

Estudio de Requerimientos Mínimos de Seguridad y Calidad para el SEN

Informe Final Actividad 1 - Análisis de
Estabilidad de la Frecuencia

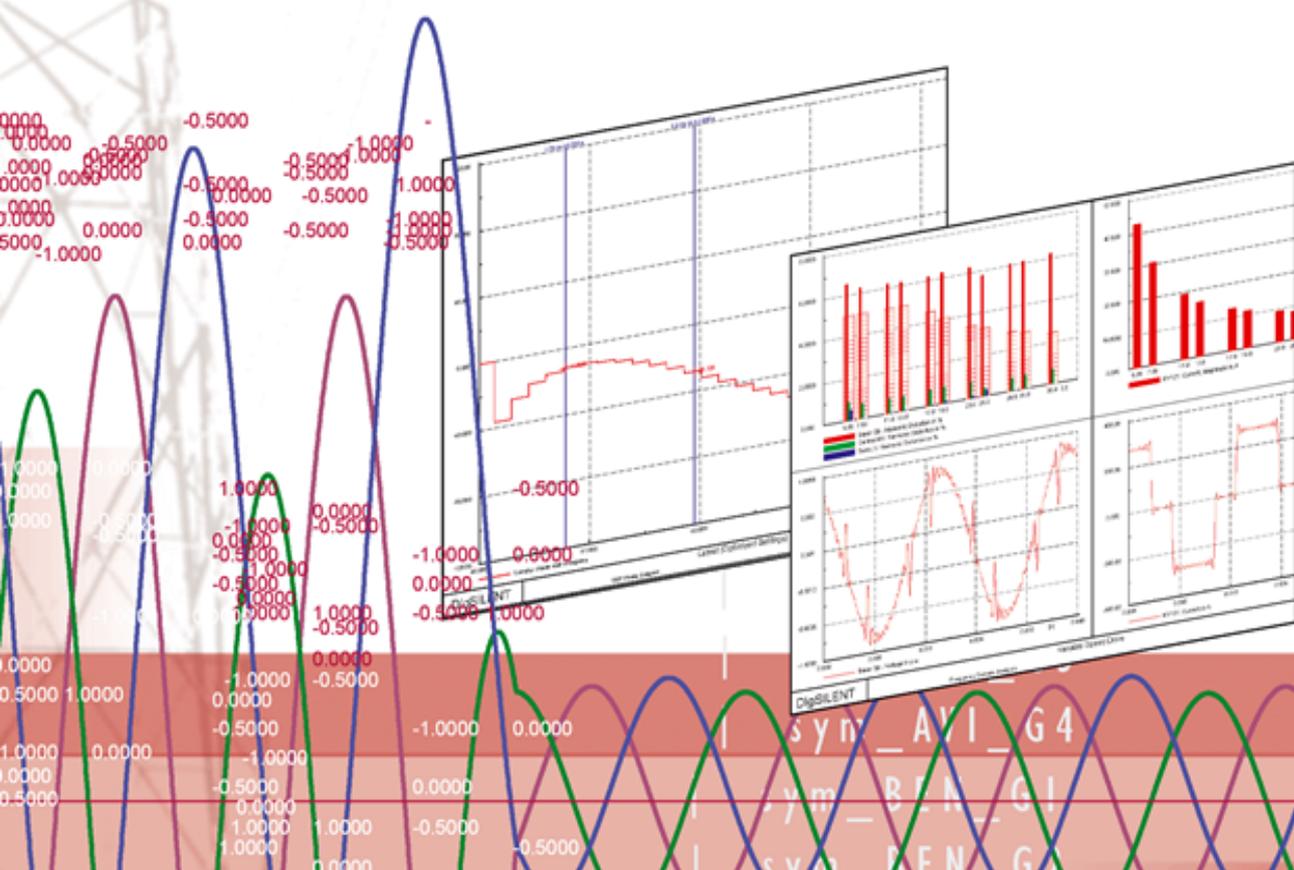
Preparado para:

Coordinador Eléctrico Nacional

Teatinos 280, Piso 11, Santiago de Chile

Elaborado por:

Digsilent GmbH, Noviembre 2021



$T_p = 0$
41300 ALD-
ARG_3.3-G
41811 AVI-
41812 AVI-
41813 AVI-
41814 AVI-
42011 BENI
42012 BENI



DIG SILENT GmbH

Heinrich-Hertz-Straße 9
D-72810 Gomaringen
Tel.: +49 7072 9168 - 0
Fax: +49 7072 9168- 88
<http://www.digsilent.de>

Contacto

Flavio Fernández
T: +49 (0)7072 9188-55
f.fernandez@digsilent.de

Historia de Revisión del Documento

Versión	Estado	Archivo	Entregado	Preparado por	Revisado por
01	Para comentarios	P2053_CEN_Estudio_RMSC_Actividad_1_Informe_Preliminar_v1.0.pdf	12/07/2021	F. De Marco	F. Fernández
02	Se revisaron los modelos dinámicos. Se ajustaron los despachos mínimos de las unidades. Se agregaron escenarios con compensadores sincrónicos	P2053_CEN_Estudio_RMSC_Actividad_1_Informe_Final_v2.0.pdf	17/09/2021	F. De Marco	F. Fernández
03	Versión final	P2053_CEN_Estudio_RMSC_Actividad_1_Informe_Final_r03_v3.pdf	15/11/2021	F. De Marco	F. Fernández

Resumen Ejecutivo

Este informe presenta los resultados correspondientes a la Actividad 1 del Estudio de Requerimientos Mínimos de Seguridad y Calidad para el SEN para los años 2025 y 2030. La Actividad 1 tiene como objetivo evaluar la estabilidad de la frecuencia del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Chile para distintas combinaciones de nivel de inercia y distribución de la reserva primaria en conformidad con los estándares de desempeño mínimo establecidos en la Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio (NTSyCS).

El estudio se centra en el análisis de cuatro escenarios de operación definidos por el Coordinador y correspondientes a niveles de demanda alta de día y baja de noche de los años 2025 y 2030. El estudio comprende fundamentalmente el análisis del comportamiento dinámico del SEN en el dominio del tiempo ante perturbaciones en la red utilizando el software PowerFactory de DIgSILENT GmbH.

Se analizó la estabilidad de la frecuencia y se verificó la suficiencia de reservas para control primario de frecuencia (CPF) en los casos base entregados por el Coordinador para la ejecución del estudio. Además, se analizaron casos base adicionales en los que se modificó el despacho de generación de modo de reducir la cantidad de unidades sincrónicas en servicio.

Para cada caso base se realizaron análisis de sensibilidad para evaluar la dependencia de las reservas para CPF con la inercia sistémica ante la desconexión del ciclo combinado San Isidro 2, que es el de mayor inercia del sistema.

Se verificó que el sistema resulta estable y cuenta con recursos suficientes para el CPF para garantizar el desempeño satisfactorio de la frecuencia ante las contingencias de Severidad 5 más críticas en los casos de 2025 y 2030 analizados.

El cálculo teórico de las tasas máximas de variación de la frecuencia ante desconexiones de generación en los casos base se encuentra por debajo de la tasa de activación del EDAC por decremento de la frecuencia y de la máxima variación que deben soportar los generadores sin desconectarse de la red de acuerdo a la NTSyCS.

En algunos casos de estudio adicionales de 2025 en los que se forzó la reducción de inercia sacando de servicio unidades sincrónicas de generación (hasta alcanzar inercias en el Norte Grande debajo de 3,3 GVAs y 1 GVAs en escenarios de demanda alta de día y baja de noche, respectivamente) se observa la divergencia de las tensiones en el sistema de transmisión incluso antes de implantar la contingencia. En dichos casos, el sistema resulta inestable en tensión y se alcanza un desempeño satisfactorio del control de frecuencia si se considera que las unidades de las centrales Angamos y Cochrane permanecen operando como condensadores sincrónicos (despachadas a potencia activa nula y participando del control dinámico de tensión). Esta medida de mitigación es evaluada en mayor detalle en los estudios de estabilidad de la tensión de la Actividad 2 del presente proyecto.

Las contingencias analizadas no derivan en la separación del sistema en áreas asincrónicas y las frecuencias medidas en las distintas áreas presentan evoluciones coherentes luego de las desconexiones de generación. Por lo tanto, los resultados obtenidos no indican la necesidad de establecer requerimientos mínimos de inercia y reservas para CPF por área del sistema.

La *Tabla 39* presenta los niveles sistémicos de inercia y penetración ERV en los casos de mínima inercia en los que el sistema presenta un desempeño satisfactorio. La factibilidad de operar el sistema en dichos escenarios se verificará en los estudios de estabilidad de la tensión de la Actividad 2.

Tabla 1. Inercia y penetración ERV en los casos de mínima inercia en los que el sistema presenta un desempeño satisfactorio.

Año	Demanda	Inercia SEN (GVAs)	Penetración ERV (%)	Generación (MW)		
				PV	Eólica	Total
2025	Alta	25.9	62	5791	1496	11840
	Baja	30.0	37	93	2866	7913
2030	Alta	28.5	72	6548	2311	12277
	Baja	38.9	30	58	2654	9105

Se analizará en los estudios de estabilidad de la tensión de la Actividad 2 la mínima fortaleza de red necesaria para garantizar el desempeño satisfactorio del sistema. Dicha fortaleza de red es directamente proporcional a la potencia de cortocircuito disponible, que en gran parte es aportada por las unidades sincrónicas de generación, y por lo tanto se relaciona indirectamente con la inercia de la red. Sin embargo, en los estudios de la Actividad 1 no se identificaron requerimientos mínimos de inercia por área del sistema debido a requerimientos de control de frecuencia desde el punto de vista del sistema en su conjunto.

Contenido

1	INTRODUCCIÓN	8
2	ESCENARIOS DE OPERACIÓN	9
2.1	GENERACIÓN E INERCIA	12
2.2	TRANSFERENCIAS DE POTENCIA	13
2.3	PENETRACIÓN DE GENERACIÓN ESTÁTICA	14
3	ESTABILIDAD DE LA FRECUENCIA	16
3.1	METODOLOGÍA	16
3.2	INERCIA MÍNIMA ANTE CONTINGENCIAS DE GENERACIÓN	18
3.3	ESCENARIO 1 DE 2025 (DEMANDA ALTA DE DÍA)	19
3.3.1	<i>Casos Base</i>	19
3.3.2	<i>Variaciones de Inercia</i>	24
3.4	ESCENARIO 2 DE 2025 (DEMANDA BAJA DE NOCHE)	30
3.4.1	<i>Casos Base</i>	30
3.4.2	<i>Variaciones de Inercia</i>	35
3.5	ESCENARIO 1 DE 2030 (DEMANDA ALTA DE DÍA)	40
3.5.1	<i>Casos Base</i>	40
3.5.2	<i>Variaciones de Inercia</i>	44
3.6	ESCENARIO 2 DE 2030 (DEMANDA BAJA DE NOCHE)	49
3.6.1	<i>Casos Base</i>	49
3.6.2	<i>Variaciones de Inercia</i>	53
4	CONCLUSIONES	58
5	REFERENCIAS	60
6	ANEXOS	61
6.1	ANEXO A: CONTINGENCIAS	61
6.1.1	<i>Definición del tipo de contingencia</i>	61
6.2	ANEXO B: REQUERIMIENTOS DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO	62
6.2.1	<i>Recuperación dinámica</i>	62
6.3	ANEXO C: INERCIA Y GENERACIÓN DE LOS CASOS BASE	64
6.3.1	<i>Despacho de generación por recurso y red</i>	64
6.3.2	<i>Inercia por recurso y red</i>	66
6.4	ANEXO D: TRANSFERENCIAS E INERCIAS TÍPICAS PARA 2026 [2]	68
6.5	ANEXO E: APORTES DE POTENCIA PARA CPF	71
6.6	ANEXO F: DESCRIPCIÓN CASOS DE ESTUDIO	75

Abreviaturas

BD	Base de datos
CC	Ciclo combinado
CEN	Coordinador Eléctrico Nacional
CF	Control de frecuencia
CPF	Control Primario de frecuencia
CSP	Concentración solar de potencia
ECFyDR	Estudio de control de frecuencia y determinación de reservas
EDAC	Esquema de desconexión automática de carga
ERV	Energía renovable variable
GNL	Gas natural licuado
HVDC	Corriente continua en alta tensión (del inglés <i>high voltage direct current</i>)
NTSyCS	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
PLP	Programación de largo plazo
RoCoF	Tasa de cambio de la frecuencia
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
S/E	Subestación
SSCC	Servicios complementarios

1 Introducción

Este informe presenta los resultados correspondientes a la Actividad 1 del Estudio de Requerimientos Mínimos de Seguridad y Calidad para el SEN para los años 2025 y 2030. La Actividad 1 tiene como objetivo evaluar la estabilidad de la frecuencia del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Chile para distintas combinaciones de nivel de inercia y distribución de la reserva primaria en conformidad con los estándares de desempeño mínimo establecidos en la Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio (NTSyCS) [1].

El SEN es un sistema de energía hidrotérmico que se encuentra transitando a un sistema de energía con baja presencia de centrales a carbón, integrando más generación de energía renovable variable (ERV), principalmente solar fotovoltaica y eólica. Actualmente, las centrales térmicas se localizan en el norte y centro de Chile, mientras que las centrales hidroeléctricas se encuentran principalmente en las regiones centro y sur. El potencial de generación solar se encuentra mayormente localizado en el norte del país, y el potencial de generación eólico está distribuido a lo largo del país.

La mayoría de las nuevas centrales ERV estarán localizadas en el norte del país, en consistencia con el potencial de recursos renovables disponibles. Dicho incremento representará nuevos desafíos para el desarrollo y la operación del SEN desde el punto de vista del control de la tensión y de la frecuencia de modo de garantizar que el SEN opere de manera estable y confiable cumpliendo los requerimientos de la NTSyCS.

El estudio se centra en el análisis de cuatro escenarios de operación definidos por el Coordinador y correspondientes a niveles de demanda alta de día y baja de noche de los años 2025 y 2030. El estudio comprende fundamentalmente el análisis del comportamiento dinámico del SEN en el dominio del tiempo ante perturbaciones en la red utilizando el software PowerFactory de DIgSILENT GmbH.

Se analizó la estabilidad de la frecuencia y se verificó la suficiencia de reservas para control primario de frecuencia (CPF) en los casos base entregados por el Coordinador para la ejecución del estudio. Además, se analizaron casos base adicionales en los que se modificó el despacho de generación de acuerdo a los criterios utilizados por el Coordinador en su Estudio de Limitaciones Técnicas del Sistema para los años 2026-2028 [2].

Para cada caso base se realizaron análisis de sensibilidad para evaluar la dependencia de las reservas para control primario de frecuencia (CPF) con la inercia sistémica ante la desconexión del ciclo combinado (CC) San Isidro 2, que es el de mayor inercia del sistema.

2 Escenarios de operación

Se realizó inicialmente un análisis de los niveles de demanda, inercia y transferencia de potencia de los casos base entregados por el Coordinador para el estudio, consistentes a escenarios de demanda alta de día y baja de noche para los años 2025 y 2030. La Tabla 2 presenta la nomenclatura utilizada en el estudio y en el modelo PowerFactory para identificar los casos base. En los casos base se ajustaron las potencias mínimas de despacho de las unidades de generación de acuerdo a la información entregada por el Coordinador.

Tabla 2. Nomenclatura utilizada para los casos base.

Caso	Escenario	Año	Demanda
25B1	1	2025	Alta/Día
25B2	2	2025	Baja/Noche
30B1	1	2030	Alta/Día
30B2	2	2030	Baja/Noche

Partiendo de los casos base entregados por el Coordinador se crearon casos base adicionales cumpliendo con los siguientes criterios de despacho de generación:

- Se despacha en el área centro sólo el CC San Isidro 2, de modo que ante su desconexión la inercia del Centro es nula.
- Despacho de generación hidroeléctrica:
 - Centrales de pasada: se distribuye el despacho de generación entre todas las unidades disponibles
 - Centrales de embalse: se despacha la mínima cantidad de unidades de generación por central respetando el mínimo técnico, que se encuentra en torno al 30 %.
- En los casos de 2030:
 - Se saca de servicio la unidad BOMBEO_SING_1 (111 MVA nominales).
 - Retiro unidades Angamos (ANG1 y ANG2) en enero 2026.
 - Retiro centrales Nueva Ventanas y Campiche en enero 2026.
- En el Escenario 2 de 2030 se sacan del servicio las unidades adicionales de generación CSP (despacho 700MW).

La siguiente tabla presenta la nomenclatura utilizada para los casos base adicionales e indica para cada uno de ellos el caso base a partir del cual se generó. Los casos base adicionales presentan el mismo nivel de demanda y generación eólica y solar que los respectivos casos de partida.

Tabla 3. Nomenclatura utilizada para los casos base adicionales.

Caso base adicional	Caso base de partida	Escenario	Año	Demanda
25B1a	25B1	1	2025	Alta/Día
25B2a	25B2	2	2025	Baja/Noche
30B1a	30B1	1	2030	Alta/Día
30B2a	30B2	2	2030	Baja/Noche

La Tabla 4 y la Tabla 5 presentan los niveles de generación por fuente primaria, inercia total y por área, y las transferencias de potencia activa en los casos base del estudio para los años 2025 y 2030, respectivamente. La generación estática comprende las fuentes de generación conectada a la red a través de convertidores estáticos de potencia (elementos del tipo ElmGenstat en PowerFactory) pertenecientes a centrales de generación ERV y equipos de almacenamiento. El porcentaje de generación estática se calcula en relación a la generación total del sistema.

Como referencia, en las Secciones 2.1 y 2.2 se comparan los valores de dichas tablas con los encontrados por el Coordinador en el Estudio de Limitaciones Técnicas del Sistema para los años 2026 y 2028 [2], que se presentan en el Anexo D de la Sección 6.4.

De acuerdo a la versión más reciente del Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva [3], el Área Centro comprende las instalaciones desde S/E Los Vilos 220 kV y Polpaico 500 kV hasta la S/E Alto Jahuel 500, 220 kV. Por lo tanto, se definieron las transferencias entre áreas como sigue:

- Transferencia Norte-Centro: al norte de S/E Los Vilos 220 kV y Polpaico 500 kV medida en las líneas Nva. Pan de Azúcar - Polpaico 500 kV C1 y C2, y Los Vilos – Las Palmas 220 kV L1 y L2. En los casos de 2030 se adiciona el flujo de potencia por el enlace HVDC Lo Aguirre – Kimal.
- Transferencia Sur-Centro: al sur de S/E Alto Jahuel 500 kV y 220 kV medida en los siguientes elementos:
 - Líneas Ancoa - Alto Jahuel 4 x 500 kV, lado A. Jahuel
 - Líneas Maipo – A. Jahuel 2 x 220 kV, lado A. Jahuel
 - Transformador Alto Jahuel 220/154kV-300MVA, lado 220 kV

Tabla 4. Generación por fuente primaria y transferencias de potencia activa en los casos base de 2025

Cantidad		Caso			
		25B1	25B1a	25B2	25B2a
Generación (MW)	Total	11820	11804	7931	7825
	Term.	1150	1241	1007	1360
	Hidro	4263	4156	4730	4272
	PV	5132	5132	58	58
	CSP	0	0	0	0
	Eólica	1275	1275	2136	2136
Generación Estática (%)		54	54	26	27
Inercia (GVAs)	Total	31,3	32,0	33,8	36,3
	Norte Grande	7,8	7,8	8,5	8,5
	Centro	0,0	3,4	0,0	3,4
Transferencia (MW)	Par – Cum 2x500 kV	497	497	-1220	-1183
	Nva. P. Azu – Pol 2x500 kV	1604	1647	-1408	-1367
	HVDC Nor ->Sur	0	0	0	0
	Total Nor->Cen	1872	1898	-1396	-1373
	Total Sur->Cen	1263	870	3223	2822
Norte Grande (MW)	Generación	3534	3534	1138	1138
	Carga	3077	3077	2641	2606
	Déficit de Generación	-457	-457	1502	1468

Tabla 5. Generación por fuente primaria y transferencias de potencia activa en los casos base de 2030.

