

# inodú

Análisis de factores  
que incidieron en la  
propagación de la falla  
al Blackout del 25F

18 de marzo  
2025



Análisis de factores  
que incidieron en la  
propagación de la falla  
al Blackout del 25F

**inodú**

# Contenido

<u>1</u>	<u>Objetivo.....</u>	<u>4</u>
<u>2</u>	<u>Resumen Ejecutivo.....</u>	<u>5</u>
<u>3</u>	<u>Nuevos modos de falla en sistemas sociotécnicos.....</u>	<u>9</u>
<u>4</u>	<u>Factores directos asociados al blackout .....</u>	<u>10</u>
<u>5</u>	<u>Desafíos asociados al blackout.....</u>	<u>14</u>
<u>6</u>	<u>Reflexión final .....</u>	<u>26</u>





# Objetivo

Se busca analizar consideraciones sistémicas que habrían producido de **manera directa e indirecta** el *blackout* que comenzó a las 15:16 horas del 25 de febrero del 2025. El análisis considera los factores levantados al 13 de marzo de 2025 en función de información pública a la fecha. Dado el estado de información disponible sobre los hechos, el análisis es de carácter preliminar.

# Resumen Ejecutivo

El presente informe analiza las diversas consideraciones sistémicas que habrían provocado la propagación de la falla hasta lograr un Apagón Total, luego de producida la apertura de los dos circuitos de la línea Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar 500 kV, que transportaba 1.800 MW. El análisis considera los factores levantados al 14 de marzo de 2025 en función de información pública a esa fecha.

En la operación del sistema se contempla una serie de automatismos y reservas diseñados para contener una perturbación, de manera de evitar que un evento significativo se propague a un Apagón Total o blackout. La Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Suministro (NTCySC) define Apagón Total como una pérdida mayor o igual a un 70% de la demanda que se abastecía al momento de ocurrir la perturbación. Los Recursos Adicionales de Control de Contingencias que define el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) en el Plan de Defensa contra Contingencias Extremas tienen este preciso objetivo, considerando eventos con distintas severidades.

Para definir los Recursos Adicionales de Control de Contingencias, el Coordinador debe considerar los requerimientos establecidos en la NTSyCS y Norma Técnica de Servicios Complementarios (NT de SSCC).

En sistemas complejos como la red eléctrica, los impactos de una falla no solo se explican por una determinada secuencia de eventos, sino también por una serie de condiciones y falencias sistémicas, que contribuyen a crear vulnerabilidades en distintos niveles.

Las brechas identificadas en este informe sugieren que la posibilidad de ocurrencia de un nuevo evento de blackout sigue presente y no depende exclusivamente del nivel de transferencias del circuito norte, sino también de la posibilidad de:

- 1 Una actuación inadecuada del automatismo para contener aumentos de frecuencia en la zona norte,
- 2 La mayor sensibilidad que presenta el sistema eléctrico debido a menores recursos que contribuyen a la fortaleza de red e inercia en la zona central,
- 3 El efecto agregado de los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), que hoy representan casi un 30% de la generación diurna del sistema,
- 4 Una actuación inadecuada de los automatismos para contener reducciones de frecuencia en la zona central y sur,
- 5 La política de asignación de reservas de control primario y secundario de frecuencia en la operación del sistema, y,

- 6 Unidades mayores a 9 MW se hayan desconectado en tiempos inferiores a los establecidos en la NTSyCS.

Dentro de las brechas identificadas por el efecto PMGD están:

- 1 La rápida desconexión de estas unidades frente a variaciones importantes de la frecuencia del sistema,
- 2 Una consideración incompleta de las vulnerabilidades que introduce el desarrollo a gran escala de esta generación en los requerimientos que se establecen en la NTSyCS y NT de SSCC, que deben ser considerados en el diseño del Planes de Defensa contra Contingencias Extremas.
- 3 Los efectos de su desarrollo en los automatismos contemplados para el desprendimiento de carga. Las normas técnicas no toman en cuenta que la penetración de PMGD cambia la dinámica de la red de distribución y produce que la activación del EDAC por Baja Frecuencia tenga un comportamiento contraproducente en algunos alimentadores, de modo que, en vez de desconectar carga, el efecto neto es reducir la generación disponible.
- 4 El régimen de operación con autodespacho ha sido interpretado erróneamente para excluir a esta generación de una adecuada coordinación por parte del Coordinador o Centro de Control de la empresa Distribuidora, no considerando objetivos sistémicos de seguridad ni el principio de equidad en la asignación de vertimiento entre todas las fuentes de generación de igual costo variable.

Con respecto a la secuencia de la falla, se observa que el subsistema centro-sur fue el primero en colapsar al caer la frecuencia a 47,5 Hz a los 5 segundos del evento. De acuerdo con la normativa que rige a los PMGD, el tiempo de desconexión de estas unidades es de 0,1 seg., una vez que la frecuencia baja de 47,5Hz. La misma normativa también establece un tiempo de desconexión de 90 segundos si la frecuencia del sistema se encuentra entre 47,5 y 49 Hz.

Los esquemas de desprendimiento de carga no estaban diseñados para evitar que la frecuencia del sistema incurra y se mantenga en una zona donde existe el riesgo de una desconexión masiva de PMGD. Al mismo tiempo, las reservas de control primario de frecuencia del SEN no están preparadas para suplir la salida de los casi 2.000 MW en PMGD que operaban en esa hora y que probablemente se desconectaron masivamente al bajar la frecuencia.

Por su parte, en la zona norte se logró estabilizar la frecuencia y terminó colapsando aproximadamente después de 3 minutos. Los automatismos para controlar la sobrefrecuencia en el norte contemplan la desconexión de generación renovable y térmica ante escenarios de sobrefrecuencia. En el contexto actual del sistema, la desconexión de generación térmica, habiendo exceso de generación renovable variable, es una medida de control contraproducente porque reduce los recursos de control dinámico de tensión e inercia, que son necesarios para controlar

el sistema eléctrico ante una contingencia. Actualmente la generación renovable variable no proporciona dichos recursos.

Al momento de la falla del 25F, el Plan de Contingencias Extremas definía la necesidad de Recursos Adicionales desde hace varios años, pero estos aún no han sido implementados. Con ello, los límites de operación del sistema debieron estar definidos por las funcionalidades confiables de los recursos de control de contingencias vigentes.

Con la información disponible a la fecha, se puede concluir que, ante una falla de desconexión de la línea Nueva Maitencillo – Pan de Azúcar, dada la estructura actual y las condiciones de operación del sistema eléctrico al momento de la falla, debía producirse un apagón total, riesgo que persiste a la fecha.

Dado a los diversos factores que se indican en este documento, el hecho que se implementen los Recursos Adicionales de Control de Contingencias que han sido diseñados, pero no se encuentran implementados, hoy no existe garantía que se pueda contener una falla como la que se enfrentó el 25 de febrero. De hecho, es altamente probable que, si dichos Recursos Adicionales de Control de Contingencias hubiesen estado disponibles, la falla hubiese ocurrido igual producto de brechas en la definición de requerimientos de los sistemas para la estructura y operación actual del sistema eléctrico.

Para evitar un nuevo blackout se requieren medidas urgentes, entre ellas:

- 1 Evitar que ante contingencias se produzcan reducciones de frecuencia entre 47,5 y 49 Hz por periodos superiores a 60 segundos, tiempo por validar acorde a la vulnerabilidad de PMGD y generación distribuida (net-billing).
- 2 Evaluar la necesidad de limitar el despacho de fuentes de generación vulnerables a caídas de frecuencia bajo los 49 Hz.
- 3 Adoptar medidas que permitan evitar que, ante contingencias, la reducción de frecuencia en el sistema llegue a niveles donde se requiera una acción eficaz en tiempos del orden de 0,1 segundos.
- 4 Se debe evitar desconectar generación térmica o hidroeléctrica por sobrefrecuencia si hay generación renovable variable despachada.
- 5 Se debe considerar como contingencia extrema cierto nivel de desconexión masiva de PMGD y GD ante una baja de frecuencia bajo 49 Hz.
- 6 Se debe revisar los escalones de frecuencia de actuación del EDAC y la demanda asociada al EDAC.
- 7 Desarrollar una política distribuida de asignación de reservas.

- 8 Verificar que las unidades mayores a 9 MW logren soportar las variaciones de tensión y frecuencia establecidos en la NTSyCS.

Finalmente, para avanzar en una transición energética más segura, necesitamos que parte de nuestro trabajo sea anticipar formas de falla en los distintos niveles de nuestro sistema eléctrico.



