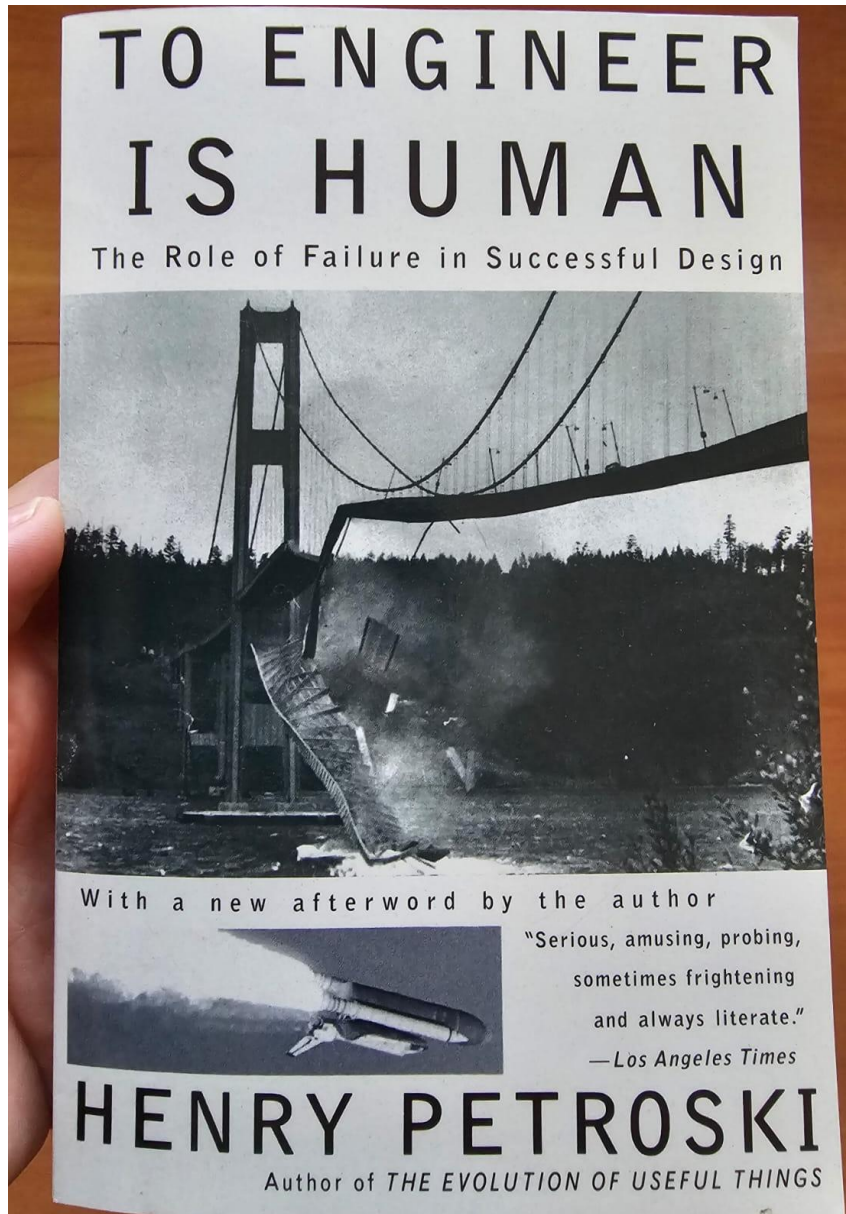




inodú

Armonización de normas técnicas en base a nuevos requerimientos sistémicos

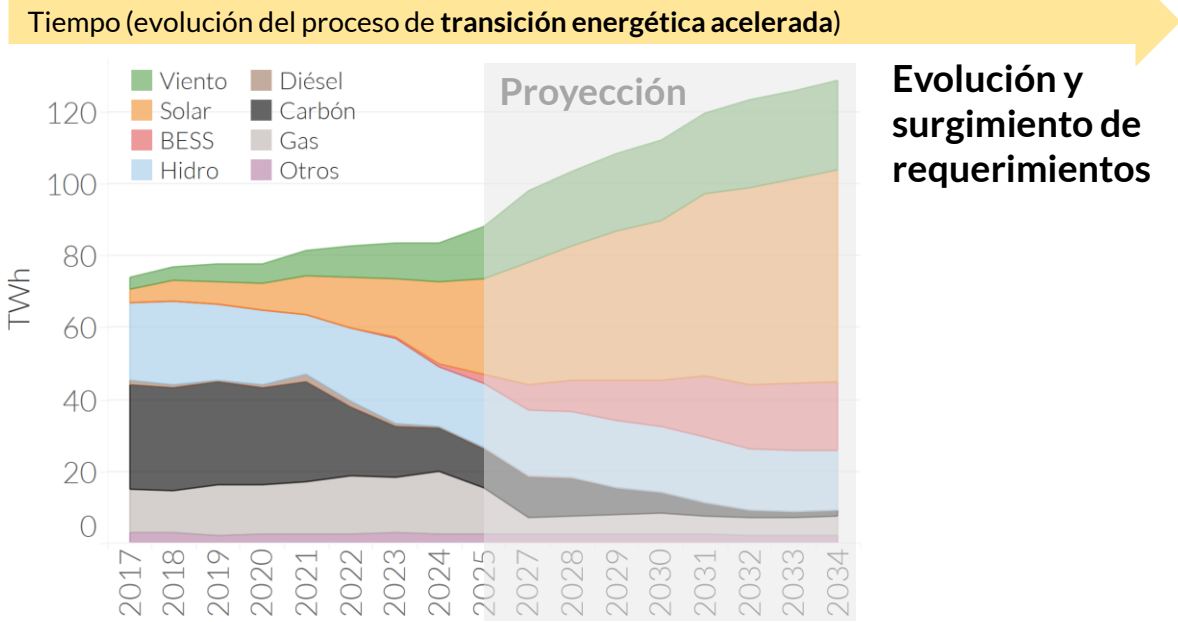
14 de abril de 2025



La norma técnica requiere **mejoras** que van más allá de sólo considerar requerimientos para inversores *grid forming*

El sistema eléctrico cambia más rápido que nuestras capacidades para definir y gestionar nuevos requerimientos. Estos cambios crean **nuevos modos de falla**

Generación anual en Chile



Sistema Socio-Técnico inodú



El *blackout* 25F refuerza la importancia de la **confiabilidad, seguridad y suficiencia** en inodú un sistema con una de las mayores integraciones de energía eólica y solar del mundo

BBC


Home News Sport Business Innovation Culture Arts Travel Earth Audio Video Live

Chile power cut: 'We were trapped like sardines in the dark'

26 February 2025

Vanessa Buschschlüter

BBC News



Thousands of people had to make their way home after the Viña del Mar festival was suspended

More than eight million households across Chile were left without power on Tuesday afternoon after an electricity transmission line failed, cutting off the electricity supply to much of the country.

In the capital, Santiago, the entire underground train system was suspended almost immediately. Thousands of people had to be evacuated and stations were plunged into darkness.

"We were like sardines in the dark," one passenger described the moment their underground train stalled.

Many of those who had been in lifts inside the stations when the power cut happened had to be freed by firefighters.

One woman in her 70s was trapped in a lift between two floors in a building in Santiago.


News Opinion Sport Culture Lifestyle

The Guardian

World Europe US Americas Asia Australia Middle East Africa Inequality Global development

Power back on in Chile after blackout leaves millions in dark

Electricity restored to almost all affected regions as investigation under way into how outage occurred



A view of Concepción in the wake of the Chilean blackout. Photograph: Juan González/Reuters

Power has been restored to most of Chile's 19 million people after the country's most disruptive blackout in 15 years, the government said, as authorities lifted a strict curfew imposed when the outage left 98% of the population without electricity.

Chilean interior minister Carolina Tohá said on Wednesday that electricity had largely returned to Chile's 14 afflicted regions, although 220,000 residents remained without power.

Restoring power proved to be more problematic in the country's north, where a fault in a backbone transmission line first triggered the outage that set off a chain reaction of power plant and transmission line shut-downs across the South American nation.

CNNWorld Africa Americas Asia Australia China Europe India More

World / Americas

State of emergency declared after blackout plunges most of Chile into darkness

By Gerardo Lemos, Ana Melgar, Mauricio Torres and Michael Rios, CNN

3 minute read · Updated 8:45 AM EST, Wed February 26, 2025



(CNN) — Chile's president has declared a state of emergency after an electricity blackout plunged most of the country into darkness on Tuesday, including the capital Santiago.

The outage – in the middle of Chile's summer, when temperatures in Santiago are around 30 degrees Celsius (86 degrees Fahrenheit) – has affected some 8 million homes, President Gabriel Boric said in an address to the nation on Tuesday evening.

The National Disaster Prevention and Response Service said 14 of the country's 16 regions were impacted by the blackout, which began Tuesday afternoon.

Internet and mobile phone services were down across much of the nation and parts of Santiago's transport network was suspended, stranding commuters, as officials scrambled to restore power.

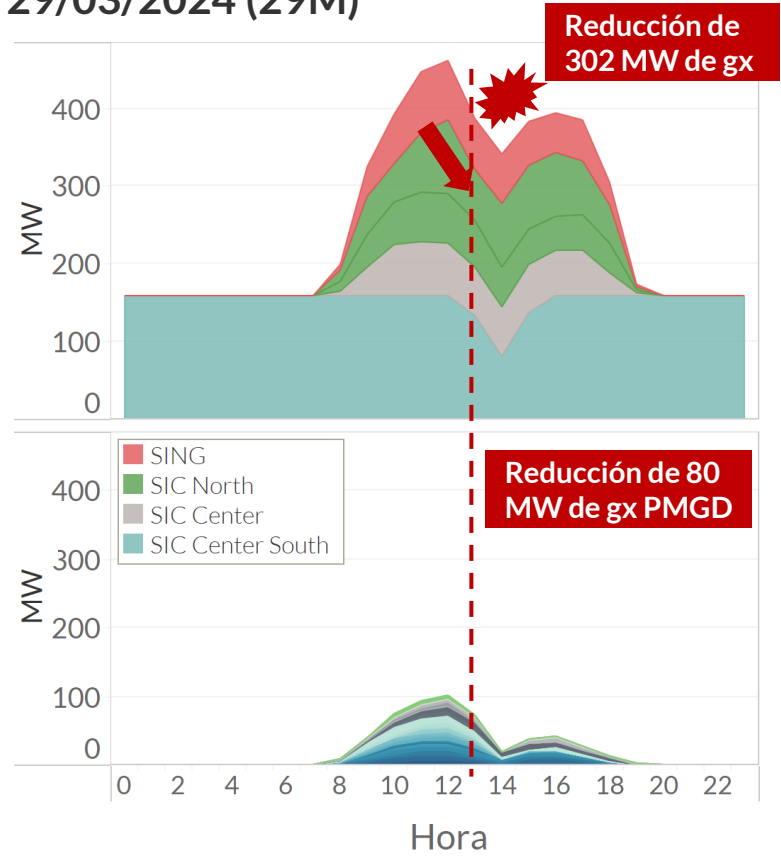
Eventos posteriores al 25F evidencian vulnerabilidades emergentes en el sistema