Cantidad		Caso			
		30B1	30B1a	30B2	30B2a
Generación (MW)	Total	12331	12321	9166	9213
	Term.	1287	1360	1587	2106
	Hidro	2064	1965	4272	4645
	PV	6510	6510	100	40
	CSP	0	0	700	0
	Eólica	2470	2487	2508	2422
Generación Estática (%)		54	72	27	27
Inercia (GVAs)	Total	38,9	32,4	53,5	37,8
	Norte Grande	9,1	5,6	19,9	8,2
	Centro	2,2	3,4	3,8	3,4
Transferencia (MW)	Par – Cum 2x500 kV	-779	-989	391	-140
	Nva. P. Azu – Pol 2x500 kV	938	820	-77	-514
	HVDC Nor ->Sur	2366	2366	-1509	-1509
	Total Nor->Cen	1154	1011	-40	-520
	Total Sur->Cen	380	18	3346	3597
Norte Grande (MW)	Generación	4303	4099	2132	1611
	Carga	3152	3152	3132	3132
	Déficit de Generación	-1152	-948	999	1520

2.1 Generación e inercia

En la Tabla 4 y Tabla 5 se observa lo siguiente:

- La generación térmica total en todos los casos se encuentra entre 1007 MW y 2106 MW.
- Ninguno de los casos de estudio considera los BESS existentes (50 MW) en servicio ni incorpora instalaciones adicionales de almacenamiento de energía.
- La penetración de generación estática en los casos de demanda baja de noche es relativamente baja (26 %) y la generación hidroeléctrica total elevada.
- Los casos de 2030 presentan transferencias de potencia por el enlace HVDC en sentidos opuestos, siendo de Norte a Centro en los escenarios de demanda alta de día, y de Centro a Norte en los escenarios de demanda baja de noche.
- El Caso 30B2 presenta una demanda relativamente baja y considera 700 MW de generación CSP y 100 MW de generación PV, correspondiéndose con un escenario nocturno en el que se aprovecha la capacidad de almacenamiento de las centrales CSP.
- En los casos base originales 25B1 y 25B2 la inercia en el Centro es nula, y baja en el Caso 30B1. En el Caso 30B2 la inercia de 3,8 GVAs es provista por las unidades de las centrales Rapel y Campiche. Se considera como unidades aportantes a la inercia del Centro a las de los ciclos combinados conectados a la S/E San Luis, y las unidades de las centrales Campiche, Ventanas, Central Nueva Renca y Rapel.
- En los casos base adicionales la inercia del Norte Grande es igual o menor a la de los casos base originales, y la inercia del Centro (3,4 GVAs) es aportada exclusivamente por las dos unidades del CC San Isidro 2 (cuya desconexión se simula en los casos de estudio).
- En todos los casos excepto en los Casos 30B1 y 30B2 la inercia del Norte Grande se encuentra debajo del valor mínimo (9 GVAs) encontrado por el Coordinador [2] para los años 2026 y 2028 en base a análisis de estabilidad transitoria y de tensión.
- La diferencia de 11.7 GVAs de inercia entre los casos 30B2 y 30B2a se debe principalmente a que en el caso 30B2a se sacaron de servicio las unidades U16, Campiche, IEM, CSP, Santa María, Pangué U2, Angostura U2, BOMBEO_SING_1, Rapel U1 a U5, y Canutillar U2.

Se presentan en el Anexo de la Sección 6.3 los niveles de generación e inercia por recurso primario y red de la base de datos para cada caso base del estudio.

2.2 Transferencias de potencia

En relación a las transferencias de potencia entre áreas se observa lo siguiente:

- Las transferencias de potencia activa Norte – Centro positivas se asocian a escenarios de demanda alta de día, mientras que las transferencias con valores negativos (sentido Centro a Norte) se asocian a escenarios de demanda baja de noche.
- Las transferencias de potencia activa Sur – Centro son positivas en todos los escenarios de 2025, siendo mayor en los escenarios de demanda baja de noche. En los escenarios de 2030, la transferencia Sur – Centro presenta valores reducidos en escenarios de demanda alta de día, mientras que en los escenarios de demanda baja de noche presentan valores positivos y elevados.

En el Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión más reciente [4] se definen los límites de transmisión del área Norte para escenarios actuales de operación presentados en la Tabla 6. En esta área los límites de los tramos Los Changos-Cumbre y Nueva Pan de Azúcar-Polpaico, debido a la longitud de estas líneas, son impuestos por condiciones de estabilidad dinámica o de regulación de tensión que se presentan ante la falla de un circuito de la misma línea, y por lo tanto, son inferiores a las máximas capacidades térmicas que soportan los conductores, condensadores serie y transformadores de corriente.

Tabla 6. Restricciones actuales en el sistema de transmisión [4].

Tramo	SS/EE		Límite tramo (MVA)		Causa
	Origen	Destino	Operación Normal	Post-contingencia	
Changos – Cumbre 500 kV C1 y C2	Changos	Cumbre	Norte-Sur 1410	Norte-Sur 1430	Amortiguamiento
			Sur-Norte 1780	Sur-Norte 1860	Reg. Tensión
Nva. P. Azúcar – Polpaico 500 kV C1 y C2	Nva P. Azúcar	Polpaico	Norte-Sur 1985	Norte-Sur 1945	Reg. Tensión
			Sur-Norte 2010	Sur-Norte 2040	Reg. Tensión

En los casos base se verifica que las transferencias de potencia por las líneas Changos – Cumbre 2x500 kV y Nva. P. Azúcar – Polpaico 2x500 kV se encuentran dentro de los límites actuales. En los escenarios de 2025 las transferencias de potencia son compatibles con los valores extremos¹ extraídos por el Coordinador de los escenarios PLP para 2026 [2]. Se verificará en los análisis de la Actividad 2 del

¹ En los casos de 2026 de menor inercia las transferencias en escenarios de día/noche en Parinas – Cumbre 2x500 kV son +500/-1500 MW, y en Nva. P. Azúcar – Polpaico 2x500 kV son +/-1500 MW.

proyecto la factibilidad de operar el sistema con las transferencias de potencia observadas en los casos base desde el punto de vista de la estabilidad transitoria y de la tensión ante contingencias de Severidad 4.

Las fallas de Severidad 6 en líneas AC de 500 kV y en el enlace HVDC son de baja probabilidad de ocurrencia y pueden clasificarse como contingencias extremas de acuerdo a la NTSyCS. Además, la desconexión de ambos circuitos de la línea de 500 kV Parinas – Cumbre implica la separación del sistema en dos áreas no sincrónicas. Considerando el déficit de generación del Norte Grande y las elevadas transferencias de potencia, el análisis de dichas contingencias resulta relativamente complejo y particular, por lo que puede requerir el diseño de planes de defensa específicos. Por lo tanto, se prescinde de su análisis en el presente estudio, que se enfoca en el análisis del control de frecuencia en las condiciones de operación más críticas con elevada probabilidad de ocurrencia.

2.3 Penetración de generación estática

La Tabla 7 y la Tabla 8 presentan los niveles de generación sincrónica y estática (conectada a través de inversores de electrónica de potencia) por red del modelo del sistema para los casos base de 2025 y 2030, respectivamente. En dichas tablas se observa lo siguiente:

- Los casos de demanda alta de día (25B1, 25B1a, 30B1 y 30B1a) son los de mayor penetración de generación estática total del sistema. En dichos casos la generación estática se concentra en las redes Norte Grande, Atacama y Coquimbo, en las que la penetración de generación estática se encuentra entre el 82 % y el 100 %.
- La generación estática (eólica) en el Sur (red Araucanía) aumenta en promedio 859 MW de los casos de 2025 a los de 2030. Los casos de 2030 son los que presentan la mayor penetración de generación estática en la red Araucanía.
- En los casos de demanda alta de día la penetración de generación estática total del sistema aumenta del 54 % al 72 % del 2025 al 2030.

Tabla 7. Generación sincrónica y estática por red en los casos base de 2025.

Red	Caso de Estudio											
	25B1			25B1a			25B2			25B2a		
	Sinc (MW)	Est (MW)	Est (%)	Sinc (MW)	Est (MW)	Est (%)	Sinc (MW)	Est (MW)	Est (%)	Sinc (MW)	Est (MW)	Est (%)
00-Norte Grande	636	2898	82	636	2898	82	859	280	25	859	280	25
01-Atacama	142	1544	92	142	1544	92	161	28	15	116	28	19
02-Coquimbo	15	1053	99	15	1053	99	7	589	99	7	589	99
03-Chilquinta-Aconcagua	191	243	56	191	243	56	147	0	0	147	0	0
04-Enel Distrib	426	80	16	426	80	16	336	0	0	335	0	0
05-Colbún	643	0	0	643	0	0	590	0	0	590	0	0
06-Troncal_Qui-Cha	863	151	15	1261	151	11	873	20	2	1163	20	2
07-Sist 154 - 66 kV	626	0	0	626	0	0	505	0	0	505	0	0
08-Charrúa	1712	41	2	1299	41	3	1721	11	1	1372	11	1
09-Concepción	2	3	62	2	3	62	3	0	9	3	0	9
10-Araucanía	54	145	73	54	145	73	496	770	61	496	770	61
11-Araucanía 66 kV	116	30	21	116	30	21	144	20	12	144	20	12
12-Zona Interc	0	80	100	0	80	100	0	0	0	0	0	0
12-SIC-SING	0	125	100	0	125	100	0	372	100	0	372	100
Total	5427	6393	54	5411	6393	54	5843	2088	26	5737	2088	27

Tabla 8. Generación sincrónica y estática por red en los casos base de 2030.

Red	Caso de Estudio											
	30B1			30B1a			30B2			30B2a		
	Sinc (MW)	Est (MW)	Est (%)	Sinc (MW)	Est (MW)	Est (%)	Sinc (MW)	Est (MW)	Est (%)	Sinc (MW)	Est (MW)	Est (%)
00-Norte Grande	723	3580	83	519	3580	87	1849	283	13	1474	137	9
01-Atacama	38	2344	98	56	2358	98	89	216	71	89	216	71
02-Coquimbo	0	807	100	0	807	100	7	112	94	7	112	94
03-Chilquinta-Aconcagua	179	162	47	101	162	62	297	0	0	212	0	0
04-Enel Distrib	187	54	22	402	54	12	474	0	0	642	0	0
05-Colbún	262	0	0	187	0	0	385	0	0	427	0	0
06-Troncal_Qui-Cha	403	68	14	678	68	9	967	27	3	1207	27	2
07-Sist 154 - 66 kV	281	0	0	299	0	0	541	0	0	635	0	0
08-Charrúa	772	97	11	652	97	13	1533	284	16	1751	284	14
09-Concepción	23	3	11	59	3	5	58	3	5	58	3	5
10-Araucanía	374	1129	75	257	1132	82	413	1502	78	303	1502	83
11-Araucanía 66 kV	102	26	20	107	26	20	72	29	29	72	29	29
12-Zona Interc	0	31	100	0	31	100	0	0	0	0	0	0
12-SIC-SING	60	628	91	60	628	91	0	28	100	0	28	100
Total	3404	8927	72	3377	8944	73	6683	2483	27	6876	2337	25

Sinc: generación sincrónica incluyendo los generadores eólicos asincrónicos

Est: generación estática conectada a través de convertidores de potencia

3 Estabilidad de la frecuencia

El objetivo de esta actividad es evaluar la estabilidad de la frecuencia del SEN para distintas combinaciones de valores de inercia y distribución de la reserva para CPF en distintos grupos de unidades generadoras. Se determinan los requerimientos mínimos para que el comportamiento dinámico del sistema resulte satisfactorio frente a condiciones de exigencia operativa definidas tanto por los puntos de operación como por las perturbaciones seleccionadas.

Este análisis es complementario al análisis dinámico de estabilidad de la tensión de la Actividad 2 ya que en las zonas con elevada penetración de generación ERV conectada a través de convertidores de electrónica de potencia podrían superponerse los transitorios de ángulo rotórico de generadores sincrónicos y frecuencia del sistema con los de las tensiones del sistema de transmisión.

3.1 Metodología

Se analizaron en detalle las contingencias identificadas como las más críticas para el desarrollo de este estudio y la topología futura prevista para el sistema, en consistencia con la metodología de parametrización del requerimiento de inercia y CPF definida por el Coordinador en el marco de los estudios por el nuevo régimen de servicios complementarios (SSCC) [5] [6].

Las contingencias analizadas se describen en la siguiente tabla.

Tabla 9. Contingencias de severidad 5 analizadas.

#	Generador	Comentario
23a	IEM ²	Unidad con despacho más elevado en el Norte Grande
23b	U16	Unidad con mayor inercia en el Norte Grande
24a	Santa María	Unidades con despachos más elevados en el Centro-Sur
24b	Ralco U2	
24c	Pehuenche U1	
24d	San Isidro 2 TV+TG	Central con mayor inercia en el Centro-Sur

Para evaluar la contribución del CPF a la reducción de la excursión máxima de la frecuencia postcontingencia en los estados estacionario y transitorio, se determinaron los siguientes requerimientos de aporte de reservas para CPF:

² Se considera la reconversión de IEM de carbón a GNL en 2025, la potencia máxima a GNL siendo 300 MW.

- A los 10 segundos luego de la perturbación con el fin de evitar la activación del primer escalón del esquema de desconexión automática de carga (EDAC), que se ajusta en 48,9 Hz.
- En estado estacionario luego de extinguido el transitorio producido por la perturbación para que el error permanente de frecuencia postcontingencia no supere los 0,7 Hz.

Fueron considerados tiempos de simulación de 120 segundos y la contingencia se aplicó en $t = 0$ s. Esto se realiza para contemplar los tiempos de establecimiento exigidos para unidades hidroeléctricas en el Artículo 3-17 de la NTSyCS.

Se buscó obtener una respuesta crítica de la frecuencia del SEN habilitando los controladores de carga/velocidad del mínimo de unidades posibles sin alterar significativamente el despacho de generación. Esta respuesta crítica de la frecuencia cumple con los siguientes criterios.

- 48,9Hz < Frecuencia mínima < 49,0Hz
- 49,3Hz < Frecuencia permanente

Se analizaron los siguientes grupos de casos:

- **Casos base:** se simuló el disparo, de a uno por vez, de los generadores de mayor despacho en las áreas Norte y Centro-Sur del sistema. Se analizaron escenarios específicos en los que se forzó el despacho máximo de la U16 en el Norte y del CC San Isidro 2 en el Centro. El análisis de estos escenarios permite evaluar la suficiencia de recursos para CPF en escenarios típicos de operación extraídos de los escenarios PLP seleccionados por el Coordinador.
- **Variación de la inercia:** se crearon casos adicionales en los que se redujo la inercia sistémica quitando de servicio unidades sincrónicas de generación y aumentando la generación renovable conectada a través de convertidores estáticos. Se consideraron los siguientes criterios:
 - Los generadores sincrónicos que se sacaron de servicio pertenecen en general al área Norte, y se priorizaron aquellos planificados para retiro o reconversión.
 - Para la resolución del flujo de potencia se definió un control secundario de frecuencia que distribuye el balance del sistema entre los generadores estáticos de acuerdo a su despacho³. De esta forma, los generadores que presentan mayor recurso primario en el escenario de estudio son los que más aumentan su potencia para compensar las variaciones en la generación sincrónica, respetando sus potencias máximas admisibles.
 - Para la resolución del flujo de potencia se consideró que los generadores estáticos operan controlando sus tensiones terminales. Esto es necesario para ajustar automáticamente el perfil de tensión luego de introducir variaciones importantes en el despacho de generación. Este supuesto y la necesidad de control de tensión/potencia reactiva se analizará en detalle en la Actividad 2.

³ El control secundario se define sólo a los efectos de distribuir la responsabilidad del balance del sistema para la resolución del flujo de cargas. Para ello, se escoge la opción "*According to Secondary Control*" en el parámetro "*Active Power Control*" del comando de flujo de cargas de PowerFactory. Dicho control secundario no opera en las simulaciones dinámicas para controlar la frecuencia.

Los grupos de unidades que participan del control de frecuencia comprenden combinaciones de unidades con distinta velocidad de cambio de potencia en el rango de los segundos, para recuperar las pérdidas de generación en el sistema. Como referencia se consideraron inicialmente que participan del CPF los grupos de unidades definidos en el Estudio de Servicios Complementarios para la Operación del SEN 2021-2024 [7], los que fueron modificados en función de la evolución del parque de generación en los escenarios de estudio.

En la BD PowerFactory se creó un caso de estudio por cada condición analizada. Un caso de estudio define la contingencia y el escenario de operación a analizar. En el escenario de operación se define el nivel de demanda y compensación de potencia reactiva, despacho de generación y posición de interruptores y topes de transformadores y compensadores *shunt*. Adicionalmente, en el escenario de operación se especifica el estado (en servicio/fuera de servicio) de los elementos y sus controladores. Por lo tanto, se creó un escenario de operación adicional cuando se modifica el despacho de generación o se habilitan/deshabilitan controles de potencia-frecuencia de unidades de generación.

Se describen en el Anexo F de la Sección 6.6 los casos de estudio analizados e incluidos en la BD que forma parte de los entregables del proyecto.

Se asumió que los modelos dinámicos de las unidades sincrónicas de generación existentes representadas en la base de datos PowerFactory han sido homologados contra ensayos en campo, es decir que las unidades cuyos modelos dinámicos proporcionan control de frecuencia, efectivamente pueden hacerlo en la realidad. No se modificó el modo de control de tensión o de potencia reactiva de los modelos dinámicos de los generadores ERV.

3.2 Inercia Mínima ante Contingencias de Generación

Se busca determinar si es pertinente establecer requerimientos mínimos de inercia para el SEN, para efectos de evitar el desprendimiento de carga por acción del EDAC ante contingencias simples de generación. La Tabla 10 presenta para los casos base las tasas de cambio de frecuencia (RoCoF) ante una contingencia de Severidad 5 en la que se desconecta el CC San Isidro U2 (inercia 3,4 GVAs y despacho 397,8 MW). Los valores de ROCOF se calculan mediante la siguiente expresión:

$$ROCOF = \frac{-\Delta P_{desbalance}}{2H_{Sistema(postcontingencia)}} \times f_{nominal}$$

La mayor magnitud para el ROCOF es de -0,357 Hz/s. Luego, en los escenarios base del estudio no se alcanza la tasa de caída -2 Hz/s que corresponde al límite de la tasa de cambio de la frecuencia establecida el Artículo 3-17 de la NT SSCC para la determinación de los requerimientos de inercia. Tampoco se alcanza la tasa de -0,6 Hz/s asociada a los escalones activados por tasa de variación de la frecuencia del EDAC. La inercia mínima postcontingencia requerida para evitar la activación del EDAC corresponde aproximadamente a 16,5 GVAs y la inercia mínima prevista excede ampliamente dichos montos.

Tabla 10: Tasa de cambio de la frecuencia teórica en los escenarios base de estudio.