# Nuevos modos de falla en sistemas sociotécnicos

El sistema eléctrico está cambiando más aceleradamente que nuestras capacidades de ingeniería para definir y gestionar el sistema. Estos cambios introducen vulnerabilidades en el sistema creando nuevos modos de falla, que se adicionan a aquellos existentes (conocidos y desconocidos).

La evolución del sistema eléctrico compatibiliza la operación de sistemas y procesos existentes con la mantención y evolución de tales procesos – y el desarrollo de nuevos sistemas – en una red compleja formada por distintas organizaciones (Figura 1).

Figura 1  
Evolución del sistema eléctrico en un contexto de transición energética acelerada.  
Fuente: Elaboración propia.



Desde un punto de vista técnico, a medida que el sistema eléctrico como un todo evoluciona, también lo hacen los **requerimientos que permiten una operación confiable y económica**. Se comienzan a necesitar nuevos requerimientos que, si no son definidos y considerados oportuna y apropiadamente, producen una **brecha** entre las funcionalidades vigentes de los sistemas (acorde a los requerimientos existentes considerados) y las funcionalidades necesarias.

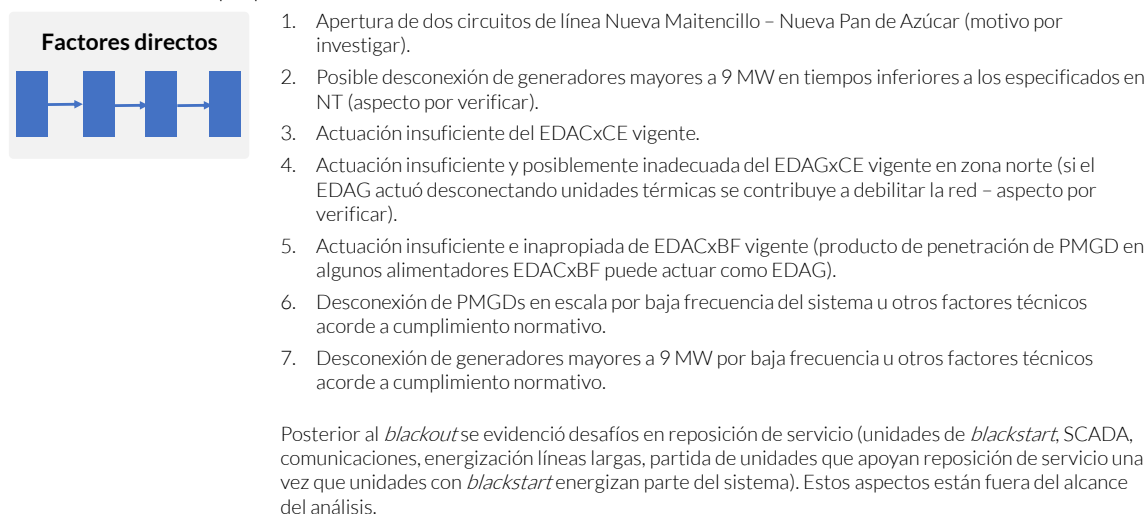
La brecha de requerimientos, descripción incompleta de requerimientos, o falta de considerar apropiadamente la interacción entre distintos requerimientos también se produce en las definiciones regulatorias y de estándares que influyen los diseños.

Si bien es importante que la integración de sistemas existentes y nuevos, junto a las definiciones regulatorias, tenga cierta armonía, las organizaciones definen y compatibilizan motivaciones y prioridades en función de una red compleja de requerimientos e influencias.

# Factores directos asociados al blackout

El blackout del 25 de febrero de 2025 se produce por una **secuencia de eventos**. Los bordes del análisis que se presenta a continuación se han definido desde el instante en que se produce la desconexión de los circuitos de la Línea Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar.<sup>1</sup> Por simplicidad, dado el estado de información pública disponible, no se indica la temporalidad específica de eventos o fallas que derivan en el blackout (Figura 2).

Figura 2  
Factores directos que influyen el blackout del 25 de febrero de 2025.  
Fuente: Elaboración propia.



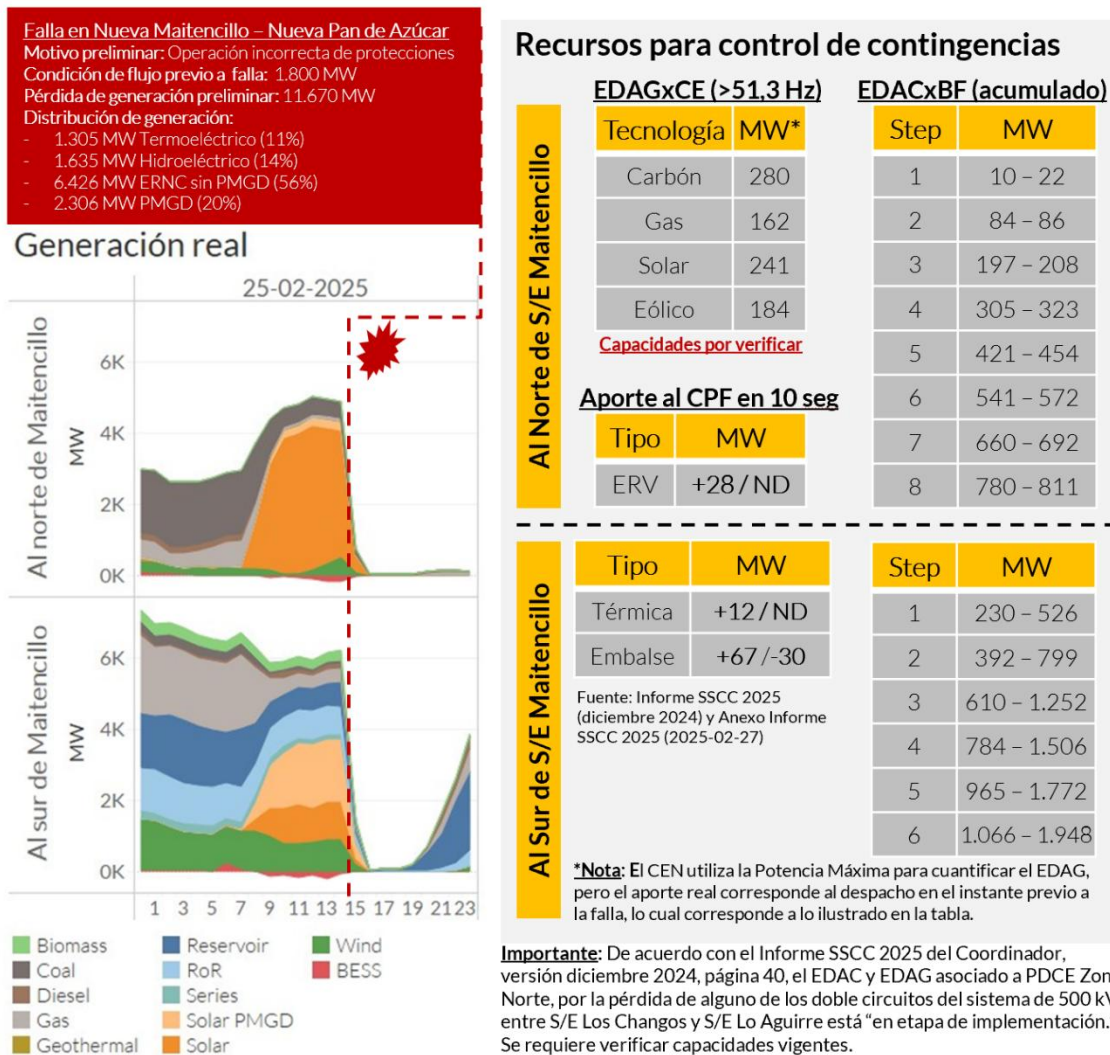
Al momento de la apertura de la línea Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar, el flujo norte – sur era cercano a 1.800 MW. El Informe GO N°05-2025 elaborado por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) presentó la evolución de la frecuencia post falla de la línea Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar. La zona centro y sur del país colapsó en unos cinco segundos, mientras que la zona norte se mantuvo por unos tres minutos.

La Figura 3 sintetiza la condición de despacho al norte y sur de la falla, los recursos disponibles programados de control primario de frecuencia en 10 segundos, los recursos disponibles del

<sup>1</sup> Definición arbitraria en vista de la información disponible que permite focalizar el análisis de la secuencia de eventos directos. No se considera el análisis de la reposición de servicio.

