

ANÁLISIS DE CONDICIONES OPERACIONALES Y POSTERIOR COLAPSO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL ANTE APERTURA EN LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN NUEVA MAITENCILLO – NUEVA PAN DE AZÚCAR 2X500 KV

1 Introducción

En este documento se desarrollará un análisis de las características sistémicas del evento ocurrido el 25 de febrero de 2025 ("25F"), según lo indicado en el documento EAF 089/2025 elaborado por el Coordinador Eléctrico Nacional. Para ello, es fundamental abordar los principales conceptos que implican el análisis de este tipo de eventos, distinguiendo sus momentos, para comprender las posibles causas de este.

Además, de la información publicada en el EAF, se contrasta con la planificación de los diversos recursos que debía contar el sistema para contener la propagación de la Contingencia Extrema.

Los resultados aquí presentes y que se ponen en conocimiento del Coordinador, buscan contribuir a que se fortalezcan los análisis propios y más amplios que corresponden al Coordinador, para la operación segura del Sistema Eléctrico Nacional ("SEN").

Finalmente, debemos hacer notar que este análisis tomó información disponible al público sobre los procesos (a cargo del Coordinador) de planificación, programación y operación del sistema interconectado chileno.

1.1 Análisis de un Apagón Total

En el artículo 1-3, N°3 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) se define un Apagón Total como el *"Desmembramiento incontrolado de un SI a consecuencia de una perturbación que conduce a una pérdida mayor o igual a un 70% de la demanda del SI que se abastecía al momento de ocurrir la perturbación."*

En el 25F se pueden distinguir tres momentos, los cuales se muestran a continuación:

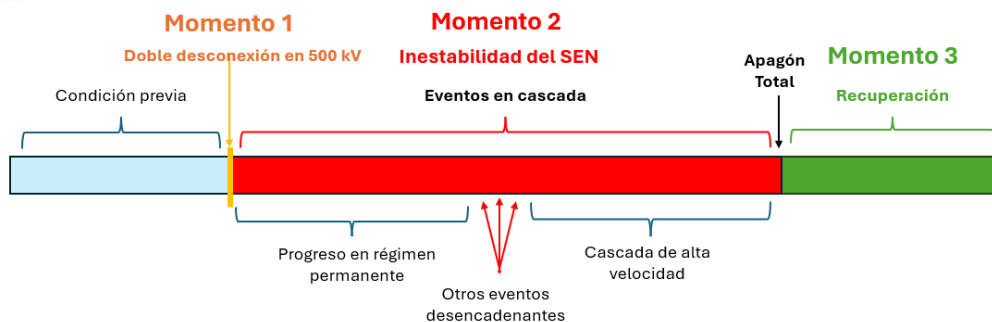


Figura 1-1: Fases de un apagón total.

Según lo anterior, es de importancia analizar el EAF para establecer las posibles causas del Apagón Total, según (1) las condiciones previas a la desconexión, (2) Disponibilidad de recursos adicionales para

controlar la inestabilidad del sistema y (3) la recuperación de este. Para ello, se muestra el siguiente diagrama que facilita la revisión del documento, referido a las secciones del EAF.

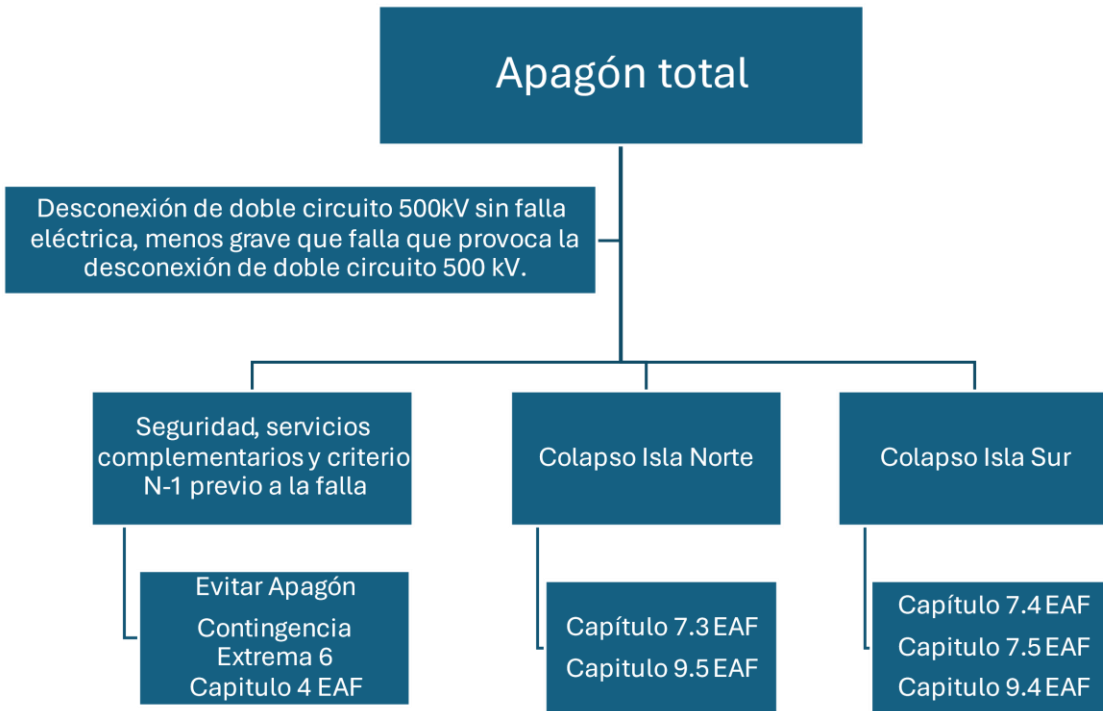


Figura 1-2: Diagrama conceptual apagón total y EAF.

2 Condiciones previas a la falla – Capítulo 4 EAF.

2.1 Operación segura, criterio N-1

En revisión de los criterios de seguridad y confiabilidad aplicables a los sistemas eléctricos de potencia a nivel mundial, se encuentran diferentes definiciones, sin embargo, la NTSyCS es muy clara sobre cuáles de estos criterios deben aplicarse para la correcta planeación y operación del Sistema interconectado (SI) y es así como define:

Criterio N-1: “Criterio de seguridad utilizado en la planificación del desarrollo y operación de un SI que garantiza que, ante la ocurrencia de una Contingencia Simple, sus efectos no se propaguen a las restantes instalaciones del SI provocando la salida en cascada de otros componentes debido a sobrecargas inadmisibles, o a pérdida de estabilidad de frecuencia, ángulo y/o tensión”.

Asimismo, la reglamentación vigente prevé:

Contingencia Extrema “la 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)**”.*

En el sistema eléctrico chileno, el criterio de contingencia extrema se sobrepone al criterio N-1 en situaciones donde la seguridad y estabilidad del sistema están en riesgo debido a eventos de mayor severidad y es así como en el artículo 5-33 de la NTSyCS se menciona que:

“En Estado Normal, las Contingencias Extremas que deberán ser consideradas por el Coordinador y superadas evitando el Apagón Total del SI, logrando al final del transitorio de falla el cumplimiento de los estándares definidos para el Estado de Emergencia TÍTULO 5-8 a TÍTULO 5-11, serán las de Severidad 6, 7, 8 y 9, admitiendo en caso necesario la utilización de Recursos Generales y Adicionales de Control de Contingencias.”.

Esta norma mandata **al Coordinador realizar los análisis para identificar las contingencias extremas que se pueden presentar y superarlas para evitar el Apagón Total**, para lo cual deberá utilizar los recursos generales y adicionales de control de contingencias.

De acuerdo con lo anterior, el Coordinador identificó dentro del estudio del Plan de Defensa contra Contingencias, aquellas que pueden resultar críticas o extremas, y en este sentido **estableció como extremas las fallas que provocan la apertura simultánea de ambos circuitos de una línea de doble circuito entre las subestaciones Changos y Polpaico**, lo cual incluye el tramo de la línea de 500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar. A partir de ello, el Coordinador debe considerar esta contingencia en operación normal y superarla para evitar el apagón total.

Para el caso particular del evento del 25F se presentó una desconexión doble de la línea, sin que existiera una falla eléctrica, condición menos exigente para el sistema. Esto permite concluir que, de acuerdo con lo definido en el artículo 5-33 de la NTSyCS, **si se debía superar una contingencia extrema utilizando recursos generales y adicionales de control de contingencias, con mayor razón se debería haber superado una desconexión doble sin falla eléctrica en la misma línea que había sido objeto de análisis en el Plan de Defensa contra Contingencias en todas sus versiones (2019, 2020 y 2024) y en el estudio “Análisis de la Operación de los Sistemas SIC – SING Interconectados (2017).**

Se observa en la NTSyCS que hay una exigencia clara frente al control de la frecuencia ante la ocurrencia de contingencia extrema, artículo 5-36, que, según lo evidenciado en el evento, no se cumplió. En adición,

tampoco hay claridad en los estudios de la consideración del efecto e impacto de la generación menor variable y en general de los pequeños medios de generación distribuida (PMGD).

Artículo 5-36 “En el caso que una Contingencia Simple o Extrema dé lugar a una condición de sobrefrecuencia, el incremento transitorio de la frecuencia deberá ser controlado prioritariamente con los recursos asociados a los Servicios de Control de Frecuencia, y en la medida que sea necesario, deberán implementarse los EDAG, ERAG y/o Sistemas de Protección Multiárea que impidan que la frecuencia alcance valores tales que se activen las protecciones contra sobrefrecuencia y/o sobrevelocidad con que están equipadas las instalaciones que participen en la prestación.”

2.1.1 Operación con Don Héctor abierto

En relación con lo anterior, el Coordinador en la página 153 y 266 del EAF, afirma: “Instantes previos a la desconexión de ambos circuitos de la línea 2x500 kV Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar por operación de protecciones, el SEN operaba de manera estable y con criterio de seguridad N-1 sobre dicha línea de transmisión, con una transferencia de potencia en el sentido norte - sur de 1800 MW.”

Sin embargo, 2 párrafos más abajo afirma de una condición especial de operación en la subestación Don Héctor, “Los interruptores 52J3, 52J6, 52J7 y 52J10 de S/E Don Héctor operaban abiertos por control de transferencias en la línea 2x220 kV Don Héctor - Punta Colorada”. Dicha topología es **una condición especial de operación que desenmalla uno de los doble circuitos paralelos al enlace de 500 kV y degrada el sistema** tal como se muestra a continuación:

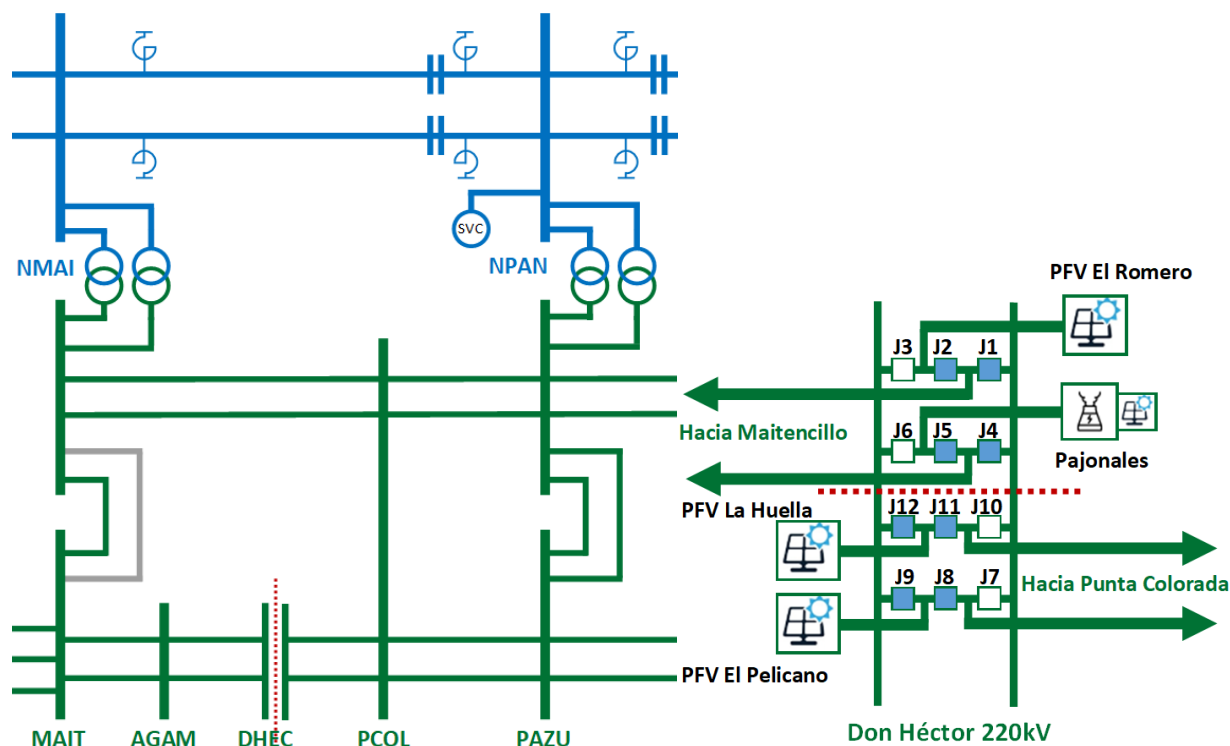


Figura 2-1: Diagrama unilíneal zona de influencia y operación descrita de S/E Don Héctor

En el Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión (“ERST”) se estudian los límites de transmisión con el criterio de seguridad N-1, verificándose que: *“para la condición de mayor restricción de la instalación evaluada, el comportamiento del sistema cumple con las exigencias estáticas y dinámicas que se establecen en el Capítulo 5 de la NTSyCS para estado normal y estado de alerta, y que se indican a continuación:*

- *Factor de amortiguamiento de las oscilaciones de potencia activa (mayor a 5%).*
- *Niveles de tensión aceptables en régimen permanente*
- *Preservar la operación sincronizada de generadores, verificando la condición de estabilidad angular.*
- *Preservar la estabilidad de la tensión”*

Es relevante destacar que operar el sistema con uno de los doble circuitos de 220kV abierto (consecuencia de la topología de operación descrita por el Coordinador), tiene un impacto directo en las 4 exigencias anteriores. Además, dicha condición es comparable a operar directamente con una condición N-2, es decir, con dos líneas de transmisión menos, **por lo que dicha condición de operación debiese considerar un estudio específico para este caso**, tal como se detalla en el ERST:

*“Por otro lado, los límites operacionales determinados en el presente estudio pueden variar, principalmente debido a las condiciones topológicas y las características del despacho de generación (Inercia, monto y distribución de la reserva de potencia activa y reactiva) que se presenten en la operación real, por lo que dichos límites son sólo de carácter referencial. En consecuencia, las limitaciones que se apliquen a la operación real estarán supeditadas a las condiciones particulares de operación del SEN que se prevean en el corto plazo, **las que serán determinadas por estudios específicos en cada caso.**”* (el destacado es nuestro).