Caso	Generación		Inercia (GVAs)	RoCoF (Hz/s)
	Total (MW)	Estática (%)		
25B1	11819,6	54,1	31,3	-0,357
25B2	7931,1	26,3	33,8	-0,327
30B1	12331,1	72,4	38,9	-0,28
30B2	9166,1	27,1	53,5	-0,198
25B1a	11804,1	54,2	32	-0,347
25B2a	7825,2	26,7	36,3	-0,302
30B1a	12321,3	72,6	32,4	-0,343
30B2a	9212,8	25,4	37,8	-0,289

3.3 Escenario 1 de 2025 (demanda alta de día)

Esta sección presenta el resultado del análisis de los escenarios de demanda alta de día de 2025.

3.3.1 Casos Base

Se simularon las contingencias de Severidad 5 consistentes en los disparos de Santa María (inercia 1,9 GVAs y despacho 380 MW) e IEM (inercia 2 GVAs y despacho 188 MW), que son las unidades en servicio con los despachos más elevados en las áreas Centro-Sur y Norte, respectivamente.

Partiendo del escenario 25B1 se creó el escenario 25F1a en el que se dejaron en servicio los reguladores de velocidad sólo las unidades que participan del CPF (Guacolda U3, ANG2, ANG1, Antuco U1, Pangué U1 y U2, Ralco U1 y U2) que se indican en el Anexo E de la Sección 6.5.

Adicionalmente, partiendo del escenario 25F1 se crearon los escenarios adicionales 25F1c y 25F1d en los que se sacó de servicio la unidad Santa María (381 MW) y se forzó el despacho de San Isidro U2 (despacho 397,8 MW e inercia 3,4 GVAs) y de la U16 (despacho 400 MW e inercia 3,14 GVAs), respectivamente. En ambos casos se aumentó el despacho de Antuco U2 (no participa del CPF) para que Ralco U1 presente un despacho similar al del escenario 25B1.

3.3.1.1 Resumen de resultados

En todos los casos el sistema permanece estable, con las frecuencias y tensiones del SEN dentro de los valores establecidos por la NTSyCS.

En todos los casos se consideró el siguiente grupo de unidades participando del CPF: Pangué U1 y U2, Antuco U1, Ralco U1 y U2, Guacolda U3, ANG1 y ANG2.

La Tabla 11 resume los aportes totales de generación de las unidades participando del CPF a los 10s y 120 s luego de la desconexión de generación para cada uno de los casos simulados, junto con los valores mínimos y finales de la frecuencia del sistema medida en Alto Jahuel 500 kV. El Anexo E de la Sección 6.5 presenta los aportes de potencia de cada una de las unidades.

Los aportes de generación más elevados a los 10 s y 120 s luego de las contingencias son de 203,6 MW y 241,3 MW, respectivamente. Los menores valores de frecuencia mínima y final son 48,95 Hz (a los 8.6 s) y 49,31 Hz, respectivamente.

Tabla 11. Aportes de potencia de las unidades participando del CPF y valores mínimos y finales de la frecuencia del sistema ante desconexiones de generación en los casos de demanda alta de día de 2025.

Caso	Escenario	Generador desconectado			Total SEN		Aporte CPF (MW)		Frecuencia		
		Nombre	Inercia (GVAs)	PO (MW)	Inercia* (GVAs)	Gen, (MW)	@10s	@120s	Fmin (Hz)	Tmin (s)	Ffin (Hz)
25F1a	25F1a	Santa María	1,9	381	31,3	11820	197,4	231,6	48,97	8,83	49,31
25F1b	25F1a	IEM	2,0	188	31,3	11820	87,2	119,2	49,53	8,84	49,76
25F1c	25F1c	San Isidro U2	3,4	398	32,8	11802	203,2	241,3	48,96	8,77	49,33
25F1d	25F1d	U16	3,1	400	32,4	11877	183	223,8	49,07	8,7	49,44
25B1a	25B1a	San Isidro U2	3,5	398	32	11804	203,6	238,2	48,95	8,6	49,32

(*) Antes de la contingencia.

La siguiente figura presenta la frecuencia eléctrica en el nodo Alto Jahuel 500 kV para los cinco casos de estudio. En todos los casos se logra evitar el descenso de la frecuencia por debajo de 48,9 Hz, lo que evita el desprendimiento de carga por acción del EDAC y, además, se logra alcanzar una frecuencia de régimen permanente superior a 49,3 Hz. Por lo tanto, se verifica el cumplimiento de las exigencias de los Artículos 5-25, 5-35 y 5-37 de la NTSyCS.

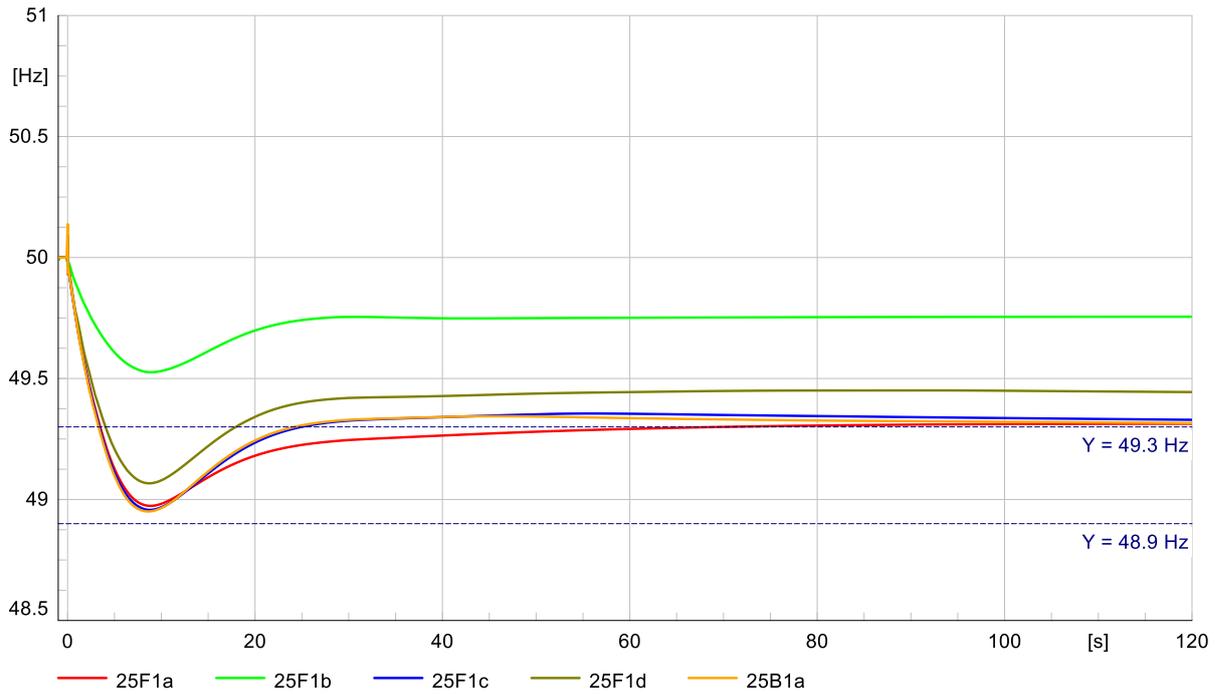


Figura 1. Frecuencia ante las contingencias de Severidad 5 en los escenarios de demanda alta de día de 2025.

3.3.1.2 Desconexión de San Isidro 2

Esta sección presenta los requerimientos de CPF inicial y permanente ante la desconexión de las unidades de San Isidro 2 (inercia 3,4 GVA.s y despacho 397,38 MW) en el Caso 25B1a.

La Figura 2 presenta la frecuencia eléctrica en diferentes nodos del SEN. El valor mínimo que alcanza la frecuencia es de 48,95 Hz a los 8,6 s luego de la contingencia, por lo que no se produce desprendimiento de carga por acción de EDAC. La frecuencia al final de la simulación es de 49,34 Hz.

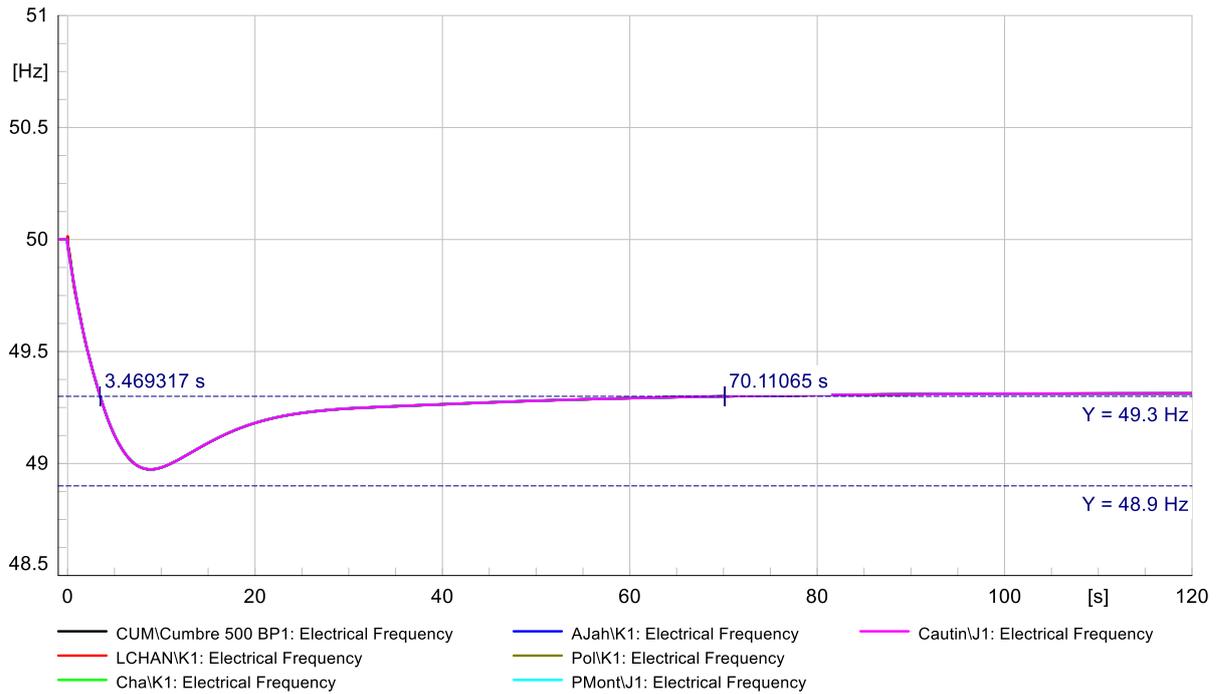


Figura 2. Frecuencia ante la desconexión de San Isidro 2 en el Caso 25B1a.

La Figura 3 presenta la potencia eléctrica de las unidades que participan del CPF. Los valores de potencia activa medidos antes de la contingencia y a los 10 s y 120 s luego de la contingencia se resumen en la Tabla 12.

Tabla 12. Requerimientos de reservas para CPF ante la desconexión de San Isidro 2 (398 MW) en el Caso 25B1a.

Unidad	Generación (MW)				
	Inicial (t=0s)	t = 10s		t = 120s	
		Medición	Aporte CPF	Medición	Aporte CPF
Guacolda U3	45	48,8	3,8	49,5	4,5
ANG1	121,7	151,1	29,4	130,4	8,7
ANG2	121,7	151,1	29,4	130,4	8,7
Antuco U1	86	127,5	41,5	159,5	73,5
Pangue U1	219,9	226,7	6,7	228,2	8,3
Pangue U2	219,9	231,6	11,7	238,5	18,5
Ralco U1	311,8	352,9	41,1	386	74,2
Ralco U2	345	385	40	386,8	41,8
Total			203,6		238,2
Total Norte Grande			58,9		17,3

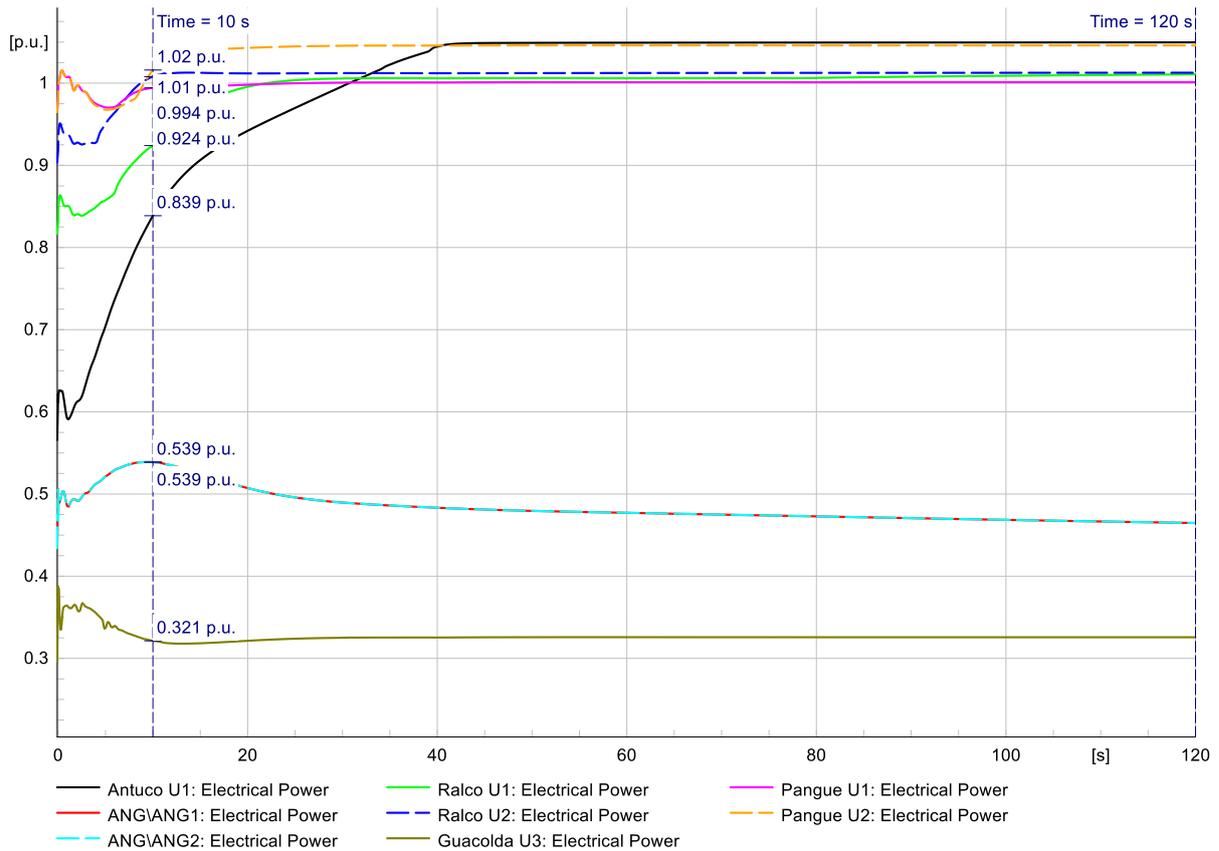


Figura 3. Potencias activas de las unidades bajo CPF ante la desconexión de San Isidro 2 en el Caso 25B1a.

La Figura 4 presenta los valores totales de generación, demanda, potencia de las turbinas de los generadores sincrónicos y pérdidas del SEN. Los valores iniciales junto con las mediciones a los 10 s y 120 s luego de la perturbación se resumen en la Tabla 13.

Tabla 13. Balance de potencias del SEN ante la desconexión de Santa María (380 MW) en el Caso 25B1a.

Cantidad	Potencia activa total (MW)				
	Inicial (t = 0s)	t = 10s		t = 120s	
		Total	Variación	Total	Variación
Generación	11804	11597	-208	11634	-170
Demanda	11334	11115	-219	11152	-182
Pérdidas	470	482	12	483	13
Potencia turbinas	5399	5211	-188	5239	-160

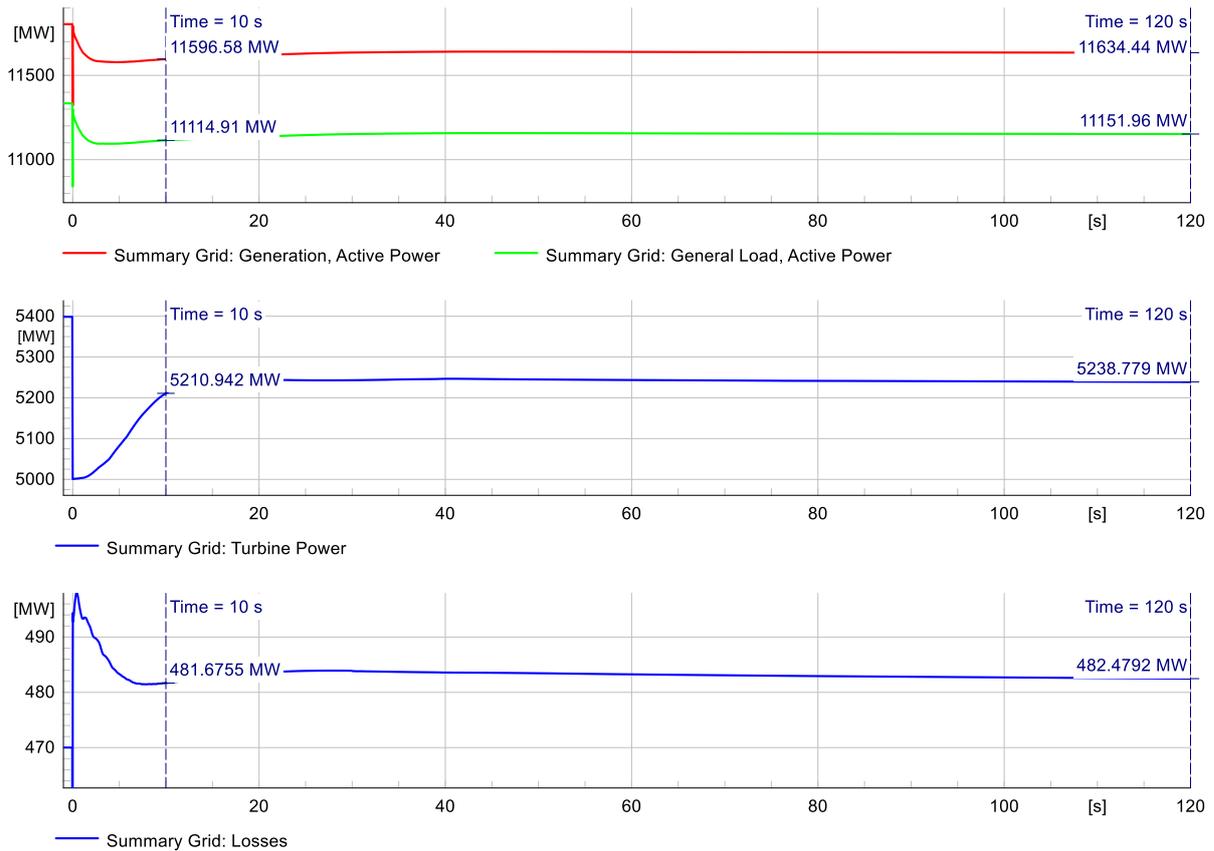


Figura 4. Balance de Potencia del SEN ante la desconexión de San Isidro 2 (398 MW) en el Caso 25B1a.

3.3.2 Variaciones de Inercia

Partiendo del Caso 25F1c se crearon casos adicionales en los que se redujo la inercia sistémica quitando de servicio unidades sincrónicas de generación y aumentando la generación renovable conectada a través de convertidores estáticos. En todos los casos se simuló la desconexión del CC San Isidro 2 despachado a máxima potencia.