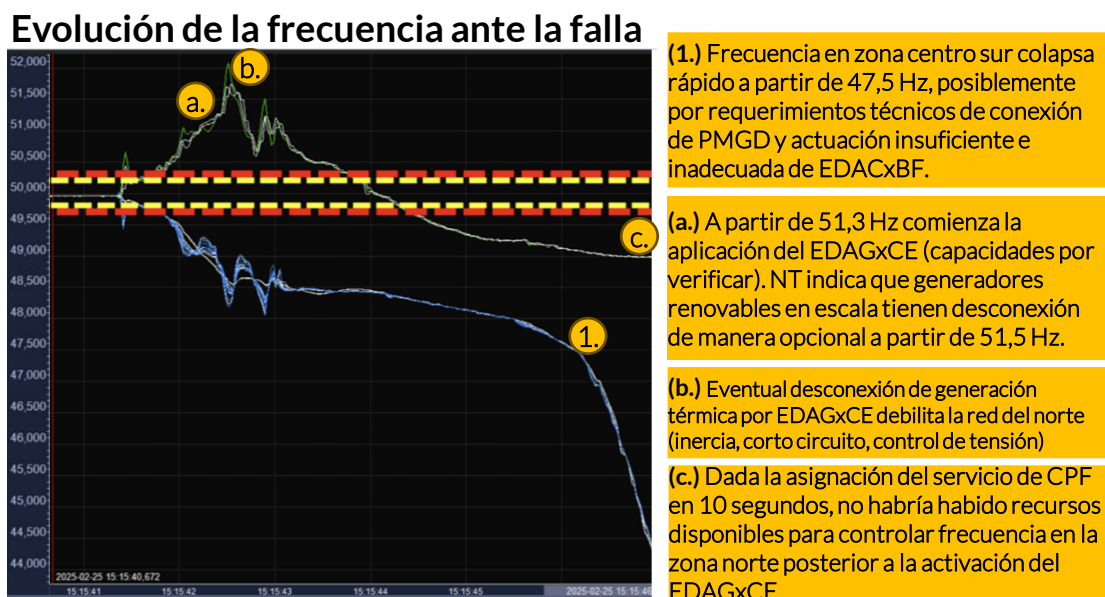
Esquema de Desprendimiento Automático de Generación por Contingencias Específicas (EDAGxCE) en la zona norte, acorde a la condición de despacho, y los recursos disponibles de Esquema de Desprendimiento Automático de Carga por Baja Frecuencia (EDACxBF), acorde a lo reportado de los Anexos del Informe de SSCC 2025 (publicado en diciembre del año 2024).<sup>2</sup>

Figura 3  
Operación del sistema el día del blackout y recursos para control de contingencias disponibles a las 15 hrs.  
Fuente: Elaboración propia.



La siguiente figura ilustra la evolución de frecuencia reportada por el CEN. Dada la dinámica de la excursión de frecuencia en los dos subsistemas (norte y centro-sur), es posible inferir los aspectos indicados en la figura y sintetizados a continuación.

Figura 4  
Dinámica de la frecuencia durante los primeros cinco segundos aproximadamente después de la apertura de la Línea Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar.  
Fuente: Elaboración propia.



## 1 Sistema al sur de la apertura de los circuitos

La dinámica de la frecuencia evidenció una mayor vulnerabilidad a la falla en la zona centro sur.

Alrededor de los 48,5 Hz, aproximadamente dos segundos desde la apertura de la línea, la frecuencia se estabilizó por alrededor de 1 segundo para luego comenzar a reducirse nuevamente. Se debe verificar si en este periodo se produjo un incumplimiento de requerimiento de la NTSyCS, tanto en generación renovable como convencional (aspecto por verificar), ya que ambos medios de generación deberían permanecer conectados en este nivel de frecuencia.

El EDACxBF considera en su diseño, para los 6 escalones definidos, entre 1.066 a 1.948 MW de demanda. Es probable entonces que, en el instante de la apertura de la línea, la demanda asociada al EDAC de Baja Frecuencia haya sido inferior al flujo interrumpido por la línea Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar (1.800 MW).

Luego, alrededor de los 47,5 Hz se acelera la reducción de frecuencia y se produce una disminución de 3 Hz en menos de 1 segundo. Acorde a las especificaciones de la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD, los PMGD se deben desconectar en 0,1 segundos si la frecuencia se reduce de 47,5 Hz. Al momento de la falla la generación PMGD que operaba con autodespacho era superior a 2.000 MW.

El 25F a las 15 horas no se disponía de la inercia ni de la capacidad de control de frecuencia para responder en la escala de tiempo necesaria a la vulnerabilidad que tienen los PMGDs de soportar reducciones de frecuencia en el sistema. La frecuencia del sistema colapsó antes que el tiempo de actuación del control primario de frecuencia ante contingencia, que tiene un Tiempo Total de Activación de 10 segundos después de ocurrida la contingencia. La programación de la operación había disponibilizado 12 MW de CPF en 10 segundos hacia arriba en unidades térmicas y 67 MW de CPF en 10 segundos hacia arriba en unidades hidroeléctricas.

## 2 Sistema al norte de la apertura de los circuitos

La frecuencia del sistema se incrementó y habría superado transitoriamente los 51,5 Hz, por menos de 1 segundo.

Se habría desconectado generación en una magnitud similar al flujo por la línea para producir un nuevo equilibrio transitorio en el sistema, evidenciado por el hecho que la frecuencia se estabilizó por alrededor de 3 minutos. El EDAGxCE vigente en el norte habría tenido 867 MW generación para desconexión, inferior a los 1800 MW (flujo en instante de falla). Generación adicional se desconectó para producir la reducción de frecuencia al alcanzar 51,5 Hz.

La desconexión de generación se habría producido por la activación del EDAGxCE y, eventualmente, por desconexión de otras unidades que no forman parte del EDAGxCE. La eventual desconexión de otras unidades que no pertenecen al EDAGxCE se produjo, ya sea acorde a cumplimiento de la NTSyCS (dado que generación renovable puede opcionalmente desconectarse si la frecuencia supera los 51 Hz) o por incumplimiento de requerimiento de la NTSyCS, tanto en generación renovable como convencional (aspecto por verificar).

Si bien el EDAGxCE debería priorizar la desconexión de generación basada en inversores, también puede enviar señales de disparo a generación térmica. En una condición como la observada, desconectar generación térmica implica una disminución de la fortaleza de la red (ESCR) y capacidad de control dinámico de tensión, lo cual aumenta la probabilidad de desconexión no deseada de generación renovable, por baja fortaleza de red, y otros sistemas de generación por desafíos de control de tensión.

De acuerdo a lo reportado por el CEN en el Informe GO N°05-2025, alrededor de las 15:20 horas se habría producido un aumento de frecuencia dentro de los rangos normales, posiblemente por desconexión de demanda, tras lo cual se produjo la caída del sistema.

La programación de la operación había disponibilizado 28 MW de CPF en 10 segundos hacia arriba en unidades renovables en la zona. No se tenía disponibilidad de recursos de control primario de frecuencia hacia abajo. A pesar de ello, se habría logrado controlar la frecuencia por alrededor de 3 minutos. Se debe verificar qué unidades controlaron frecuencia en ese periodo a pesar de que no había sido programada la disponibilidad de recursos adicionales para control primario de frecuencia.

Inicialmente, se puede interpretar que el blackout se produce por una secuencia de eventos. No obstante, en sistemas socio-técnicos complejos, la interpretación de fallas sistémicas como una secuencia de eventos es incompleta y debe ser complementada con la identificación de condiciones y factores sistémicos que contribuyen a crear vulnerabilidades en los sistemas a distintos niveles.

## Desafíos asociados al blackout

**A** **Requerimientos definidos en NTSyCS inducen el diseño de Recursos Adicionales de Control de Contingencias que pueden ser inapropiados para la realidad del sistema eléctrico, dado que no consideran capacidades de soporte de frecuencia de PMGD y GD.**

Los requerimientos definidos en el Anexo Técnico de NT de SSCC (Determinación de Requerimiento y Evaluación de Desempeño de los EDAC, EDAG y ERAG) y en la NTSyCS favorecen las condiciones para que a los distintos *stakeholders* que participan en el diseño de Recursos Adicionales para Control de Contingencias les haga sentido crear Recursos Adicionales para Control de Contingencias que no disponen de las capacidades adecuadas para el sistema eléctrico en un contexto de alta penetración de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) y Generación Distribuida (GD) detrás del medidor (acorde a Ley 20.571).