inodú

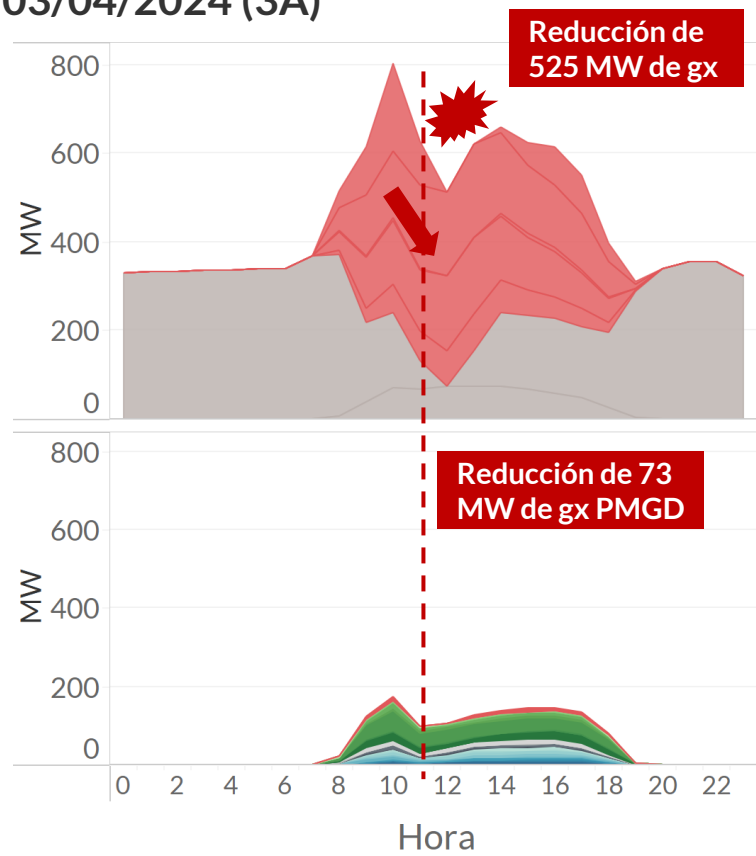
Actuación de EDAC por contingencias simple implica que no se está cumpliendo la NTSyCS y, eventualmente, tampoco la NT de PMGD.

Generación de centrales que reducen su generación en fallas recientes post 25F

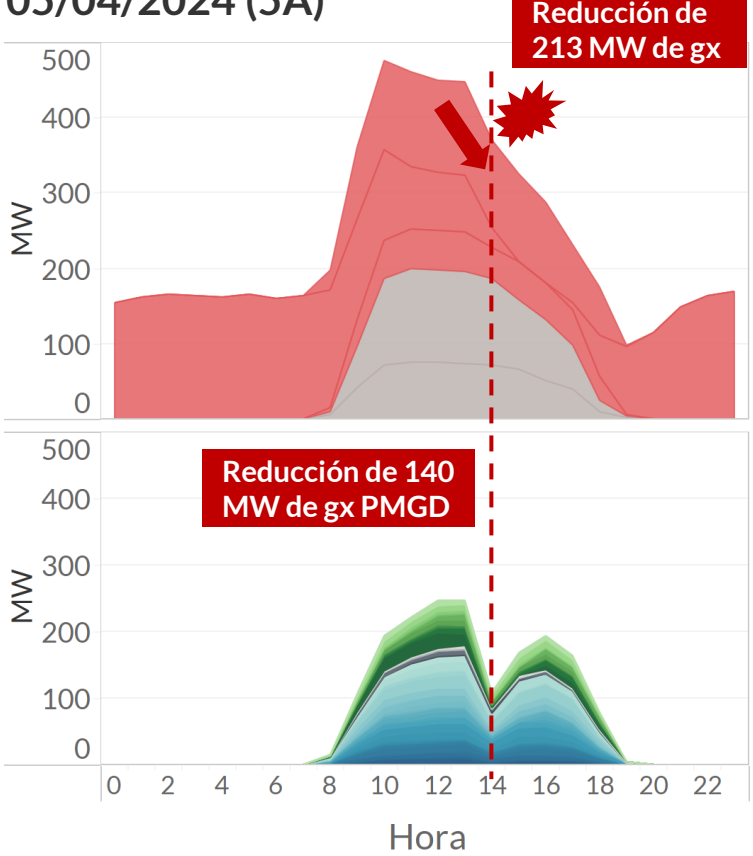
29/03/2024 (29M)



03/04/2024 (3A)



05/04/2024 (5A)



Las fallas recientes permiten analizar con una perspectiva distinta las normas técnicas vigentes, los **desafíos de armonización entre ellas** y las necesidades de verificar de manera eficaz el cumplimiento de sus requerimientos

Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS)



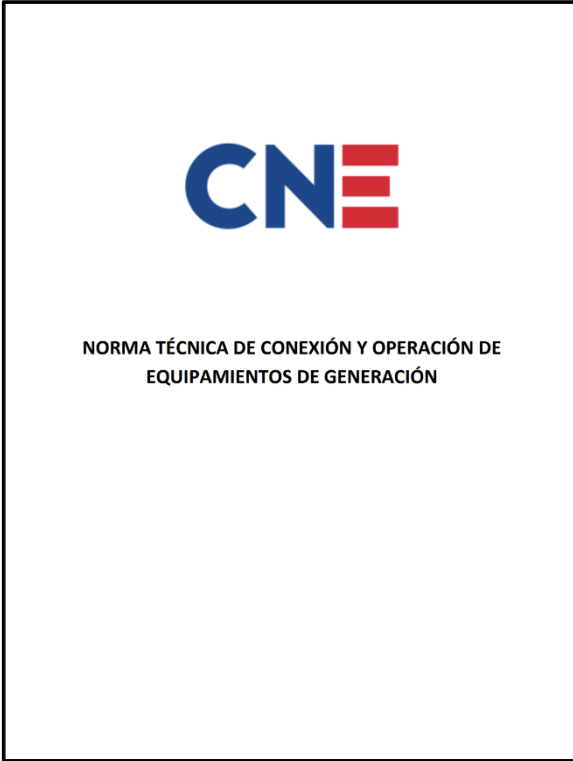
Norma Técnica de Servicios Complementarios (NT SSCC)



Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD (NTCO)



Norma Técnica de Conexión y Operación equipos de generación (NTCO EG)



Desde el punto de vista de la **frecuencia**, el diseño de un sistema robusto ante contingencias simples y extremas implica balancear cinco aspectos:

1

Capacidad, en centrales de distinta naturaleza, de soportar variaciones de frecuencia

2

Inercia disponible en el sistema

3

Capacidad de control de frecuencia asociada a los recursos técnicos disponibles

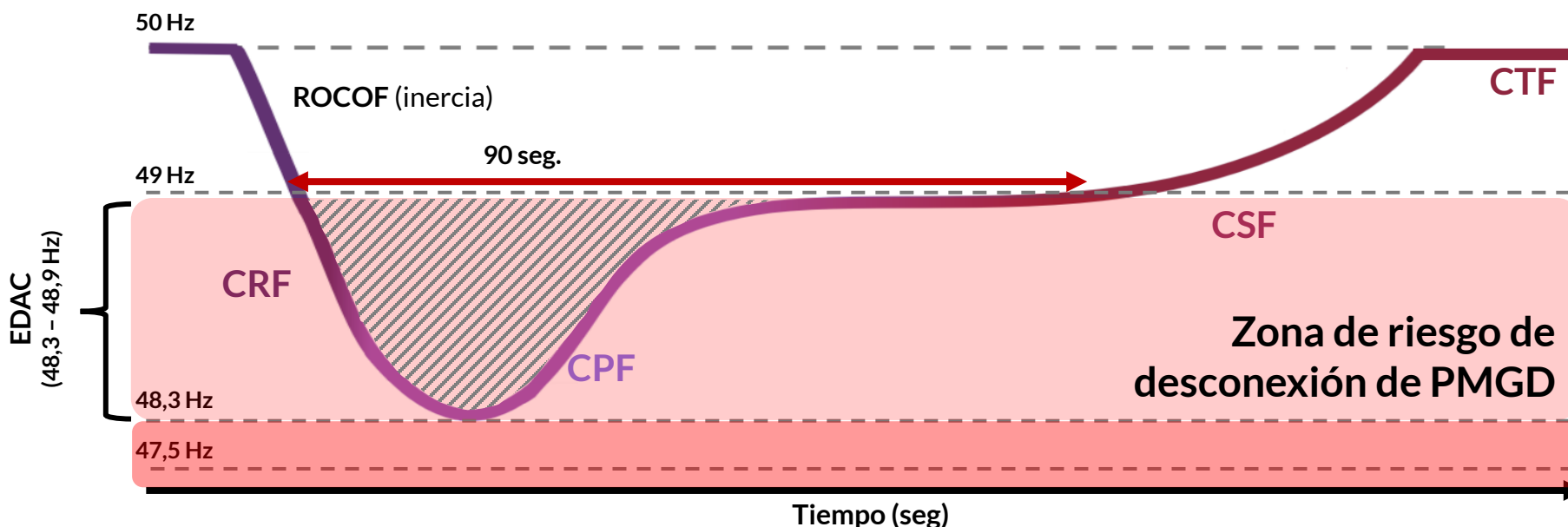
4

Rango de acción de automatismos (en frecuencia y en MW)

5

Confiabilidad y riesgo de operación indebida de sistemas de generación y automatismos

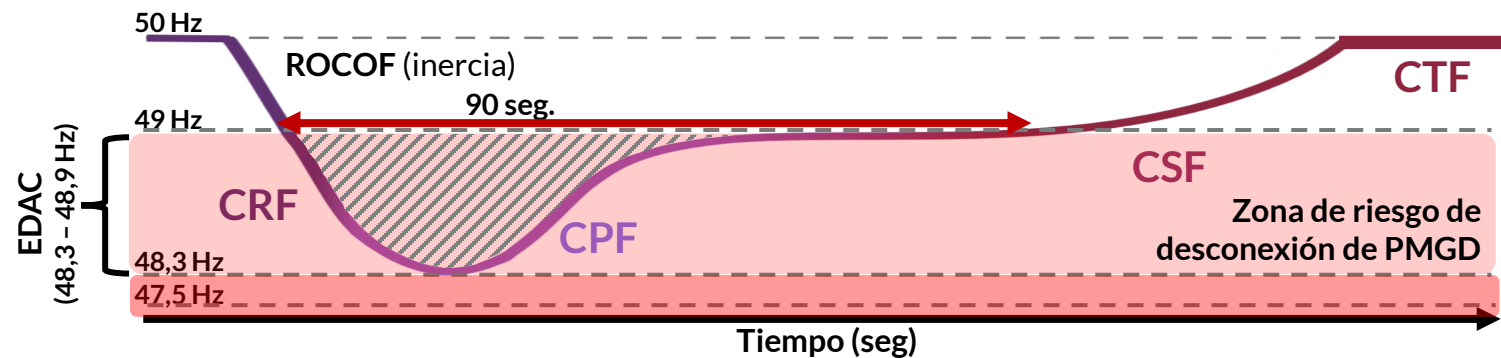
Dinámica actual del Control de Frecuencia



Desde el punto de vista de la frecuencia, el diseño de un sistema robusto ante contingencias simples y extremas implica balancear cinco aspectos:

inodú

- 1Capacidad, en centrales de distinta naturaleza, de soportar variaciones de frecuencia
- 2Inercia disponible en el sistema
- 3Capacidad de control de frecuencia asociada a los recursos técnicos disponibles
- 4Rango de acción de automatismos (en frecuencia y en MW)
- 5Confiabilidad y riesgo de operación indebida de sistemas de generación y automatismos



Capacidad de soportar variaciones de frecuencia de distintas fuentes de generación

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.	30 min.	90 min.	Permanente	90 min.	90 seg.	15 seg.	5 seg.	NTSyCS, Art. 3-10
Termoeléctricas	D.O.					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			NTCO equip. de generación, Art. 5-10 y 5-11
GD en BT (Ley 20571)	0.1 seg.	N.E. (No especificado)			N.E.	0.1 segundos			

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

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

No se han definido para sistemas de almacenamiento y sistemas híbridos.