A pesar de lo anterior, en el estudio de restricciones dicha topología no está considerada para la obtención de los límites de transmisión con el criterio N-1, ni existe evidencia de alguna minuta o estudio específico que considere esta topología particular de operación con la red degradada, salvo que el Coordinador la tenga y no la haya hecho pública.

2.1.2 Control primario de frecuencia

Según los datos mostrados en la página 153 en el EAF respecto a la Regulación de Frecuencia, y al programa de generación mostrado en el anexo 1 del mismo, la siguiente tabla resume la ubicación, zona y potencia desconectada de los parques de generación eléctrica participantes en el control primario y secundario de frecuencia:

Isla	Zona	Tipo	Central	Hora desconexión	Potencia desconectada [MW]	Control
Isla Norte	Norte Grande	Eólico	PE Llanos del Viento	15:20	131	CSF Subida
		Eólico	PE Cerro Tigre	15:20	88	CSF Subida
	Norte Chico	Solar	PFV Almeyda	15:20	25	CSF Subida
		Solar	PFV Conejo	15:20	91	CSF Bajada
		Solar	PFV El Romero	15:18	152	CSF Bajada
Isla Sur	Centro	Hidraulico	HE Cipreses U1	15:16	17	CPF, CSF Bajada
	Sur	Eólico	PE Malleco Norte	15:16	83	CSF Bajada
		Eólico	PE Malleco Sur	15:16	79	CSF Bajada
		Eólico	PE Lomas de Duqueco	15:16	23	CSF Bajada
		Hidraulico	HE El Toro	15:16	256	CPF

Tabla 2-1: Control primario y secundario de frecuencia.

Es de especial atención tener en cuenta que todas las máquinas participantes en el control primario de frecuencia se encontraban en la isla sur. Con esto se revelan 2 puntos importantes tanto para la isla norte como para la isla sur:

- Isla Norte: De la tabla mostrada es evidente que ninguna de las máquinas participantes del control primario de frecuencia estaba considerada en esta isla, esto dificulta de sobremanera mantener el balance carga-generación de dicha isla por un tiempo sostenido, punto relevante a estudiar en el colapso de dicha isla, y que es resaltado dentro del EAF que durante los 4 minutos dicha isla se sostiene.
- Isla Sur: Si bien las únicas máquinas participantes del control primario de frecuencia se encontraban en la isla sur, es importante mencionar la baja cantidad de máquinas prestadoras de este servicio. A ello, se debe sumar lo mencionado en la página 321 del EAF: *“demuestran por una parte que el aporte comprometido por los clientes libres en la isla sur tuvo un importante déficit del orden de 322.4 MW...”* ; *“...Lo anterior, implica reducción de los recursos disponibles para el control de contingencias lo que limitaría la recuperación de la frecuencia en la isla sur...”* , *“...De acuerdo con la información entregada, es necesario analizar la menor desconexión de carga, por un monto del orden de 564.7 MW...”*.

Lo anterior da cuenta de que los recursos generales, en este caso asociados al control de frecuencia, sumados a los recursos adicionales de control de contingencias no fueron suficientes para evitar el apagón total ante la desconexión del doble circuito en 500 kV, como lo exige el artículo 5-33 de la NTSyCS.

2.2 Servicios Complementarios

Teniendo en cuenta lo dispuesto en la Norma Técnica de Servicios Complementarios (NTSSCC) que en general, refiere a la realización de los siguientes estudios:

- Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva.
- Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas.
- Estudio de Esquemas de Desconexión de Carga y Generación.
- Estudio de Plan de Defensa contra Contingencias.

- Estudio de Plan de Recuperación de Servicio.

Y en particular, que el Coordinador según título 1-2 de la NT SSCC tiene la responsabilidad, entre otras, de: *“Preservar la seguridad del servicio en el SEN, coordinando la prestación de los SSCC, de acuerdo a los mecanismos de materialización que defina en el Informe SSCC e instruyendo la prestación directa y obligatoria cuando la seguridad del sistema lo requiera”.*

Y que según lo dispuesto en el título 3-1 de la NT SSCC, Artículo 3-8 Zonas de requerimiento de los SSCC, se resalta que, para dar cumplimiento a los estándares de seguridad y calidad de servicio, el Coordinador debería considerar la formación de subsistemas producto de la desconexión o limitación de instalaciones de transmisión, como se indica a continuación:

“Con el objeto de dar cumplimiento a los estándares de seguridad y calidad de servicio, el Coordinador podrá definir zonas específicas del SEN donde deberán estar ubicadas las instalaciones que entreguen la prestación de recursos técnicos de SSCC, teniendo en consideración, al menos, los siguientes aspectos:”

- **Formación de subsistemas producto de la desconexión o limitación de instalaciones de transmisión.**
- **Zonas del SEN en que se identifique mayor escasez de un determinado recurso técnico de SSCC.**
- **Requerimientos de Inercia del sistema.**

Que, el artículo 3-20 de la NT SSCC en relación con *“Análisis probabilísticos para el dimensionamiento de la reserva de CRF y CPF”* indica lo siguiente en su segundo párrafo:

“A efectos de determinar los rangos de pérdida de potencia activa y el número de veces de ocurrencia anual, el Coordinador utilizará la estadística de fallas de desconexión intempestiva de instalaciones de que disponga de los últimos cinco años. En caso de no contar con estadísticas para una instalación podrá utilizar las estadísticas de instalaciones del SEN que sean similares o estadísticas internacionales. Para efectuar esta evaluación el Coordinador podrá considerar la posibilidad de ocurrencia de contingencias múltiples siempre que estas tengan un origen común” (el subrayado es nuestro).

Que, según el Título 3-6, Artículo 3-31, numerales a. y e., el Coordinador deberá:

“a. Determinar las reservas de potencia reactiva necesarias para hacer frente a las contingencias más probables, así como también las contingencias más críticas del SEN”

“e. Determinar el margen de reactivos requeridos para evitar un eventual colapso de tensión”

Que, el artículo 3-40, *“Consideraciones para el diseño de EDAC por subfrecuencia y subtensión”* en su numeral c. indica que para el diseño del EDAC:

“c. La activación de la última etapa del EDAC por subfrecuencia deberá cubrir la contingencia más severa probable, entendiéndose por tal, una falla con una tasa de ocurrencia de hasta una vez cada 5 años. Esta contingencia puede estar dada por la pérdida de un bloque de generación, la desconexión de un tramo del sistema de transmisión, sean que se trate de instalaciones existentes o de instalaciones que entren en operación en el horizonte de evaluación del Estudio de Desconexión de Carga y de Generación”.

Que, el artículo 3-48 de *“Recursos Generales y Adicionales”* indica que:

“Como resultado del Estudio de Plan de Defensa contra Contingencias, el Coordinador también podrá requerir la implementación de EDAC, ERAG o EDAG adicionales a los requeridos de acuerdo al TÍTULO 3-7 de la presente NT y Sistemas de Protección Multiárea, que se requieran como Recursos Adicionales para el Control de Contingencias Críticas o Extremas”.

En consecuencia, con las normas citadas, y en concordancia con el artículo 5-33 de la NTSyCS, se pone en evidencia que el SEN debía contar con los mecanismos y en general los servicios complementarios, acciones adicionales, dispuestos para evitar el apagón total, y en particular, basados en los hechos del evento del 25 de febrero, para evitar en general alcanzar el colapso total de las islas que se conformaron una vez aconteció el evento de apertura de las líneas.

Es de resaltar, que desde el año 2020 a la fecha del evento, se tuvieron 4 eventos de desconexión forzada simultánea de dos circuitos en todo el enlace de 500 kV norte de las tres empresas que operan dichos activos, lo que da una probabilidad de 0,8 contingencias de este tipo por año. La tabla siguiente muestra tales contingencias, en que solo una fue en la línea de Interchile S.A.

N°	Día del evento	Hora inicio	Desconexiones forzadas doble circuito
1	jueves, 19 de marzo de 2020	16:26	NUEVA MAITENCILLO - NUEVA PAN DE AZÚCAR 500KV C1 y C2
2	sábado, 19 de marzo de 2022	3:14	CUMBRE – NUEVA CARDONES C1 y C2
3	domingo, 5 de junio de 2022	21:17	LOS CHANGOS – CUMBRE 500KV C1 y C2
4	martes, 4 de abril de 2023	17:26	LOS CHANGOS – CUMBRE 500KV C1 y C2

Tabla 2-2: Eventos de desconexión forzada en doble circuitos en troncal de 500kV

A continuación, se desarrolla -a partir de hechos y datos- del informe de análisis de falla del Coordinador, las afirmaciones presentadas.

2.2.1 EDAC

Según la evolución de la gráfica de frecuencia de la isla sur en el evento, el EDAC fue insuficiente para recuperar la frecuencia a niveles admisibles para evitar el apagón total. Teniendo en cuenta el punto operativo con transferencia (de cerca de 1800MW entre las subestaciones Nueva Maitencillo 500 kV y Nueva Pan de Azúcar 500 kV) que ya significaba un nivel por encima de los niveles de seguridad para evitar el apagón total, según diferentes estudios que había realizado el Coordinador[12]. Es decir, **el Coordinador conocía o debía conocer que, en dicho nivel de transferencia, ante la falla y posterior apertura de ambos circuitos en 500kV (condición más severa que la apertura de ambos circuitos sin falla eléctrica), generaría una condición muy exigente para la seguridad de todo el SEN y que, según la normativa que le aplica, dicha condición debía ser atendida para evitar el apagón ante tal apertura.** A continuación, se resaltan varios hechos sobre la condición del EDAC el día del evento según el propio EAF, la NTSyCS, NTSSCC y los estudios del Coordinador.

- Claramente la actuación de las etapas del EDAC para recuperar la frecuencia de la isla sur, fue insuficiente y no logró los parámetros de desempeño requeridos para que no se diese la propagación del evento.

- b. Según el estudio vigente del EDAC en 2020, y el evento analizado de la falla en la línea 500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar el 19 de marzo 2020, el Coordinador conocía que el sistema de aquel momento con transferencias mayores a 1600 MW y actuación del EDAC, podía experimentar sobretensiones sobre los 1.1p.u. que agravarían la situación por desconexión de parques ERV¹. Se anota que, en comparación, la composición del SEN en 2020 vs 2025 tiene un contraste de generación renovable basada en inversores, con porcentajes menores al 20% en 2020 y llegando hasta 71% el día del evento (ver Tabla 3-1), lo que significa que en la actualidad la red tiene una condición de fortaleza inferior.
- c. Se observa en general que países con alto niveles de penetración de generación basada en inversores poseen un EDAC con mayores porcentajes en sus etapas y también con un total mucho mayor². A continuación, se contrastan los EDAC de Chile, Australia y Brasil.

País	Diseño EDAC																																										
Chile [6]	Tabla 5.13 EDAC por Subfrecuencia SEN <table> <tr> <th rowspan="2">Escalón</th> <th rowspan="2">Ajuste</th> <th rowspan="2">Monto de Carga [%]</th> <th colspan="2">Monto de Carga [MW]²³</th> </tr> <tr> <th>Mínimo</th> <th>Máximo</th> </tr> <tr> <td>Escalón 1</td> <td>48.9 [Hz]</td> <td>2</td> <td>132</td> <td>197</td> </tr> <tr> <td>Escalón 2</td> <td>48.7 [Hz]</td> <td>3</td> <td>197</td> <td>295</td> </tr> <tr> <td>Escalón 3</td> <td>48.5 [Hz]</td> <td>4</td> <td>263</td> <td>394</td> </tr> <tr> <td>Escalón 4</td> <td>48.3 [Hz]</td> <td>6</td> <td>395</td> <td>591</td> </tr> <tr> <td>Escalón 5</td> <td>49.0 Hz – -0.6 [Hz/s]</td> <td>5</td> <td>329</td> <td>492</td> </tr> <tr> <td>Escalón 6</td> <td>48.8 Hz – -0.6 [Hz/s]</td> <td>5</td> <td>329</td> <td>492</td> </tr> <tr> <td colspan="2">Total</td> <td>25</td> <td>1644</td> <td>2462</td> </tr> </table>	Escalón	Ajuste	Monto de Carga [%]	Monto de Carga [MW] ²³		Mínimo	Máximo	Escalón 1	48.9 [Hz]	2	132	197	Escalón 2	48.7 [Hz]	3	197	295	Escalón 3	48.5 [Hz]	4	263	394	Escalón 4	48.3 [Hz]	6	395	591	Escalón 5	49.0 Hz – -0.6 [Hz/s]	5	329	492	Escalón 6	48.8 Hz – -0.6 [Hz/s]	5	329	492	Total		25	1644	2462
	Escalón				Ajuste	Monto de Carga [%]	Monto de Carga [MW] ²³																																				
		Mínimo	Máximo																																								
	Escalón 1	48.9 [Hz]	2	132	197																																						
	Escalón 2	48.7 [Hz]	3	197	295																																						
	Escalón 3	48.5 [Hz]	4	263	394																																						
	Escalón 4	48.3 [Hz]	6	395	591																																						
	Escalón 5	49.0 Hz – -0.6 [Hz/s]	5	329	492																																						
	Escalón 6	48.8 Hz – -0.6 [Hz/s]	5	329	492																																						
Total		25	1644	2462																																							
@Australia [13]	<table> <tr> <th>Stage</th> <th>Initiation Threshold (Hz)</th> <th>Load Shed Quantity (%)</th> </tr> <tr> <td>1</td> <td>48.75</td> <td>15</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>48.50</td> <td>15</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>48.25</td> <td>15</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>48.00</td> <td>15</td> </tr> <tr> <td>5</td> <td>47.75</td> <td>15</td> </tr> </table>	Stage	Initiation Threshold (Hz)	Load Shed Quantity (%)	1	48.75	15	2	48.50	15	3	48.25	15	4	48.00	15	5	47.75	15																								
	Stage	Initiation Threshold (Hz)	Load Shed Quantity (%)																																								
	1	48.75	15																																								
	2	48.50	15																																								
	3	48.25	15																																								
	4	48.00	15																																								
5	47.75	15																																									

¹ ERV: Energía Renovable con recursos primarios Variables.