Lo indicado en el párrafo anterior se produce porque **el Artículo 7 del Anexo Técnico de SSCC establece requerimientos inadecuados e incompletos para que la operación de los EDAC contribuya con certeza a una operación confiable del sistema ante contingencias, particularmente si se tiene en consideración la capacidad de soporte de variaciones de frecuencia de los PMGD y GD detrás del medidor.** El Artículo 7 del Anexo Técnico de SSCC establece:

“En el caso de EDAC, los montos, en MW, deberán dimensionarse de manera que se verifique que la frecuencia no descienda a valores inferiores al mínimo de frecuencia establecido en la NTSyCS y que la frecuencia no supere el valor nominal después de ocurrido el evento.”

Como se ilustra en la Figura 5, la NTSyCS no entrega referencias de capacidad de soporte de variaciones de frecuencia de PMGD y GD; dichos requerimientos están en la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD (NTCO PMGD) y la Norma Técnica de Conexión y Operación (NTCO) de equipamiento de generación.



Figura 5  
Capacidad de soporte de variaciones de frecuencia de distintas fuentes de generación  
Fuente: Elaboración propia.

Frecuencia (Hz)	< 47.5	47.5 - 48	48 - 49	49 - 51	51 - 51.5	51.5 - 52	52 - 52.5	> 52.5	
Hidroeléctricas	5 seg.			Permanente		90 seg.	15 seg.	5 seg.	NTSyCS, Art. 3-10
Termoeléctricas	D.O.	30 min.	90 min.			5 seg.	D.O.	D.F.	
ERV						D.O.	D.F.		
PMGD	0.1 seg.	90 segundos			90 seg.	0.1 segundos			NTCO PMGD, Art. 7-30
GD en MT (Ley 20571)	0.1 seg.	90 segundos			90 seg.	0.1 segundos			
GD en BT (Ley 20571)	0.1 seg.	N.E. (No especificado)		N.E.	0.1 segundos			NTCO equip. de generación, Art. 5-10 y 5-11	

D.O.: Desconexión Opcional  
D.F.: Desconexión Forzosa

Requerimiento de 0.1 segundos cambió de 48 Hz a 47,5 Hz en febrero 2024.

Por su parte, el Artículo 5-35 de la NTSyCS indica que, en caso de una contingencia simple, la frecuencia mínima admitida en instalaciones del Sistema de Transmisión de tensión igual o superior a 200 kV es igual a 48,3 Hz, aceptándose un descenso transitorio de la frecuencia por debajo de 48,3 Hz durante un tiempo inferior a los 200 ms en el sistema de transmisión de tensión inferior a 200 kV.

Dada la capacidad de soporte de variaciones de frecuencia especificada para PMGD y GD en Media Tensión (MT) y Baja Tensión (BT), el requerimiento establecido en el Artículo 5-35 de la NTSyCS es una condición de riesgo para el sistema eléctrico si los PMGD cumplen lo especificado en NTCO PMGD. También es una condición de riesgo si equipamientos de generación (Ley 20.571) cumplen con lo especificado en NTCO de equipamientos de generación.

La NTSyCS no especifica requerimientos de excursión de frecuencia para contingencias extremas, lo que es una condición de riesgo no considerada en el diseño de Recursos Adicionales para Control de Contingencias y por lo tanto es una condición de riesgo para el sistema eléctrico en un contexto de alta penetración de PMGDs y GD.

**B El alto despacho de PMGDs, sin la disponibilidad de inercia adecuada en la zona central del sistema, genera una vulnerabilidad que difícilmente puede ser abordada con los recursos de control primario de frecuencia disponibles en la zona central.**

La disponibilidad de recursos de control primario de frecuencia puede no ser suficiente para actuar de manera eficaz ante desafíos de reducción de frecuencia en el rango de 47,5 a 49,0 Hz, nivel que representa un riesgo de desconexión masiva de PMGDs en 90 segundos si no se actúa de manera eficaz en el sistema eléctrico; y no es una medida adecuada para reducciones de frecuencia bajo 47,5 Hz, dado que los PMGD se deberían desconectar en 0,1 segundos.

La disponibilidad de control primario de frecuencia (CPF) puede no ser una medida de control eficaz para la vulnerabilidad que introducen los PMGD debido a que el Tiempo Total de Activación del servicio CPF es de 10 segundos y su Mínimo Tiempo de Entrega es 5 minutos.

En operación ante contingencia se especifica:

- Que el retardo inicial del sistema de carga/velocidad debe ser inferior a 2 segundos desde la detección de la sub o sobrefrecuencia hasta el comienzo de la acción. El CEN podrá aceptar retardos superiores sólo en caso de que el propietario de la unidad generadora proporcione evidencias técnicas que lo justifiquen.
- Que el tiempo máximo de establecimiento es igual a 30 segundos para unidades generadoras termoeléctricas y 120 segundos para unidades generadoras hidroeléctricas, operando conectadas al sistema interconectado. Por lo tanto, **la acción de control primario de frecuencia de unidades hidroeléctricas podría no ser suficiente para abordar la vulnerabilidad que introducen los PMGDs si el sistema eléctrico está en un rango de frecuencia que representa un riesgo de desconexión de PMGDs en 90 segundos.**
- En parques eólicos y fotovoltaicos el retardo inicial del sistema de frecuencia/potencia deberá ser inferior a 2 segundos, desde la detección de la sub o sobrefrecuencia, hasta el comienzo de la acción.

Además, según se especifica en el Informe de SSCC, para operar el sistema de manera segura y acorde a los estándares exigidos en la NTSyCS, se requiere que la reserva de CPF cumpla con dos condiciones: una entrega de reserva pronta que compense el descenso de la frecuencia durante los primeros segundos post contingencia y contar con un aporte estable de potencia que permita la recuperación dinámica de la frecuencia. De acuerdo con lo anterior se han definido los siguientes atributos para el CPF ante contingencia:

1. **Control primario ante contingencia - 10 s (CPF@10s):** Reserva necesaria para compensar la caída inicial de la frecuencia, teniendo por objetivo evitar la excursión de la frecuencia a niveles que podrían activar la operación de los EDAC por Subfrecuencia ante la ocurrencia de una contingencia simple. Esta reserva debe ser entregada durante los primeros 10 segundos después de ocurrida la contingencia.
2. **Control primario ante contingencia - 5 min (CPF@5min):** Reserva requerida durante el tiempo de acción del CPF, esto es 5 minutos, teniendo por objetivo restablecer el valor permanente de la frecuencia por sobre 49.3 Hz. Esto para eventos de sub o sobrefrecuencia.

Luego, ante contingencia extrema, acorde a las especificaciones, el control primario ante contingencia en 10 segundos no debe evitar la excursión de la frecuencia a niveles que podrían activar la operación de los EDAC por Subfrecuencia. A estos niveles, por diseño se tiene la vulnerabilidad de desconexión masiva de PMGDs si el sistema no es capaz de controlar la frecuencia sobre 49 Hz en un periodo de tiempo inferior a 90 segundos. Incluso se tiene el riesgo de desconexión masiva de PMGDs en 0,1 segundos si la frecuencia del sistema se reduce transitoriamente a 47,5 Hz.

Se desconoce el desempeño de generación residencial conectada en baja tensión para soportar de reducción de frecuencia a niveles inferiores a 49 Hz.

**C El alto despacho de PMGD genera una vulnerabilidad que incluso podría no ser abordada por recursos de control rápido de frecuencia si no se han tomado acciones que impidan que la frecuencia del sistema llegue a 47,5 Hz o en niveles superiores dependiendo del estado del sistema y el nivel de recursos de control rápido de frecuencia.**

La eventual futura disponibilidad de recursos de control rápido de frecuencia puede no ser suficiente para actuar de manera eficaz ante desafíos de reducción de frecuencia a 47,5 Hz (o niveles superiores dependiendo del estado del sistema) dado que la exigencia normativa permite desconectar los PMGD a los 0.1 segundo al llegar al umbral de 47,5 Hz. Por otra parte, no se conoce a qué niveles se desconectan los GD instalados en baja tensión.

De acuerdo a lo que se establece en el Informe de SSSC, la disponibilidad de control rápido de frecuencia corresponde a acciones de control automáticas que permiten responder rápidamente frente a las desviaciones de frecuencia del sistema eléctrico. Esta categoría de servicio considera las subcategorías de Control Rápido de Frecuencia por Subfrecuencia (CRF+) y de Control Rápido de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CRF-).

El Tiempo Total de Activación del servicio es de 1 segundo y su Mínimo Tiempo de Entrega será de 5 minutos.

No se establece un requerimiento para el retardo inicial del sistema de frecuencia/potencia, desde la detección de la sub o sobrefrecuencia, hasta el comienzo de la acción.