CPF@10 seg: Reserva necesaria para compensar la caída inicial de la frecuencia, para evitar niveles que podrían activar la operación de EDAC por subfrecuencia ante una contingencia simple. Debe ser entregada durante los primeros 10 seg después de ocurrida la contingencia.

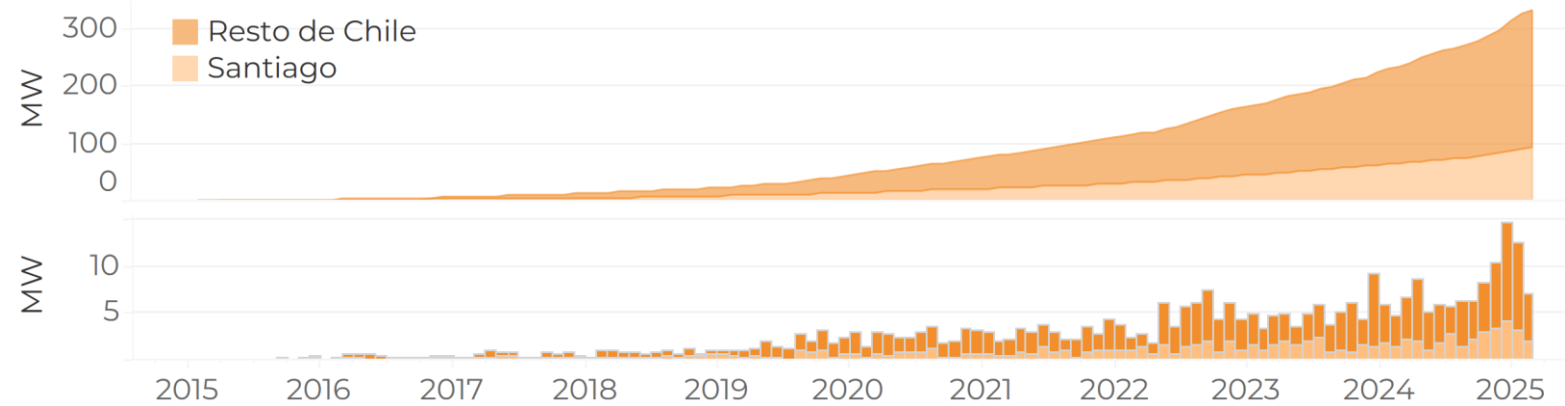
- El retardo inicial del sistema de carga/velocidad debe ser <2 seg desde la detección de la sub/sobrefrecuencia hasta el inicio de la acción. El CEN podrá aceptar retardos superiores sólo si el propietario de la unidad generadora entrega evidencias técnicas justificadas.
- El tiempo máximo de establecimiento de unidades es igual a 30 seg (termoeléctricas) y 120 seg (hidroeléctricas), operando en el sistema interconectado.

El CPF de hidroeléctricas podría no ser suficiente para abordar la vulnerabilidad que introducen los PMGD si el sistema eléctrico está en un rango de frecuencia que representa un riesgo de desconexión de PMGD en 90 seg.

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

inodú

Crecimiento de generación *netbilling* y adiciones mensuales



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.

Dado que no se han especificado niveles de soporte de frecuencia para las instalaciones en baja tensión entre 47,5 y 49 Hz, fallas que produzcan reducciones de frecuencia en ese rango representan una condición **creciente de riesgo** para el sistema.

Capacidad de soporte de variaciones de frecuencia de distintas fuentes de generación

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.	30 min.	90 min.	Permanente	90 min.	90 seg.	15 seg.	5 seg.	NTSyCS, Art. 3-10
Termoeléctricas	D.O.					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	

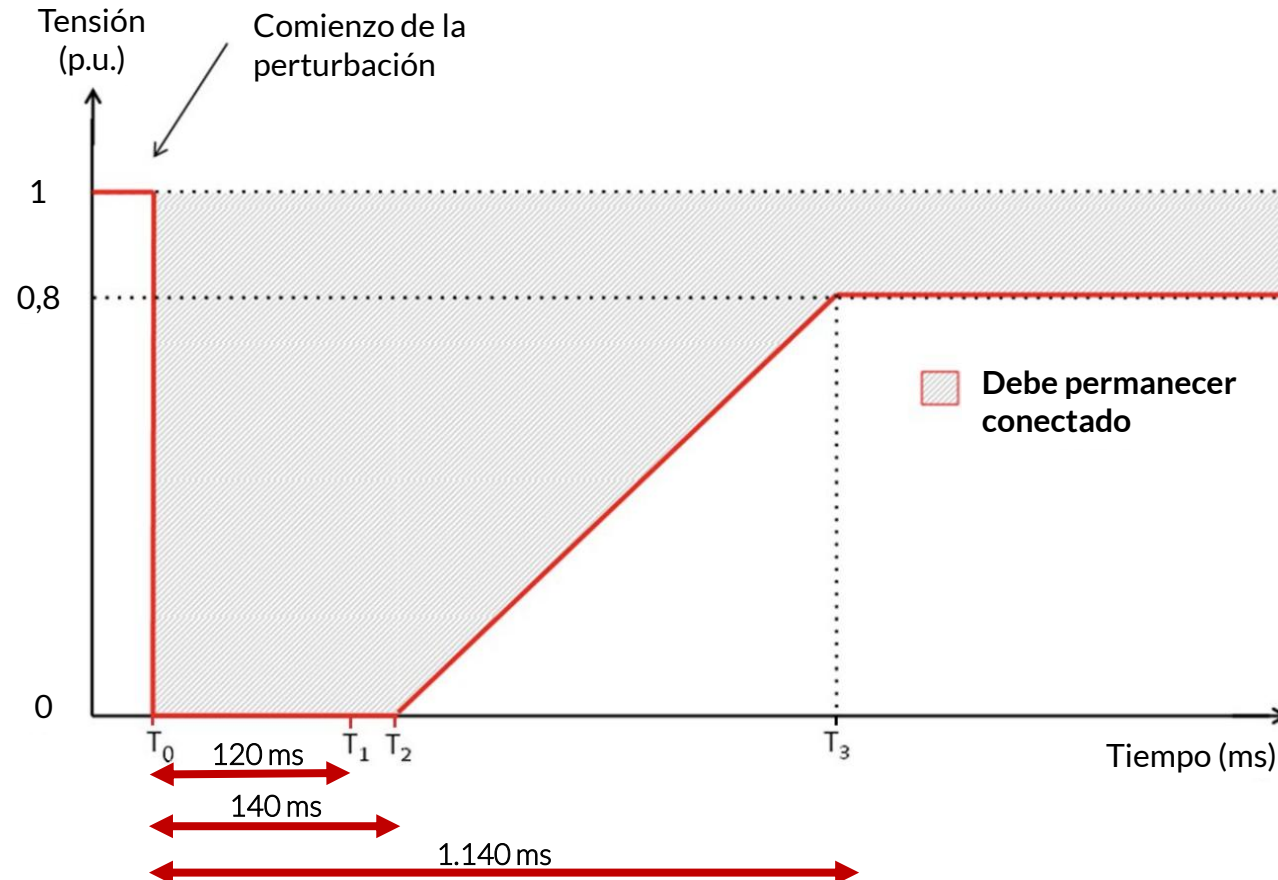
D.O.: Desconexión Opcional
D.F.: Desconexión Forzosa

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

No se han definido para sistemas de almacenamiento y sistemas híbridos

Desafíos emergentes asociados al control de tensión y la capacidad de soportar variaciones de tensión ante contingencias en centrales de distinta naturaleza

Zona de no-desconexión ante caídas de tensión para centrales solares y eólicas exigidas en el art. 3-8 de la NTSyCS



Artículo 3-8 (NTSyCS)

En caso de caídas de tensión en el ST, [...] las unidades de un parque eólico o fotovoltaico deberán ser diseñadas de modo de asegurar que, a lo menos, se mantengan conectadas al sistema cuando la tensión fase-tierra en el punto de conexión a la red de las fases falladas varíe dentro de la zona achurada de la figura a continuación (zona de no-desconexión) [...]

Adicionalmente, ante la ocurrencia de cualquier cortocircuito o evento en el ST que lleve en el punto de conexión a la red a caídas de tensión que excedan la banda muerta del control de tensión de $\pm 10\%$ de $\Delta U/U_{nom}$, el control de tensión deberá priorizar la inyección de corriente reactiva.

El control de tensión del parque eólico o fotovoltaico deberá activarse dentro de los 20 ms de detectada la falla, suministrando corriente reactiva adicional (ΔI_r) en un monto igual al 2% de la corriente nominal (I_{nom}) por cada 1% de $\Delta U/U_{nom}$ en el punto de conexión a la red.

$$\Delta I_r / I_{nom} = 2 \times \Delta U / U_{nom}$$

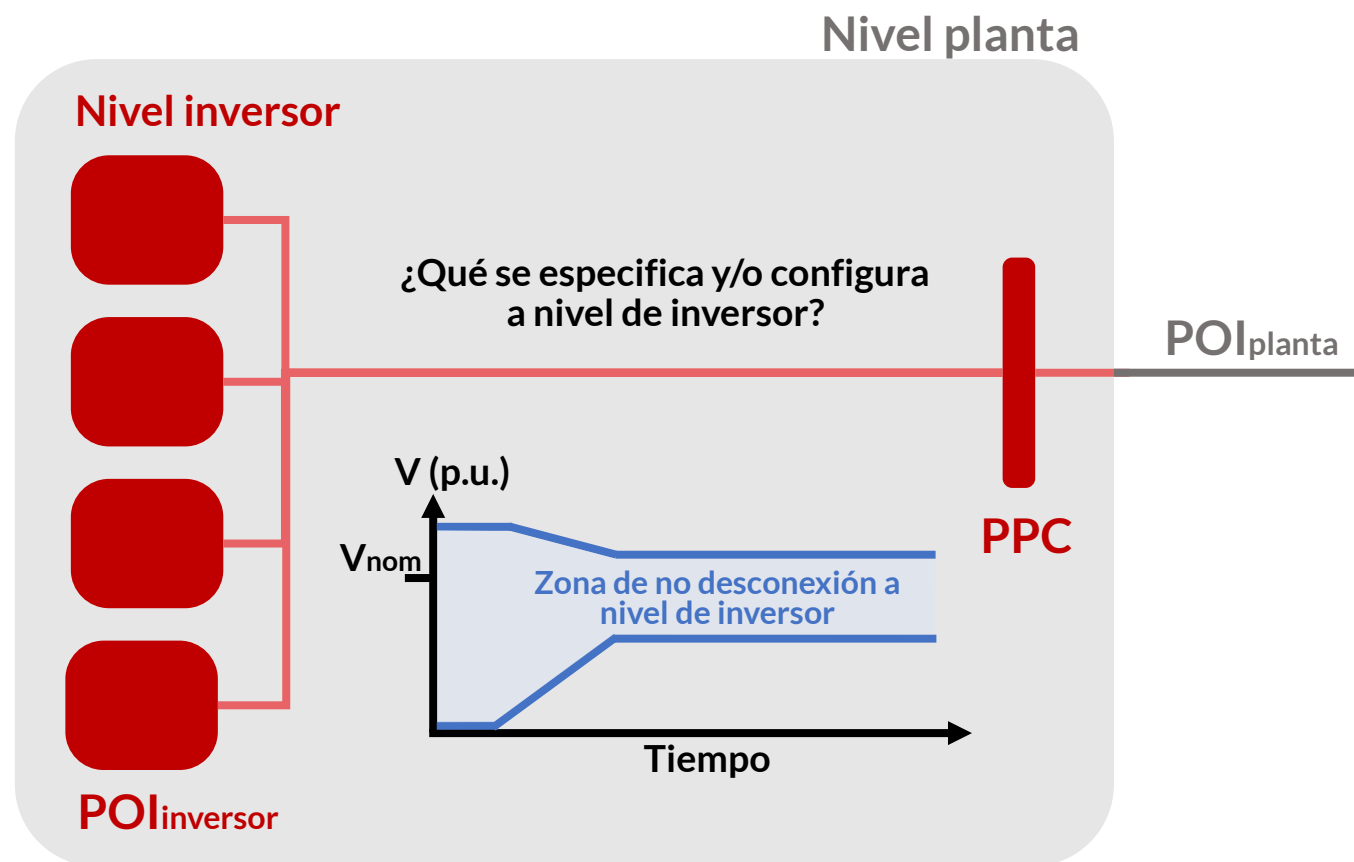
Ante una perturbación de tensión en el SEN, parques ERV basados en inversores deben definir qué priorizar (inyección de corriente activa o reactiva) sujeto a las capacidades máximas de los equipos.