La Tabla 14 indica para cada caso de estudio la inercia del sistema antes de la perturbación y las unidades que se sacan de servicio respecto al caso de estudio de partida. En el Caso 25F1c43 se sacan de servicio las unidades Pehuenche 1 y 2 y es el de menor inercia sistémica (25,88 GVAs) sin condensadores sincrónicos adicionales.

En los Casos 25F1c41 (3,2 GVAs en el Norte Grande) y 25F1c51 (2,6 GVAs en el Norte Grande) se observa la inestabilidad de las tensiones del sistema incluso antes de implantar la contingencia, como muestra la Figura 5. Dichas inestabilidades se eliminan en los Casos 25F1c42 y 25F1c52 en los que se dejan en servicio las unidades de las centrales Angamos y Cochran operando como condensadores sincrónicos (despacho de potencia activa nula y controlando la tensión terminal) y la inercia del Norte Grande es de 5,8 GVAs. Se analizará en la Actividad 2 de este proyecto la posibilidad de adoptar una estrategia alternativa de control de tensión en reemplazo de los condensadores sincrónicos.

Tabla 14. Casos de estudio variando la inercia sistémica para el Escenario 1 de 2025.

Caso	Htotal (GVAs)	Fuera de servicio					Comentario
		Unidad	P (MW)	Sb (MVA)	H (s)	H (GVAs)	
25F1c	32,80	-	-	-	-	-	Escenario con la misma inercia que el caso base 25B1.
25F1c2	30,78	IEM	188	442	4,55	2,01	Partiendo del Caso 25F1c se redespachan las unidades de las centrales Ralco, Pangue y Antuco. La respuesta del sistema es aceptable.
25F1c3	28,20	Guac U3	45	179	4,95	0,89	Se parte del Caso 25F1c2. La respuesta del sistema es aceptable.
		Guac U4	38	179	4,95	0,89	
		Guac U5	56	181	4,48	0,81	
25F1c41	25,65	CCH1	85	330	3,9	1,27	Se parte del Caso 25F1c3. Para la resolución del flujo los generadores estáticos operan controlando tensión. Se ajustan los límites máximos de despacho de generadores estáticos para que inicialicen correctamente. El sistema resulta inestable en tensión antes de implantar la contingencia.
		CCH2	85	330	3,9	1,27	
25F1c42	28,20	CCH1 **	85	330	3,9	1,27	Se parte del Caso 25F1c41. Las unidades CCH1 y CCH2 dejan en servicio operando como condensadores sincrónicos. La respuesta del sistema es aceptable.
		CCH2 **	85	330	3,9	1,27	
25F1c43	25,88	Peh 1	274	290	4	1,16	Se parte del Caso 25F1c3. Para la resolución del flujo los generadores estáticos operan controlando tensión ⁴ . Se ajustan los límites máximos de despacho de generadores estáticos para que inicialicen correctamente. La respuesta del sistema es aceptable.
		Peh 2	274	290	4	1,16	
25F1c51	25,04	ANG1	121,7	330	4,8	1,58	Caso de partida: 25F1c42. Ralco 1 y 2, y Pangue 1 y 2 se despachan al 80% de sus P _{din} máx. Se aumenta el despacho de Antuco 1 y 2 en 63 MW en total. Se observa la inestabilidad en tensión del sistema antes de la perturbación.
		ANG2	121,7	330	4,8	1,58	
25F1c52	28,20	ANG1 **	121,7	330	4,8	1,58	Partiendo del Caso 25F1c51 se dejan en servicio las unidades ANG1 y ANG2 operando como condensadores sincrónicos. La respuesta del sistema es aceptable.
		ANG2 **	121,7	330	4,8	1,58	

(*) Antes de la perturbación.

(**) Operando como condensadores sincrónicos.

⁴ El control de tensión se utilizó solo en el flujo de cargas (no en las simulaciones RMS) para recalculer la consigna de potencia reactiva de salida de la unidad. Esto no afecta el modo de control de los modelos dinámicos considerados en las simulaciones en el dominio del tiempo.

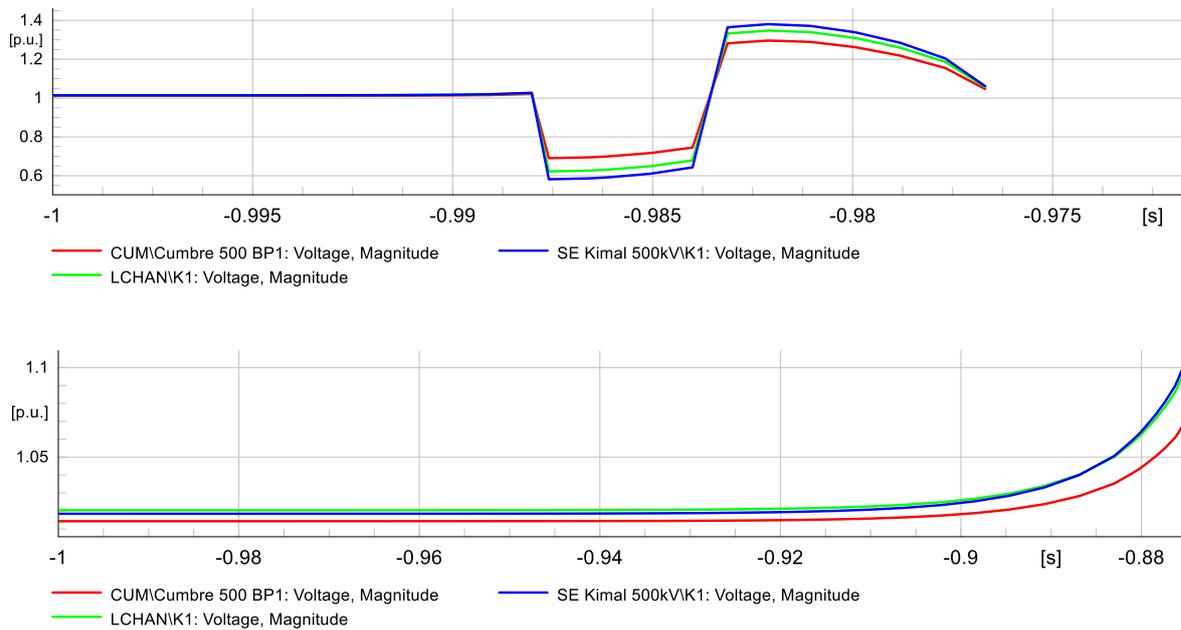


Figura 5. Tensiones en el Norte Grande antes de las contingencias en los Casos 25F1c41 (arriba) y Casos 25F1c51 (abajo) sin condensadores sincrónicos.

La Tabla 15 presenta la generación total por red y recurso primario para el Caso 25F1c43. La generación en base a carbón consiste en las unidades de las centrales Cochrane y Angamos, y aumenta la generación PV y eólica en relación al Caso 25B1. La generación hidroeléctrica es similar a la del caso base.

Tabla 15. Despacho de generación por recurso y red de la BD en el Caso 25F1c43.

Red	Generación (MW) por Recurso Primario								Total (MW)
	PV	Eól	Biogas	Carbón	Gas	Hidro	Oil	Geot.	
00-Norte Grande	2691	584	0	413	0	5	0	18	3711
01-Atacama	1744	25	0	0	0	5	0	0	1774
02-Coquimbo	751	407	0	0	0	5	0	0	1163
03-Chilquinta-Aconcagua	268	0	0	0	0	191	0	0	459
04-Enel Distribución	91	0	0	0	15	415	0	0	521
05-Colbún	0	0	0	0	0	643	0	0	643
06-Troncal_Qui-Cha	139	33	0	0	398	315	0	0	885
07-Sistema154 - 66 kV (Centro)	0	0	0	0	38	585	3	0	626
08-Charrúa	0	45	4	0	0	1383	3	0	1436
09-Concepción	0	3	0	0	0	0	0	0	3
10-Araucanía	0	166	0	0	0	62	0	0	228
11-Araucanía 66 kV	0	35	0	0	13	106	3	0	157
12-SIC-SING	15	128	0	0	0	0	0	0	143
12-Zona Interconexión	91	0	0	0	0	0	0	0	91
Total	5791	1426	4	413	463	3715	10	18	11840

La Tabla 16 presenta la inercia total por red y recurso primario para el Caso 25F1c43. La inercia del Norte Grande es comparable con la del Centro y la del Sur, y es provista principalmente por las centrales Angamos y Cochrane.

Tabla 16. Inercia en MVAs por recurso y red de la BD en el Caso 25F1c43.

Red	Inercia (MVAs) por Recurso Primario						Total (MVAs)
	Biogas	Carbón	Gas	Hidro	Oil	Geot.	
00-Norte Grande	0	5716	0	47	0	45	5807
01-Atacama	0	0	0	2	0	0	2
02-Coquimbo	0	0	0	38	0	0	38
03-Chilquinta-Aconcagua	0	0	0	526	0	0	526
04-Enel Distribución	0	0	31	2340	0	0	2372
05-Colbún	0	0	0	2354	0	0	2354
06-Troncal_Qui-Cha	0	0	3426	1329	0	0	4755
07-Sistema154 - 66 kV (Centro)	0	0	259	2553	120	0	2932
08-Charrúa	40	0	0	6152	2	0	6194
09-Concepción	0	0	0	0	0	0	0
10-Araucanía	0	0	0	322	0	0	322
11-Araucanía 66 kV	0	0	96	474	5	0	575
Total	40	5716	3812	16137	127	45	25876

La Figura 6 presenta la evolución de la frecuencia en el nodo Alto Jahuel 500 kV para los distintos casos simulados. Se presentan en la Figura 7 y la Figura 8 los aportes de potencia de las unidades que participan del CPF 10 s luego de la contingencia y los valores de frecuencia mínima alcanzados, respectivamente, en función de la inercia precontingencia del sistema. Dichos valores se resumen en la Tabla 17. Se verifica que al reducirse la inercia sistémica aumenta el aporte de potencia de las unidades que participan del CPF 10 s luego de la contingencia y se reduce el tiempo al nadir de frecuencia mínima.

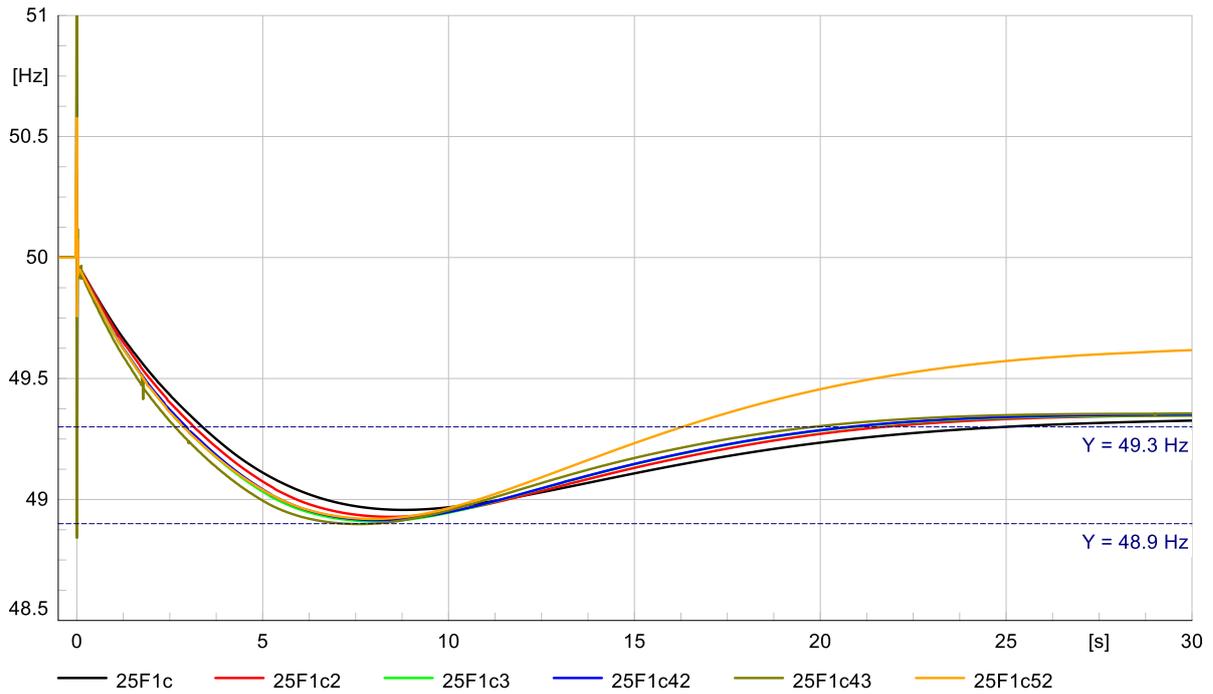


Figura 6. Frecuencia ante la desconexión de San Isidro 2 en escenarios de demanda alta de día de 2025 con distinta inercia.

Tabla 17. Aportes de potencia de las unidades participando del CPF y valores mínimos y finales de la frecuencia del sistema ante desconexiones de generación en casos de demanda alta de 2025 con distinta inercia.

Caso	Escenario	Total SEN		Aporte CPF (MW)	Frecuencia	
		Inercia* (GVAs)	Gen, (MW)	@10s	Fmin (Hz)	Tmin (s)
25B1a	25B1a	32	11804	203,6	48,95	8,60
25F1c	25F1c	32,8	11802	203,2	48,96	8,77
25F1c2	25F1c2	30,8	11793	206,9	48,93	8,45
25F1c3	25F1c3	28,2	11796	210,9	48,91	8,04
25F1c42	25F1c42	28,2	11795	209,7	48,91	8,10
25F1c43	25F1c43	25,9	11865	229,7	48,97	7,00
25F1c52	25F1c52	28,2	11822	213,9	48,92	7,96

(*) Antes de la contingencia

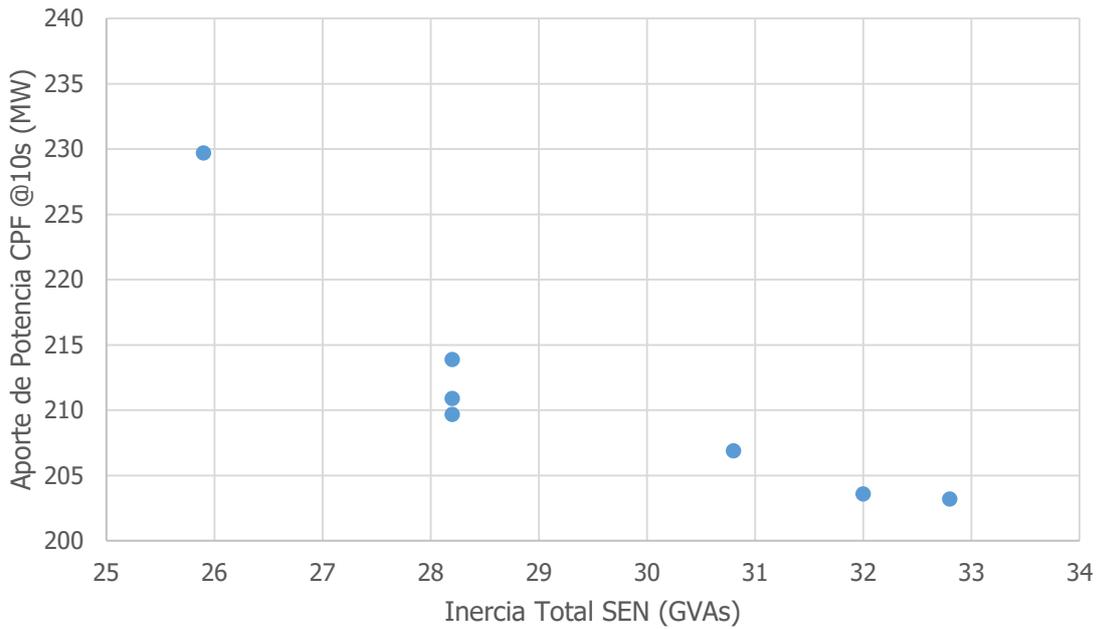


Figura 7. Aportes de potencia a los 10 s en función de la inercia escenarios de demanda alta de día de 2025.

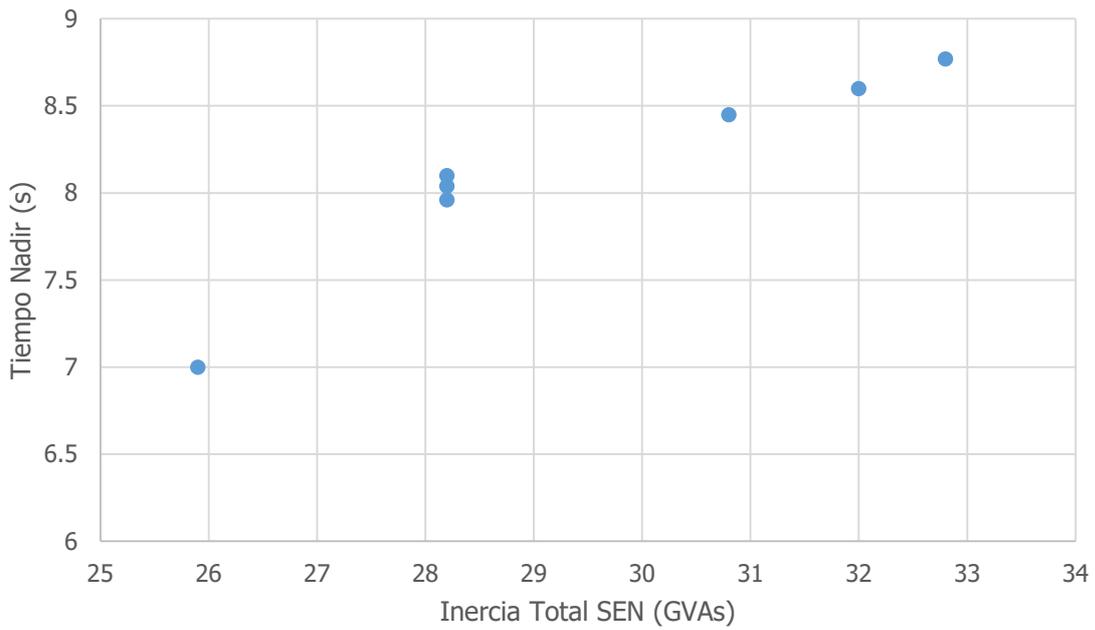


Figura 8. Tiempo al nadir en función de la inercia escenarios de demanda alta de día de 2025.

3.4 Escenario 2 de 2025 (demanda baja de noche)

Esta sección presenta el resultado del análisis de los escenarios de demanda baja de noche de 2025.

3.4.1 Casos Base

Se simularon las contingencias de Severidad 5 consistentes en los disparos de Ralco 2 (inercia 1,2 GVAs y despacho 357,3 MW) e IEM (inercia 2 GVAs y despacho 187,5 MW), que son las unidades en servicio con los despachos más elevados en las áreas Centro-Sur y Norte, respectivamente.

Partiendo del escenario 25B2 se creó el escenario 25F2a en el que se minimizó la cantidad de unidades que participan del CPF de modo de alcanzar un desempeño aceptable de la frecuencia ante el disparo de Ralco 2. Las unidades que participan del CPF se indican en el Anexo E de la Sección 6.5.

Adicionalmente, partiendo del escenario 25F2a se crearon los escenarios adicionales 25F2b y 25F2c en los que se sacaron de servicio las unidades IEM y Guacolda U3, y se forzó el despacho de San Isidro U2 (despacho 387,7 MW e inercia 3 GVAs) y de la U16 (despacho 400 MW e inercia 3,14 GVAs), respectivamente. En ambos casos:

- Se redujo el despacho y se incorporaron al CPF las unidades de Pehuenche 1 y 2, Pangué 1 y 2, y Ralco 1 y 2.
- Se conectó el reactor Los Changos 500 kV (175 MVar).