² Esto se debe a que cuando se presentan eventos en sistemas con alta penetración de IBRs (recursos basados en inversores) la respuesta de la frecuencia es mucho más rápida, es decir se presenta un “Rocof” más alto y por ejemplo, en eventos de sub frecuencia, el valor de caída de la misma es más profundo. Por eso, es importante reevaluar los valores del EDAC con esta penetración.



Brasil Sur [5]	ERAC – Sul				
	ÁREA	EMPRESA	ESTÁGIOS	PRINCIPAL (Frequência Absoluta)	CORTE DE CARGA (%)
				INSTANTÂNEO	
	SUL	Distribuidoras e Consumidores Livres da Região Sul	1º	58,50	7,5
			2º	58,20	7,5
			3º	57,90	10
			4º	57,60	15
			5º	57,30	15

Brasil Nordeste [5]	ERAC - Região Nordeste				
	ÁREA	EMPRESA	ESTÁGIOS	Frequência Absoluta (Hz)	CORTE DE CARGA (%)
				INSTANTÂNEO	
	REGIÃO NORDESTE	Distribuidoras e Consumidores Livres da Região Nordeste	1º	58,5	5
			2º	58,2	6
			3º	57,9	7
			4º	57,7	8
			5º	57,5	9

Tabla 2-3: Referencia diseño de EDAC internacionales.

2.2.2 Control de Voltaje

A nivel de control de voltaje, los escenarios base del estudio de control de tensión y requerimiento de potencia reactiva de 2024 [7], indicaban condiciones de despacho máxima de generación no convencional (ERV) de 68%. Sin embargo, al momento del evento del 25 de febrero, el valor era de 71% teniendo en cuenta los PMGD en operación en los niveles de distribución.

A continuación, se presentan observaciones respecto a las condiciones de operación durante el día del evento y a las premisas consideradas en el estudio mencionado.

- a. En general en el estudio ya mencionado, no se observan análisis tendientes a verificar el control de tensión y en general requerimientos de potencia reactiva en condiciones de formación de las islas norte y sur.
- b. Llama la atención que el estudio respectivo indica que “En todos los análisis, los parques ERV basados en inversores que fueron considerados para efectos de las simulaciones lo hicieron en modo de control PQ. Sin embargo, y dependiendo de las condiciones operativas, en el tiempo real los parques ERV podrían ser requeridos para realizar control dinámico de la tensión en modo PV”. Esta condición presenta alto riesgo ante la separación de sistemas, debido a que según el escenario y coincidente con lo ocurrido el 25 de febrero de 2025, las condiciones de control de tensión pueden ser insuficientes ante la pérdida de generación convencional por actuación de esquemas y las sobretensiones que, por ejemplo, se presentaron en el sistema de la isla norte.



Adicionalmente, los estudios de tensión y control de potencia reactiva no muestran las respuestas Voltage Ride Though (VRT) de los generadores basados en inversores que permiten evidenciar el comportamiento dinámico de estos generadores ante eventos de sub o sobretensión ya que a partir de estas respuestas se hacen los ajustes sistémicos.

- c. El estudio en cuestión preocupa porque no aborda la dinámica del control de voltajes ante contingencias. No presenta simulaciones que exhiban la recuperación y los fenómenos que, incluso, suponen los tipos de carga en mayor proporción de hoy día, con énfasis en sistemas de refrigeración, aires acondicionados residenciales en la época de verano que están bien documentados y que incluso ya se ha referenciado a Chile en colapsos de voltaje [1] por este tipo de cargas.

2.2.3 Fortaleza de Red e Inercia.

Los estudios disponibles por parte del Coordinador [9] y [11] evidencian que a 2025, sin la entrada de equipos complementarios como condensadores síncronos, la fortaleza de red tiene riesgos en múltiples subestaciones y se indica claramente “no es posible garantizar la fortaleza de red en el sistema” [9] . La condición descrita evidencia nuevamente que el punto de operación del SEN, el día del evento del 25 de febrero de 2025, está claramente documentado en el EAF [6] que había riesgos operativos sobre la fortaleza de red y ante niveles de alta penetración que tenían lugar durante el día.

Por otra parte, según el taller realizado por el Coordinador el 25 de enero del año 2022, sobre Estudios de Inercia y Cortocircuito [11], desde allí se daban alertas de la condición que se venía para 2025 sin la entrada en operación de por ejemplo condensadores síncronos, tal como se puede ver en la siguiente figura tomada de la presentación de dicho taller.

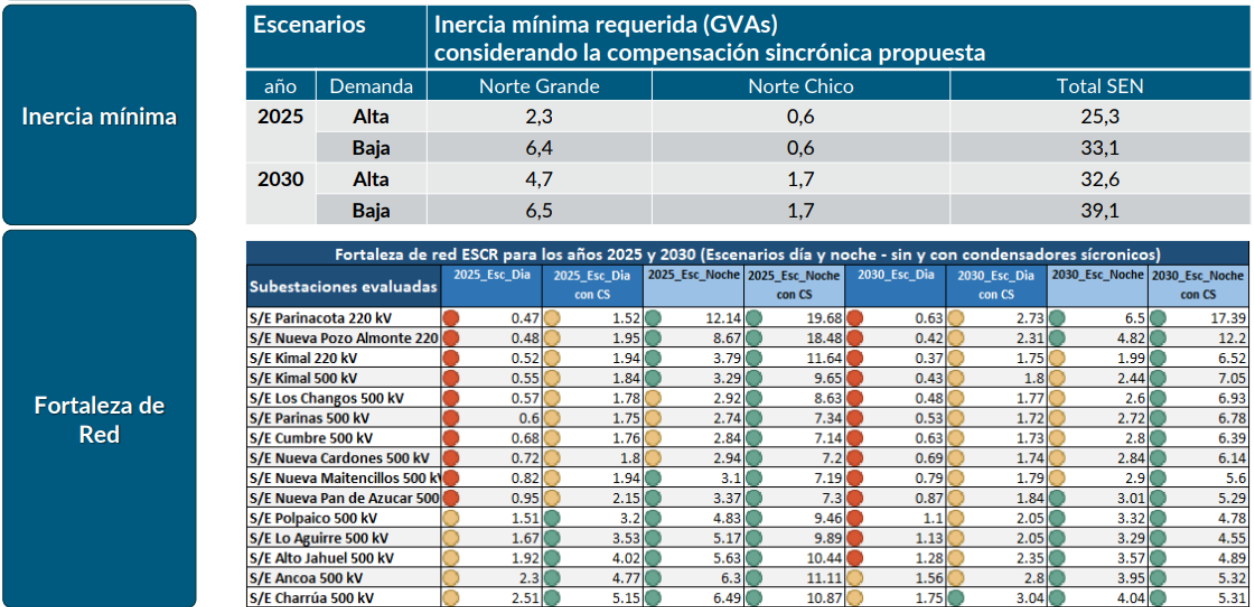


Figura 2-2: Niveles de fortaleza de red por barras en el SEN.

En relación a la inercia, el primer punto a resaltar según el documento de definición de requerimientos para el fortalecimiento de red [9], es la ausencia de consideración del efecto e impacto de la generación menor no convencional (PMGD) que, al momento del evento, según lo indicado por el Coordinador en el EAF [6], superaba los 2000 MW de generación. Este componente afecta directamente el desempeño del SEN ante un evento de contingencia extrema tipo 6 y en general a la respuesta del sistema.

Adicionalmente, no se evidencia en los estudios, un análisis de la asignación de inercia y su verificación detallada ante condiciones de operación en la isla del norte y del sur, verificando al mismo tiempo la validez de la inercia incluyendo posibles operaciones de esquemas de desconexión automática de generación EDAG. Es decir, la inercia debe ser verificada a niveles mínimos incluyendo la posible operación de esquemas EDAG y que permanezca la mínima fortaleza de red necesaria. Esto para cumplir con la NTSyCS evitando el colapso total por baja inercia – fortaleza de red teniendo como énfasis el lograr estabilidad en las variables de frecuencia y tensión.

2.3 PDCE incompleto e insuficiente

Cuando se presentó la salida de la línea 2 x 500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar, esta se encontraba transportando del orden de 1780 MW. Lo anterior, pese a que, en el Estudio del Plan de Defensa contra contingencias de junio de 2024, elaborado por el Coordinador Eléctrico Nacional, se establecía lo siguiente:

*“Además, se ha verificado que el rango de validez de la eficacia del PDCE Zona Norte para los tramos de 500 kV entre la subestación Nueva Maitencillo y Polpaico se mantiene en transferencias pre-contingencias de **hasta 1600 MW** en sentido NORTE – SUR y de 1000 MW en sentido SUR – NORTE.” (negrillas nuestras).*

Adicionalmente, tal como se evidencia en el documento anexo al Estudio de Plan de Defensa contra Contingencias, Respuestas a Observaciones al Informe Preliminar de junio de 2024, el Coordinador expresamente reconoció estar consciente del riesgo que implicaba transferir carga por encima de los 1600 MW, teniendo en cuenta que no contaba con recursos adicionales en el sistema. A continuación, citamos el texto de la observación de Enel y la respuesta correspondiente.

“Observación 1 Sección Evaluación eficacia del PDCE Zona Norte. Como resultados de los análisis de las contingencias de severidad 6 de los tramos de 500 kV de la zona norte se indica que se mantiene el rango de validez de la eficacia del PDCE Zona Norte en transferencias precontingencias de hasta 1600 MW. Al respecto se solicita indicar que sucede con las condiciones donde se superan esos niveles de transferencia, las que se presentan de forma reiterada en la operación real. Se entiende que el esquema ya no es válido en condiciones de transferencia mayores, luego queda la interrogante de la necesidad de adecuaciones al actual PDCE o un nuevo esquema asociado al PDCE.”

“Respuesta 1: En relación con el rango de validez del PDCE de la Zona Norte, en particular a los tramos más críticos siendo estos: Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar y Nueva Pan de Azúcar – Polpaico, en condiciones de transferencias en sentido NORTE-SUR del orden de los 1600 MW, están asociados a los tiempos mínimos factibles de apertura del SEN para contingencias de

*severidad 6 en los tramos mencionados. Por lo tanto, este rango de validez está determinado por las limitaciones físicas de las acciones de control, específicamente relacionadas con conseguir tiempos de apertura del SEN menores a los tiempos en que se presentan las condiciones de inestabilidad de tensión, esto último determinado por las condiciones topológicas del sistema de transmisión del SEN en el área de interés (esencialmente, con un tramo completo de 500 kV desconectado, el SEN queda unido por 220 kV, lo que representa un camino de alta impedancia que, para altas transferencias, redunde en la posibilidad de inestabilidad transitoria). **Notar que no existen adecuaciones o nuevos esquemas de automatismos posibles que permitan subsanar esta condición dura de estabilidad. No basta con aumentar los montos de EDAC/EDAG, pues el sistema se hace inestable para los tiempos mínimos de apertura factibles.***

Soluciones que impliquen nuevas instalaciones de transmisión (líneas) o compensación (BESS de inyección/absorción rápida de potencia activa/reactiva), no corresponde abordarlas con un PDCE, dado que según se indica en el Informe de Definición de Servicios Complementarios, los Planes de Defensa corresponden solamente a un conjunto de acciones de control automático debidamente coordinadas desinadas a evitar un apagón total o parcial.

En consecuencia, para transferencias mayores existe el riesgo de que las condiciones de inestabilidad de tensión, para contingencias de severidad 6, se presenten en tiempos menores al tiempo mínimo de actuación del automatismo, determinado en la etapa de diseño.” (negrillas nuestras).

Asimismo, vale la pena destacar que el límite de 1600 MW establecido en el Estudio mencionado considera que el Plan de Defensa contra Contingencias Extremas Zona Norte, se encuentre implementado en su totalidad, lo que no ha sucedido, según indica el Coordinador en el EAF (pág 355):

*“Por otro lado, el avance en la implementación del Plan de Defensa Contra Contingencias Extremas (PDCE), asociado a la pérdida de los dos circuitos del corredor de 500 kV de la zona norte, **registra un atraso en su implementación.**” (negrillas nuestras).*

En consecuencia, al no estar implementado en su totalidad el PDCE, es lógico concluir que el límite de transferencia que utilizó el Coordinador para la operación del día 25 de febrero (y la que utiliza para la operación de todos los días) debe considerar la condición de avance del PDCE. Adicionalmente, tal como fue comunicado en varias oportunidades al Coordinador, y en tiempo más reciente, el 28 de mayo mediante carta enviada al Coordinador [19] las tres empresas mandatadas rechazan absolutamente la declaración de retraso de la implementación del PDCE, ya que como es de conocimiento del Coordinador no existe ningún retraso en la implementación del proyecto PDCE y este se encuentra en cronograma, actualizado por los distintos cambios de alcance que ha tenido.