La NTSyCS especifica capacidad de **soporte de variaciones de tensión a nivel de planta**. Para obtener el desempeño deseado a nivel de planta se requiere una capacidad de respuesta apropiada no solo a este nivel, sino también al de cada uno de los inversores que la componen.

inodú

Producto de las reciente fallas en el sistema, ahora se comienzan a conocer las dinámicas de tensión que se producen al interior de una central basada en inversores y sus efectos en la configuración y capacidades actuales de los inversores que componen una central.

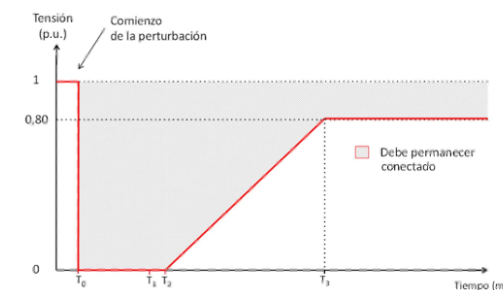
La NTSyCS no define requerimientos a nivel de inversor. No obstante, eventuales desafíos a este nivel pueden producir que a nivel de planta eventualmente no se pueda cumplir con el desempeño especificado en la NTSyCS.



Nivel Sistema Eléctrico

Artículo 3-8

En caso de caídas de tensión en el ST, ya sea producto de cortocircuitos monofásicos, bifásicos, trifásicos u otros eventos, las unidades de un parque eólico o fotovoltaico deberán ser diseñadas de modo de asegurar que, a lo menos, se mantengan conectadas al sistema cuando la tensión fase-tierra en el punto de conexión a la red de las fases falladas varíe dentro de la zona achurada de la figura a continuación (zona de no-desconexión) y las tensiones en las fases no falladas no sobrepasen las tensiones máximas de servicio. Para estos efectos, la tensión deberá medirse en el lado de mayor tensión del punto de conexión a la red.



Siendo:

$T_0 = 0$ [ms], Tiempo de inicio de la falla.

T_1 = Tiempo máximo de despeje de falla establecido en el Artículo 5-40, según el nivel de tensión del Punto de Conexión.

$T_2 = T_1 + 20$ [ms]

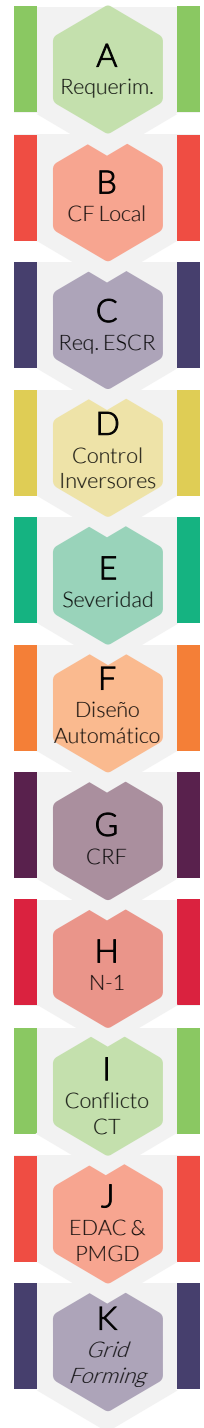
$T_3 = 1000$ [ms]

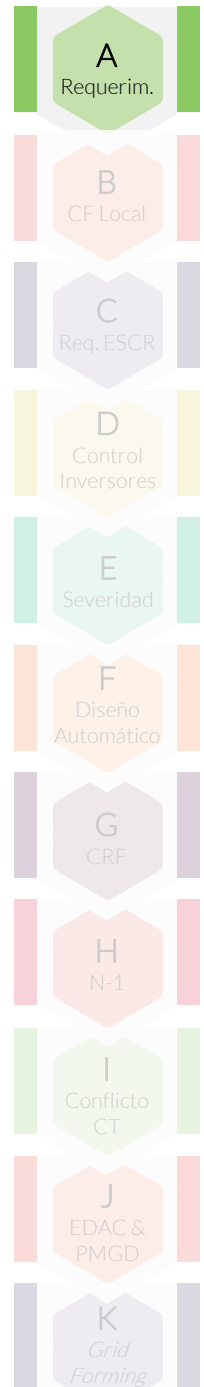
Adicionalmente, ante la ocurrencia de cualquier cortocircuito o evento en el ST que lleve en el punto de conexión a la red a caídas de tensión que excedan la banda muerta del control de tensión de $\pm 10\%$ de $\Delta U/U_{nom}$, el control de tensión deberá priorizar la inyección de corriente reactiva.

El control de tensión del parque eólico o fotovoltaico deberá activarse dentro de los 20 ms de detectada la falla, suministrando corriente reactiva adicional (ΔI_r) en un monto igual al 2% de la corriente nominal (I_{nom}) por cada 1% de $\Delta U/U_{nom}$ en el punto de conexión a la red.

$$\frac{\Delta I_r}{I_{nom}} = 2 \frac{\Delta U}{U_{nom}}$$

Se han identificado **11 desafíos**
asociados a la armonización
de normas técnicas





Verificar que generadores cumplen NT: Mejorar procesos de verificación

inodú

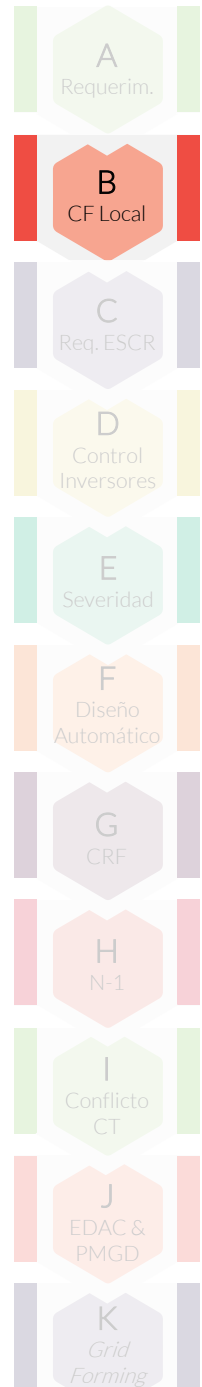
Artículo 2-4

Con el objeto de coordinar las acciones que permitan cumplir con las exigencias de SyCS asociadas a la operación, el Coordinador podrá:

“Efectuar las Auditorías Técnicas que estime necesarias para verificar el funcionamiento e información de las instalaciones de los Coordinados, conforme a las exigencias especificadas en la NT e informar a la Superintendencia los resultados, de acuerdo al Anexo Técnico "Desarrollo de Auditorías Técnicas".

Necesidad de mejorar procesos de verificación de configuración y desempeño funcional de sistemas y subsistemas. Seguimiento oportuno de cambios y trazabilidad de estos en el tiempo.





La longitud de nuestro sistema eléctrico necesita **regulación frecuencia distribuido** inodú



La implementación del mecanismo de subastas de SSCC de control de frecuencia no ha avanzado en definir requerimientos de control de frecuencia local.

¿Podrían entregarse servicios de CPF, CSF y CTF de Noruega desde UK?

El Coordinador recientemente ha definido requerimientos locales para CTF producto de control de transferencia en líneas:

A partir del 05 de abril de 2025, los Recursos Técnicos que puedan estar disponibles en la zona norte del tramo 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico, no se consideran en la adjudicación de subastas o Instrucción Directa para participar en la prestación de SSCC de Control Terciario de Frecuencia de Subida, puesto que no son recursos factibles de utilizar habida cuenta del control de transferencia que se realiza en el tramo antes mencionado.

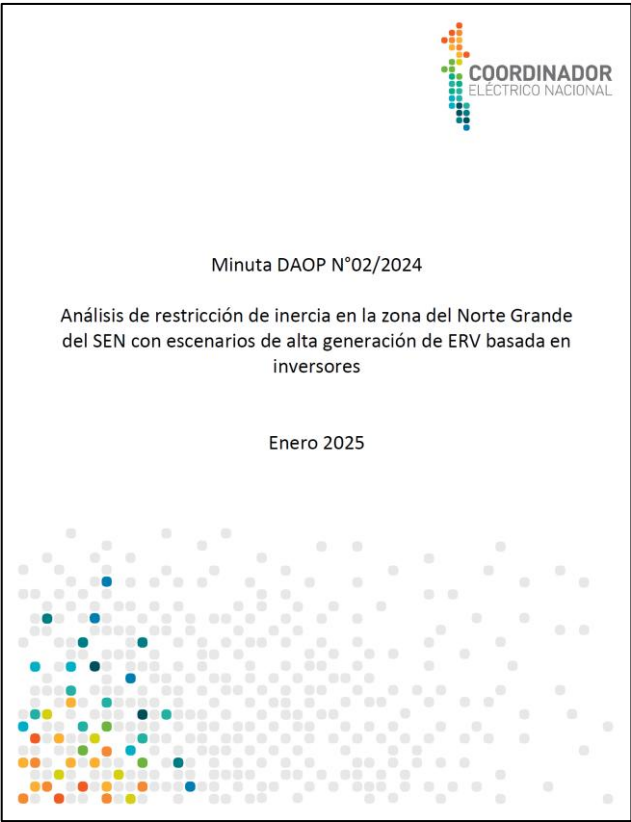
¿Qué ocurre con el servicio de control de frecuencia ante una falla que provoca apertura simultánea de ambos circuitos de una línea de doble circuito (500 kV) al norte de Alto Jahuel? ¿se tendrá recursos de CF suficientes?



NTSyCS debiera definir requerimientos de fortaleza de red (ESCR). inodú

Ante vulnerabilidades emergentes de fortaleza de red en el norte, el Coordinador ha utilizado el indicador ESCR para definir restricciones de seguridad en el sistema.