3.4.1.1 Resumen de resultados

La siguiente tabla resume los aportes totales de generación de las unidades participando del CPF a los 10s y 120 s luego de la desconexión de generación para cada uno de los casos simulados, junto con los valores mínimos y finales de la frecuencia del sistema. En todos los casos el sistema permanece estable, con las frecuencias y tensiones del SEN dentro de los valores establecidos por la NTSyCS. El Anexo E de la Sección 6.5 presenta los aportes de potencia de cada una de las unidades.

Tabla 18. Aportes de potencia de las unidades participando del CPF y valores mínimos y finales de la frecuencia del sistema ante desconexiones de generación en los casos de demanda baja de noche de 2025.

Caso	Escenario	Generador desconectado			Total SEN		Aporte CPF (MW)		Frecuencia		
		Nombre	Inercia (GVAs)	P0 (MW)	Inercia* (GVAs)	Gen. (MW)	@10s	@120s	Fmin (Hz)	Tmin (s)	Ffin (Hz)
25F2a	25F2a	Ralco U2	1,2	357,3	33,8	7934	194	252,4	49,01	10,27	49,45
25F2b	25F2b	San Isidro 2	3,4	397,8	36,3	7886	339	366,4	49,06	7,04	49,65
25F2c	25F2c	U16	3,1	400,0	35,9	7825	373,9	405,3	48,96	6,96	49,61
25F2d	25F2a	IEM	2,0	187,5	33,8	7934	125,2	174,5	49,3	10,25	49,64
25B2a	25B2a	San Isidro 2	3,4	397,8	36,3	7828	267,2	304,5	48,93	8,01	49,34

(*) Antes de la contingencia.

Los aportes de generación más elevados a los 10 s y 120 s luego de las contingencias son de 374 MW y 405 MW, respectivamente. Los menores valores de frecuencia mínima y final son 48,93 Hz y 49,34 Hz, respectivamente.

El Caso 25F2c en el que se dispara la U16 es el más crítico ya que requiere un aporte de potencia inicial elevado por parte de las unidades que participan del CPF para contener el nadir de frecuencia. En dicho caso el nadir de frecuencia se produce en un tiempo (6,96 s) inferior al Tiempo Total de Activación del servicio de 10 s.

La siguiente figura presenta la frecuencia eléctrica en el nodo Alto Jahuel 500 kV para los cinco casos de estudio. En todos los casos se logra evitar el descenso de la frecuencia por debajo de 48,9 Hz, lo que evita el desprendimiento de carga por acción del EDAC, y además, se logra alcanzar una frecuencia de régimen permanente superior a 49,3 Hz. Por lo tanto, se verifica el cumplimiento de las exigencias de los Artículos 5-25, 5-35 y 5-37 de la NTSyCS.

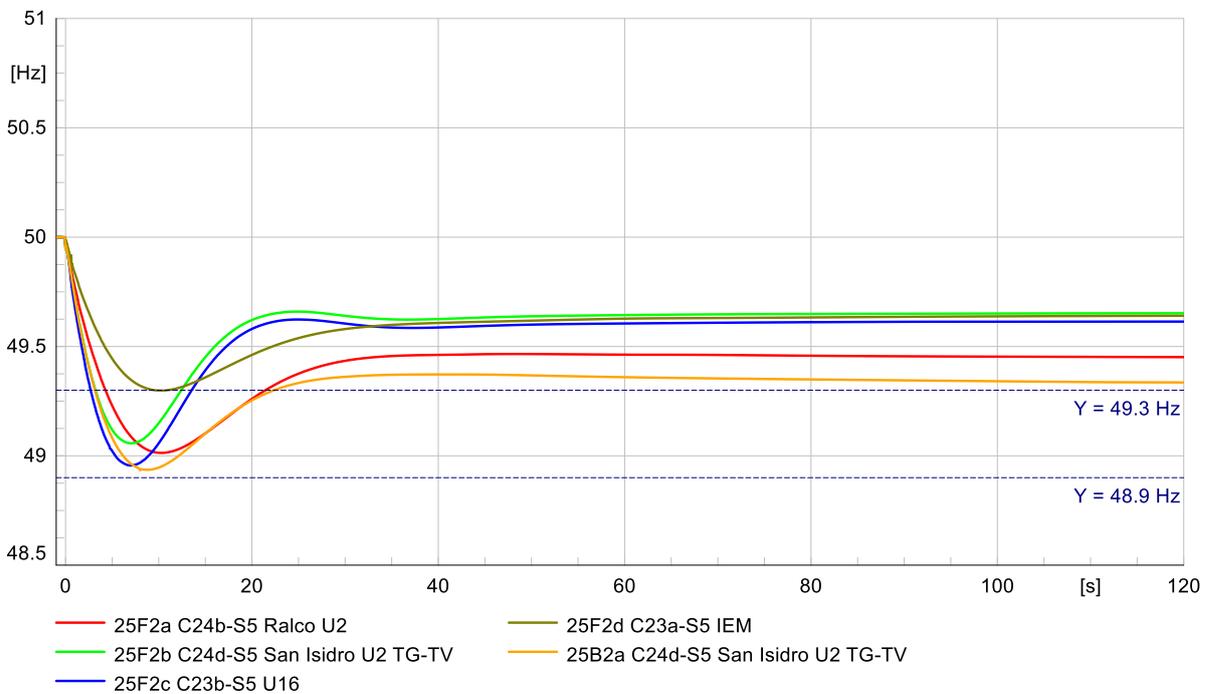


Figura 9. Frecuencia ante las contingencias de Severidad 5 en los casos de estudio del Escenario 2 de 2025.

3.4.1.2 Contingencia C23b: Desconexión de la U16

Esta sección presenta los requerimientos de CPF inicial y permanente ante la desconexión de la unidad U16 (inercia 3,1 GVAs y despacho 400 MW) en el Caso 25F2c.

La Figura 10 presenta la frecuencia eléctrica en diferentes nodos del SEN. El valor mínimo que alcanza la frecuencia es de 48,93 Hz a los 6,8 s luego de la contingencia, por lo que no se produce desprendimiento de carga por acción de EDAC. La frecuencia al final de la simulación es de 49,61 Hz.

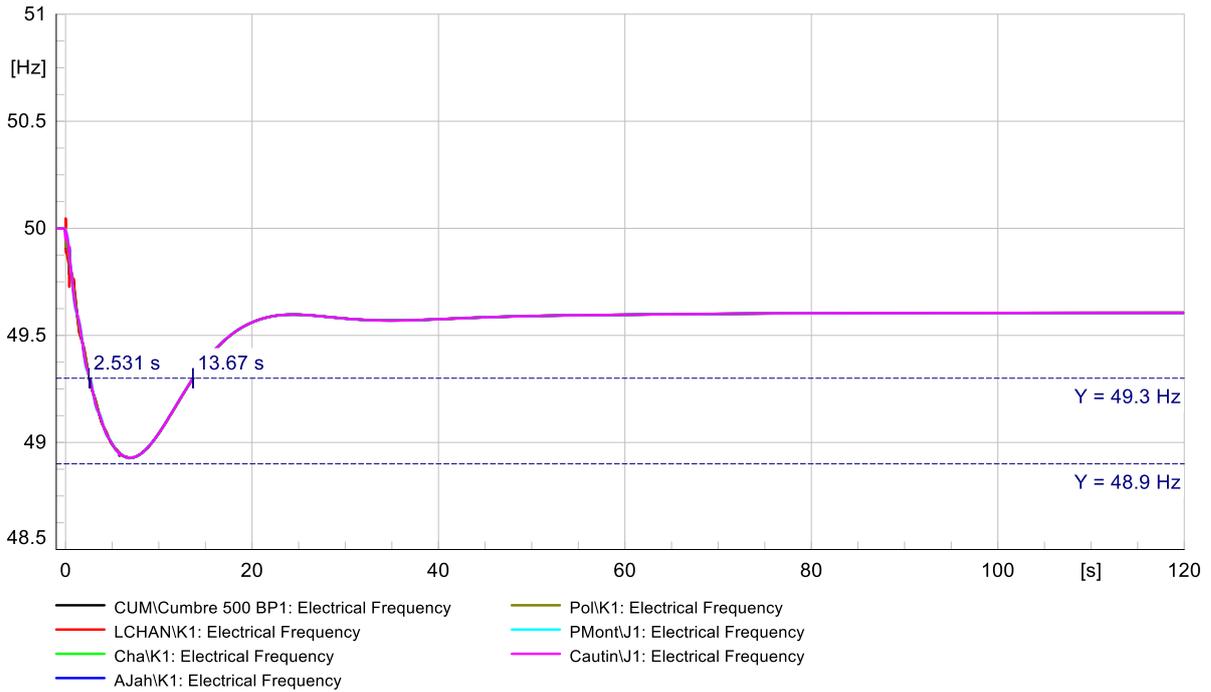


Figura 10. Frecuencia ante la desconexión de la U16 (400 MW) en el Caso 25F2c.

La Figura 11 presenta la potencia eléctrica de las unidades que participan del CPF. Los valores de potencia activa medidos antes de la contingencia y a los 10 s y 120 s luego de la contingencia se resumen en la Tabla 19.

La Figura 12 presenta los valores totales de generación, demanda, potencia de las turbinas de los generadores sincrónicos y pérdidas del SEN. Los valores iniciales junto con las mediciones a los 10 s y 120 s luego de la perturbación se resumen en la Tabla 20.

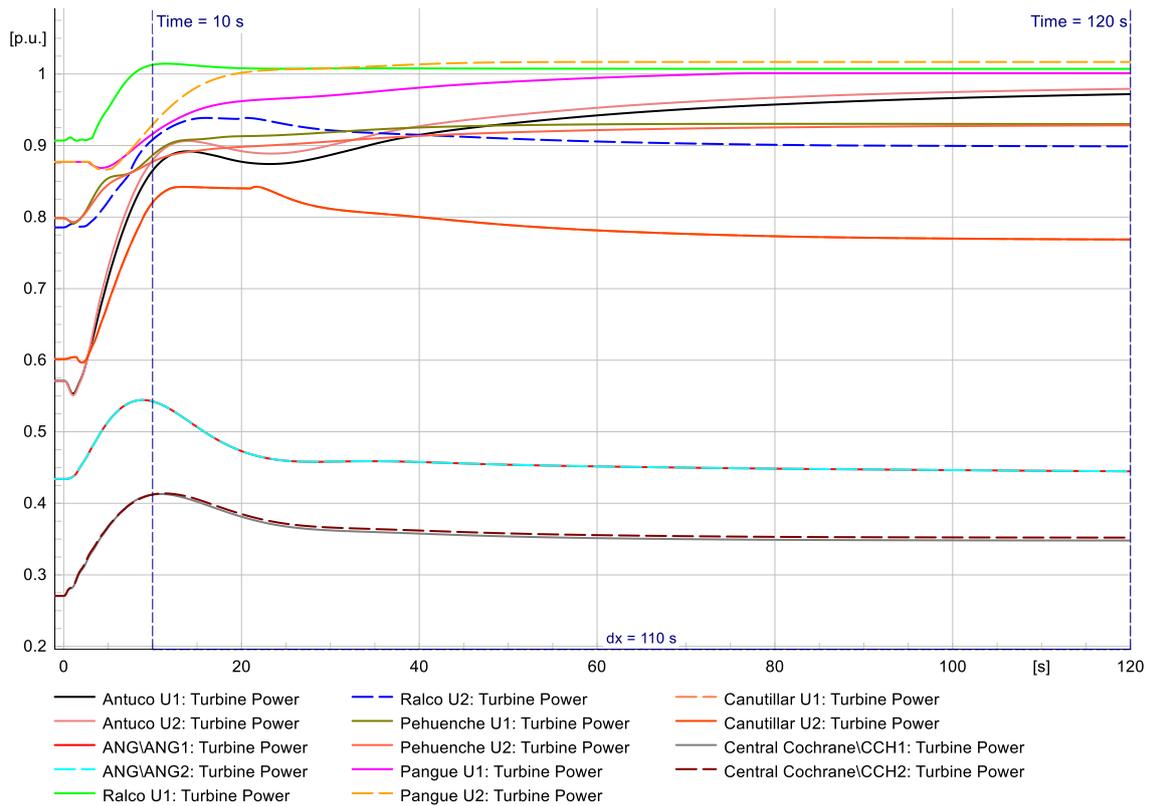


Figura 11. Potencias activas de las unidades bajo CPF ante la desconexión de la U16 (400 MW) en el Caso 25F2c

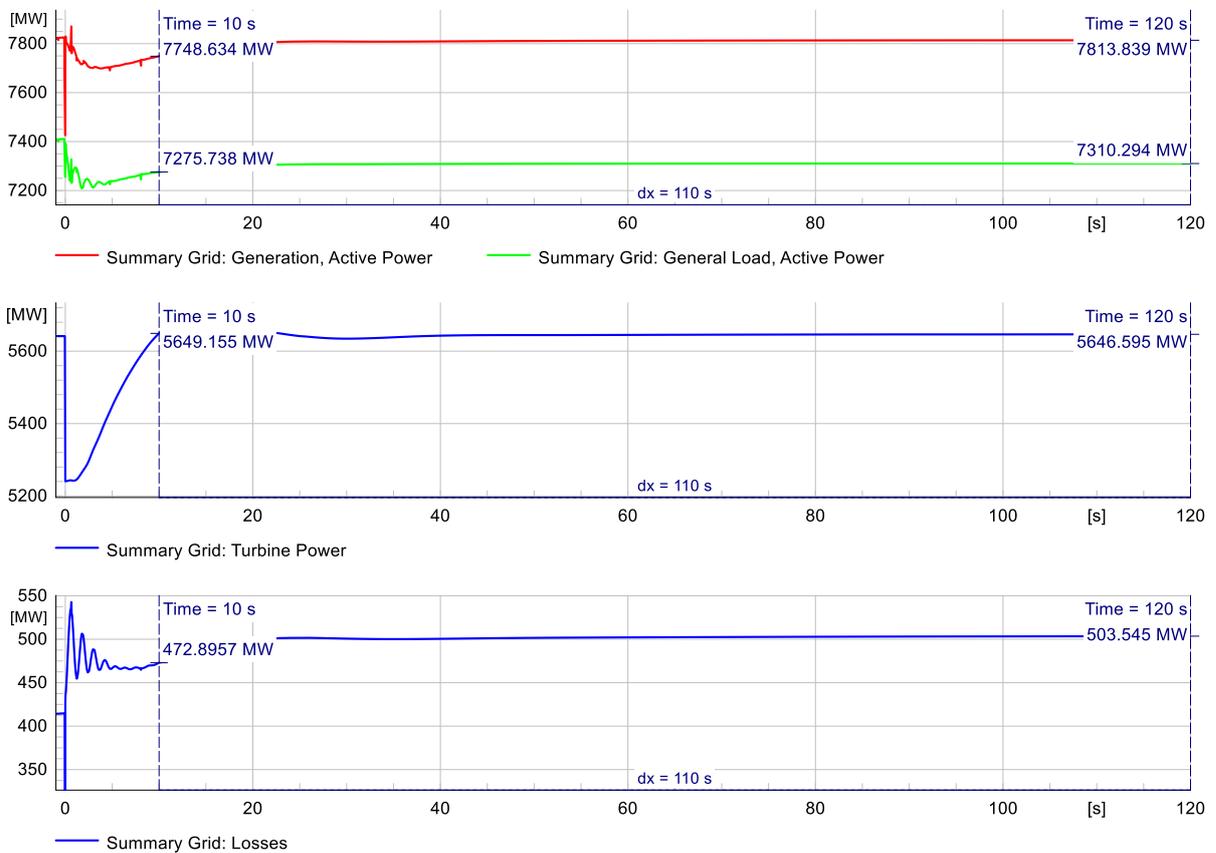


Figura 12. Balance de Potencia del SEN ante la desconexión de la U16 (400 MW) en el Caso 25F2c

Tabla 19. Requerimientos de reservas para CPF ante la desconexión de la U16 (400 MW) en el Caso 25F2c.

Unidad	Generación (MW)				
	Inicial (t=0s)	t = 10s		t = 120s	
		Medición	Aporte CPF	Medición	Aporte CPF
ANG1	121,7	147,5	25,8	124,6	2,9
ANG2	121,7	147,5	25,8	124,6	2,9
CCH1	84,8	121,5	36,7	106,2	21,4
CCH2	84,8	120,3	35,5	107,3	22,5
Pehuenche U1	220,1	241,3	21,2	255,4	35,4
Pehuenche U2	220,1	238,3	18,3	254,9	34,8
Antuco U1	86,9	128,5	41,7	146,3	59,5
Antuco U2	86,9	130,8	43,9	147,7	60,8
Pangue U1	200,1	206,4	6,4	228,2	28,2
Pangue U2	200,1	209,2	9,1	230,9	30,8
Ralco U1	183	224,4	41,4	225,1	42,2
Ralco U2	182,1	222,7	40,6	224,3	42,2
Canutillar U1	40	53,7	13,7	50,9	10,9
Canutillar U2	40	53,7	13,7	50,9	10,9
Total			373,9		405,3
Total Norte Grande			123,8		49,7

Tabla 20. Balance de potencias del SEN ante la desconexión de la U16 (400 MW) en el Caso 25F2c.

Cantidad	Potencia activa total (MW)				
	Inicial (t = 0s)	t = 10s		t = 120s	
		Total	Variación	Total	Variación
Generación	7825	7749	-77	7814	-11
Demanda	7411	7276	-135	7310	-100
Pérdidas	415	473	58	504	89
Potencia turbinas	5642	5649	8	5647	5

3.4.2 Variaciones de Inercia

Partiendo del Caso 25F2b se crearon casos adicionales en los que se redujo la inercia sistémica quitando de servicio unidades sincrónicas de generación y aumentando la generación renovable conectada a través de convertidores estáticos. En todos los casos se simuló la desconexión del CC San Isidro 2 despachado a máxima potencia.

La Tabla 21 indica para cada caso de estudio la inercia del sistema antes de la perturbación y las unidades que se sacan de servicio respecto al caso de estudio de partida.

En el Caso 25Fb41 (0,7 GVAs de inercia en el Norte Grande) se sacan de servicio los generadores ANG 1 y ANG2. La Figura 13 muestra que las tensiones en distintos nodos del sistema presentan oscilaciones inestables incluso antes de implantar la contingencia.

Luego, partiendo del Caso 252Fb41 se creó el Caso 252Fb42 (3,9 GVAs de inercia en el Norte Grande) en el que se dejan en servicio las unidades ANG1 y ANG2 despachadas a potencia activa nula y operando como compensadores sincrónicos. Se agregan unidades adicionales al CPF y el desempeño de la frecuencia resulta satisfactorio ante la desconexión de San Isidro 2.

Tabla 21. Casos de estudio variando la inercia sistémica para el Escenario 2 de 2025.