**D Dada la capacidad de soporte de reducción de frecuencia que se especifica en la NTCO PMGD y la escala de desarrollo de PMGDs en el sistema eléctrico, nuestro entendimiento de Contingencia Extrema, acorde a lo especificado en la NTSyCS, es incompleto para las vulnerabilidades actuales del sistema eléctrico**

El Artículo 1-7, número 19, de NTSyCS establece que los Recursos Adicionales de Control de Contingencias deben evitar un Apagón Total. En particular se indica que se debe evitar un Apagón Total ante una falla de baja probabilidad de ocurrencia, lo cual considera, de acuerdo a lo establecido en la NTSyCS:

- I. Las fallas o desconexiones intempestivas de transformadores de poder o secciones de barras (severidades 8 y 9);
- II. La falla que provoca apertura simultánea de ambos circuitos de una línea de doble circuito (severidad 6); o
- III. La falla de un Elemento Serie seguida de la operación errónea del Sistema de Protecciones en un extremo, debiendo operar las Protecciones de Respaldo Local o Remoto (severidad 7).

La NTSyCS no considera como falla de baja probabilidad de ocurrencia, o Contingencia Extrema, la desconexión masiva de PMGDs producto de la vulnerabilidad de soporte de reducción de frecuencia que tienen estos sistemas si cumplen con los requerimientos establecidos en la NTCO PMGD.

En este contexto, los procesos regulatorios vigentes no han apoyado a que los stakeholders del sistema consideren si existe un punto en donde, dado el nivel de despacho de PMGDs, no es posible evitar un Apagón Total en caso de la desconexión masiva de PMGDs. La NTSyCS no define un tipo de severidad de falla asociada a desconexión masiva de PMGDs por baja frecuencia, ya sea por el hecho de que el sistema permanece durante 90 segundos en el rango de 47,5 a 49 Hz o por 0,1 segundos en el nivel de 47,5 Hz.

La NTSyCS tampoco define un escenario donde la GD en baja tensión se desconecta por el hecho que la frecuencia del sistema se encuentra bajo 49 Hz.

Por lo tanto, si se quiere evitar un Apagón Total, se tiene que evaluar si se tiene que limitar la exposición de fuentes de generación vulnerables a caídas de frecuencia bajo los 49 Hz, o se deben tomar las acciones de control necesarias para evitar que ante una contingencia extrema la frecuencia del sistema descienda, por un periodo de tiempo por definir acorde al riesgo que se esté dispuesto a tomar, de 49 Hz.

**E El entendimiento de las restricciones en el sistema es influenciado por la forma como se escriben los requerimientos de la NTSyCS y el hecho que la NTSyCS no considera las vulnerabilidades que presentan los PMGDs a reducciones de frecuencia bajo 49 Hz.**

Luego del blackout 25F, es posible observar que, bajo las condiciones actuales del sistema, en particular las capacidades vigentes de los EDAC / EDAG por CE, se observa un riesgo operacional relevante que se mantiene (Figura 6).

Figura 6  
Interacción entre requerimientos que definen las capacidades de líneas críticas en el sistema  
Fuente: Elaboración propia.



El Artículo 6-28 establece que el CEN puede adoptar restricciones en el sistemas de transmisión como medida de control preventivo para garantizar la seguridad y calidad de suministro ante diferentes estados del sistema interconectado, para el conjunto de contingencias simples

definidas en el Artículo 5-32, a partir del Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión que el CEN debe realizar anualmente.

Por su parte, el Artículo 6-29 establece que en el Estudio de Restricciones en el sistema de transmisión, las restricciones corresponderán a la máxima potencia que se puede transmitir por el sistema de transmisión que el CEN identifique como críticas para garantizar que frente a la ocurrencia de las contingencias indicadas en el artículo precedente, se verifique a lo menos que:

- a) Las unidades generadoras no pierden el sincronismo, pudiendo alcanzar una condición de operación estable con posterioridad a la falla, verificando la condición de estabilidad transitoria.
- b) El Control de Tensión durante y después del período transitorio asociado a la falla es adecuado y no hay riesgo de colapso de tensión, verificando la condición de estabilidad de tensión.
- c) No hay riesgo de inestabilidad de frecuencia, fundamentalmente en aquellas situaciones en que se activa la operación de los EDAC o EDAG (o ERAG) o Sistemas de Protección Multiárea.
- d) El cumplimiento de los estándares de SyCS establecidos en el Capítulo 5, en lo referente a:
  - I. Recuperación dinámica y Control de Tensión.
  - II. Recuperación dinámica y Control de Frecuencia.
  - III. Niveles mínimos de amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas.

En este contexto, dada la forma como están escritos los requerimientos, la definición de restricciones en el sistema de transmisión no considera la interacción que se produce con el requerimiento establecido en la definición de Contingencia Extrema (NTSyCS, Artículo 1-7, número 19), que establece que **los Recursos Adicionales de Control de Contingencias deben evitar un Apagón Total.**

El sistema en su conjunto no se debe operar en un nivel en que los Recursos Adicionales de Control de Contingencias vigentes (implementados) no puedan evitar un Apagón Total ante una Contingencia Extrema. No obstante, **la NTSyCS no considera como Contingencia Extrema la desconexión masiva de PMGDs producto de la vulnerabilidad de soporte de reducción de frecuencia acorde a los requerimientos establecidos en la NTCO PMGD, su operación autónoma bajo el régimen de Autodespacho, y la brecha en especificación de requerimientos de excursión de frecuencia en el sistema eléctrico ante contingencias extremas.**

La operación del sistema debe considerar la interacción entre diversas acciones de control definidas en requerimientos de la NTSyCS y NT de SSCC. Lo anterior implica verificar las condiciones de operación del sistema en su conjunto. En este contexto, dadas las vulnerabilidades

del sistema eléctrico que han sido identificadas en este reporte, las restricciones que se apliquen deben respetar el principio de operación a mínimo costo establecido en la LGSE, donde para el nivel de seguridad definido en la NTSyCS, debería evaluarse si resulta más económico para el sistema aplicar vertimiento de manera equitativa, incluyendo a los PMGDs.

Al momento de la falla del 25F existían Recursos Adicionales de Control de Contingencias definidos, pero no implementados, y Recursos Adicionales de Control de Contingencias vigentes. Los primeros tienen un retraso de varios años en su implementación. Por ende, los límites de operación del sistema debiesen estar definidos por las funcionalidades confiables de los Recursos Adicionales de Control de Contingencias vigentes.

Dado a los diversos factores que se indican en este documento, el hecho que se implementen los Recursos Adicionales de Control de Contingencias que han sido diseñados, pero no se encuentran implementados, **hoy no existe garantía que se pueda contener una falla como la que se enfrentó el 25 de febrero. De hecho, es altamente probable que si dichos Recursos Adicionales de Control de Contingencias hubiesen estado disponibles, la falla hubiese ocurrido igual producto de brechas en la definición de requerimientos de los sistemas para la estructura y operación actual del sistema eléctrico.**

**F Diseño de sistemas EDAG deben considerar apropiadamente el conflicto que se produce entre objetivos de acciones de control en un contexto de alta integración de energía renovable variable.**

Es crítico evitar que acciones del EDAGxCE afecten la capacidad de control de tensión, control de frecuencia, inercia y fortaleza de red del sistema eléctrico en un contexto de alta penetración de generación basada en inversores.

En el contexto actual de operación con alta integración de energía renovable basada en inversores, los recursos técnicos de control dinámico de tensión se disponibilizan principalmente mediante activos térmicos e hidroeléctricos, que también aportan inercia y fortaleza de red al sistema. Dependiendo de la condición de despacho, estos activos podrían estar aportando también recursos para control primario y secundario de frecuencia.

Tal como se ilustra en la Figura 7, es crítico verificar que, en un contexto de operación con alta integración de generación basada en inversores, la actuación del EDAGxCE no realice desprendimiento de generación en activos que están contribuyendo con control dinámico de tensión, inercia, fortaleza de red y control de frecuencia el sistema.

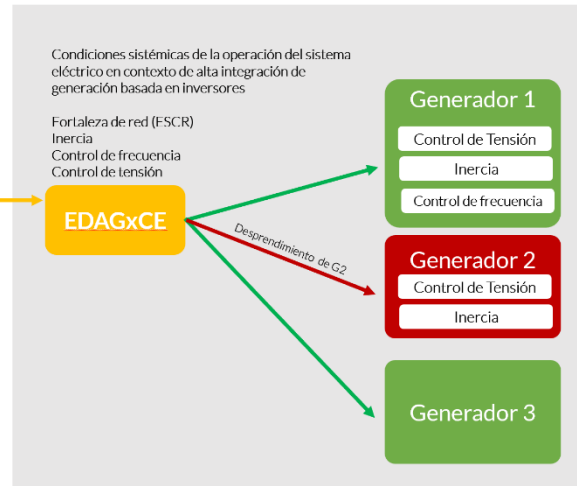


Figura 7

Desafío en configuración de EDAGxCE en un contexto de alta integración de generación basada en inversores  
Fuente: Elaboración propia.