Minuta DAOP N°02/2024



Estudio de restricciones en el sistema de transmisión



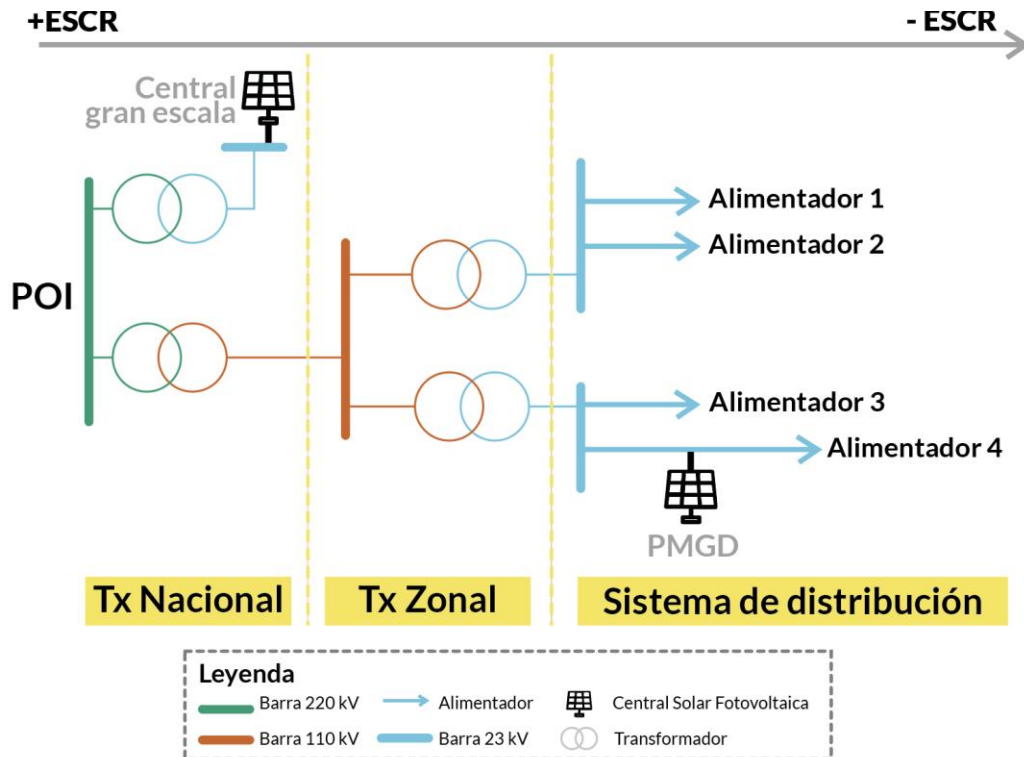
Restricciones de inercia definidas en la Minuta DAOP 02/2024 y el ERST 2024

Minuta DAOP 02/2024		ERST 2024 (Preliminar)	
Inercia NG (GVAs)	U. Guacolda	Inercia NG (GVAs)	U. Guacolda
13,4	0	12,5	0
9,5	2	10	2
7,5	4	8	4

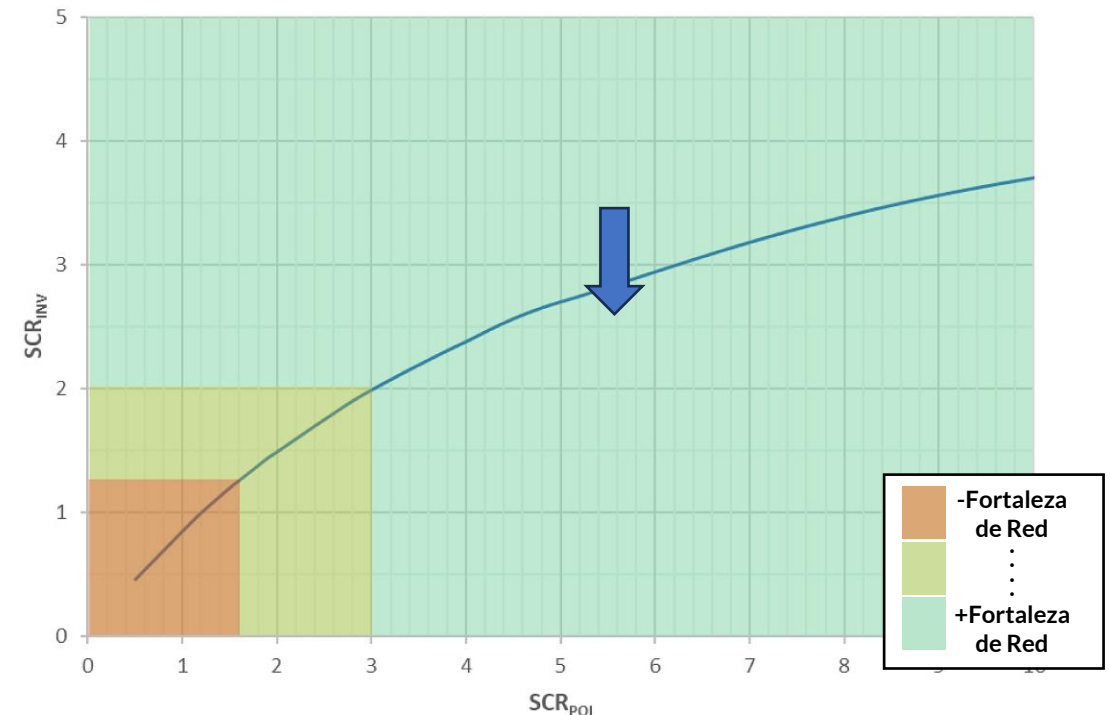
La fortaleza de red se debe tener a nivel de inversor de las plantas de generación, y no solo a nivel de transmisión nacional (220 kV)

Se necesita entender los desafíos de fortaleza de red en los distintos niveles del sistema, particularmente en los niveles más alejados del sistema de 500 y 220 kV con alta integración de generación basada en inversores.

Disminución de Índice ESCR por tipo de red



Índice ESCR a nivel de POI* vs a nivel de inversor



¿Cómo se definirá una red débil (nivel mínimo de ESCR)? ¿Cuáles serán las medidas operacionales que se tomarán para cumplir requerimiento de evitar que nodos con “alta instalación de IBR” operen en condición de “red débil”? ¿Se evaluarán los efectos de dichas medidas?

*POI: Point Of Interconnection

Resolver conflicto entre el control de tensión, inyección de potencia activa y, eventualmente, control primario de frecuencia para generadores basados en inversores (NTSyCS Art. 3-8).

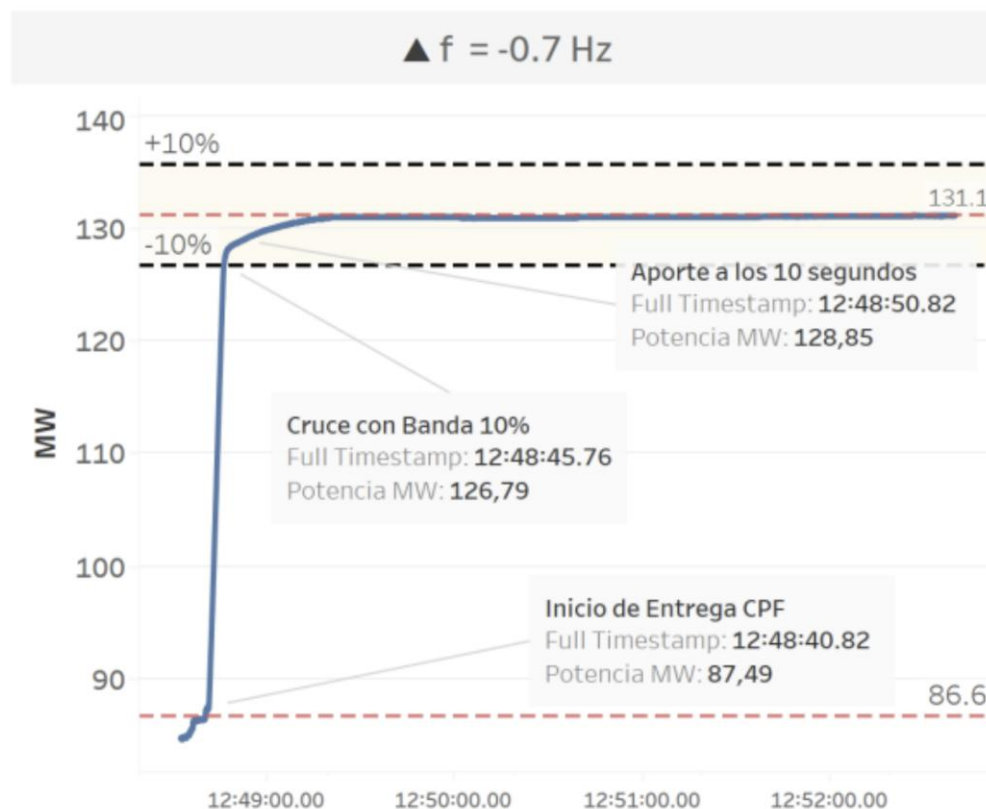
En general, configuración de inversores tiene como objetivo evitar inyectar una corriente mayor a la corriente máxima admitida por el inversor. Dado dicho objetivo, la inyección de corriente activa durante un evento transitorio de bajo voltaje puede limitarse porque se priorizará la inyección de corriente reactiva.

Ante una perturbación en el SEN que implique caída de tensión, se debe revisar los límites de inyección de potencia reactiva de parques ERV basados en inversores de manera que la eventual inyección de corriente reactiva no se produzca reduciendo la inyección de potencia activa.

Pruebas de CPF en parques ERV han asumido condiciones normales de tensión.

¿Son válidas las dinámicas probadas en condiciones de variación, transitoria, de tensión?

Prueba de CPF en central Luz del Norte



Ampliar la definición de Contingencia Extrema en la NTSyCS para incluir nuevos tipos de contingencias considerando **nuevas vulnerabilidades**

Artículo 1-7, n9 (NTSyCS)

Los RACC deben evitar un Apagón Total. Este se debe evitar ante una falla de baja probabilidad de ocurrencia, que considera:

- Las fallas o desconexiones intempestivas de transformadores de poder o secciones de barras (**severidades 8 y 9**);
- La falla que provoca apertura simultánea de ambos circuitos de una línea de doble circuito (**severidad 6**); o
- 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**).

*RACC: Recursos Adicionales de Control de Contingencias.

La NTSyCS no considera como falla de baja probabilidad de ocurrencia, o Contingencia Extrema, la desconexión masiva de PMGD producto de la vulnerabilidad de soporte de reducción de frecuencia que tienen estos sistemas si cumplen con los requerimientos establecidos en la NTCO PMGD. Tampoco se considera que otros elementos en el sistema, como generadores IBR *grid scale*, pueden tener un comportamiento inapropiado.

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 PMGD, no es posible evitar un Apagón Total en caso de la desconexión masiva de estos. La NTSyCS no define un tipo de severidad de falla asociada a desconexión masiva de PMGD por baja frecuencia, ya sea porque el sistema permanece durante 90 seg entre 47,5 y 49 Hz o por 0,1 seg en 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 <49 Hz.

Si se quiere evitar un Apagón Total, se debe evaluar si se tiene que limitar la exposición de fuentes de generación vulnerables a caídas de frecuencia <49 Hz, o tomar acciones de control necesarias para evitar que ante una Contingencia Extrema la frecuencia del sistema descienda de 49 Hz por un tiempo por definir (acorde al riesgo que se esté dispuesto a tomar).

NTSyCS define límites de frecuencia mínima que reflejan una **condición de riesgo** para el sistema y no se define requerimientos para restitución de frecuencia

inodú

Los requerimientos definidos en AT y NTSyCS favorecen las condiciones para que a los *stakeholders* que participan en el diseño de RACC les haga sentido crear aquellos que no disponen de las capacidades adecuadas para el sistema eléctrico en un contexto de alta penetración de PMGD y Generación Distribuida (GD) detrás del medidor (Ley 20.571).