Significa lo anterior que teniendo en cuenta que durante la operación normal y específicamente el día del evento, el nivel de transferencia de la línea era de 1780 MW, conociendo la información anterior y el riesgo que conlleva la misma, el Coordinador debía igualmente, para el día del evento y para todos los días, asegurar el cumplimiento del artículo 5-33 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, y el Artículo 1-8 literal a de la Norma Técnica de Servicios Complementarios, que establece:

“a. Preservar la seguridad del servicio en el SEN, coordinando la prestación de los SSCC, de acuerdo a los mecanismos de materialización que defina en el Informe SSCC e instruyendo la prestación directa y obligatoria cuando la seguridad del sistema lo requiera.”

Finalmente, no puede perderse de vista que el primer principio que rige para la coordinación de la operación es el de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico. (Artículo 72°-1 de la Ley General de Servicios Eléctricos).

3 Colapso Isla Norte – Capítulo 7.3 y 9.5

El Coordinador dentro de la Minuta DAOP N°02/2024 “Análisis de restricción de inercia en la zona del Norte Grande del SEN con escenarios de alta generación de ERV basada en inversores” realiza el análisis de inercia considerando un escenario equivalente al que se tenía en el momento del evento del 25F con un nivel de generación renovable en torno al 70% con respecto a la generación total del sistema. La siguiente tabla resume lo mostrado en el EAF en las tablas de generación de las páginas 12-20, 307-315 y 323-341 del EAF que respaldan lo anterior:

Tipo	Generación Isla Norte [MW]	Generación Isla Sur [MW]	Generación Total [MW]	Porcentaje	ERV vs Síncrona
Termica	694	988	1682	15%	29%
Hidraulica	3	1567	1570	14%	
Solar	3611	907	4518	40%	71%
Eolica	514	950	1464	13%	
PMGD			2130	19%	
Total	4822	4413	11365	100%	100%

Tabla 3-1: Distribución de generación por tipo e isla.³

La minuta menciona y concluye:

- “En la presente minuta operacional se analiza el impacto en la seguridad del sistema en la zona norte del SEN, medido en términos de la estabilidad dinámica de tensión, para un escenario de alta generación de ERV en dicha zona, ante distintos escenarios de inercia en el Norte Grande.”
- “En instantes posteriores al despeje de la falla, las mencionadas oscilaciones de alta frecuencia y de pequeña magnitud de la tensión, se van pronunciando en relación con la reducción de la inercia del Norte Grande en los escenarios de operación.”
- “...para que los índices ESCR con una inercia mínima conectada en la zona del Norte Grande se aproximen a los valores mínimos recomendados ($ESCR \geq 1,5$, valor recomendado ampliamente en la literatura técnica relacionada) definidos como umbral aceptable en el criterio de fortaleza de la

³ Valores obtenidos de las páginas 12-20 del EAF considerando correcciones de centrales repetidas (HP Corrales, HP El Paso U1 y U2, HP Juncal U1, HP La Higuera U1, HP La Confluencia U1, HP Piedras Negras U1, HP Punta del Viento U1, PFV Santiago Solar, TER Loma los Colorados II) y correcciones con tablas en páginas 323-342 y 307-315.

red, se requiere una inercia en la zona del Norte Grande de al menos 7.5 GVAs con cuatro unidades de Guacolda en servicio. “

Lo anterior también es analizado y se reafirma en el Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión del Coordinador donde se menciona lo siguiente:

- *“Aparte de las restricciones de cada tramo del Sistema de Transmisión, se determinaron límites de inercia mínima de la zona Norte Grande (que representan la necesidad de contar con generación sincrónica para un adecuado control de tensión) supeditados al cumplimiento de las exigencias dinámicas establecidas en la NTSyCS ante las contingencias simples más críticas y en escenarios con altas transferencias entre dicha zona y el resto del sistema.”*
- *“Para condiciones de día se recomienda operar con una inercia mínima de 7 GVAs para escenarios con dos unidades de central TER Guacolda en servicio, y con una inercia mínima 9 GVAs para escenarios con todas las unidades de central TER Guacolda fuera de servicio.” (negritas nuestras).*

Lo anterior refleja la necesidad de mantener en la operación, una inercia mínima en la zona del Norte Grande para evitar problemas de estabilidad dinámica de tensión y el colapso de dicho sistema.

Si bien la operación al momento del evento cumplía con la inercia mínima mencionada, **un 99% de la inercia estaba dada por máquinas que también estaban consideradas dentro del EDAG-ZN del PDCE, las cuales se desconectaron al momento del evento**, tal como se muestra en la siguiente tabla:

Isla	Zona	Tipo	Unidad	Horario	Monto [MW]	Protección operada	Parámetros de la unidad		Inercia	Inercia por zona [MVA]
							Sn [MVA]	H [s]		
Isla Norte	Norte Grande	Termica	Angamos U1	15:16	80.6	EDAG Escalón II	330	4.8	1584.0	7558
			Angamos U2	15:16	81.4	EDAG Escalón III	330	4.8	1584.0	
			Cerro Pabellon U1	15:16	6.0	EDAG Escalón II	32.47	1.38	45.0	
			Cerro Pabellon U2	15:16	6.0	EDAG Escalón II	32.47	1.38	45.0	
			Cochrane U1	15:16	59.5	EDAG Escalón II	330	3.86	1274.0	
			Cochrane U2	15:16	60.7	EDAG Escalón III	330	3.86	1274.0	
			CTM3-TG	15:16	52.0	EDAG Escalón II	185	4.8	888.0	
			CTM3-TV	15:16	29.0	EDAG Escalón II	111	7.58	841.0	
	Norte Chico	Hidraulica	HP Chapiquiña U1	15:20	1.5	Sin información	6.2	3.76	23.0	4334
		Termica	TER Guacolda U1	15:20	78.0	Baja frecuencia	176.5	4.565	805.7	
			TER Guacolda U2	15:20	83.0	Baja frecuencia	176.5	4.565	805.7	
			TER Guacolda U3	15:20	82.0	Sobre excitación	178.82	4.95	885.2	
			TER Guacolda U4	15:16	38.0	Protección Mecánica "Turbina sin flujo"	178.82	4.75	849.4	
			TER Guacolda U5	15:16	38.0	Protección Mecánica "Turbina sin flujo"	178.82	5.51	985.3	
		Hidraulica	HP Rio Huasco U1	15:20	1.3	Sobretensión	2.85	0.83	2.4	

Tabla 3-2: Desconexión de generación sincrónica en Isla Norte.

Lo anterior implica que, en la operación de ese momento, **cualquier evento en el sistema que hubiese provocado activación del EDAG-ZN hasta solo su tercer escalón, dejaría a la zona del Norte Grande sin el 99% de la inercia mínima requerida para la operación segura de dicha zona**, no solo la doble desconexión de la línea Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar 2x500kV.

Todo lo anterior, es consecuente con lo informado en la página 303 del EAF donde se dice que: *“No obstante, esta isla eléctrica desde su inicio presentó tensiones elevadas, contando con limitados recursos de control dinámico de tensión.”*. Por lo tanto, **el informe reconoce que no había suficiente control de tensión en la isla del sistema norte lo que tiene directa relación con el colapso de dicha isla** puesto que además se indica en la misma página que *“...las tensiones en la isla presentaron un comportamiento elevado e inestable...”*.

Por otro lado, si bien se menciona en la página 300 del EAF que se prioriza la desconexión de unidades de generación variable, **debido a la operación planificada y mantenida por el Coordinador al momento de la falla**, de los 680 MW desconectados por el PDCE-ZN, **375 MW fueron desconectados de las únicas máquinas térmicas de la Zona del Norte Grande**, esto teniendo una generación renovable (que no tiene aporte en la inercia y cuyo posible control de tensión es muy limitado en comparación con la generación convencional) en la Isla Norte mayor a 4000 MW.

El EAF en su página 303 menciona: *“Al respecto, se aprecia que el EDAG-ZN utilizó todos los recursos que tenía disponible, asignando las centrales en cada escalón según los montos y el orden de prioridad de su diseño. No obstante, debido a la falta de centrales participando, no pudo completar el monto requerido para el escalón III ni pudo asignar centrales al escalón IV.”* Es decir, **que debido a la condición operacional al momento de la falla y a los criterios de operación del Coordinador, no se tenían los recursos suficientes para el correcto desempeño del EDAG-ZN faltando cerca de 437 MW de desconexión de generación para llegar al IV escalón (1845 MW considerando hasta el escalón VII) y evitar el colapso de la Isla Norte.**

Además, en el mismo párrafo anterior se sigue: *“...al momento de la conformación de la isla eléctrica en la zona norte (15:16 horas), la operación del EDAG-ZN (680 MW aproximadamente) **más la desconexión por operación de protecciones propias de otras centrales (603 MW aproximadamente) totalizó un monto de desconexión de generación de aproximadamente 1283 MW...**”*. Esto incumple el artículo 5-36 de la NTSySC que dice explícitamente:

“En el caso que una Contingencia Simple o Extrema dé lugar a una condición de sobrefrecuencia, el incremento transitorio de la frecuencia deberá ser controlado prioritariamente con los recursos asociados a los Servicios de Control de Frecuencia, y en la medida que sea necesario, deberán implementarse los EDAG, ERAG y/o Sistemas de Protección Multiárea que impidan que la frecuencia alcance valores tales que se activen las protecciones contra sobrefrecuencia y/o sobrevelocidad con que está equipadas las instalaciones que participan en la prestación.”

En la página 381 título 9.5 [6], el Coordinador concluye una correcta operación de elementos particulares del desempeño del EDAG.

Sin embargo, con los mismos datos mostrados no aborda los temas de mayor relevancia e incumplimientos en el diseño y operación del EDAG, tales como:

- Que todas las máquinas térmicas de la zona del Norte Grande que estaban en servicio solo por requisitos de inercia mínima y control de tensión, estaban consideradas para su desconexión (y fueron desconectadas) dentro del EDAG-ZN, perdiendo el 99% de la inercia requerida para la operación segura del Norte Grande.

- Que existiendo cerca de 4 GW de generación renovable en la isla Norte, el 55% de la desconexión debido al PDCE-ZN fue en las únicas máquinas térmicas de la zona Norte.
- La no activación de los escalones III y IV representando 437 MW de desconexión de generación que no estaban disponibles debido a la planificación y operación del Coordinador al momento de la desconexión.
- La operación y desconexión de 603 MW de centrales no consideradas dentro del EDAG lo que incumple el artículo 5-36 de la NTSySC.

3.1 Análisis de fallas que hubiesen provocado efectos similares en Isla Norte

En esta sección se realiza un breve análisis con el fin de reforzar y ejemplificar la afirmación de que cualquier evento en el sistema que hubiese provocado una frecuencia de 51.5 Hz en la Zona Norte habría dejado dicha zona sin máquinas térmicas.

Con respecto a lo anterior, la siguiente figura destaca los tramos que, para determinados niveles de transferencia, si se produce una contingencia extrema o doble desconexión de sus circuitos, se generarían dos islas eléctricas.

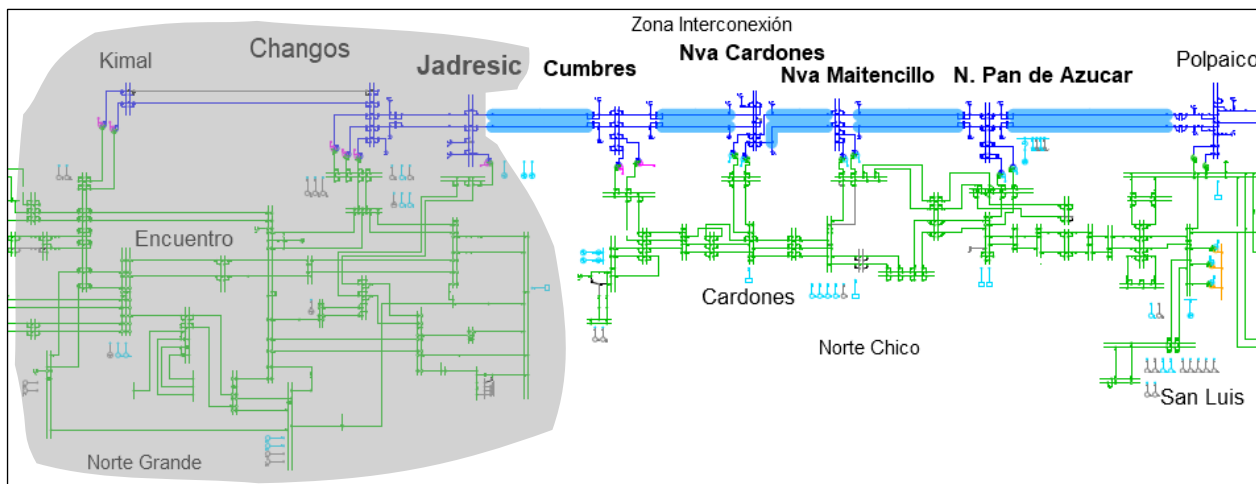


Figura 3-1: Zona de Norte Grande, Norte Chico y contingencias extremas relevantes.

Para los tramos 2x500 kV Jadresic – Cumbre – Nueva Cardones – Nueva Maitencillo ante una contingencia extrema, se separa el SEN en dos islas eléctricas, dejando a la Zona del Norte Grande completamente aislada sin otro soporte de máquinas síncronas de la zona del Norte Chico, mientras que para los tramos entre Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar – Polpaico, la separación del SEN queda con la zona del Norte Grande y Norte Chico separadas del resto del SEN tal como ocurrió el día del evento.