### Conflicto entre objetivos de acciones de control de contingencia y condiciones de soporte de la seguridad del sistema en un contexto de alta integración de generación basada en inversores en la zona norte

Evolución de la frecuencia ante la falla



Si las acciones del EDAGxCE desprenden generación que están aportando con dichos recursos al sistema interconectado, entonces posterior a la actuación del EDAGxCE se debilitará al sistema eléctrico y es posible que no se cuente con los recursos necesarios para posteriormente controlar tensión y frecuencia, y por consiguiente se produzca un blackout. La desconexión de generación térmica también reduce la fortaleza de red, lo cual podría provocar una desconexión inesperada de generación renovable basada en inversores.

### **G Penetración de PMGD cambia la dinámica de la red de distribución y produce que la activación del EDAC por Baja Frecuencia tenga un comportamiento contraproducente en algunos alimentadores.**

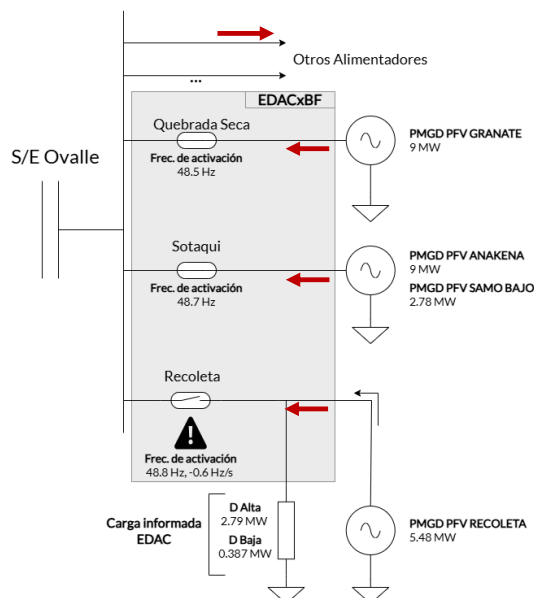
En horas de alta inyección solar, en algunos alimentadores se produce una acción inadecuada del EDAC por Baja Frecuencia, que tiene función desprender demanda; pero dada la evolución del sistema eléctrico, en particular producto de integración de PMGD, podría tener el efecto indeseado de desprender generación, degradando la capacidad de respuesta del sistema eléctrico.

Para ilustrar el caso, la Figura 8 ilustra el contexto de Subestación Ovalle. El EDAC por Baja Frecuencia puede actuar en tres alimentadores de dicha subestación (Quebrada Seca, Sotaqui y Recoleta). En cada uno de ellos se ha conectado generación PMGD con una capacidad mayor que la demanda observada en el alimentador, por lo que se revierte el flujo. Luego, en caso de activarse el EDAC por Baja Frecuencia, en realidad lo que se está haciendo es desprender generación, empeorando la condición del sistema.

Figura 8

Caso de integración de PMGDs en S/E Ovalle y su interacción con el EDACxBF

Fuente: Elaboración propia.



## H Definición incompleta de requerimientos regulatorios favorece una falta de atención al efecto de incorporación de PMGD en el diseño y actualización del EDAC de Baja Frecuencia.

La definición actual de requerimientos en la NTCO PMGD y Norma Técnica de SSCC inducen el diseño y mantención de EDAC por Baja Frecuencia que tienen un comportamiento inadecuado en un contexto de alto desarrollo de PMGD. Para ilustrar lo anterior, a continuación se listan algunos requerimientos de ambas normas.

### 1 Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD

Se identifican brechas de requerimientos orientados a:

- La evaluación del impacto de PMGD en EDACxBF en caso de que el alimentador al que se conecte el PMGD sea parte del EDACxBF vigente o definido (pero en proceso de implementación).
- Definición de necesidad de actualizar el EDACxBF en caso de que corresponda producto de conexión de PMGD en alimentador.

### 2 Norma Técnica de SSCC

Se identifican los siguientes aspectos:

- Artículo 1-6 define la necesidad de realizar estudio de EDAC de manera anual.

- Artículo 3-38 establece la posibilidad de no realizar una actualización anual, lo que debe estar fundamentado en el Informe de SSCC al que hace referencia el Artículo 2-3 de la NT de SSCC.
- Entre los requisitos mínimos que se listan en el Artículos 3-39 y 3-40, no se establece la necesidad de considerar PMGD.
- Artículo 3-42 establece un requerimiento ambiguo e incompleto: “Los montos que se implementen podrán ser modificados fundadamente por el CEN, en caso de producirse incorporaciones o modificaciones importantes en el SEN, con el objeto de mantener ajustado su valor a los requerimientos de SyCS del SEN”. Este requerimiento no explicita alcance a equipos técnicos respecto de consideración de PMGD.
- NT de SSCC no establece requisitos completos respecto de verificación de capacidades y riesgos en EDAC de Baja Frecuencia. Se mandata al CEN a elaborar instructivos técnicos de verificación de instalaciones, aun cuando no son de su competencia aspectos de la red de distribución y PMGD.
- Respecto de la verificación de disponibilidad y desempeño de los SSCC, la NT no establece requerimientos completos para la verificación de los EDAC. El Artículo 5-11 establece requerimientos para los ensayos operacionales a servicios de activación menos frecuentes. Por su parte, el Artículo 5-12 establece la posibilidad de realizar auditorías.
- Respecto de la verificación de la disponibilidad del EDAC, el Artículo 5-28 establece requerimientos de envío de señales a través del SITR. No queda claro cómo se envían señales de estado de carga de alimentadores que participan en el EDAC de Baja Frecuencia. También se establecen requerimientos incompletos de verificación en el Artículo 5-31. Otros aspectos se definen en los Artículos 5-45 y 5-46. Se debe revisar el rol del operador de la red de distribución y su interacción con el CEN.

### 3 Anexo Técnico – Determinación de Requerimiento y Evaluación de Desempeño de los EDAC, EDAG y ERAG.

Los requerimientos del Anexo Técnico no consideran PMGD ni equipamientos de generación (Ley 20571).

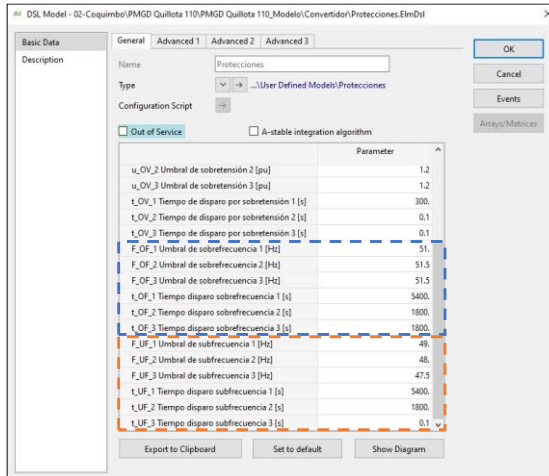
#### I Capacidad de percibir los desafíos que la excursión de frecuencia tiene en los PMGDs ha estado influenciada por la forma como se modelan los PMGDs en las herramientas utilizadas para realizar los estudios dinámicos.

La capacidad de percibir los desafíos de la actuación en escala de protecciones de los PMGDs ante escenarios de contingencias simples y extremas que reduzcan la frecuencia del sistema bajo 49 Hz ha estado influenciada por la forma en que históricamente se han considerado a los PMGDs en análisis de desafíos sistémicos en el proceso de transición energética (Figura 9).

El hecho de configurar en el modelo DigSilent a los PMGD con una capacidad de resistir variaciones de frecuencia similares a los generadores de mayor escala genera una percepción de robustez en el sistema muy distinta a la realidad del sistema.

Figura 9

Configuración de protecciones de PMGDs implementada en DigSilent en estudios recientes elaborados por el CEN. Fuente: Elaboración propia.



Fuente: Base de Datos DigSILENT publicada como anexo al Estudio PDCE 2024; Estudio Confiabilidad SEN – Reporte de Operación sin carbón al 2030; entre otros.

#### Umbrales de Sobrefrecuencia

- Umbral de desconexión en 51 Hz se configura con 5400 segundos (90 minutos). NTCO PMGD establece 90 segundos.
- Umbral de desconexión en 51.5 Hz se configura con 1800 segundos (30 minutos). NTCO PMGD establece 0.1 segundos.