Esto se produce porque el Artículo 7 del AT establece requerimientos inadecuados e incompletos para que la operación de los EDAC contribuya con certeza a una operación confiable del sistema ante contingencias, en especial si se tiene en consideración la capacidad de soporte de variaciones de frecuencia de los PMGD y GD detrás del medidor.

Artículo 5-35 (NTSyCS)

En caso de una contingencia simple, la frecuencia mínima admitida en instalaciones del sistema de transmisión de tensión ≥ 200 kV es de **48,3 Hz**, aceptándose un descenso transitorio bajo 48,3 Hz durante un tiempo inferior a 200 ms en el sistema < 200 kV.

¿Es adecuado este requerimiento para la realidad del sistema eléctrico y las especificaciones de soporte de variaciones de frecuencia de los sistemas de generación que lo componen?

Dada la capacidad de soporte de variaciones de frecuencia para PMGD y GD en MT y BT, el requerimiento 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 PMGD.

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 RACC, por lo tanto, también para el sistema eléctrico en un contexto de alta penetración de PMGD y GD.

Recursos de control rápido de frecuencia pueden ser insuficientes para evitar **inodú** entrar en **zona de riesgo** en el control de frecuencia (1/2)

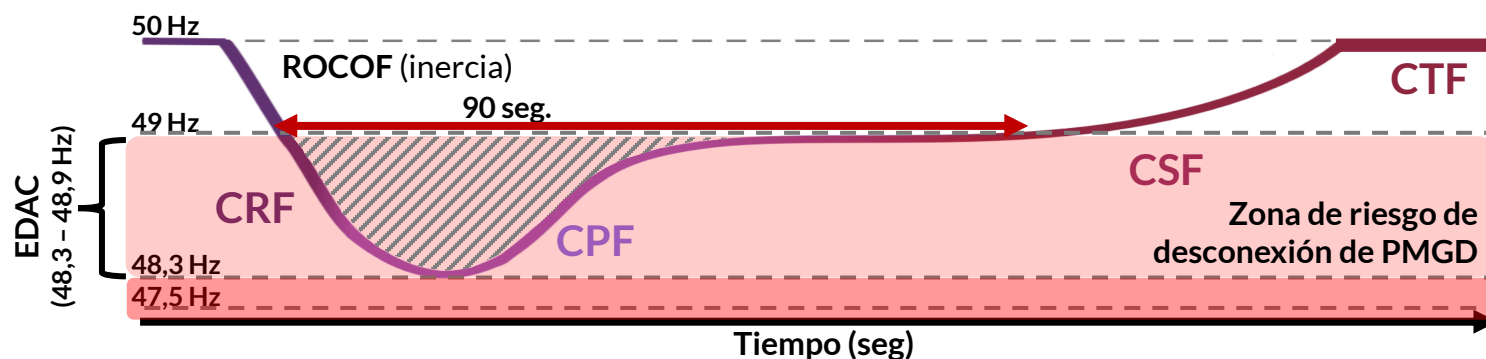
Se requiere tomar acciones apropiadas antes de entrar en zona de riesgo porque una vez que se produce una desconexión masiva de recursos, no hay tiempo para actuar.

La eventual futura disponibilidad de recursos de CRF 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), ya que la exigencia normativa permite desconectar PMGD a los 0,1 seg al llegar a 47,5 Hz. Además, se desconoce a qué niveles se desconectan los GD instalados en baja tensión.

El NT SSCC indica que la disponibilidad de CRF corresponde a acciones de control automáticas que permiten responder rápidamente a las desviaciones de frecuencia del sistema. Este servicio considera CPR por subfrecuencia (CRF+) y por sobrefrecuencia (CRF-).

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

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



Recursos de control rápido de frecuencia pueden ser insuficientes para evitar entrar en **zona de riesgo** en el control de frecuencia (2/2)

Expectativas de CRF basadas en pruebas de CPF realizadas en Central Luz del Norte

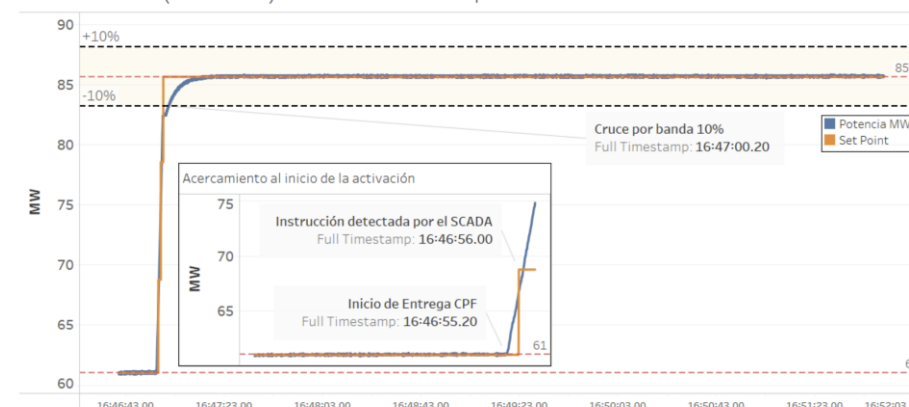
Dado que el SCADA cuenta con una resolución de muestreo máxima de 1 seg, no es posible obtener el instante exacto donde ocurre la instrucción de desviación de frecuencia. Sin embargo, se puede tomar como criterio conservador que la instrucción fue enviada el segundo anterior al instante en que fue detectada por el SCADA. Para el ejemplo particular que se ilustra en la figura, se considerará que el Timestamp de envío de instrucción es 16:46:55.00, lo que resultaría en un **tiempo de inicio de activación de 0,2 seg** y un **tiempo de establecimiento de 5,2 seg**.

Dado que el SCADA cuenta con una resolución de muestreo máxima de 1 seg, no es posible obtener el instante exacto donde ocurre la instrucción de desviación de frecuencia. Sin embargo, se puede tomar como criterio conservador que la instrucción fue enviada el segundo anterior al instante en que fue detectada por el SCADA. Para el ejemplo particular que se ilustra en la figura, se considerará que el Timestamp de envío de instrucción es 11:44:11.00, lo que resultaría en un tiempo de inicio de activación de 1,44 seg y un tiempo de establecimiento de 7,84 seg.

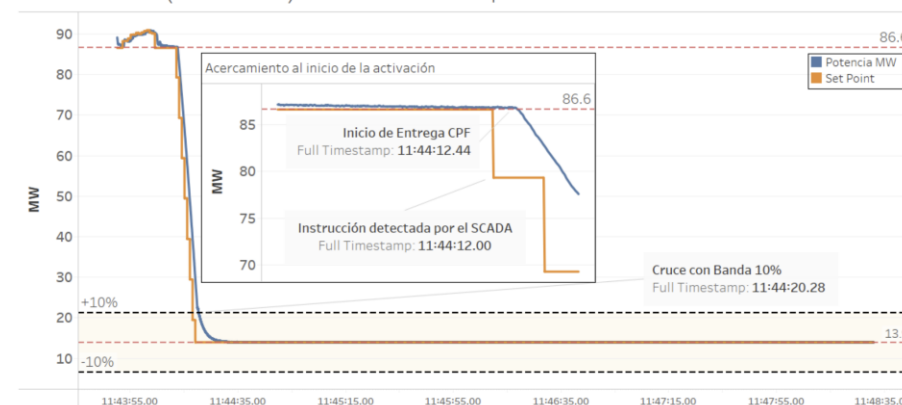
En la zona central, el apagón 25F se produjo prácticamente en 5 seg.

Prueba de CPF en central Luz del Norte

Escalón -0.2 Hz (P3=61 MW) - Estatismo 2% - Tiempos



Escalón +0.7 Hz (P2=86.6 MW) - Estatismo 2% - Tiempos



Armonizar la **aplicación del criterio N-1** definido en la NTSyCS con el requerimiento descrito en la definición de Contingencia Extrema (Artículo 1-7, n19)

Luego del *blackout* 25F, se observa un riesgo operacional que se mantiene, bajo las condiciones actuales del sistema, en particular en las capacidades vigentes de los EDAC/EDAG por Contingencia Extrema.

Interacción entre requerimientos que definen las capacidades de líneas críticas

Acción de control 1

El Artículo 5-6 de la NTSyCS establece que la planificación de la operación del sistema interconectado debe realizarse aplicando el Criterio N-1, en los términos definidos en el Artículo 5-7 de la NTSyCS.

Por su parte, el Artículo 5-7 de la NTSyCS establece que la aplicación del Criterio N-1 que realice el Coordinador deberá considerar en todos los estudios de programación de la operación establecidos en la NT, que una Contingencia Simple pueda ser controlada sin que sus efectos se propaguen al resto de las instalaciones del sistema interconectado, mediante el uso de los Recursos Generales de Control de Contingencias, salvo los SSCC de EDAG, ERAG o EDAC.

Acción de control 2

El Artículo 1-7, número 19, de la NTSyCS define **Contingencia Extrema** como: Falla de baja probabilidad de ocurrencia que afecta una o más instalaciones y que no puede ser controlada mediante los Recursos Generales de Control de Contingencias, debiéndose aplicar Recursos Adicionales de Control de Contingencias para evitar un Apagón Total.

Se entiende que la contingencia no puede ser controlada cuando ésta se propaga a las restantes instalaciones del SI, produciéndose la salida en cascada de otros componentes debido a sobrecargas inadmisibles, o a pérdida de estabilidad de frecuencia, ángulo y/o tensión.

A los efectos de la presente NT, son fallas de baja probabilidad de ocurrencia:

- a) las fallas o desconexiones intempestivas de transformadores de poder o secciones de barras (severidades 8 y 9);
- b) la falla que provoca apertura simultánea de ambos circuitos de una línea de doble circuito (severidad 6); o
- c) 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).



Capacidades de EDACxCE y EDAGxCE vigente

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 (Artículo 1-7, n19; NTSySC), que establece que **los RACC deben evitar un Apagón Total**.

El sistema solo debe operar en un nivel en que los RACC vigentes (implementados) puedan evitar un Apagón Total ante una Contingencia Extrema.

Artículo 6-28 (NTSyCS)

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, para el conjunto de contingencias simples (def. Artículo 5-32), a partir del Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión (ERST).

Artículo 6-29 (NTSyCS)

En el ERST, las restricciones serán la máxima potencia transmisible por el sistema que el CEN identifique como críticas para garantizar que frente a la ocurrencia de las contingencias (Artículo 6-28), se verifique a lo menos que:

- a) Las unidades generadoras no pierden el sincronismo.
- 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.
- c) No hay riesgo de inestabilidad de frecuencia.
- d) Se cumplan los estándares de SyCS.

Diseño de sistemas EDAG deben considerar apropiadamente el conflicto entre objetivos de control de frecuencia vs. control de tensión en un contexto de alta integración ERV

Se debe evitar que acciones del EDAGxCE afecten el control de tensión, de frecuencia, inercia y fortaleza de red del sistema eléctrico en un contexto de alta penetración de generación basada en inversores.