Con la siguiente ecuación que relaciona el desequilibrio de potencia con la variación de frecuencia en un sistema eléctrico, es posible obtener de manera referencial un valor de desbalance que puede generar una subida de 1.5 [Hz] de frecuencia en una Isla Norte considerando una falla que provoca la separación del sistema en dos islas.

$$\Delta P = \frac{2 * H * S_B}{f_0} * \Delta f \quad (1)$$

Donde:

- Δf = desviación de frecuencia [Hz]
- ΔP = desbalance de potencia activa [MW]
- H = constante de inercia del sistema [s]
- S_B = potencia base del sistema [MVA]
- f_0 = frecuencia nominal del sistema [Hz]

Considerando lo anterior, se analiza de manera particular las contingencias en el corredor de 500 kV dividido en tres partes:

- Contingencia extrema, desconexión doble circuito 2x500 kV Jadresic – Cumbre.
- Contingencia extrema, desconexión doble circuito entre 2x500 kV Cumbre – N. Cardones – N. Maitencillo.
- Contingencia extrema, desconexión doble circuito 2x500 kV N. Maitencillo – N. Pan de Azúcar – Polpaico.

3.1.1 Contingencia extrema 2x500kV Jadresic – Cumbre

Respecto a esta contingencia, es claro, que es el único enlace que conecta a la zona del Norte Grande con el resto del SEN. No existen líneas paralelas ni otro punto de vinculación al sistema entre estos dos puntos. Considerando esto, ante la apertura de ambas líneas del tramo, toda la potencia que es transmitida desde el Norte Grande hacia el resto del SEN se convierte en el desbalance de potencia que experimentan ambas zonas, siendo exceso de generación para el Norte Grande y falta de generación en el resto del SEN (en un escenario diurno).

Considerando la condición de inercia del Norte Grande al momento del evento (7558 MVA) y que el 3er escalón del EDAG se activa en 51,5 [Hz], es que se calcula, con la formula (1) las transferencias mínimas requeridas donde se podría haber producido la desconexión de todas las máquinas térmicas del Norte Grande.

$$454 [MW] = \frac{2 * 7558 [MVA]}{50 [Hz]} * 1,5 [Hz]$$

El resultado anterior presenta la cota inferior desde donde se tiene el riesgo de pérdida de máquinas síncronas por activación del EDAG-ZN, y para obtener la cota superior, hay que considerar los 678 MW del EDAG ZN y EDAG fase 0 que actuaron hasta el escalón II, llegando a un flujo crítico de 1132 MW.

El resultado anterior quiere decir que, para las condiciones de operación del día 25F, si se hubiese presentado una falla que provocara la apertura de ambos circuitos de 2x500kV Jadresic – Cumbre 2x500 con un flujo mayor a 1132 MW, se habría perdido el 100% de las máquinas térmicas que prestan servicios de control de tensión y son consideradas para cumplir con los requisitos de inercia mínima, y que con flujos entre 454 MW y 1132 MW existía el riesgo de que esto ocurriese.

3.1.2 Contingencia extrema 2x500 kV Cumbre – Nueva Cardones – Nueva Maitencillo

Para estos tramos, es relevante considerar que se cuenta con enlaces paralelos de 220kV por donde se puede redistribuir la potencia ante una apertura de doble circuito en 500 kV, siendo los tramos paralelos en 220 kV de una capacidad total de 835 MW. A pesar de lo anterior, al conformarse dos islas eléctricas, las máquinas síncronas que aportan en el control de tensión e inercia son las mismas que con la contingencia anterior, es decir, solo las máquinas del Norte Grande, por lo que el cálculo de desbalance e inercia anterior se mantiene.

Considerando lo anterior, la cota inferior en donde existiría riesgo de pérdida del 100% de las máquinas térmicas de la Isla Norte, serían los 835 MW, mientras que la cota superior, y por lo tanto el flujo crítico donde se produciría la pérdida de todas las máquinas térmicas de la zona Norte corresponden a los 1132 MW.

El resultado anterior quiere decir que, para las condiciones de operación del día 25F, si se hubiese presentado una falla que provocara la apertura de ambos circuitos entre Cumbre y Nueva Maitencillo con un flujo mayor a 1132 MW, se habría perdido el 100% de las máquinas térmicas que prestan servicios de control de tensión y son consideradas para cumplir con los requisitos de inercia mínima, y que con flujos entre 835 MW y 1132 MW existía el riesgo de que esto ocurriese.

3.1.3 Contingencia extrema 2x500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar – Polpaico

Para estos tramos, también es relevante considerar que se cuenta con enlaces paralelos de 220 kV por donde se puede redistribuir la potencia ante una apertura de doble circuito en 500 kV. Por la operación mantenida ese día en Subestación Don Héctor, en el tramo 2x500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar, el enlace paralelo era de una capacidad total de 914 MVA, mientras que para 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico el enlace paralelo de 220 kV era de una capacidad total de 448 MVA. Lo anterior se muestra en la siguiente figura:

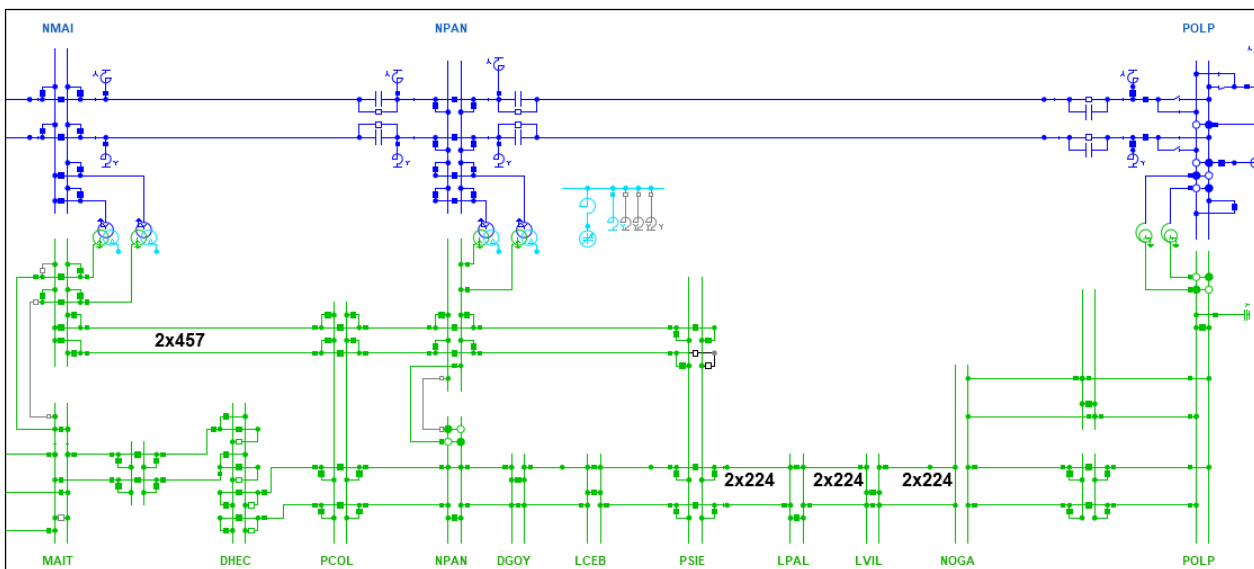


Figura 3-2: Redes paralelas en 220kV a los enlaces Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 2x500kV

Considerando la condición de inercia del Norte Grande y Norte Chico al momento del evento (11892 MVA) y que el 3er escalón del EDAG se activa en 51,5 [Hz], es que se calcula, con la formula (1) las transferencias mínimas requeridas donde se podría haber producido la desconexión de todas las máquinas térmicas del Norte Grande.

$$713 [MW] = \frac{2 * 11892 [MVA]}{50 [Hz]} * 1,5 [Hz]$$

El resultado anterior presenta la cota inferior desde donde se tiene el riesgo de pérdida de máquinas síncronas por activación del EDAG, y para obtener la cota superior, hay que considerar los 678 MW del EDAG ZN y EDAG fase 0 que actuaron hasta el escalón II, llegando a un flujo crítico de 1391 MW.

El resultado anterior quiere decir que, para las condiciones de operación del día 25F, si se hubiese presentado una falla que provocara la apertura de ambos circuitos entre Nueva Maitencillo y Polpaico con un flujo mayor a 1391 MW, se habría perdido el 100% de las máquinas térmicas que prestan servicios de control de tensión y son consideradas para cumplir con los requisitos de inercia mínima, y que con flujos entre 713 MW y 1391 MW existía el riesgo de que esto ocurriese.

Considerando el análisis anterior, a continuación, se resumen los valores de potencia que, al producirse una contingencia extrema en los enlaces de 500 kV, podrían provocar la inestabilidad del sistema o Isla Norte ante la condición operativa del 25F.

Contingencia extrema	Capacidad total enlaces paralelos 220kV [MW]	Inercia Isla Norte ante desconexión [MVA]	ΔP para subida de 1.5 Hz [MW]	Flujo riesgoso ante contingencia extrema [MW]	Flujo critico ante contingencia extrema [MW]
2x500kV Jadresic - Cumbre	0	7558	454	454	1132
2x500kV Cumbre - N. Cardones	835	7558	454	835	1132
2x500kV N. Cardones - N. Maitencillo	811	7558	454	811	1132
2x500kV N. Maitencillo - N. Pan de Azúcar	914	11892	713	914	1391
2x500kV N. Pan de Azúcar - Polpaico	448	11892	713	713	1391

Tabla 3-3: Niveles de transferencia críticos ante doble desconexiones en 500kV.

Es importante aclarar que el principal fundamento de estos análisis corresponde a la consideración y operación de máquinas síncronas que se encuentran dentro del EDAG-ZN, también en la prestación de servicios de control de tensión e inercia mínima, lo cual ocurrió el 25F.

4 Colapso Isla Sur – Capítulo 7.4 7.5 y 9.4

Sobre el colapso de la isla sur, lo primero es hacer énfasis en la velocidad de colapso: se colapsa en menos de 5 segundos, algo que no es normal en ninguna circunstancia, y que de inmediato, según las gráficas de la frecuencia, (dado que las de voltaje no fueron suministrada por parte del Coordinador), evidencia que la isla no fue estable en frecuencia. En contraste, el informe EAF del Coordinador no presenta el análisis e incidencia de disparos de baja frecuencia y tampoco de baja tensión de las plantas de generación (por los niveles de voltaje alcanzados durante las oscilaciones previo a la separación del SEN), su secuencia y su implicación en la causa raíz del colapso rápido.

En cuanto a los EDAG, y no solamente respecto de la Isla Sur, sino en general, el EAF señala en la página 322, que "En resumen, desde el punto de vista sistémico con la información recabada a la fecha, **el sistema**

no contó con aproximadamente 220.1 MW de desprendimiento de carga durante el evento. La criticidad de ese déficit será debidamente evaluada como parte de los análisis dinámicos específicos que se están desarrollando y que, por especificidad y oportunidad, escapan al alcance de este documento y serán aportados como un estudio complementario al EAF. Sin perjuicio de lo anterior, es necesario evaluar si la pérdida de estos recursos de desprendimiento pudo haber sido determinante en las causas de la propagación de la falla en la isla sur. (el destacado es nuestro).

De este modo, si el Coordinador reconoce que "...el sistema no contó con aproximadamente 220.1 MW de desprendimiento de carga durante el evento.", y además señala que "...es necesario analizar la menor desconexión de carga, por un monto del orden de 564.7 MW, para el EDAC-BF.", y que "...el aporte comprometido por los clientes libres en la isla sur tuvo un importante déficit del orden de 322.4 MW...", se evidencia que hubo un desempeño insuficiente del EDAC, cuestión que el propio Coordinador confirma en la sección 9.4 de su EAF ("Desempeño EDAC"), página 381, donde reconoce que existió un porcentaje de actuación del EDAC con alta desviación de lo esperado (muy inferior). **Esta situación deberá ser revisada en cuanto a su implicación y aporte a la causa raíz del Apagón Total, con énfasis en la Isla Sur, cuyo colapso fue extremadamente rápido, evidenciándose así un escenario de servicios complementarios insuficientes.**

A partir de lo anterior, genera alerta el hecho de que el estudio vigente del EDAC, realizado por el Coordinador, no contemple en sus escenarios el impacto de la generación distribuida (PMGD) la que, según el Coordinador, para el día del evento fue de 2130 MW. Esto es especialmente relevante, considerando que el CEN señala (página 321 del EAF) que "...se advierte un aporte menor al comprometido, particularmente en aquellas empresas distribuidoras donde se han instalado PMGD, un ejemplo de esta situación es que de consumos deslastrados se detectó un total de -83.5 MW...", agregando: "...donde la operación del esquema se tradujo en una reducción de generación (83.5 MW) situación que, dada las condiciones del sistema, resulta perjudicial." Es decir, según el mismo EAF el EDAC empeoró la condición del sistema debido a los PMGD, desconectando puntos de generación, en vez de carga.

Por otro lado, a la luz de lo que se indica en el informe EAF del Coordinador en la página 321 del EAF, "...reducción de los recursos disponibles para el control de contingencias lo que limitaría la recuperación de la frecuencia en la isla sur, situación que contribuiría a la propagación de la falla hasta producir un apagón en dicha isla.", se debe revisar lo descrito porque es impreciso: Falla eléctrica en equipo primario no hubo, la propagación de la que se habla, debe revisarse, pues tiene un origen en la no preparación del sistema eléctrico, tanto en su despacho como en sus servicios complementarios para enfrentar una formación de dos islas evitando el apagón total. La reducción en los recursos a la que hace referencia el Coordinador debe revisarse con su incidencia como causa raíz del apagón total y del colapso en la isla sur. En general se reitera que es relevante la verificación de la suficiencia de los servicios complementarios con el énfasis en el control de la baja frecuencia.

Mundialmente se anota que la ocurrencia de eventos con altos desbalances en la generación – demanda son normalmente superados considerando la adecuada asignación y distribución de servicios complementarios, entre ellos, la regulación primaria de frecuencia y el EDAC. Se muestra en el capítulo siguiente un resumen de algunos eventos de los últimos 5 años en los cuáles, en general, los sistemas eléctricos no han derivado en el apagón total y se observa una diferencia fundamental en la cantidad de

carga para ser desconectada por EDAC y en el valor en porcentaje de cada etapa, siendo el patrón internacional de etapas mucho más grandes en comparación con el EDAC que se tiene en el sistema eléctrico en Chile.