Caso	Htotal* (GVAs)	Fuera de servicio					Comentario
		Unidad	P (MW)	Sb (MVA)	H (s)	H (GVAs)	
25F2b	36,3	-	-	-	-	-	Escenario con la misma inercia que el caso base 25B2. La respuesta del sistema es aceptable.
25F2b2	34,3	IEM	187	442	4,55	2,01	Caso de partida: 25F2b. La respuesta del sistema es aceptable.
25F2b3	31,7	CCH2	76	330	3,86	1,27	Caso de partida: 25F2b2. Se incorporan al CPF las unidades Colbún 1 y 2 (despachadas al 80% de su potencia nominal), Guacolda 4 y 5.
		CCH1	76	330	3,86	1,27	
25F2b41	28,6	ANG2	122	330	4,80	1,58	Caso de partida: 25Fb3. Se desconecta un reactor de 150 MVAR en Parinas 500 kV. Las tensiones resultan inestables antes de la perturbación.
		ANG1	122	330	4,80	1,58	
25F2b42	31,7	ANG2**	122	330	4,80	1,58	Caso de partida: 25Fb41. Se conectan ANG1 y ANG2 operando como condensadores sincrónicos. El sistema resulta estable en tensión.
		ANG1**	122	330	4,80	1,58	
25F2b5	30,0	Guac U4	56	179	4,95	0,89	Caso de partida: 25Fb42. La respuesta del sistema es aceptable.
		Guac U5	56	181	4,48	0,81	

(*) Antes de la perturbación.

(**) Operando como condensadores sincrónicos

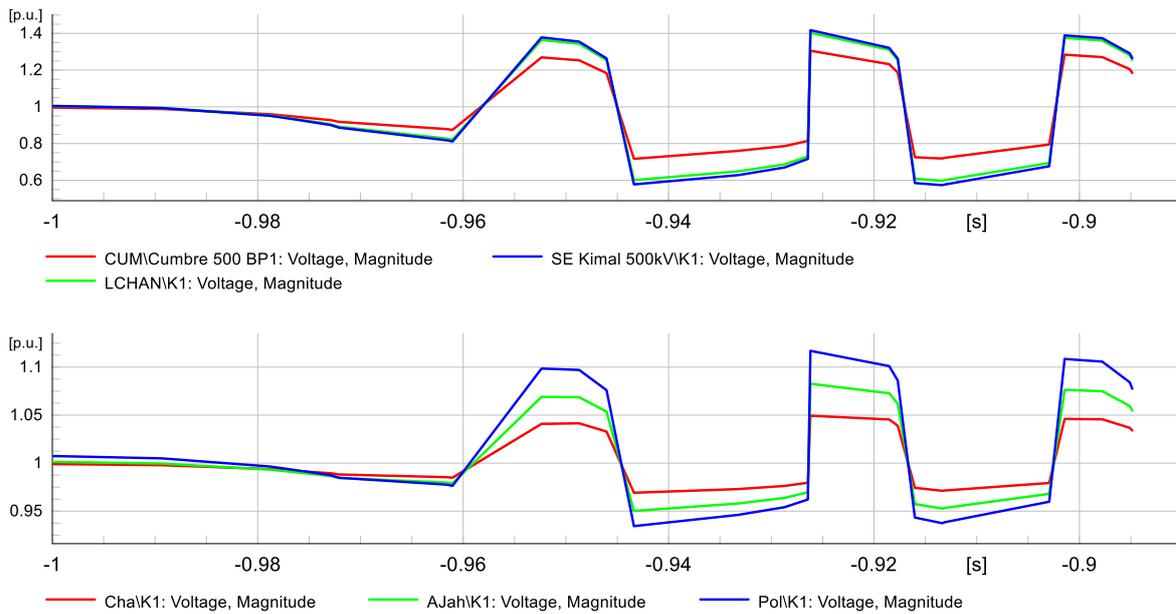


Figura 13. Tensiones en el Caso 25F2b41 (ANG 1 y ANG2 fuera de servicio) antes de implantar la contingencia.

La Tabla 22 presenta la generación total por red y recurso primario para el Caso 25F2b5. La generación en base a carbón es nula y aumenta la generación PV y eólica en relación al Caso 25B2. La generación hidroeléctrica es similar a la del caso base. La Tabla 23 presenta la inercia total por red y recurso primario para el Caso 25F2b5. La inercia del sistema se concentra en el Centro y en el Sur, siendo la inercia en el Norte Grande aportada principalmente por las unidades de las centrales Angamos y Cerro Dominador.

En el Caso 25F2b5 se encuentran fuera de servicio las unidades IEM, CCH1, y CCH2 en el Norte Grande y es el de menor inercia sistémica (30 GVAs). En dicho caso, las unidades ANG1 y ANG2, que se caracterizan por una respuesta inicial elevada, operan como condensadores sincrónicos y las reservas que entregaban en los casos anteriores deben ser reemplazadas por unidades más lentas que varían menos su potencia de salida al momento de producirse el nadir (5.25 s).

Tabla 22. Despacho de generación por recurso y red de la BD en el Caso 25F2b5.

Red	Generación (MW) por Recurso Primario							Total (MW)
	PV	Eól	Biogas	Gas	Hidro	Oil	Geot	
00-Norte Grande	93,1	356,6	0	0	5,2	126,2	42,4	623,4
01-Atacama	0	44,6	0	0	3	0	0	47,6
02-Coquimbo	0	708,8	0	0	7	0	0	715,8
03-Chilquinta-Aconcagua	0	0	0	0	147,4	0	0	147,4
04-Enel Distribución	0	0	0	14,8	319,9	0	0	334,8
05-Colbún	0	0	0	0	492,9	0	0	492,9
06-Troncal_Qui-Cha	0	31,9	0	397,8	743,5	0	0	1173,3
07-Sistema154 - 66 kV (Centro)	0	0	0	29,9	456,6	12,7	0	499,2
08-Charrúa	0	16,8	3,7	0	1581	0,9	0	1602,5
09-Concepción	0	0,5	0	0	0	0	0	0,5
10-Araucanía	0	1114,1	10,6	0	431,4	0	0	1556,1
11-Araucanía 66 kV	0	31,3	0	6,3	119	1	0	157,6
12-SIC-SING	0	561,4	0	0	0	0	0	561,4
Total	93,1	2866,1	14,3	448,9	4307	140,8	42,4	7912,5

Tabla 23. Inercia en MVAs por recurso y red de la BD en el Caso 25F2b5.

Red	Inercia (MVAs) por Recurso Primario						Total (MVAs)
	Biogas	Carbón	Gas	Hidro	Oil	Others	
00-Norte Grande	0	3168	0	47	601	89	3905
01-Atacama	0	0	0	2	0	0	2
02-Coquimbo	0	0	0	38	0	0	38
03-Chilquinta-Aconcagua	0	0	0	526	0	0	526
04-Enel Distribución	0	0	31	2340	0	0	2372
05-Colbún	0	0	0	2324	0	0	2324
06-Troncal_Qui-Cha	0	0	3426	3649	0	0	7075
07-Sistema154 - 66 kV (Centro)	0	0	259	2898	120	0	3277
08-Charrúa	40	0	0	7438	2	0	7479
09-Concepción	0	0	0	0	0	0	0
10-Araucanía	280	0	0	2192	0	0	2472
11-Araucanía 66 kV	0	0	96	474	5	0	575
Total	320	3168	3812	21929	728	89	30046

La Figura 14 presenta la evolución de la frecuencia en el nodo Alto Jahuel 500 kV para los casos simulados que resultan estables antes de la aplicación de la contingencia. Se presentan en la Figura 15 y la Figura 16 los aportes de potencia de las unidades que participan del CPF 10 s luego de la contingencia y con los valores de frecuencia mínima alcanzados, respectivamente, en función de la inercia

precontingencia del sistema. Dichos valores se resumen en la Tabla 24. Se verifica que al reducirse la inercia sistémica aumenta el aporte de potencia de las unidades que participan del CPF 10 s luego de la contingencia y se reduce el tiempo al nadir de frecuencia mínima.

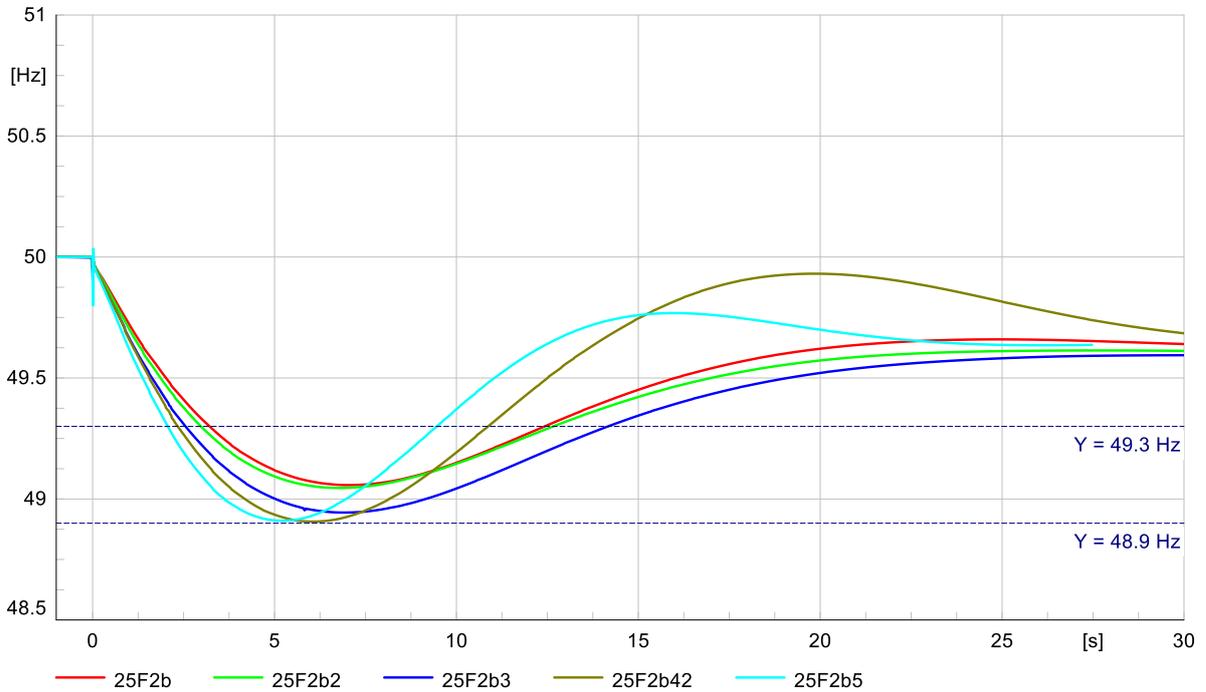


Figura 14. Frecuencia ante la desconexión de San Isidro 2 en escenarios de demanda baja de noche de 2025 con distinta inercia.

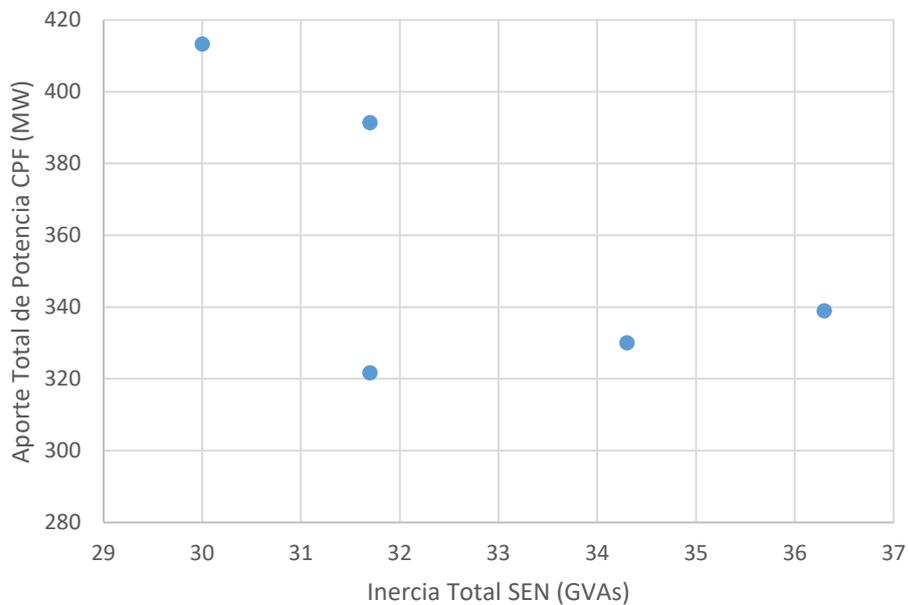


Figura 15. Aportes de potencia a los 10 s en función de la inercia escenarios de demanda baja de noche de 2025.

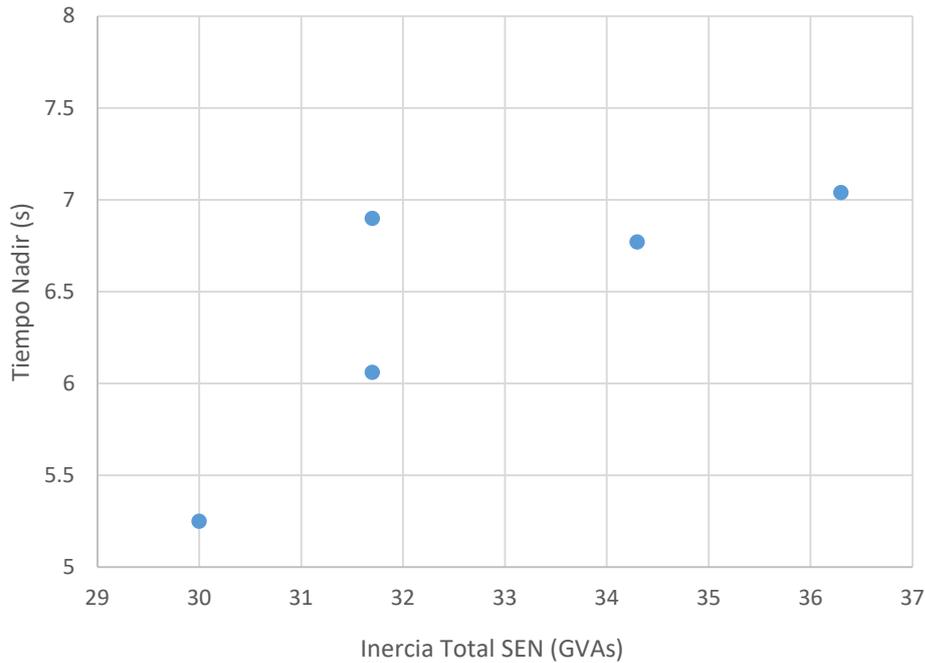


Figura 16. Tiempo al nadir en función de la inercia escenarios de demanda baja de noche de 2025.

Tabla 24. Aportes de potencia de las unidades participando del CPF y valores mínimos y finales de la frecuencia del sistema ante la desconexión de San Isidro 2 en casos de demanda baja de noche de 2025 con distinta inercia.

Caso	Escenario	Total SEN		Aporte CPF (MW)	Frecuencia	
		Inercia* (GVAs)	Gen, (MW)	@10s	Fmin (Hz)	Tmin (s)
25F2b	25F2b	36,3	7886	339	49,06	7,04
25F2_b2	25F2b2	34,3	7925	330,1	49,05	6,77
25F2_b3	25F2b3	31,7	7958	321,7	48,94	6,9
25F2_b42	25F2b42	31,7	7992	391,4	48,91	6,06
25F2_b5	25F2b42	30	8019	413,3	48,91	5,25

(*) Antes de la contingencia

3.5 Escenario 1 de 2030 (demanda alta de día)

Esta sección presenta el resultado del análisis de los escenarios de demanda alta de día de 2030.

3.5.1 Casos Base

Se simularon las contingencias de Severidad 5 consistentes en los disparos de Santa María (inercia 1,9 GVA y despacho 352 MW) e IEM (inercia 2 GVA y despacho 187,5 MW), que son las unidades en servicio con los despachos más elevados en las áreas Centro-Sur y Norte, respectivamente.

Partiendo del escenario 30B1 se creó el escenario 30F1a en el que se dejaron en servicio los reguladores de velocidad sólo las unidades que participan del CPF que se indican en el Anexo E de la Sección 6.5.

Partiendo del escenario 30F1a se crearon los escenarios adicionales 30F1c y 30F1d en los que se redujeron los despachos de Santa María e IEM, y se maximizó el despacho de la U16 (se aumentó el despacho de 125 MW a 400 MW) y de San Isidro U2 (originalmente fuera de servicio, se despachó en 397,8 MW), respectivamente.

3.5.1.1 Resumen de resultados

La siguiente tabla resume los aportes totales de generación de las unidades participando del CPF a los 10s y 120 s luego de la desconexión de generación para cada uno de los casos simulados, junto con los valores mínimos y finales de la frecuencia del sistema. El Anexo E de la Sección 6.5 presenta los aportes de potencia de cada una de las unidades.

En todos los casos el sistema permanece estable, con las frecuencias y tensiones del SEN dentro de los valores establecidos por la NTSyCS.

Tabla 25. Aportes de generación de las unidades participando del CPF y valores mínimos y finales de la frecuencia del sistema ante desconexiones de generación en los casos base de demanda alta de día 2030.

Caso	Escenario	Generador desconectado			Total SEN		Aporte CPF (MW)		Frecuencia		
		Nombre	Inercia (GVAs)	P0 (MW)	Inercia* (GVAs)	Gen. (MW)	@10s	@120s	Fmin (Hz)	Tmin (s)	Ffin (Hz)
30F1a	30F1a	IEM	2	187,5	38,9	12338	55,6	112,3	49,53	11,66	49,71
30F1b	30F1a	Santa María	1,9	352,2	38,9	12336	169,9	220,8	49,18	10,39	49,50
30F1c	30F1c	U16	3,1	400,0	38,9	12337	174,3	234,3	48,98	11,43	49,30
30F1d	30F1d	San Isidro 2	3,4	397,8	39,3	12331	199,7	258,3	49,02	11,43	49,34
30B1a	30B1a	San Isidro 2	3,4	397,8	32,4	12321	176,8	226,1	48,98	10,27	49,30

(*) Antes de la contingencia.

Los aportes de generación más elevados a los 10 s y 120 s luego de las contingencias son de 199,7 MW y 258,3 MW, respectivamente. Los menores valores de frecuencia mínima y final son 48,98 Hz (a los 10,27 s) y 49,30 Hz, respectivamente.

La siguiente figura presenta la frecuencia eléctrica en el nodo Alto Jahuel 500 kV para los cinco casos de estudio. En todos los casos se logra evitar el descenso de la frecuencia por debajo de 48,9 Hz, lo que evita el desprendimiento de carga por acción del EDAC y, además, se logra alcanzar una frecuencia de régimen permanente superior a 49,3 Hz. Por lo tanto, se verifica el cumplimiento de las exigencias de los Artículos 5-25, 5-35 y 5-37 de la NTSyCS.