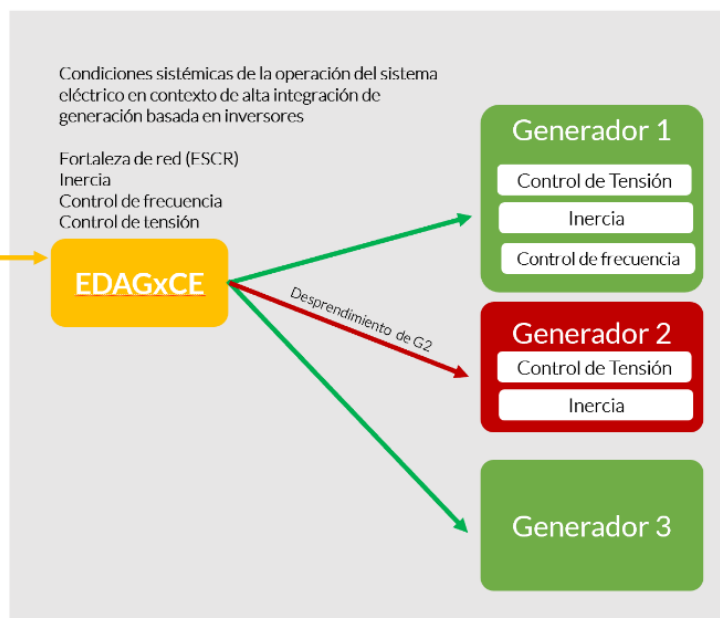
En el contexto actual de operación con alta integración de ERV basada en inversores, los recursos técnicos de control dinámico de tensión se disponibilizan principalmente mediante activos térmicos e hidroeléctricos, que también aportan inercia y fortaleza de red al sistema.

Dependiendo de la condición de despacho, estos activos podrían estar aportando también recursos para CPF y CSF. Además, se debe verificar que 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.

Desafío en configuración de EDAGxCE en un contexto de alta integración de generación basada en inversores

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

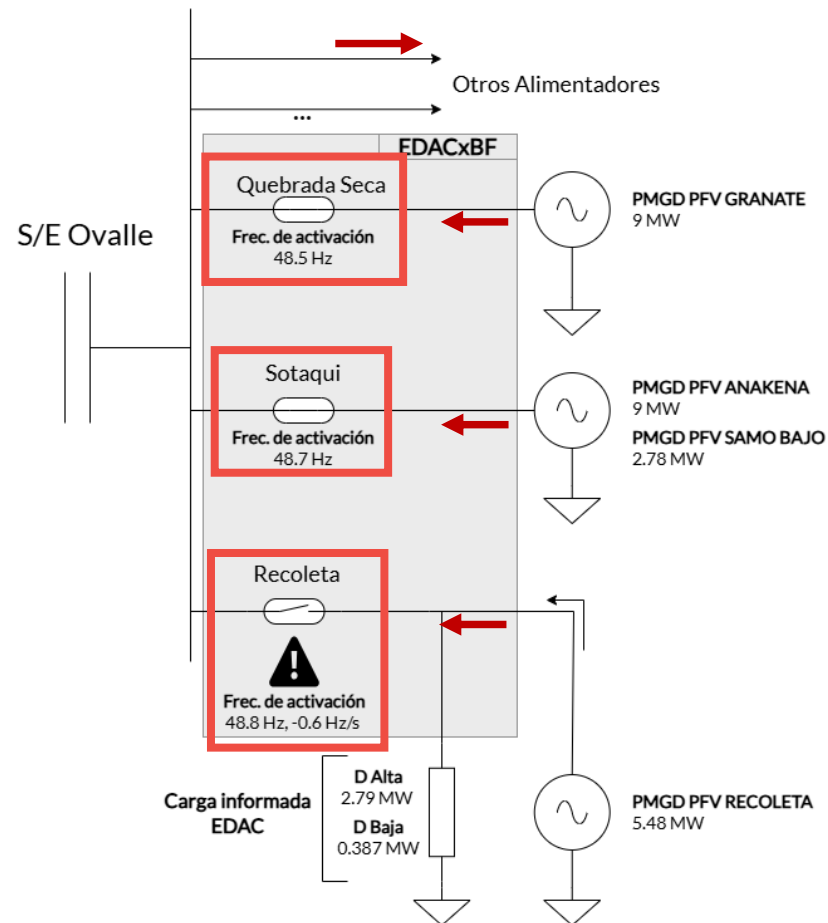


Si las acciones del EDAGxCE desprenden generación que están aportando con dichos recursos al sistema interconectado, entonces posteriormente se debilitará al sistema eléctrico y es posible que no se cuente con los recursos necesarios para posteriormente controlar tensión y frecuencia, y se produzca un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

Cambios en la dinámica de la red de distribución pueden provocar una activación contraproducente **del EDACxBF** en alimentadores con generación distribuida

inodú

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



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

Caso

El EDACxBF puede actuar en tres alimentadores de dicha subestación (**Quebrada Seca, Sotaqui y Recoleta**). En cada uno se ha conectado generación PMGD con una capacidad mayor que la demanda observada en el alimentador, por lo que se revierte el flujo. En caso de activarse el EDACxBF, se está desprendiendo generación, **empeorando** la condición del sistema.

La definición incompleta de **requerimientos regulatorios** en normas técnicas favorece el **inodú** diseño y actualización de EDACxBF sin considerar el efecto de PMGD

La definición actual de requerimientos en la NTCO PMGD y NT SSCC inducen el diseño y mantención de EDACxBF que tienen un comportamiento inadecuado en un contexto de alto desarrollo de PMGD.

1. NTCO 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. NT 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 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 SSCC no establece requisitos completos respecto de verificación de capacidades y riesgos en EDACxBF. 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. 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 EDACxBF. 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. AT: Los requerimientos del Anexo Técnico no consideran PMGD ni equipamientos de generación (**Ley 20571**).

Necesidad de especificar requerimientos para inversores *grid forming*

inodú

Requisitos Técnicos Mínimos para Recursos Basados en Inversores *Grid-Forming*



Entre las observaciones generales planteadas se encuentra:

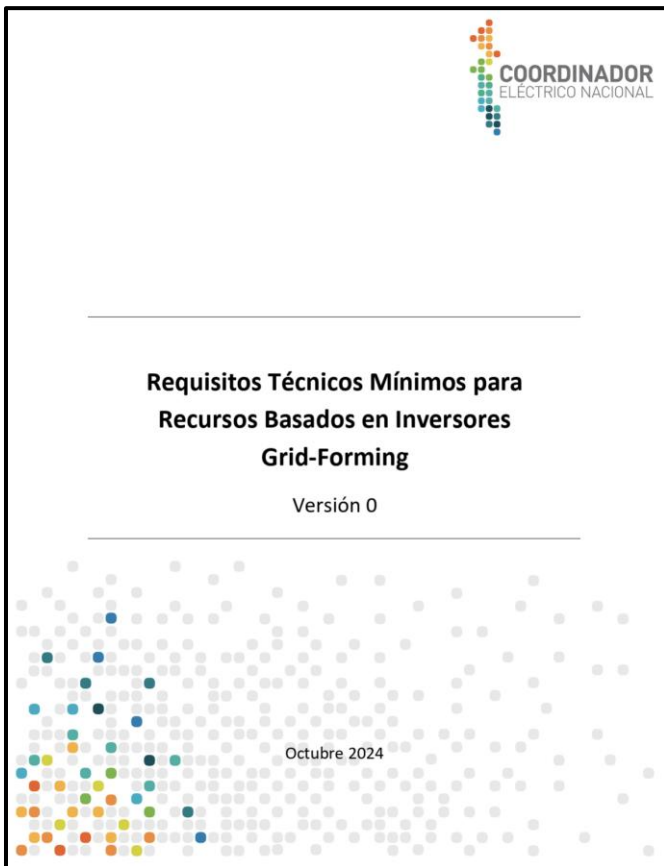
Identificación del Capítulo y/o Sección observado	Número de página	Observación	Propuesta de modificación
3.1 Autonomía y sincronismo	9	<p>En la sección 3.1 "Autonomía y sincronismo" se indica "Un IBR GFM debe proporcionar soporte de fortaleza del sistema a los IBRs GFL cercanos, mejorando su estabilidad y desempeño durante y posterior a perturbaciones en el sistema eléctrico".</p> <p>Los antecedentes proporcionados no permiten determinar el alcance del requerimiento: "debe proporcionar soporte de fortaleza del sistema a los IBRs GFL cercanos"</p>	Es deseable precisar el requerimiento "debe proporcionar soporte de fortaleza del sistema a los IBRs GFL cercanos"
3.2 Operación en Isla	9	<p>En la sección 3.2 "Operación en Isla" se indica "Los IBRs GFM deberán transitar de forma suave y estable de una operación en red a una operación en isla y viceversa".</p> <p>El documento no describe los atributos que serán monitoreados ni los requerimientos mínimos asociados a dichos atributos para calificar la transición como "suave y estable".</p>	Se sugiere definir cuáles serán los atributos y los requisitos técnicos mínimos asociados a dichos atributos para calificar la transición como "suave y estable".
3.4 Operación en condiciones de baja fortaleza de la red	10	<p>En la sección 3.4 "Operación en condiciones de baja fortaleza de red" se indica "Los IBRs GFM deberán operar de manera estable cuando estén conectados a una red débil".</p> <p>No se ha definido qué es una red débil.</p>	<p>Se sugiere definir el concepto de "red débil" en función de los atributos de un sistema eléctrico.</p> <p>Se sugiere indicar cómo serán establecidos los requerimientos técnicos mínimos para inversores GFM en función de estos atributos.</p>

Las observaciones son generales debido a que el nivel de definición de requerimientos que se ha planteado hasta el momento para inversores *grid-forming* es general

Necesidad de especificar requerimientos para inversores *grid forming*

inodú

Requisitos Técnicos Mínimos para Recursos Basados en Inversores *Grid-Forming*



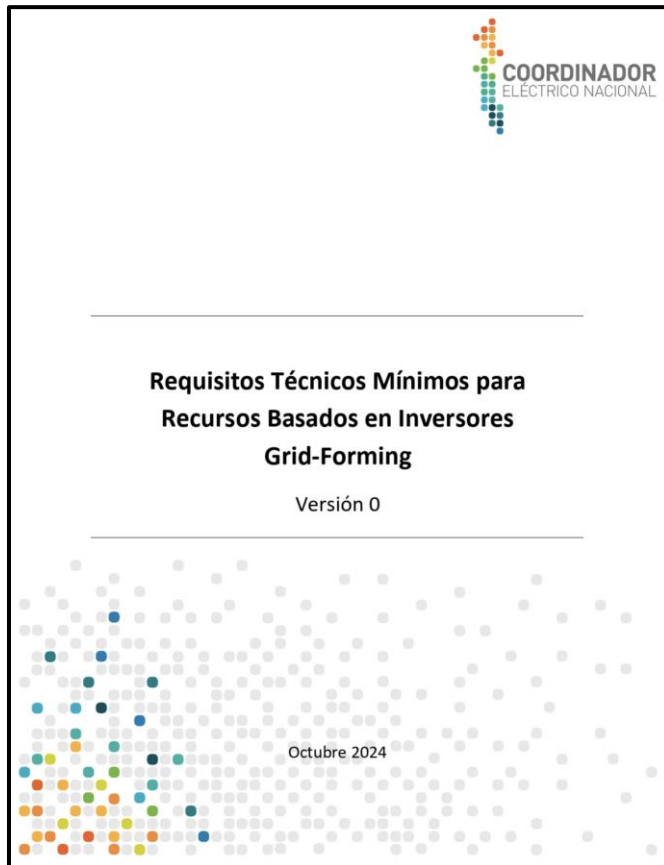
Entre las observaciones planteadas se encuentra:

Identificación del Capítulo y/o Sección observado	Número de página	Observación	Propuesta de modificación
3.7 Control de potencia activa y respuesta ante desviaciones de frecuencia	11	<p>En la sección 3.7 “Control de potencia activa y respuesta ante desviaciones de frecuencia” se indica “Más allá del periodo de tiempo <u>subtransitorio</u>, se espera que el IBR GFM responda a los ajustes de frecuencia mediante controladores internos o externos para compartir potencia (estatismo) con otros recursos. En <u>periodos de tiempo más largos</u>, y dependiendo del recurso de energía disponible del IBR GFM, se podría restringir la capacidad de entregar potencia activa de forma sostenida.”</p> <p>Los requerimientos mínimos de tiempo en que el recurso debe ser sostenido debe estar en línea con la definición de SSCC establecida en el Informe de Definición de SSCC.</p>	Se sugiere indicar que los requerimientos mínimos de tiempo en que el recurso debe ser sostenido para inversores GFM debe respetar lo indicado en el Informe de Definición de SSCC.