Se presenta a continuación en la figura, detalle del comportamiento de voltaje en el nivel de 220 kV en el paño en subestación Nueva Pan de Azúcar a subestación Punta Colorada. En este registro y mediante medida de frecuencia en varios puntos se evidencia que:

- Se presentaron fuertes oscilaciones de potencia que hicieron descender el voltaje por debajo de 0.7 p.u. y alcanzando valores de 0.54 p.u. en los puntos bajos de la oscilación.
- Luego de la conformación de la isla Norte y la isla Sur, la frecuencia no se recuperó y tuvo en general tendencia al descenso, evidenciando que no fue posible con los servicios complementarios su recuperación. Por parte del voltaje, en la isla sur, desde la medida de Nueva Pan de Azúcar 220 kV no se evidencian oscilaciones o condiciones de bajo voltaje, por lo que en el colapso de esta isla se supone una mayor influencia del déficit en el balance carga-generación.

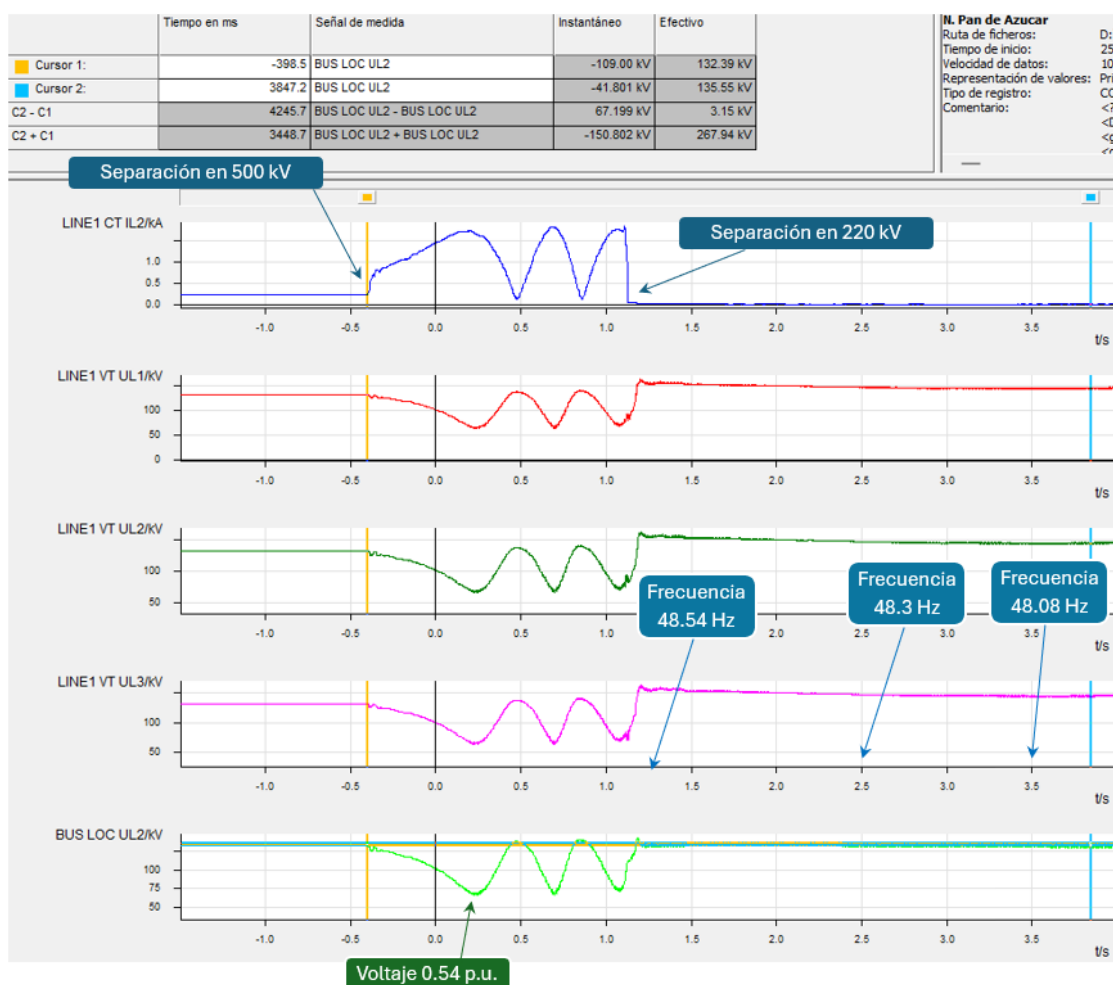


Figura 4-1: Registros oscilo gráficos Nueva Pan de Azúcar.

Considerando el punto a. se incumple directamente lo dispuesto en el artículo 5-34 de la NTSyCS que dice:

“Encontrándose en Estado Normal al ocurrir una Contingencia hasta severidad 7, la tensión no deberá descender transitoriamente por debajo de 0,70 por unidad luego de 50 [ms] de despejada la contingencia, en ninguna barra del ST, admitiendo en caso necesario la utilización de Recursos Generales y Adicionales de Control de Contingencias.

La tensión tampoco podrá permanecer por debajo de 0,80 por unidad, por un tiempo superior a 1 segundo. La magnitud de la tensión en todas las barras del SI deberá converger a su valor final, ingresando dentro de una banda de tolerancia de $\pm 10\%$ en torno al mismo, en un tiempo no superior a 20 segundos, medido desde el instante de ocurrencia de la contingencia.”

Con base en lo expuesto, exhortamos a que sean revisados con alta prioridad los diferentes análisis y estudios de manera que involucren el análisis de la evolución dinámica del voltaje y la frecuencia, en escenarios de contingencias extremas a nivel de 500 kV con énfasis en el proceso de separación y teniendo en cuenta umbrales críticos ya mencionados y sus efectos en la desconexión de plantas de generación, de elementos de compensación, entre otros, ante los fenómenos transitorios que afectan las diferentes variables eléctricas. En este punto urge recomendar que se revise a nivel sistémico estas oscilaciones de potencia para ajustar lo requerido en cuanto a coordinación de protecciones sistémicas y minimizar efectos durante el proceso de separación luego de la ocurrencia de contingencias extremas con potencial de generación de dos islas.

5 Eventos de Referencia en Otros Países

A continuación, se presenta información de referencia de apagones parciales en Latinoamérica que han sido iniciados, desde contingencia sencilla en 500 kV y también por salidas múltiples N-1-1 ante condiciones de incendios. Las referencias [2],[3],[4] aportan mayor detalle de cada evento indicado en la tabla.

En la tabla a continuación se describen globalmente los apagones ocurridos con los datos generales, haciendo énfasis en el porcentaje de apagón (demanda desconectada) y también el porcentaje de generación no convencional con el cual operaba el sistema (plantas de generación eólicas y solares).

Fecha	Hora	País	Clima Estación	Tipo Apagón	Condición Inicio	Demanda [GW]	Demanda desconectada [%]	% Generación No Convencional	EDAC Deslastre carga baja frecuencia
15-ago 2023	8:30	Brasil [3]	Cálida	parcial	N-1 sin falla (error implementación en relé) en línea de 500kV cargada al 98% que transportaba potencia de plantas eólicas	67.5	31%	33%	hasta 3-4 etapas
1-mar 2023	15:59	Argentina [2]	Verano Ola calor	parcial	N-1-1-1 por quemas, fuego bajo llegada de líneas de 500 kV	26.5	43%	máximo 40%	hasta la 4 etapa
28-dic 20	14:27	México [4]	Fría	parcial	N-2 (doble circuito) iniciadora por fallas ante fuego bajo líneas de 400kV, con múltiples contingencias subsecuentes de enlaces entre sistema norte y el sur	31.8	25%	27.4%	hasta 4-5-6 etapas

Tabla 5-1: Referencias de apagones internacionales.

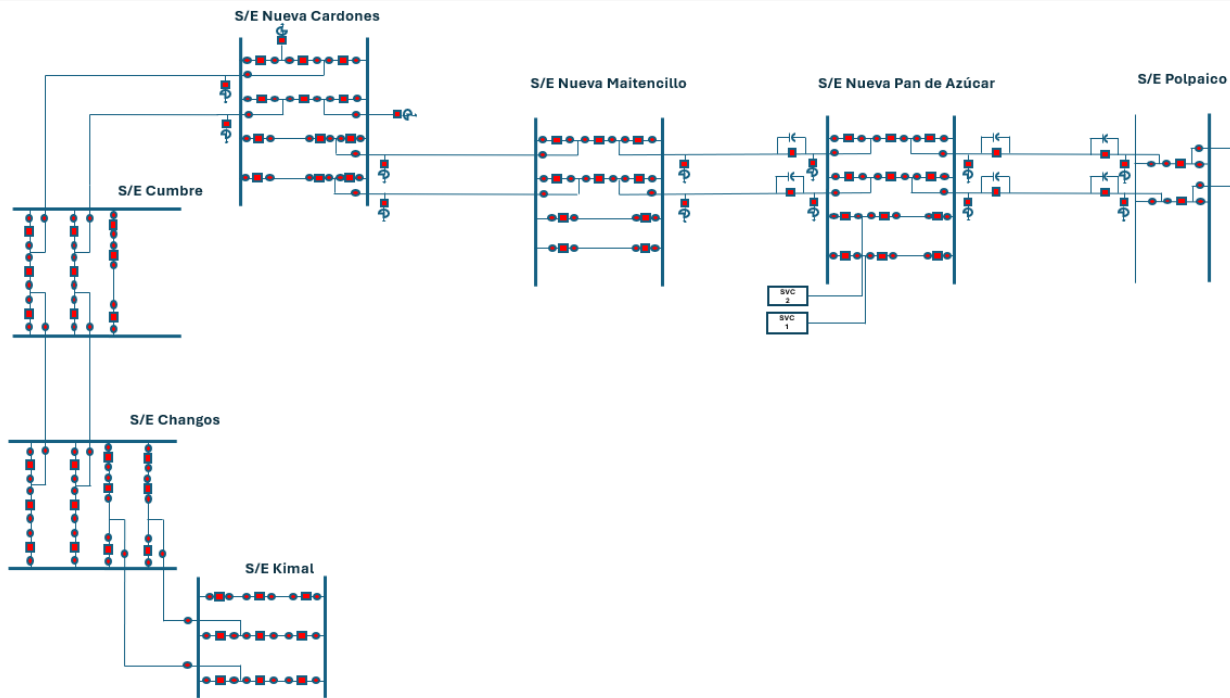
De la tabla y considerando los reportes detallados de los apagones parciales presentados, se observan los siguientes puntos:

- Es posible que un sistema de potencia enfrente contingencias múltiples sin apagarse. En todos los apagones parciales mostrados, hubo una secuencia de eventos que desconectó en general varias líneas sin llevar al apagón total.
- En todos los casos descritos en la tabla, el EDAC mantuvo el sistema a salvo de valores de frecuencia peligrosos de los cuáles no hay retorno.
- Varios apagones han tenido origen por condiciones de fuego, siendo un riesgo relevante que debe ser verificado en infraestructura que comparte modo común de falla, es decir, líneas que comparten estructura o mismo corredor con riesgo de incendios (fuegos por quemas en general).

Es de resaltar, que, para el corredor a 500 kV del norte del SEN, se tienen un total de 3221 torres que comparten doble circuito:

Empresa	Tramo	Torres en doble circuito
Transelec	Kimal-Changos 500kV	289
TEN	Changos-Nueva Cardones 500kV	1291
Interchile	Nueva Cardones - Polpaico 500kV	1641

Tabla 5-2: Cantidad de torres de doble circuito en corredor de 500 kV según infotécnica.



Según recomendaciones internacionales y específicamente según IEC TR 62511 de 2014, Guidelines for the design of interconnected power systems, es clara la recomendación que se debe revisar la contingencia extrema constituida como la pérdida de todas las líneas que compartan un mismo corredor o estructura, esto también se indica por ejemplo por NERC en EEUU en el TPL-001-5 — Transmission System Planning Performance Requirements.

Se recomienda que se revisen incluso los estudios que correspondan, que se definan los que sean necesarios a fin de que, como lo remite la NTSyCS en su artículo 5-33, la contingencia extrema que tenga el potencial de generar la partición del sistema eléctrico y posterior conformación de las islas, sea estudiada, revisada y se hagan los reajustes de despacho incluyendo la asignación de servicios complementarios adicionales a los que haya lugar para evitar el apagón total. Lo anterior, dado que el riesgo por la infraestructura que líneas de 500kV que comparten no solo el mismo corredor, sino también la misma estructura, y complementado con la estadística de eventos, conforman un nivel de riesgo alto, que llama a la revisión rigurosa y detallada para evitar puntos inseguros de operación y por lo tanto minimizar la probabilidad de llegar al apagón total en caso de fallas o situaciones que deriven en la N-2 en el nivel de 500 kV en el sistema de transmisión.

6 Referencia Sistema Eléctrico de Australia que opera con altos niveles de generación basada en inversores

Australia es un país que tiene un sistema de potencia con patrones lineales tal y como se muestra en la siguiente figura y por la distribución geográfica de sus principales centros urbanos. En el 2024, último trimestre, se alcanzó su punto máximo de demanda registrado que fue de **33.7 GW**.