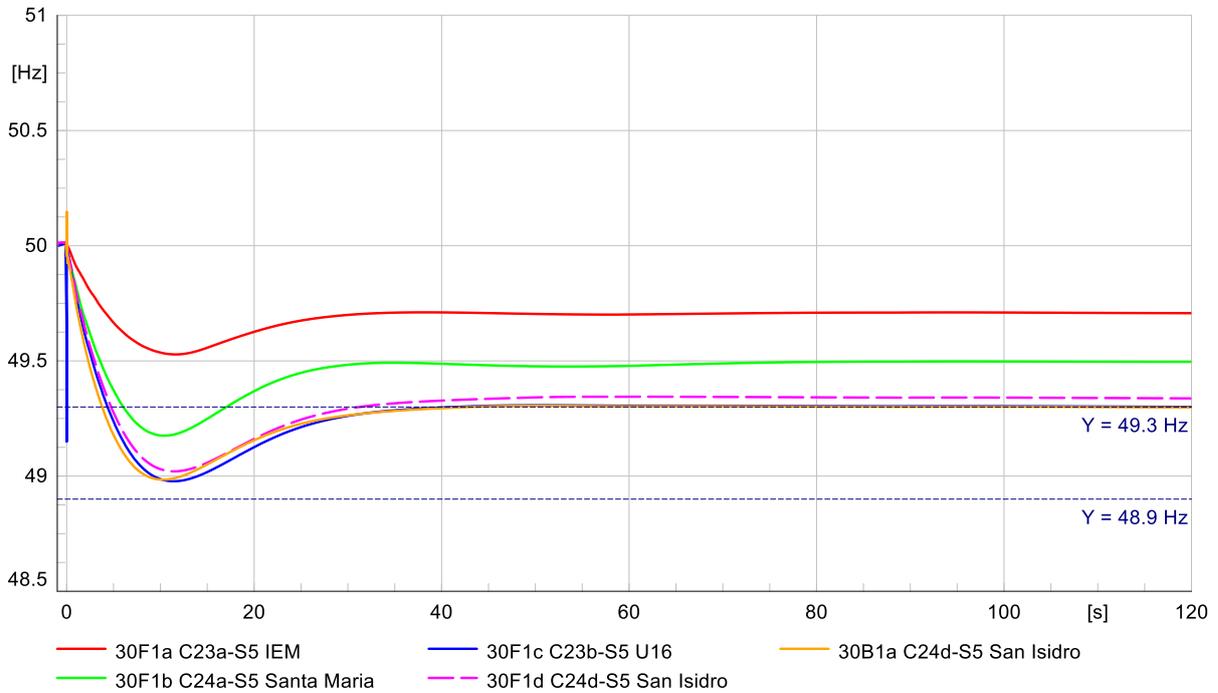


Figura 17. Frecuencia ante las contingencias de Severidad 5 en los casos de estudio del Escenario 1 de 2030.

3.5.1.2 Contingencia C23b: Desconexión de la U16

Esta sección presenta los requerimientos de CPF inicial y permanente ante la desconexión de la unidad U16 (inercia 3,1 GVAs y despacho 400 MW) en el Caso 30F1c.

La Figura 18 presenta la frecuencia eléctrica en diferentes nodos del SEN. El valor mínimo que alcanza la frecuencia es de 48,98 Hz a los 11,43 s luego de la contingencia, por lo que no se produce desprendimiento de carga por acción de EDAC. La frecuencia al final de la simulación es de 49,3 Hz.

La Figura 19 presenta la potencia eléctrica de las unidades que participan del CPF. Los valores de potencia activa medidos antes de la contingencia y a los 10 s y 120 s luego de la contingencia se resumen en la Tabla 26.

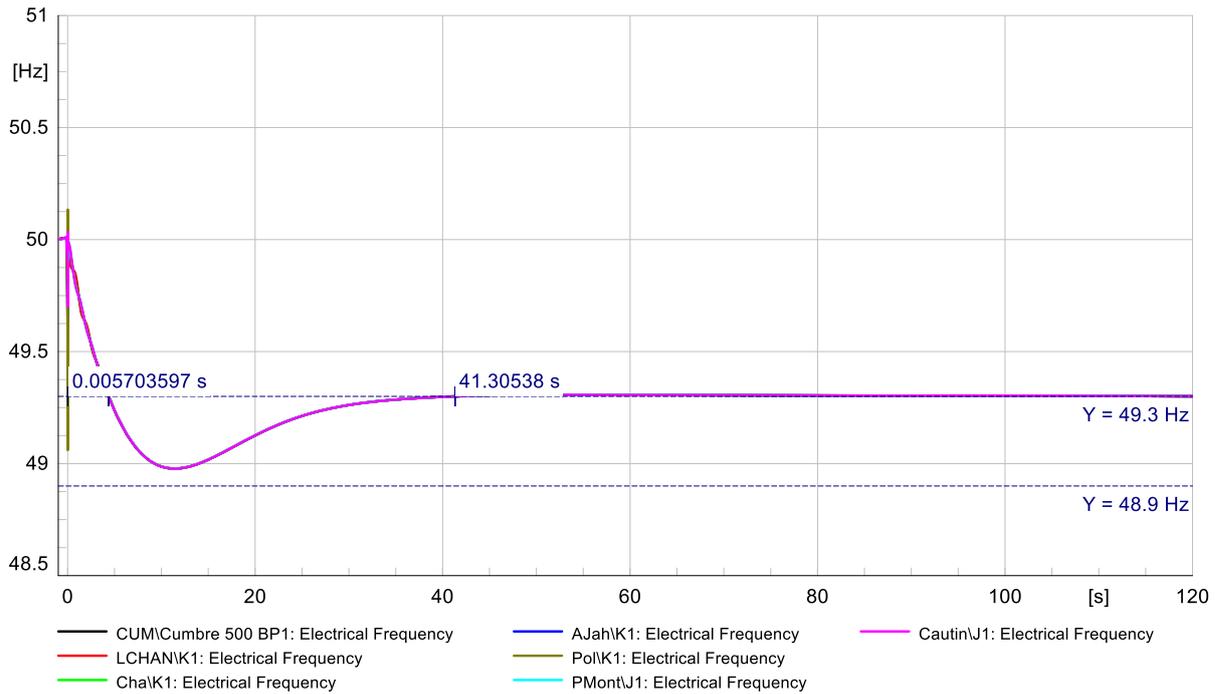


Figura 18. Frecuencia ante la desconexión de la U16 (400 MW) en el Caso 30F1c.

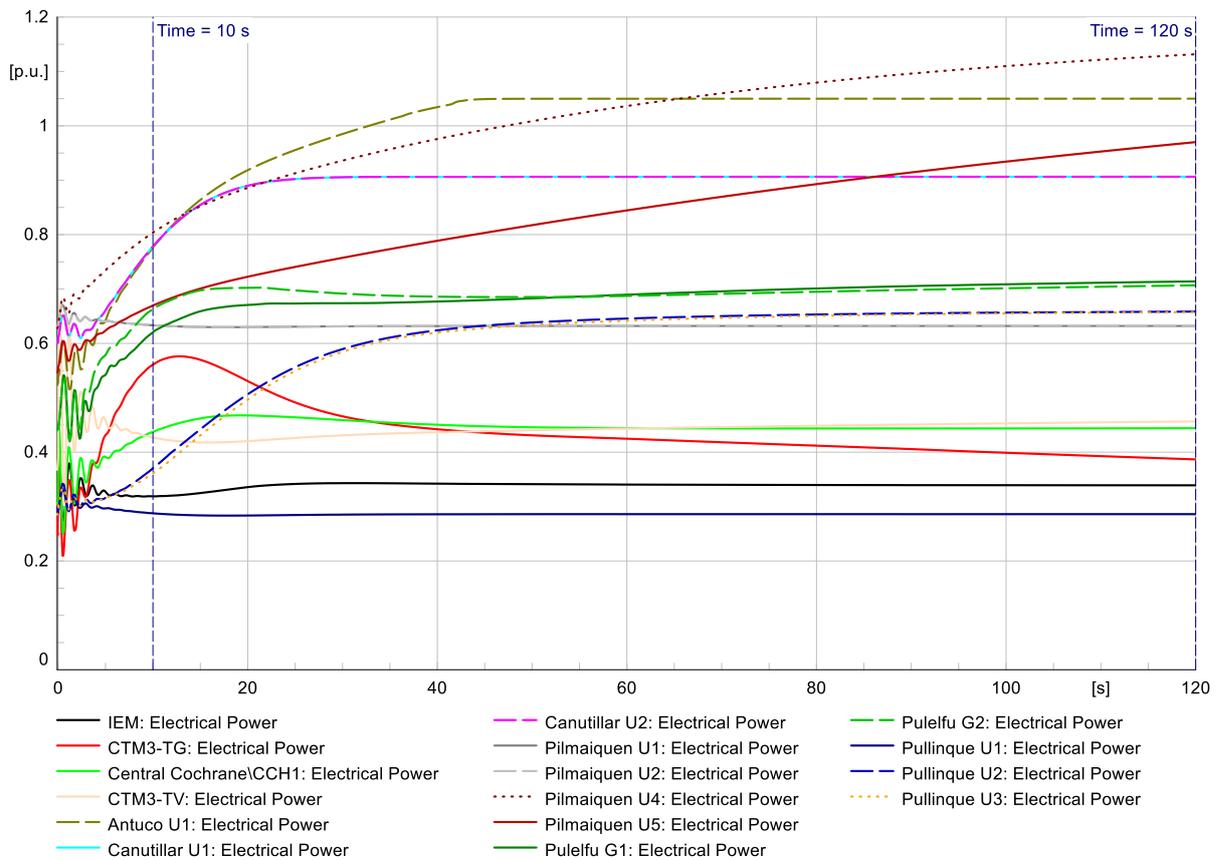


Figura 19. Potencias activas de las unidades bajo CPF ante la desconexión de la U16 (400 MW) en el Caso 30F1c.

Tabla 26. Requerimientos de reservas para CPF ante la desconexión de la U16 (400 MW) en el Caso 30F1c.

Unidad	Generación (MW)				
	Inicial (t=0s)	t = 10s		t = 120s	
		Medición	Aporte CPF	Medición	Aporte CPF
Campiche	82,9	85,1	2,2	84	1,1
CTM3-TG	39,3	88,2	48,9	60,8	21,5
CTM3-TV	34,7	40,3	5,6	43,1	8,4
CCH1	85,9	122,6	36,8	124,6	38,7
IEM	108,9	119,8	10,8	127,4	18,4
Antuco U1	79,6	118	38,4	159,6	80
Canutillar U1	39,9	51,8	11,9	60,3	20,4
Canutillar U2	39,9	51,8	11,9	60,3	20,4
Pilmaiquen U4	6,8	8,7	1,9	12,2	5,4
Pilmaiquen U5	6,8	8,3	1,5	12	5,3
Pulelfu G1	2	2,8	0,8	3,2	1,2
Pulelfu G2	2	3	1	3,2	1,2
Pullinque U2	4,6	6	1,4	10,7	6,1
Pullinque U3	4,6	5,9	1,2	10,7	6
Total			174,3		234,3
Total Norte Grande			36,8		38,7

La Figura 20 presenta los valores totales de generación, demanda, potencia de las turbinas de los generadores sincrónicos y pérdidas del SEN. Los valores iniciales junto con las mediciones a los 10 s y 120 s luego de la perturbación se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 27. Balance de potencias del SEN ante la desconexión de la U16 (400 MW) en el Caso 25F2c.

Cantidad	Potencia activa total (MW)				
	Inicial (t = 0s)	t = 10s		t = 120s	
		Total	Variación	Total	Variación
Generación	12337	12131	-206	12174	-163
Demanda	11789	11590	-200	11630	-160
Pérdidas	548	541	-7	545	-3
Potencia turbinas	3356	3117	-238	3182	-174

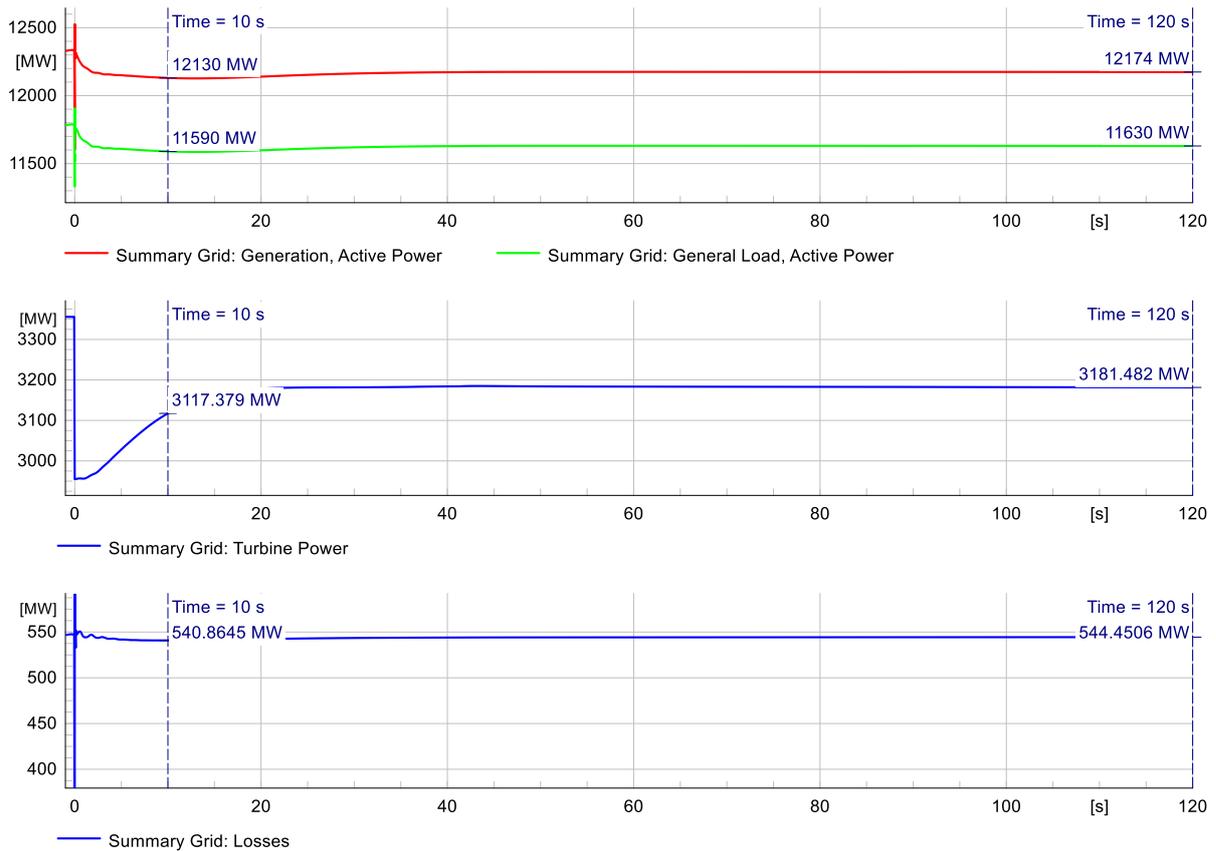


Figura 20. Balance de Potencia del SEN ante la desconexión de la U16 (400 MW) en el Caso 30F1c.

3.5.2 Variaciones de Inercia

Partiendo del Caso 30F1d se crearon casos adicionales en los que se redujo la inercia sistémica quitando de servicio unidades sincrónicas de generación y aumentando la generación renovable conectada a través de convertidores estáticos. En todos los casos se simuló la desconexión del CC San Isidro 2 despachado a máxima potencia.

La Tabla 28 indica para cada caso de estudio la inercia del sistema antes de la perturbación y las unidades que se sacan de servicio respecto al caso de estudio de partida. La Tabla 29 presenta la generación total por red y recurso primario para el Caso 30F1d6. La generación en base a carbón es mínima (sólo Guacolda U5 en servicio) y aumenta la generación PV y eólica en relación al Caso 30B1. La generación hidroeléctrica es similar a la del caso base.

La Tabla 30 presenta la inercia total por red y recurso primario para el Caso 30F1d6. La inercia del sistema se concentra en el Centro y en el Sur, siendo la inercia en el Norte es relativamente baja (2,3 GVAs). En el Caso 30F1d6 se encuentran fuera de servicio las unidades de generación de mayor inercia (superior a 1 GVAs), a excepción del CC San Isidro 2, que es el que se desconecta como parte de la contingencia simulada. Luego, para continuar reduciendo la inercia sistémica se debería sacar de

servicio un mayor número de unidades de inercia relativamente baja, lo que podría derivar en problemas locales de congestión y control de tensión. Por lo tanto, se considera que el Caso 30F1d6 es el de la menor inercia factible para el de demanda alta de día 2030.

Tabla 28. Casos de estudio variando la inercia sistémica para el Escenario 1 de 2030.

Caso	Htotal* (GVAs)	Fuera de servicio					Comentario
		Unidad	P (MW)	Sb (MVA)	H (s)	H (GVAs)	
30F1d	38,9	-	-	-	-	-	Escenario con la misma inercia que el caso base 30B2. La respuesta del sistema es aceptable.
30F1d2	37,0	Campiche	99	330	6,80	2,24	Caso de partida: 30F1d. La respuesta del sistema es aceptable.
30F1d3	35,0	IEM	187	442	4,55	2,01	Caso de partida: 30F1d2. Se agrega Antuco 2 al CPF. Se eliminan las unidades de CTM3, Pilmaiquen y Pullinque, además de IEM (participa del CPF en el Caso 30F1d2). La respuesta del sistema es aceptable.
30F1d4	33,1	Santa María	178	468	4,05	1,90	Caso de partida: 30F1d3. La respuesta del sistema es aceptable.
30F1d5	30,6	CCH2	85	330	3,86	1,27	Caso de partida: 30F1d4. Se incorporan El Toro 1 a 4 al CPF. La respuesta del sistema es aceptable.
		CCH1	85	330	3,86	1,27	
30F1d6	28,5	Pehuenche 2	126	290	4,00	1,16	Caso de partida: 30F1d5. Se reduce el despacho de El Toro para aumentar el aporte al CPF. La respuesta del sistema es aceptable.
		Colbún 2	100	220	3,90	0,86	

(*) Antes de la perturbación.

Tabla 29. Despacho de generación por recurso y red de la BD en el Caso 30F1d6.

Red	Generación (MW) por Recurso Primario									Total (MW)
	PV	Eólica	Biogas	Carbón	Diesel	Gas	Hidro	Oil	Geot	
00-Norte Grande	62	113	0	0	0	112	53	48	30	3853
01-Atacama	2287	127	0	56	0	0	0	0	0	2470
02-Coquimbo	690	136	0	0	0	0	0	0	0	826
03-Chilq-Aconc	166	0	0	0	0	0	95	6	0	267
04-Enel Distrib	55	0	2	0	0	13	478	0	0	549
05-Colbún	0	0	0	0	0	0	183	0	0	183
06-Troncal_Qui-Cha	36	28	1	0	2	398	277	0	0	742
07 Sistema 154 - 66 kV (Centro)	0	0	2	0	0	1	293	2	0	299
08-Charrúa	0	99	28	0	0	48	390	1	0	565
09-Concepción	0	3	0	0	0	0	0	56	0	59
10-Araucanía	0	1159	16	0	0	0	393	0	0	1568
11-Araucanía 66 kV	0	27	0	0	0	14	84	1	0	125
12-SIC-SING	44	536	0	0	0	160	0	0	0	740
12-Zona Interconexión	31	0	0	0	0	0	0	0	0	31
Total	6548	2311	50	56	2	697	2174	113	30	12277

Tabla 30. Inercia en MVAs por recurso y red de la BD en el Caso 30F1d6.

Red	Inercia (MVAs) por Recurso Primario							Total (MVAs)
	Biogas	Carbón	Diesel	Gas	Hidro	Oil	Others	
00-Norte Grande	0	0	0	365	506	515	89	1474
01-Atacama	0	812	0	0	0	0	0	812
02-Coquimbo	0	0	0	0	0	0	0	0
03-Chilq-Aconc	0	0	0	0	526	477	0	1004
04-Enel Distrib	4	0	0	31	2286	0	0	2321
05-Colbún	0	0	0	0	1496	0	0	1496
06-Troncal_Qui-Cha	2	0	3	3426	1779	0	710	5920
07-Sistema 154 - 66 kV (Centro)	217	0	0	7	2392	120	613	3349
08-Charrúa	702	0	0	0	4302	2	748	5753
09-Concepción	0	0	0	0	0	325	0	325
10-Araucanía	280	0	0	0	3499	0	0	3779
11-Araucanía 66 kV	0	0	0	96	474	5	0	575
12-SIC-SING	0	0	0	1729	0	0	0	1729
Total	1204	812	3	5654	17261	1443	2160	28537

La Figura 21 presenta la evolución de la frecuencia en el nodo Alto Jahuel 500 kV para los distintos casos simulados. Se presentan en la Figura 22 y la Figura 23 los aportes de potencia de las unidades que participan del CPF 10 s luego de la contingencia y con los valores de frecuencia mínima alcanzados, respectivamente, en función de la inercia precontingencia del sistema. Dichos valores se resumen en la

Tabla 31. Se verifica que al reducirse la inercia sistémica aumenta el aporte de potencia de las unidades que participan del CPF 10 s luego de la contingencia y se reduce el tiempo al nadir de frecuencia mínima.