#### Umbrales de Subfrecuencia

- Umbral de desconexión en 49 Hz se configura con 5400 segundos (90 minutos). NTCO PMGD establece 90 segundos.
- Umbral de desconexión en 48 Hz se configura con 1800 segundos (30 minutos). NTCO PMGD establece 90 segundos.
- Umbral de desconexión en 47.5 Hz se configura con 0.1 segundos, lo que coincide con lo especificado en la NTCO PMGD.

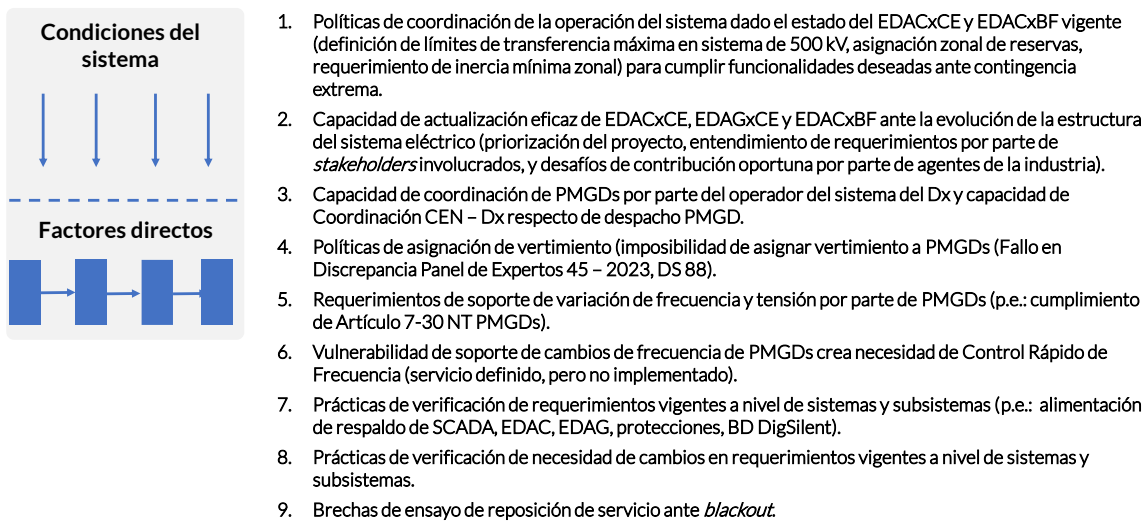
**J Una falla sistémica como el Blackout del 25F no se explica solo por factores directos desarrollados de manera cronológica: existen condiciones del sistema y factores sistémicos que han contribuido a generar las vulnerabilidades del sistema.**

En la Figura 10 se sintetiza algunas condiciones del sistema que están presente en el contexto en que se dieron los factores directos que influenciaron el blackout del 25 de febrero. La lista no es exhaustiva.

Figura 10

Condiciones del sistema que introducen vulnerabilidades al sistema eléctrico.

Fuente: Elaboración propia.

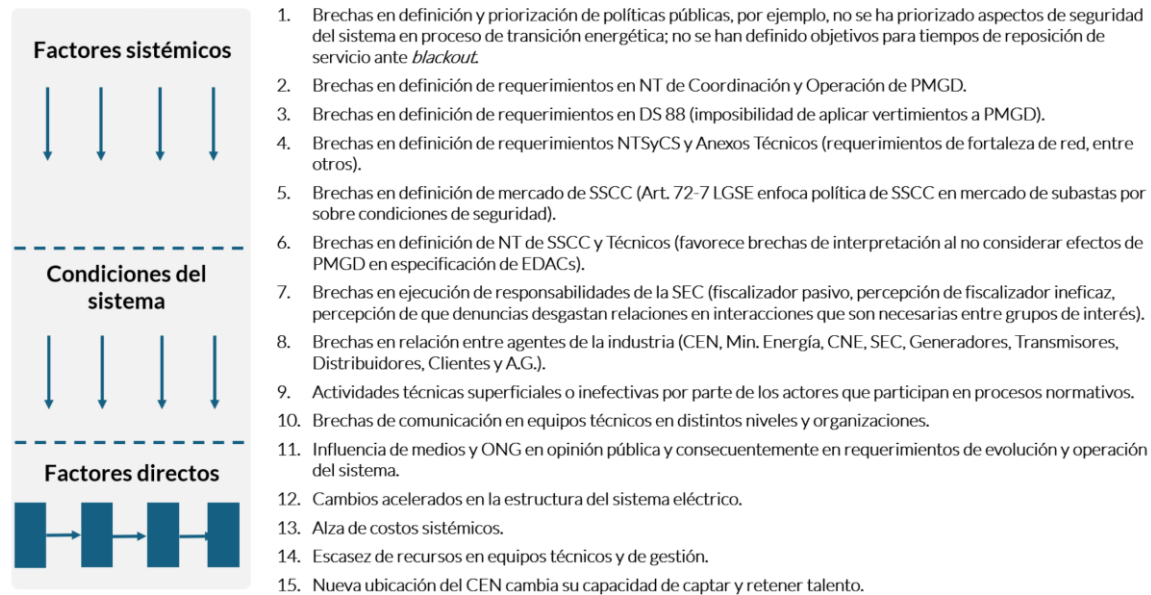


De manera complementaria, en la Figura 11 se sintetiza algunos factores sistémicos que han contribuido a generar las condiciones del sistema que están presente en el contexto en que se dieron los factores directos que influenciaron el *blackout* del 25 de febrero. La lista no es exhaustiva.

Figura 11

Factores sistémicos que han introducido vulnerabilidades al sistema eléctrico.

Fuente: Elaboración propia.



Luego, la mejor forma de explicar las causas del *blackout* del 25 de febrero es que conjuntamente tanto los factores directos, como las condiciones del sistema y los factores sistémicos, convergen en la falla sistémica del 25 de febrero (Figura 12).

Figura 12  
Factores que influenciaron el blackout del 25 de febrero.  
Fuente: Elaboración propia.



## Reflexión final

Hasta el 25 de febrero de este año, el sistema eléctrico había sido capaz de abastecer la demanda de energía, en un contexto de transición energética acelerada – sin blackout – por más de 131.000 horas.

Inicialmente, se puede interpretar que el blackout se produce sólo por una secuencia de eventos. No obstante, en sistemas socio-técnicos complejos, la interpretación de fallas sistémicas como una secuencia de eventos es incompleta y debe ser complementada con la identificación de condiciones y falencias sistémicas que contribuyen a crear vulnerabilidades en los sistemas a distintos niveles.

Con la información disponible a la fecha de este informe y las brechas identificadas, se puede concluir que, ante una falla de desconexión de la línea Nueva Maitencillo - Pan de Azúcar, dada la estructura actual y las condiciones de operación del sistema eléctrico al momento de la falla, debía producirse un apagón total.

Los sistemas sociotécnicos de gran escala, como el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), son más que sistemas tecnológicos y organizaciones aisladas. Reflejan la estructura, gestión, procedimientos y cultura de las organizaciones que lo crean y componen. También reflejan a la sociedad en que se crean e insertan.



Los factores sistémicos, condiciones y factores directos que se han identificado en este reporte como aspectos que han influenciado el blackout del 25 de febrero involucran también entender las actitudes y motivaciones de quienes diseñan y operan los sistemas y subsistemas que componen el sistema eléctrico, la relación entre el *management* (en sus distintas capas) y operadores e ingenieros, la relación en las asociaciones gremiales (entre sus miembros y entre las asociaciones y el ente coordinador y el ente regulador), factores humanos en la supervisión y control de calidad, sistema regulatorio (y motivaciones de quienes lo definen y actualizan), certificación de trabajadores críticos (operadores), consideraciones políticas, influencia de la opinión pública y medios (ya que la prensa crea percepciones que también influyen en prioridades), y un sin número de otros factores.