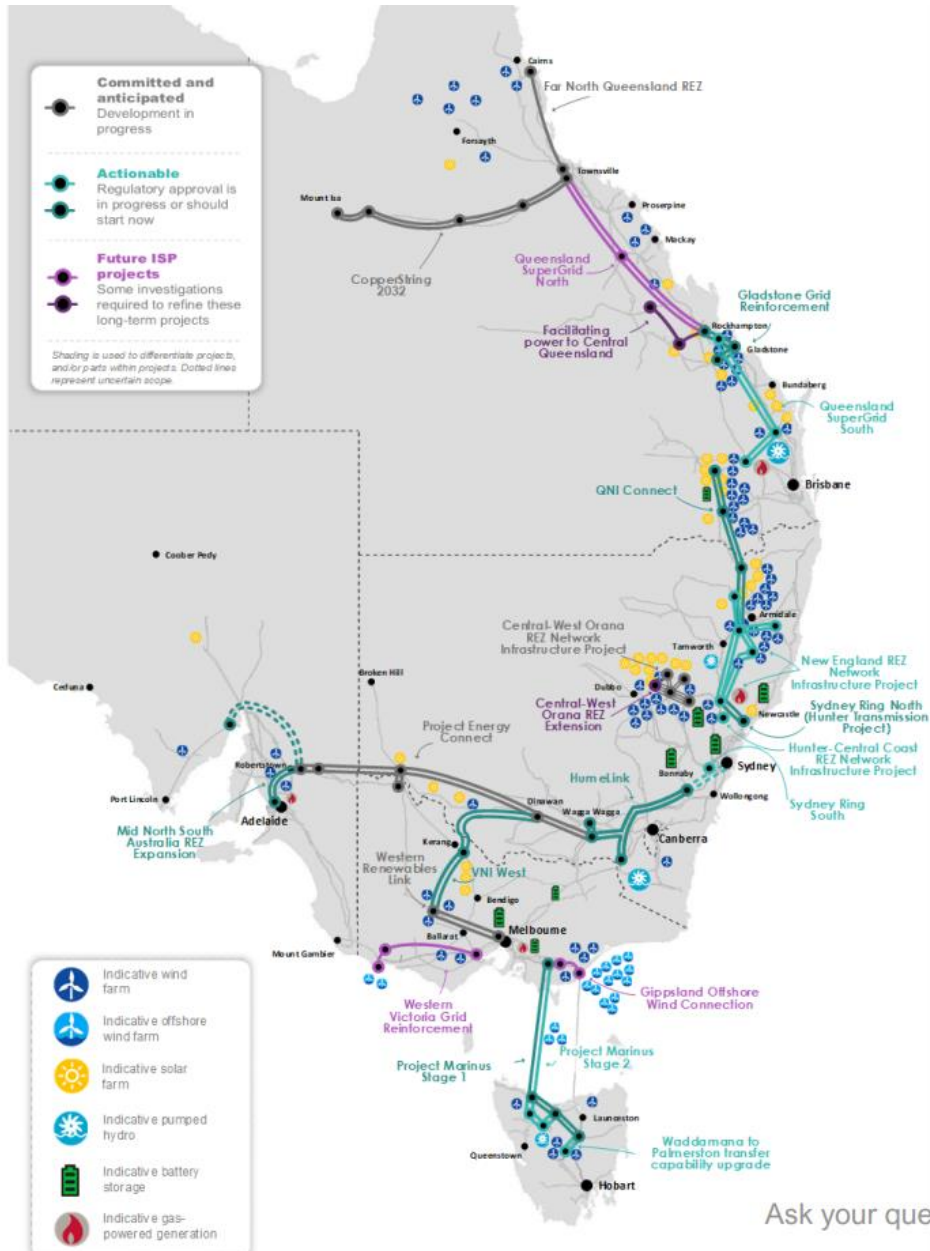


Figura 6-1: Diagrama unilineal sistema eléctrico australiano.



Según la información disponible por el operador AEMO, han alcanzado puntos de operación con hasta 74.6% de generación no convencional (restando la componente de plantas hidráulicas) como lo muestra la figura a continuación.

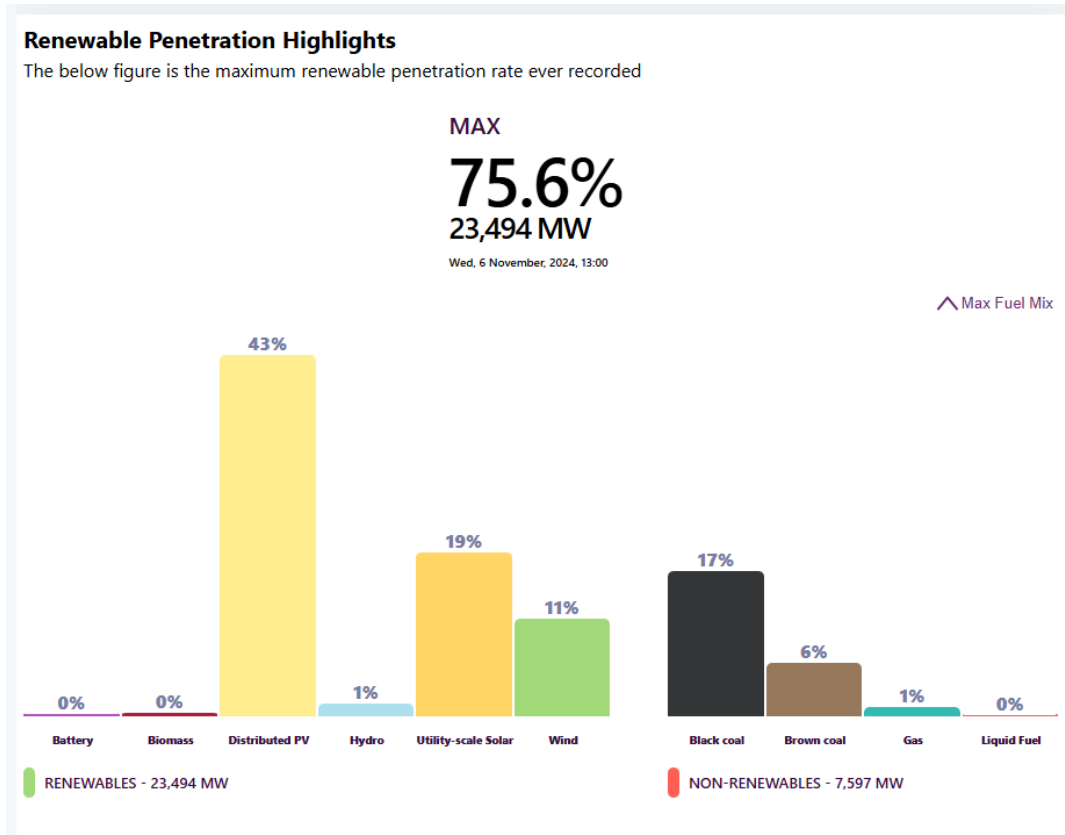


Figura 6-2: Nivel de penetración renovable en sistema eléctrico australiano.

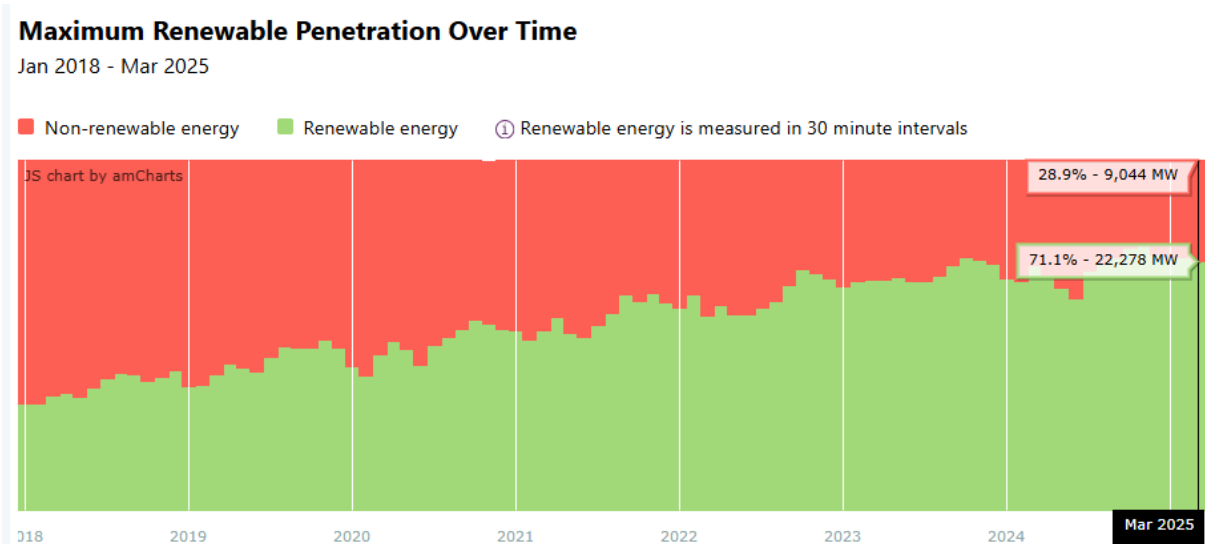


Figura 6-3: Niveles máximos de penetración renovable en el tiempo.



En el sistema eléctrico de Australia, también aparece como un factor de riesgo el nivel de penetración de generación solar distribuida, y en general en los sistemas de distribución, llamados en Chile PMGD. En la siguiente figura se evidencia el nivel estimado de crecimiento de la demanda (sin consideración de las PMGD) y el descenso de la demanda operacional a causa de las PMGD al año 2024.

Figure 5 Underlying demand growth to new Q4 high, offset by record distributed PV output

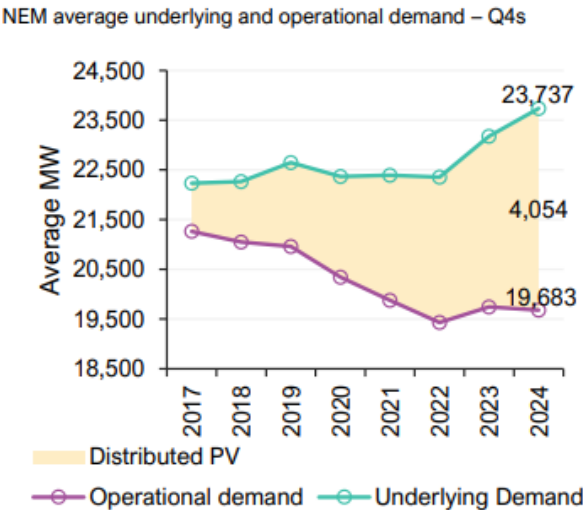


Figura 6-4: Crecimiento de demanda total con reducción por niveles de generación distribuida.

Figure 7 Underlying demand higher at all times but distributed PV lowered daytime operational demand

Changes in NEM average operational demand by time of day – Q4 2024 vs Q4 2023

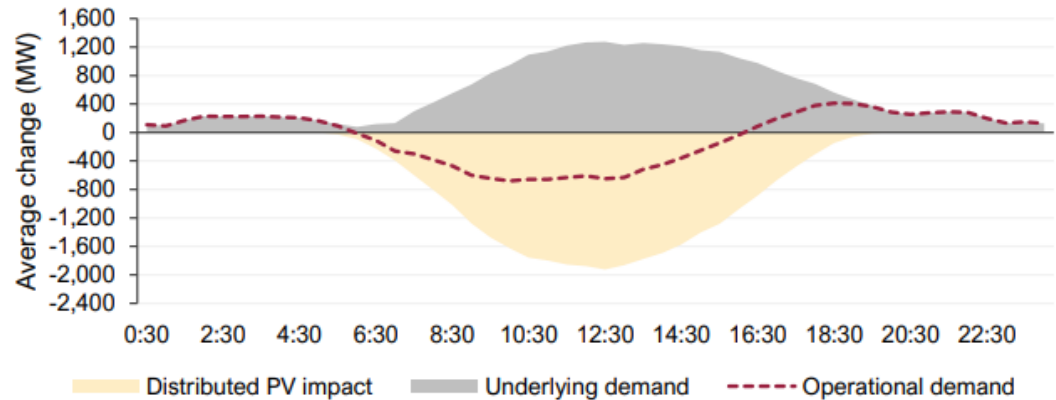


Figura 6-5: Crecimiento de la demanda con reducciones en horarios diurnos por generación distribuida

El sistema eléctrico de Australia cuenta con una estructura muy clara para los servicios complementarios, destacándose un EDAC muy amplio, de 5 etapas que suman el 75% del total de la demanda y cada una de 15% como se muestra en la figura a continuación [13].

Stage	Initiation Threshold (Hz)	Load Shed Quantity (%)
1	48.75	15
2	48.50	15
3	48.25	15
4	48.00	15
5	47.75	15

Tabla 6-1: Escalones y porcentaje de carga a desconectar en EDAC sistema eléctrico australiano.

En relación con las opciones de control de frecuencia, AEMO indica que se hace con:

- Repuesta de los gobernadores de los generadores, regulación primaria.
- Deslastre de carga por baja frecuencia (EDAC).
- Respuesta rápida de generación, solo para baja frecuencia.
- Descarga rápida, para corregir altas frecuencias.

Para todas estas respuestas, comportamientos, existen 10 mercados que establecen diversas respuestas en ventanas de 1 segundo, 6 segundos, 60 segundos y 5 minutos [17].

En relación con voltaje y soporte de red, se contemplan tres categorías.

- Servicios complementarios de control de voltaje
- Servicios complementarios de control de cargabilidad de red y límites.
- Servicios complementarios de estabilidad transitoria y de oscilaciones.

Se indican que se categoriza el control de voltaje, con condensadores síncronos y plantas o equipos estáticos de reactiva.

En relación con los servicios de estabilidad transitoria se indica que se provee por estabilizadores de potencia (PSS), compensadores estáticos variables (SVC), generadores, servicios de inercia.

