considering extensive scenarios,» *AIP Advances*, p. 015316, 2025.
- [6] B. Premnath y A. Sofroniou, «Analysing Load Shedding to Increase Stability in the Swing Equation.,» *Mathematics*, vol. 13, nº 8, p. 1314, 2025.
- [7] COES SINAC, «RESERVA ROTANTE PARA REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA PR-21,» COES, LIMA, 2020.
- [8] COES SINAC, «RESERVA ROTANTE PARA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA PR-22,» COES, LIMA, 2020.

- [9] COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA INTECONECTADO NACIONAL, «INFORME FINAL ESTUDIO DE RECHAZO AUTOMÁTICO DE CARGA/GENERACIÓN DEL SEIN – AÑO 2024,» COES, LIMA, 2023.
- [10] OSINERGMIN, «SUPERVISIION DE LA IMPLEMENTACIÓN Y ACTUACIÓN DE LOS ESQUEMAS DE RECHAZO AUTOMÁTICO DE CARGA Y GENERACIÓN,» OSINERGMIN, LIMA, 2008.
- [11] M. Sacasqui, «CONTROL AUTOMÁTICO DE GENERACIÓN ADAPTATIVO PREDICTIVO DEL SISTEMA DE POTENCIA INTERCONECTADO PERUANO EN UN MERCADO ELÉCTRICO DESREGULADO,» PhD Thesis, UNI, Lima, 2020.
- [12] M. Wu, D. Ma, K. Xiong y L. Yuan, «Optimizing load frequency control in isolated island city microgrids: a deep graph reinforcement learning approach with data enhancement across extensive scenarios,» *Frontiers in Energy Research*, vol. 12, 2025.
- [13] C. Chen, K. Zhang, K. Yuan y X. Teng, «Tie-Line Bias Control Applicability to Load Frequency Control for Multi-Area Interconnected Power Systems of Complex Topology,» *Energies*, vol. 10, 2017.