Las observaciones son generales debido a que el nivel de definición de requerimientos que se ha planteado hasta el momento para inversores *grid-forming* es general

Necesidad de especificar requerimientos para inversores *grid forming*

Requisitos Técnicos Mínimos para Recursos Basados en Inversores *Grid-Forming*



3.10 Desempeño y requisito de sobredimensionamiento

Algunos de los requisitos de desempeño dependen en gran medida de la corriente nominal del IBR GFM, más específicamente, de la existencia de una capacidad de corriente adicional por razones de estabilidad. Esta capacidad adicional puede ser de corriente activa o reactiva, y en el caso de la corriente activa, se requiere de una reserva de energía en el lado de corriente continua (por ejemplo, un BESS).

Incluso bajo operación normal, la provisión de corrientes asimétricas (sección 3.8) requiere un margen en la corriente, ya que al menos una fase tendría que proporcionar una corriente más alta para contrarrestar la asimetría.

En condiciones anormales de operación, la respuesta para algunos requisitos podría depender de la capacidad de corriente para mantener la característica de fuente de tensión, y el no contar con esta capacidad podría ser perjudicial para la estabilidad del sistema.

El beneficio de contar con una capacidad o sobrecapacidad de corriente garantizada podría tener un costo adicional. Por otro lado, la falta de dicha sobrecapacidad garantizada podría impedir resolver problemas de estabilidad en determinadas condiciones.

Las observaciones son generales debido a que el nivel de definición de requerimientos que se ha planteado hasta el momento para inversores *grid-forming* es general

Necesidad de especificar requerimientos para inversores *grid forming*

Requisitos Técnicos Mínimos para Recursos Basados en Inversores *Grid-Forming*

- 2.1.** While the voltage at the high-side of the main power transformer remains within the continuous operation region as specified in Attachment 1, each IBR shall:
- 2.1.1** Continue to deliver the pre-disturbance level of Real Power or available Real Power⁴, whichever is less.⁵
 - 2.1.2** Continue to deliver Reactive Power up to its Reactive Power limit and according to its controller settings.
 - 2.1.3** Prioritize Real Power or Reactive Power when the voltage is less than 0.95 per unit, the voltage is within the continuous operating region, and the IBR cannot deliver both Real Power and Reactive Power due to a current limit or Reactive Power limit, unless otherwise specified through other mechanisms by an associated Transmission Planner, Planning Coordinator, Reliability Coordinator, or Transmission Operator.

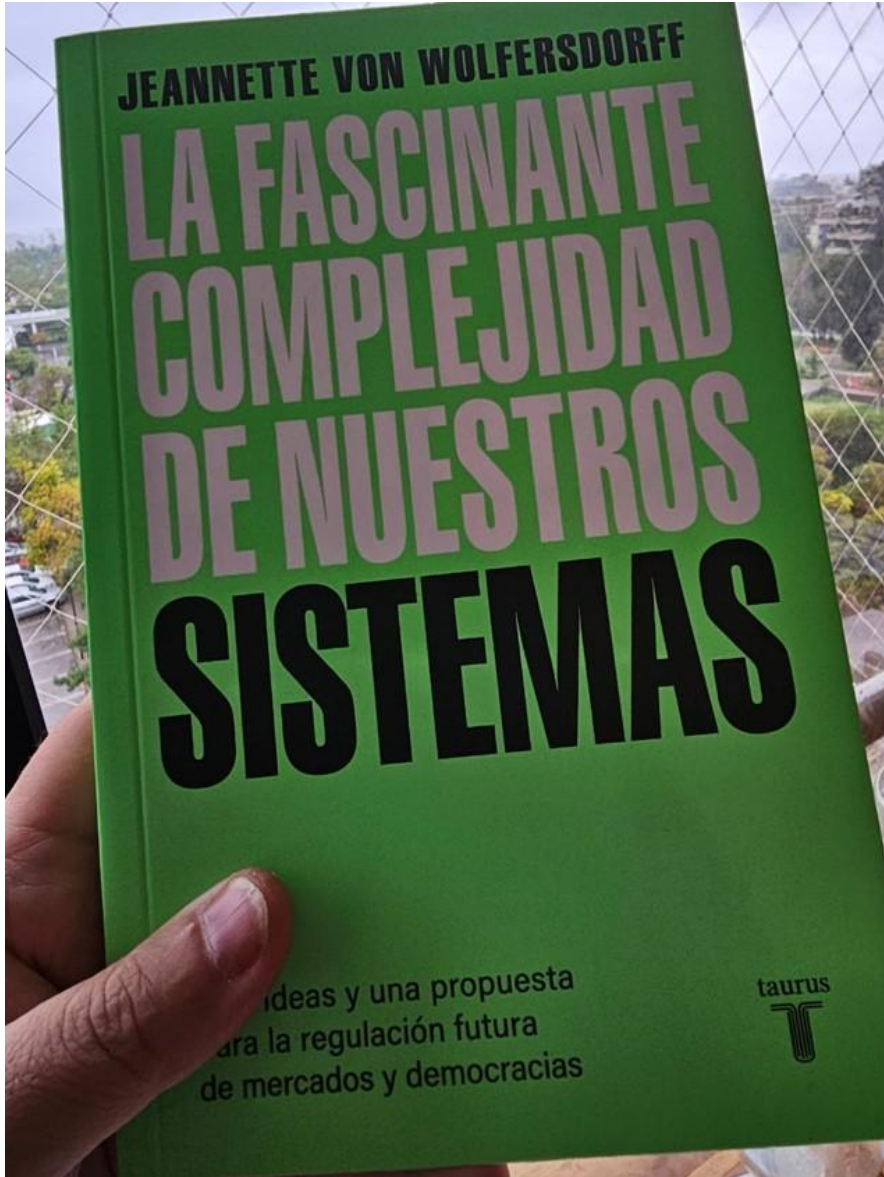
¿Qué se priorizará? ¿Cuáles son las implicancias para el sistema, por ejemplo, necesidades de CPF/CRF?

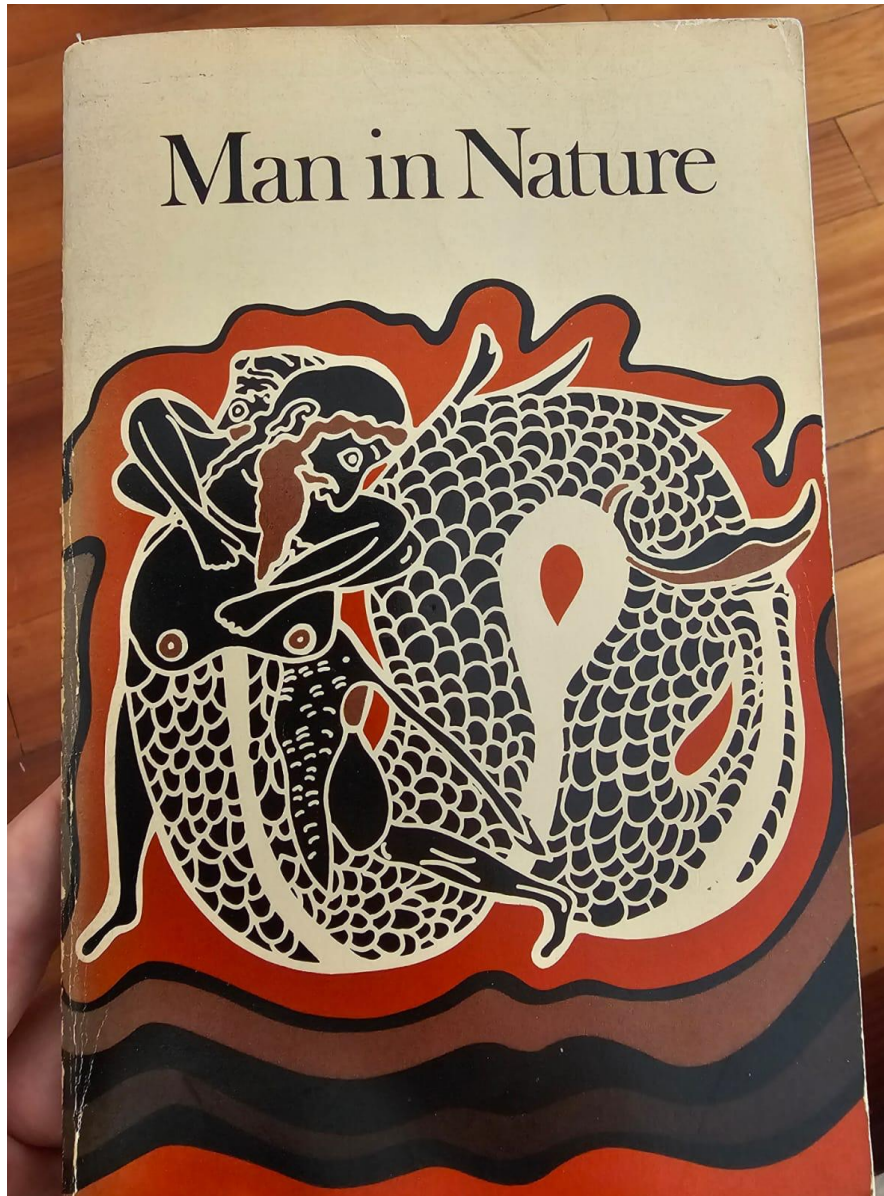
Entre las observaciones planteadas se encuentra:

Identificación del Capítulo y/o Sección observado	Número de página	Observación	Propuesta de modificación
General		<p>En el contexto de la orden FERC 901, la NERC publicó hace unas semanas un adelanto, correspondiente a una primera etapa, de requerimientos para inversores.</p> <ul style="list-style-type: none"> PRC-024-4 — Frequency and voltage protection settings for synchronous generators, Type 1 and Type 2 wind resources, and synchronous condensers. PRC-028-1 — Disturbance monitoring and reporting requirements for inverter-based resources. PRC-002-5 — Disturbance monitoring and reporting requirements. PRC-030-1 — Unexpected inverter-based resource event mitigation. PRC-029-1 — Frequency and voltage ride-through requirements for IBRs. <p>Es deseable revisar estos antecedentes y considerarlos en las materias que correspondan.</p>	Es deseable revisar los nuevos antecedentes publicados por la NERC y considerarlos en aquellas materias que correspondan.

Las observaciones son generales debido a que el nivel de definición de requerimientos que se ha planteado hasta el momento para inversores *grid-forming* es general

inodú





“We pretend that **technology**, our technology, is something with a life force, a will, and a thrust of its own, on which we can blame all, with which we can explain all, and in the end by means of which we can excuse ourselves.”

Eventos posteriores al 25F evidencian vulnerabilidades emergentes en el Sistema.

La norma técnica requiere mejoras que van más allá de sólo considerar requerimientos para inversores *grid forming*.

inodú

inodú