A partir de la experiencia de otros sistemas eléctricos de potencia a nivel mundial, encontramos importante mencionar, que debido a la alta penetración de fuentes renovables basadas en inversores que se está dando en los últimos años en el sistema eléctrico chileno, es necesario que aborden los estudios que consideren el aumento de algunos servicios y equipos que den fortaleza eléctrica al SEN, en particular:

1. **Inercia del sistema:** Las fuentes renovables basadas en inversores, como la solar y la eólica, no proporcionan inercia natural al sistema eléctrico. La inercia es crucial para mantener la estabilidad del sistema frente a perturbaciones. Los condensadores síncronos y los compensadores estáticos variables pueden proporcionar servicios de inercia, ayudando a mantener la frecuencia del sistema dentro de límites seguros. Los estudios deben tener en cuenta, además, los posibles escenarios de separación y la inercia mínima para que las islas puedan continuar operando y se evite el apagón total según lo dispuesto en la NTSyCS artículo 5-33.
2. **Estabilidad de voltaje:** Los estabilizadores de potencia y los compensadores estáticos variables (como los STATCOM) ayudan a mantener la estabilidad del voltaje en el sistema eléctrico. Esto es especialmente importante en redes con alta penetración de renovables, donde las fluctuaciones

en la generación pueden causar variaciones significativas en el voltaje. Como aspecto relevante, debe verificarse que la actuación de los diferentes esquemas, como rechazo de generación, sea compatible y coherente con una reserva mínima de control de voltaje de manera que la desconexión de generación garantice una mínima capacidad de control dinámico de voltaje evitando el apagón total en caso de conformación de islas producto de contingencias extremas.

3. **Capacidad de cortocircuito:** La generación basada en inversores tiene una capacidad de cortocircuito limitada, lo que puede afectar la capacidad del sistema para regular voltaje y también manejar fallas. Los condensadores síncronos pueden aumentar la capacidad de cortocircuito del sistema, mejorando su capacidad para manejar perturbaciones y fallas. Mientras el sistema logra tener más equipos para fortalecer la capacidad de cortocircuito, es relevante que se revise con detalle el despacho que incluya mínima capacidad de cortocircuito ante condiciones de conformación de islas de manera que se evite el apagón total.
4. **Compensación de potencia reactiva:** Los equipos como los compensadores estáticos variables y los condensadores síncronos son esenciales para la compensación de potencia reactiva, que es necesaria para mantener el equilibrio entre la generación y el consumo de energía en el sistema. Es relevante priorizar que dichos equipos permanezcan conectados ante condiciones dinámicas extremas y que la coordinación sistémica maximice su operación en condiciones de conformación de islas.

7 Brechas en el modelado de Sistemas Eléctricos y desempeño de generación no convencional

Los hechos y simulaciones realizadas por el Coordinador con la base de datos disponible de DiGSILENT muestran diferencia entre el modelo y la realidad del evento.

En lo observado en base de datos del Coordinador en DiGSILENT Power Factory, se evidencia que hay brecha en el modelo de carga como tal, con énfasis en la carga del sistema centro sur. La carga está modelada con poco o ningún componente dinámico, condición que es relevante para las temporadas de verano, y en general olas de calor, por el alto componente de sistemas de refrigeración y que impactan la dinámica del voltaje como se muestra en [1] y donde precisamente ya se menciona a Chile en eventos con antecedentes de colapsos de tensión.

Para el Sistema Eléctrico Nacional se hace necesario contar con un modelo de carga que represente con precisión los consumos de los equipos de refrigeración y aire acondicionado. Estos equipos, debido a su alta demanda energética y su uso intensivo en períodos de altas temperaturas, pueden generar variaciones significativas en el perfil de carga del sistema. Un modelo de carga detallado y preciso permite prever y mitigar posibles problemas de estabilidad y confiabilidad, optimizando la operación del sistema y asegurando un suministro eléctrico continuo y eficiente.

Otro aspecto crucial que se recomienda evaluar a nivel de modelo y según lo ocurrido en el evento, es que estén modelados todas las funciones que emiten disparo en la generación basada en inversores. En el



Planificación de la Transmisión y Estudios
Gerencia de Operación y Mantenimiento
MI-OM-PTE-112

evento, fue evidente las múltiples desconexiones producto de las diversas condiciones de sobrevoltaje, bajo voltaje y baja frecuencia. Lo anterior con múltiples disparos observados de manera anticipada según lo que el mismo Coordinador previamente ya ha indicado.

8 Aspectos relevantes de reconexión en el Sistema de 500 kV.

Según lo evidenciado en el evento del 25F, luego de la apertura de la línea 2x500kV Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar, la respuesta del SEN no fue estable, llevando las variables voltaje, frecuencia y ángulo, inmediatamente a valores por fuera de los parámetros factibles para que el ciclo de reconexión automática, en el momento de la verificación de sincronismo, fuera completado y se volviera a cerrar la línea. Esta situación se produjo porque el SEN experimentaba fuertes oscilaciones de potencia.

En general según la guía IEEE C37.104 [18] sobre reconexión automática en sistemas de corriente alterna de transmisión y distribución, para definir los parámetros de la verificación de sincronismo en las reconexiones trifásicas, se deben examinar varios aspectos, teniendo en cuenta el impacto en el sistema eléctrico y también en la capacidad de los interruptores. Teniendo en cuenta lo anterior y que, por ejemplo, el ángulo resultante luego de aperturas de líneas, es función del nivel de transferencia y como tal, del despacho y escenario, se observa que por parte del Coordinador, no se tenía como tal, en los análisis de servicios complementarios, ni tampoco en el plan de contingencias extremas, un análisis detallado que estableciera como tal los parámetros de sincronismo a nivel sistémico y las condiciones eléctricas de transferencia – despacho limitantes para maximizar la probabilidad de reconexiones trifásicas a nivel de 500kV ante la doble contingencia.

Como se muestra en la figura 4-1, las variables de voltaje, frecuencia y en consecuencia ángulo, señalan fuertes oscilaciones de potencia que no permitieron tener condiciones para la reconexión automática. Esto significa, que la inestabilidad de la respuesta del SEN ante la apertura en 500 kV no permitió tener condiciones para que se pudiera, en forma automática, cerrar la línea por la función ANSI 79 de reconexión automática, debidamente habilitada y en perfecto funcionamiento en la línea.

Como ya se ha ilustrado, el nivel de riesgo de apertura de líneas que comparten la misma estructura en el nivel de 500kV es alto y la dinámica subsecuente debe ser debidamente estudiada para que se favorezca en primer lugar, la estabilidad de las islas en caso de que se conformen, pero que se exhorta a revisar integralmente las estrategias que permitan, tanto desde la concepción del sistema, como de su despacho y la asignación de servicios complementarios, de manera que la contingencia extrema en el nivel de 500kV de la pérdida simultánea de dos circuitos, pueda ser enfrentada de una mejor forma por el sistema, e incluso, pueda factibilizarse la reconexión tripolar que podría evitar impactos mayores, significando un sistema eléctrico más resiliente.

9 Esquema General de Colapso del SEN

A continuación, se presenta el detalle global del proceso de colapso del SEN en el evento del 25 de febrero de 2025.

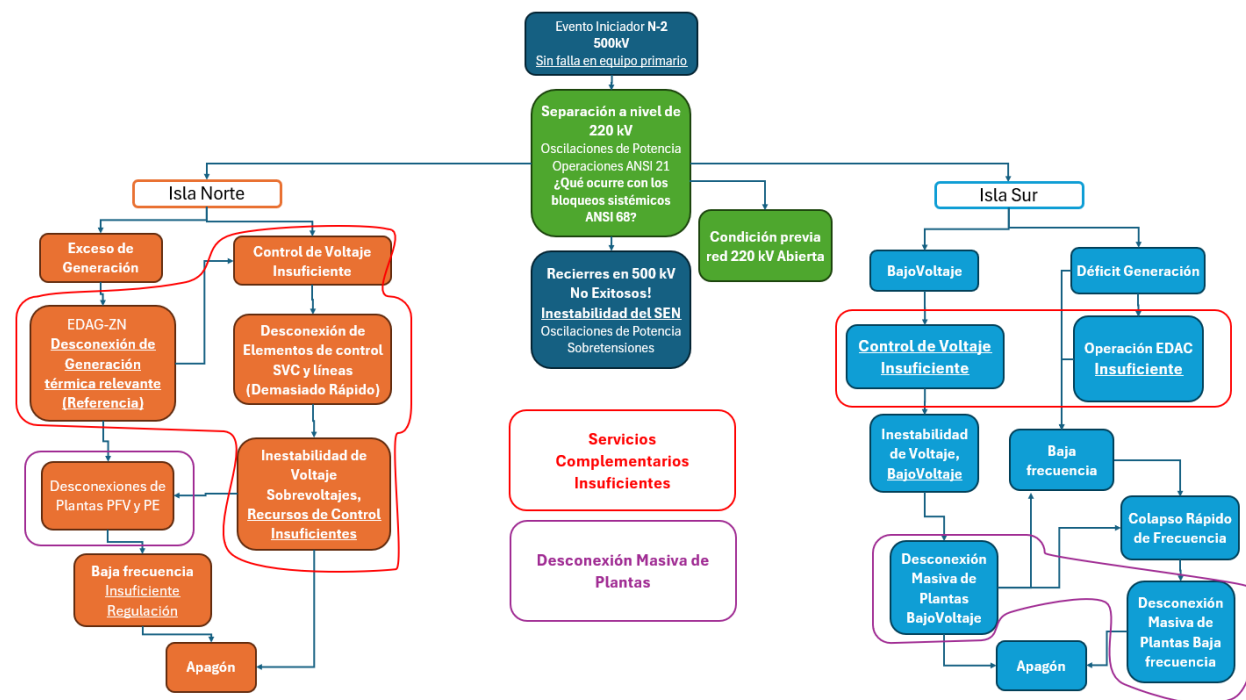


Figura 9-1: Resumen de elementos, variables y recursos que afectaron el colapso de ambas islas eléctricas formadas.

REFERENCIAS

- [1] M. Glavic et al., "See It Fast to Keep Calm: Real-Time Voltage Control Under Stressed Conditions," in IEEE Power and Energy Magazine, vol. 10, no. 4, pp. 43-55, July-Aug. 2012, doi: 10.1109/MPE.2012.2196332.
- [2] CAMMESA, Informe TRANSPORTE-Triple_Falla_010323-070323.pdf, reporte apagón parcial argentina 01 marzo de 2023. <https://cammesaweb.cammesa.com/?wpdmdl=44549>
- [3] ONS, Operador Sistema Eléctrico de Brasil, Informe ANÁLISE DA PERTURBAÇÃO DO DIA 15/08/2023, <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RAP%202023.08.15%2008h030min%20vers%C3%A3o%20final.pdf>
- [4] Comisión Federal de Electricidad, México, Informe Final Panel Expertos Disturbio 28 diciembre de 2020. https://www.cfe.mx/cdn/2019/Archivos/Boletines/Informe_Final_Panel_de_Expertos.pdf
- [5] ONS Operador Sistema Eléctrico de Brasil, Presentación Análisis desempeño del ERAC, disponible en línea, <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Apresenta%C3%A7%C3%A3o%20ERAC%2015-08-2023.pdf>
- [6] Coordinador Eléctrico Nacional, Estudio para análisis de falla EAF 089/2025 "Desconexión forzada de la línea 2x500 kV Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar", <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2025/03/EAF-089-2025.pdf>
- [7] Coordinador Eléctrico Nacional, Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva, <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/control-de-tension-y-requerimientos-de-potencia-reactiva/>
- [8] Coordinador Eléctrico Nacional, ESTUDIO DE ESQUEMA DE DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE CARGA 2020, Informe Final, <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/11/Estudio-EDAC-2020-Informe-Final.pdf>
- [9] Coordinador Eléctrico Nacional, Estudio Definición de Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red en el Sistema Eléctrico Nacional 2025, Rev 06 de Agosto 2022. https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/09/P2088_CEN_Estudios-Fortaleza-de-Red-Actividad-1-2_R14-V06.pdf
- [10] Coordinador Eléctrico Nacional, Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión, Informe Preliminar, Diciembre de 2024, Rev1. <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/12/Informe-Preliminar-ERST-2024.pdf>
- [11] Coordinador Eléctrico Nacional, Taller Estudios de Inercia y Cortocircuito, Enero de 2022, presentación. <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/01/Taller-Estudio-Inercia-y-Coci-SEN-25012022.pdf>
- [12] Coordinador Eléctrico Nacional, Estudio de Plan de Defensa Contra Contingencias, Informe Final, Junio 2024. <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/06/Estudio-PDC->

[2024_Informe-Final.pdf](https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/06/Estudio-PDC-2024_Informe-Final.pdf)https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/06/Estudio-PDC-2024_Informe-Final.pdf

- [13] Australian Energy Market Operator AEMO, Under Frequency Load Shedding Requirements, version 2, May 2023, https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/wem/security_and_reliability/ancillary-services/2022/ufls-requirements.pdf?la=en
- [14] Australian Energy Market Operator AEMO AEMO, 2024 Integrated System Plan (ISP) Webinar Report and presentation, 2024.
<https://aemo.com.au/-/media/files/major-publications/isp/2024/2024-isp-publication-webinar-presentation.pdf?la=en>
<https://aemo.com.au/-/media/files/major-publications/isp/2024/2024-integrated-system-plan-isp.pdf?la=en>
- [15] Australian Energy Market Operator AEMO, Renewable Penetration Dash Board, 29 march 2025.
<https://aemo.com.au/energy-systems/electricity/national-electricity-market-nem/data-nem/data-dashboard-nem>
- [16] Australian Energy Market Operator AEMO AEMO, Quarterly Energy Dynamics Q4 2024, January 2025 <https://aemo.com.au/-/media/files/major-publications/qed/2024/qed-q4-2024.pdf?la=en&hash=4962B271805C9472CA0B1CEE80E051C>
- [17] Australian Energy Market Operator AEMO, Guide to Ancillary Services in the National Electricity Market , https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/security_and_reliability/ancillary_services/guide-to-ancillary-services-in-the-national-electricity-market.pdf
- [18] IEEE Guide for Automatic Reclosing on AC Distribution and Transmission Lines," in IEEE Std C37.104-2022 (Revision of IEEE Std C37.104-2012) , vol., no., pp.1-82, 28 April 2022, doi: 10.1109/IEEESTD.2022.9765404.
- [19] IC-OM-00-C361: Implementación del PDCE Zona Norte - Resultado del Proceso de Licitación "Proyecto PDCE".