Desde el punto de vista técnico, con la información disponible al 14 de marzo del 2025, y los sistemas disponibles actualmente en el SEN, se puede sugerir:

- 1 El sistema en su conjunto, con los Recursos Adicionales de Control de Contingencias vigentes (implementados), debería operar de manera de evitar un Apagón Total ante una Contingencia Extrema. A la fecha, la NTSyCS no considera como Contingencia Extrema la desconexión masiva de PMGDs producto de la vulnerabilidad de los PMGDs a soportar reducciones importantes de frecuencia en el sistema eléctrico. Como se ha indicado en este reporte, dicha vulnerabilidad se produce por los requerimientos establecidos en la NTCO PMGD y la brecha en la especificación de requerimientos de excursión de frecuencia en el sistema eléctrico ante contingencias extremas que induce el diseño de sistemas de Recursos Adicionales de Control de Contingencias inadecuados para la realidad actual del sistema eléctrico.
- 2 Si se quiere evitar un Apagón Total, se sugiere lo siguiente:
  - Definir las acciones de control necesarias para evitar que ante una contingencia extrema la frecuencia del sistema descienda de 49 Hz, por un periodo de tiempo por definir acorde al riesgo que se esté dispuesto a tomar.
  - Evaluar la necesidad de limitar el despacho de fuentes de generación vulnerables a caídas de frecuencia bajo los 49 Hz. Se debe definir una regla simple de asignación de vertimiento a los PMGDs que no puedan seguir reglas de despacho en tiempo real.
  - Adoptar medidas que permitan evitar que ante contingencias la reducción de frecuencia en el sistema llegue a niveles donde se requiera una acción eficaz en tiempos del orden de 0,1 segundos.
  - Diseño de sistemas EDAG por sobre frecuencia deben considerar apropiadamente el conflicto que se produce entre objetivos de acciones de control en un contexto de alta integración de energía renovable variable. Por lo tanto, es crítico evitar que acciones del EDAGxCE afecten la capacidad de control dinámico de tensión,

control de frecuencia, inercia y fortaleza de red del sistema eléctrico en un contexto de alta penetración de generación basada en inversores. Se debe evitar desconectar generación térmica o hidroeléctrica por sobrefrecuencia si hay generación renovable variable despachada.

Lo indicado en el primer bullet puede llevar también a la necesidad de establecer un límite a las fuentes de inyección más vulnerables. Evidentemente, la evaluación no es suficiente, sin una implementación adecuada.

- 3 Es urgente evitar que ante contingencias se produzcan reducciones de frecuencia entre 47,5 y 49 Hz por periodos superiores a 60 segundos (este último criterio se debe validar y asume que los PMGDs cumplen las especificaciones definidas en la NTCO de PMGDs). Para ello se tiene que revisar la disponibilidad de inercia y de recursos de Control Primario ante Contingencia en 10 segundos que se utilizan en la programación de la operación. Lo anterior también implica considerar apropiadamente el requerimiento de tiempo máximo de establecimiento igual a 30 segundos para unidades generadoras termoeléctricas y 120 segundos para unidades generadoras hidroeléctricas en las políticas de asignación de reservas.
- 4 Es crítico contar con un criterio zonal de reservas.
- 5 La NTSyCS no considera como falla de baja probabilidad de ocurrencia, o Contingencia Extrema, la desconexión masiva de PMGDs producto de la vulnerabilidad de soporte de reducción de frecuencia que tienen estos sistemas si cumplen con los requerimientos establecidos en la NTCO PMGD. Luego, el evento de 25F nos sugiere también la necesidad de actualizar la NTSyCS en términos de considerar como contingencia extrema cierto nivel de desconexión masiva de PMGDs y GD ante una baja de frecuencia bajo 49 Hz.

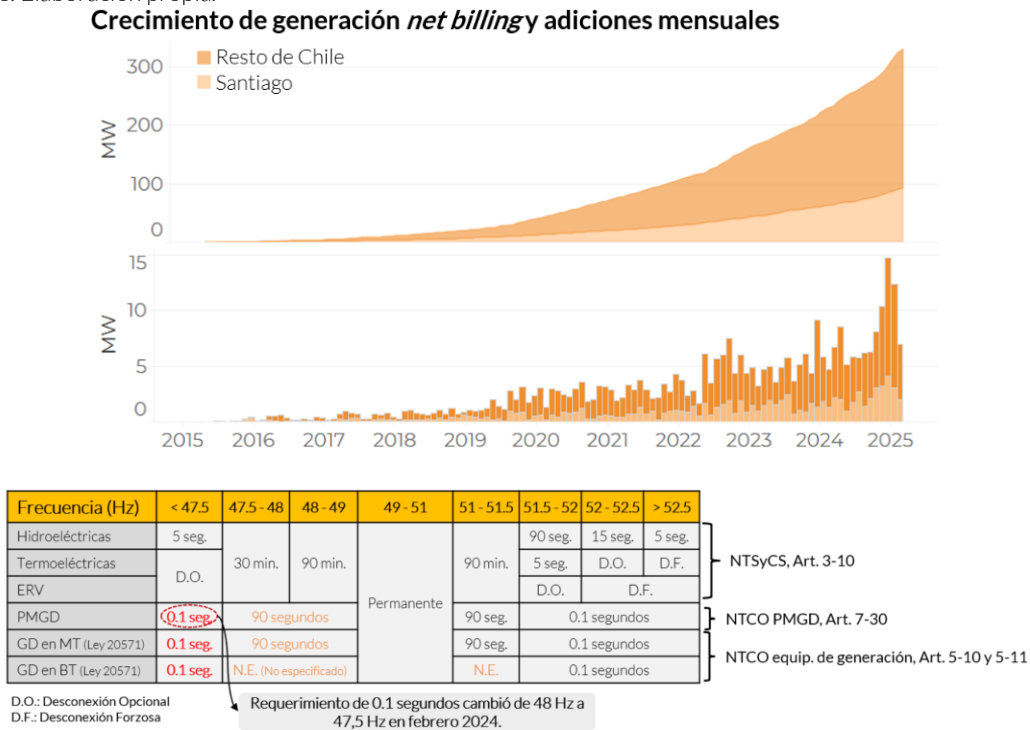
El criterio en las restricciones de transmisión debiera considerar también las capacidades vigentes de los EDAC/EDAG por Contingencias Extremas (CE) para la definición de límites máximos de transferencia ante ciertas condiciones de operación.

Los límites de operación del sistema eléctrico y los distintos subsistemas que lo componen deben ser tales que permitan obtener la función deseada de los EDAC/EDAG por CE vigentes, acorde a sus funcionalidades implementadas, la evolución de estas en el tiempo, y la estructura del sistema eléctrico en su conjunto.

En otras palabras, acorde a lo establecido en el Art. 1-7, número 19, de NTSyCS, no se debe operar el sistema eléctrico en su conjunto en una condición en la que no se pueda evitar un blackout con las funcionalidades vigentes de los EDAC/EDAG por CE.

6 El crecimiento de la generación detrás del medidor en instalaciones de MT y BT comienza a crear una nueva condición de riesgo emergente en el sistema (Figura 13).

Figura 13  
Vulnerabilidad emergente producto de crecimiento de generación net-billing  
Fuente: Elaboración propia.



Si bien la capacidad instalada de generación distribuida detrás del medidor representa una capacidad menor al 3% de la demanda máxima del sistema, es comparable con los recursos que se disponen para el servicio de Control Primario de Frecuencia. Luego, dado que no se ha especificado niveles de soporte de frecuencia para las instalaciones en baja tensión en el rango entre 47,5 y 49 Hz, fallas en el sistema que produzcan reducciones de frecuencia en ese rango representan una condición creciente de riesgo para el sistema.

A las sugerencias anteriores se debe agregar otras que toman una mayor escala de revisión e implementación. La primera de ellas es revisar que los requerimientos y diseños de los Recursos Adicionales para Control de Contingencias que han sido definidos, pero no están implementados, sean adecuados para las necesidades actuales del sistema eléctrico considerando los niveles de PMGDs y GD actuales y proyectados.

En definitiva, se debe analizar cuáles serían las condiciones de operación necesarias para evitar un blackout en las condiciones actuales del sistema y mientras no se implementen los Recursos Adicionales para Control de Contingencias. Las brechas identificadas en este informe establecen que la probabilidad de un nuevo blackout no depende exclusivamente del nivel de transferencias del circuito norte, sino más bien de una serie de falencias sistémicas que deben abordarse.

Para reducir la posibilidad de este tipo de eventos a futuro, es importante preguntarnos por qué las brechas de requerimientos y procesos que en retrospectiva hoy pueden ser evidentes de identificar y abordar, no lo han sido así con anterioridad. Para avanzar en una transición energética más segura, necesitamos que parte de nuestro trabajo sea anticipar formas de falla en los distintos niveles de nuestro sistema eléctrico.

# inodú

## energy & sustainability

Inodú is focused on providing consulting services & market intelligence to improve the sustainability of the energy value chain in North America and Latin America.

We have partnered with our clients to help them find opportunities in the transition to a world without greenhouse gas emissions.

We have been supporting our client's strategic decision making with our insights, intelligence and analytics.

We use systems thinking to support our clients in the transformation of the energy industry.

[www.inodu.com](http://www.inodu.com)