En la Figura 22 se observa una discontinuidad al pasar del Caso 30F1d2 (37 GVAs) al 30F1d3 (35 GVAs) ya que en este último se saca de servicio la unidad IEM y se cambian las unidades que participan del CPF, como se indica en la Tabla 28.

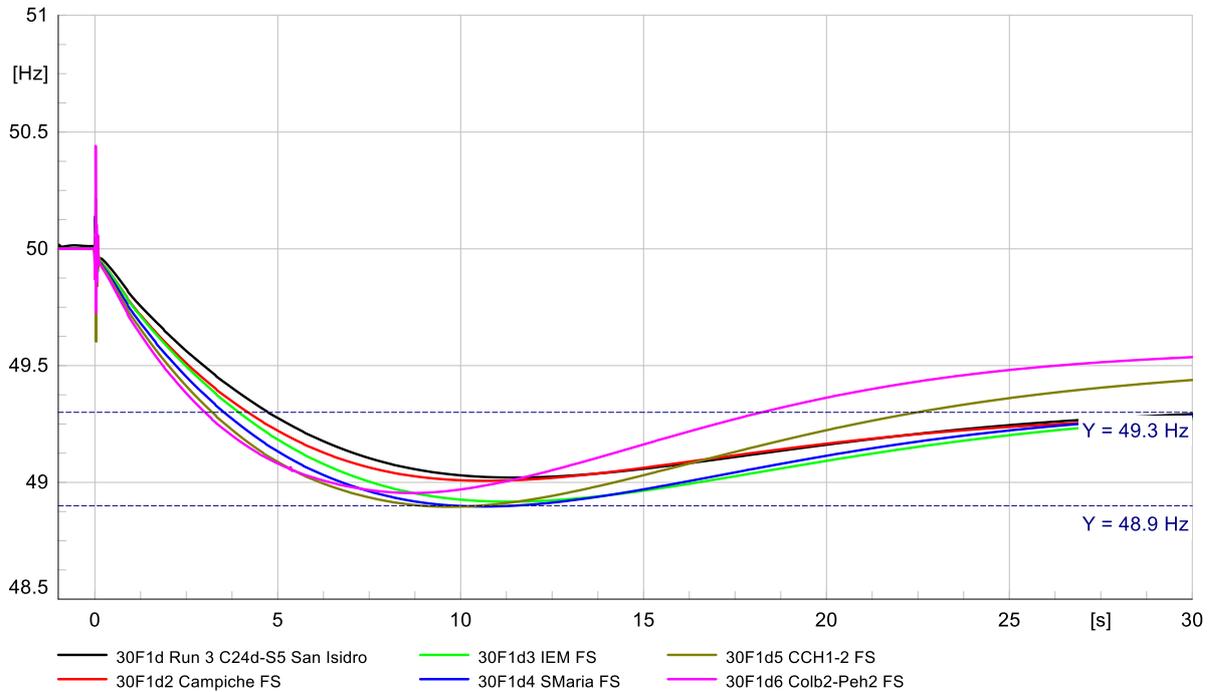


Figura 21. Frecuencia ante la desconexión de San Isidro 2 en escenarios de demanda alta de día de 2030 con distinta inercia.

Tabla 31. Aportes de potencia de las unidades participando del CPF y valores mínimos y finales de la frecuencia del sistema ante la desconexión de San Isidro 2 en casos de demanda alta de 2030 con distinta inercia.

Caso	Escenario	Total SEN		Aporte CPF (MW)	Frecuencia	
		Inercia* (GVAs)	Gen, (MW)	@10s	Fmin (Hz)	Tmin (s)
30F1c**	30F1c	38,9	12337	174,3	48,98	11,43
30F1d	30F1d	38,9	12336	169,9	49,18	10,39
30F1d2	30F1d2	37	12311	175,1	49,01	10,69
30F1d3	30F1d3	35	12314	153,6	48,91	10,97
30F1d4	30F1d4	33,1	12315	156,9	48,9	10,6
30F1d5	30F1d5	30,6	12323	170,9	48,9	9,7
30F1d6	30F1d6	28,5	12329	203,1	48,95	8,66
30B1a	30B1a	32,4	12321	176,8	48,98	10,27

(*) Antes de la contingencia

(**) Se desconecta la U16 (inercia 3,1 GVAs y despacho 400 MW)

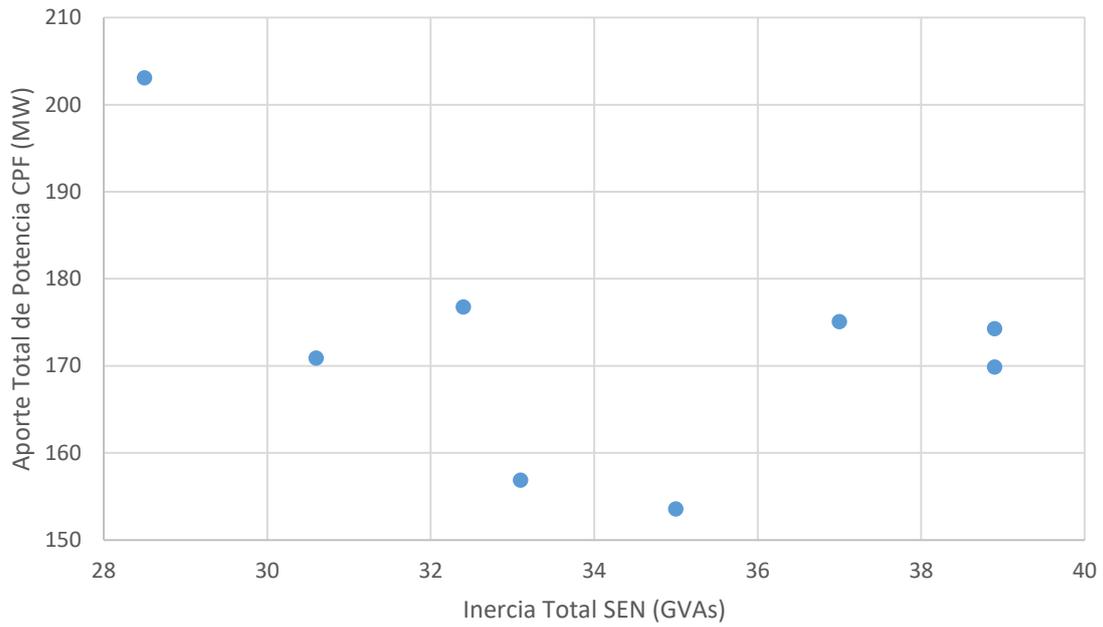


Figura 22. Aportes de potencia a los 10 s en función de la inercia escenarios de demanda alta de día de 2030.

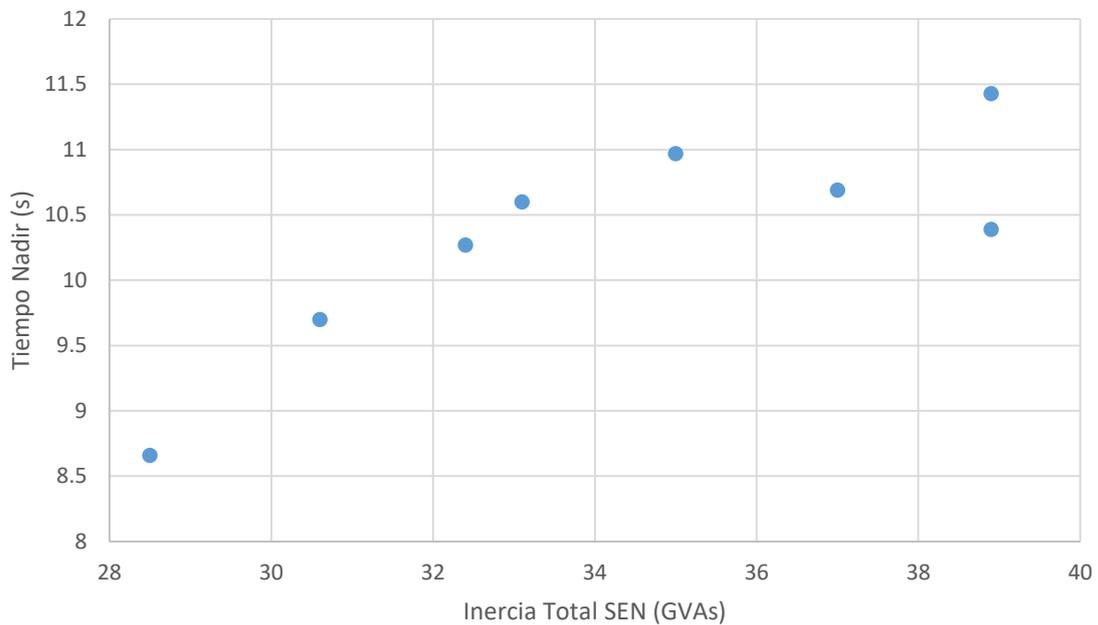


Figura 23. Tiempo al nadir en función de la inercia escenarios de demanda alta de día de 2030.

3.6 Escenario 2 de 2030 (demanda baja de noche)

Esta sección presenta el resultado del análisis de los escenarios de demanda baja de noche de 2030.

3.6.1 Casos Base

Se simularon las contingencias de Severidad 5 consistentes en los disparos de Pehuenche (inercia 1,16 GVAs y despacho 231,7 MW) e IEM (inercia 2 GVAs y despacho 232,7 MW), que son las unidades en servicio con los despachos más elevados en las áreas Centro-Sur y Norte, respectivamente.

Partiendo del escenario 30B2 se creó el escenario 30F2a en el que se dejaron en servicio los reguladores de velocidad sólo las unidades que participan del CPF que se indican en el Anexo E de la Sección 6.5.

Partiendo del escenario 30F2a se creó el escenario adicional 30F2c en el que se redujo el despacho de IEM y se aumentó el despacho de la U16 del valor mínimo a 400 MW. Adicionalmente, partiendo del escenario 30F2c se creó el escenario 30F2d en el que se sacó de servicio la U16 y se forzó el despacho de San Isidro U2 (originalmente fuera de servicio) en 397,8 MW.

3.6.1.1 Resumen de resultados

La siguiente tabla resume los aportes totales de generación de las unidades participando del CPF a los 10 s y 120 s luego de la desconexión de generación para cada uno de los casos simulados, junto con los valores mínimos y finales de la frecuencia del sistema. El Anexo E de la Sección 6.5 presenta los aportes de potencia de cada una de las unidades.

En todos los casos el sistema permanece estable, con las frecuencias y tensiones del SEN dentro de los valores establecidos por la NTSyCS.

Tabla 32. Aportes de generación de las unidades participando del CPF y valores mínimos y finales de la frecuencia del sistema ante desconexiones de generación en los casos base de demanda baja de noche de 2030.

Caso	Escenario	Generador desconectado			Total SEN		Aporte CPF (MW)		Frecuencia		
		Nombre	Inercia (GVAs)	P0 (MW)	Inercia* (GVAs)	Gen. (MW)	@10s	@120s	Fmin (Hz)	Tmin (s)	Ffin (Hz)
30F2a	30F2a	IEM	2	232,7	53,5	9163	120,6	199,6	49,36	13,7	49,66
30F2b	30F2a	Pehuenche U1	1,16	231,8	53,5	9163	111,4	186,5	49,4	13,91	49,69
30F2c	30F2c	U16	3,1	400,0	53,5	9162	221,3	337,7	48,99	12,97	49,51
30F2d	30F2d	San Isidro 2	3,4	397,8	53,9	9148	221,7	337,8	48,99	12,95	49,51
30B2a	30B2a	San Isidro 2	3,4	397,8	37,8	9206	283,4	344,8	48,99	8,69	49,58

(*) Antes de la contingencia.

Los aportes de generación más elevados a los 10 s y 120 s luego de las contingencias son de 283 MW y 345 MW, respectivamente, en el caso base adicional 30B2a. En dicho caso, los valores de frecuencia mínima y final son 48,99 Hz (a los 8,69 s) y 49,58 Hz, respectivamente.

La siguiente figura presenta la frecuencia eléctrica en el nodo Alto Jahuel 500 kV para los cinco casos de estudio. En todos los casos se logra evitar el descenso de la frecuencia por debajo de 48,9 Hz, lo que evita el desprendimiento de carga por acción del EDAC y, además, se logra alcanzar una frecuencia de régimen permanente superior a 49,3 Hz. Por lo tanto, se verifica el cumplimiento de las exigencias de los Artículos 5-25, 5-35 y 5-37 de la NTSyCS.

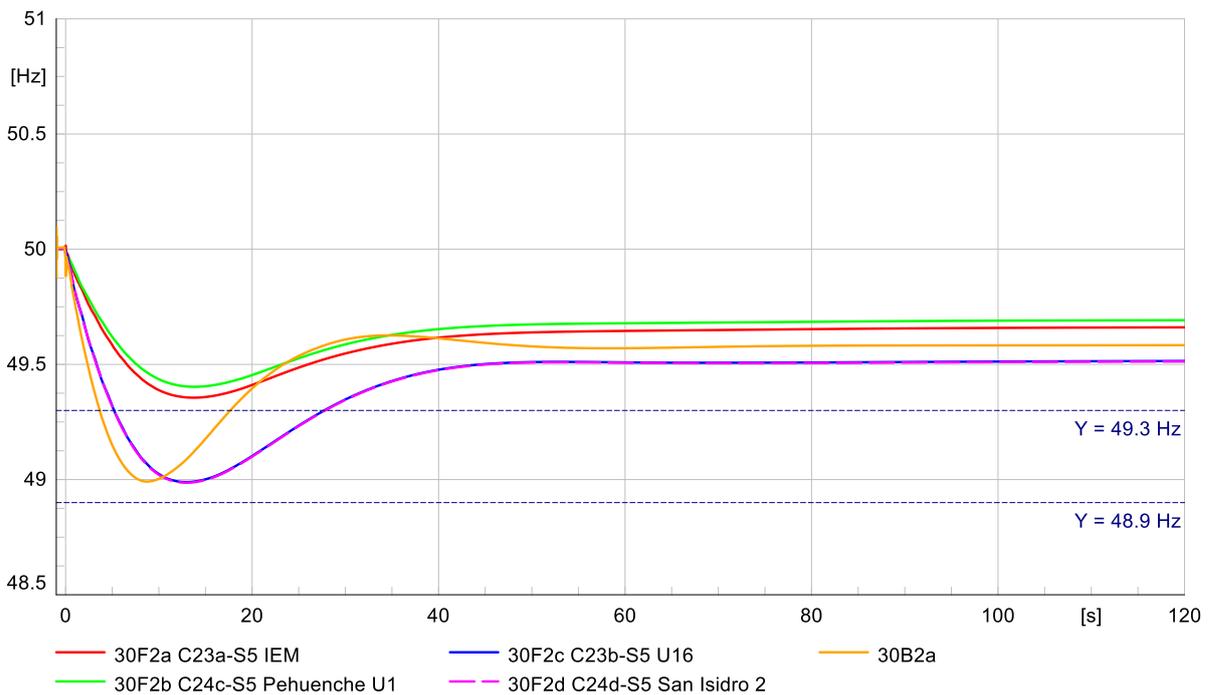


Figura 24. Frecuencia ante las contingencias de Severidad 5 en los casos de estudio del Escenario 2 de 2030.

3.6.1.2 Contingencia C23b: Desconexión de la U16

Esta sección presenta los requerimientos de CPF inicial y permanente ante la desconexión de la unidad U16 (inercia 3,1 GVAs y despacho 400 MW) en el Caso 30F2c, que es el que requiere el mayor aporte de potencia 10 s luego de la perturbación de los casos base originales.

La Figura 25 presenta la frecuencia eléctrica en diferentes nodos del SEN. El valor mínimo que alcanza la frecuencia es de 48,97 Hz a los 12,45 s luego de la contingencia, por lo que no se produce desprendimiento de carga por acción de EDAC. La frecuencia al final de la simulación es de 49,43 Hz.

La Figura 26 presenta la potencia eléctrica de las unidades que participan del CPF. Los valores de potencia activa medidos antes de la contingencia y a los 10 s y 120 s luego de la contingencia se resumen en la Tabla 33.

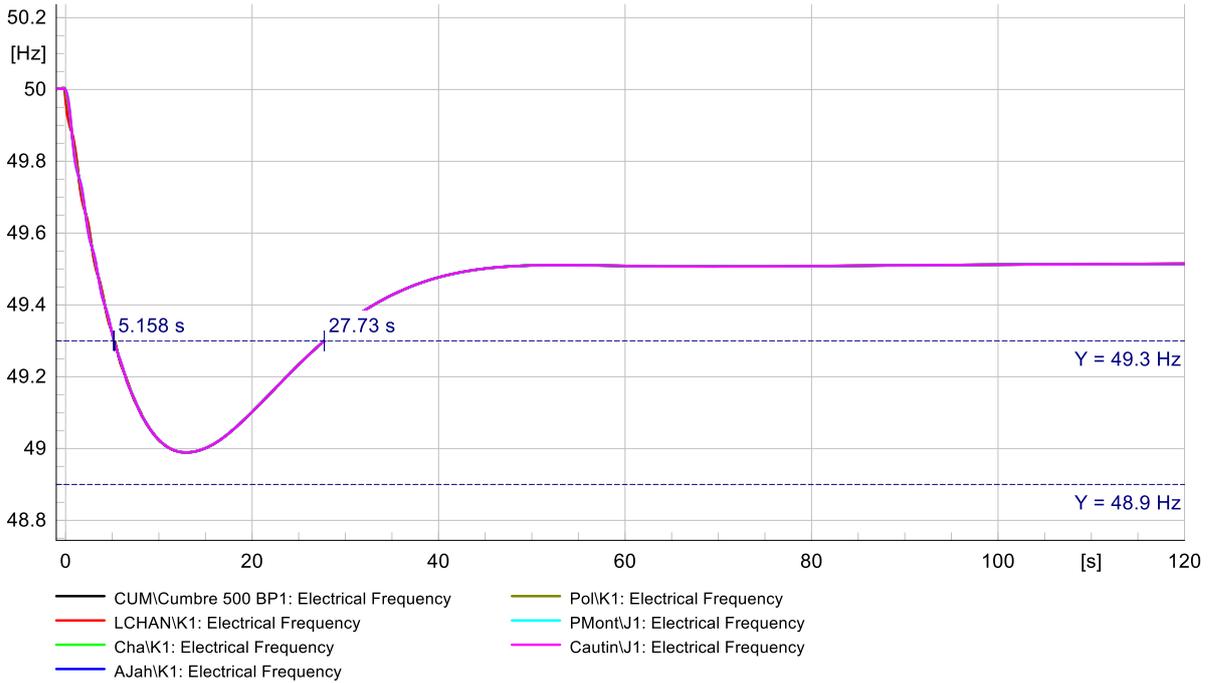


Figura 25. Frecuencia ante la desconexión de la U16 (400 MW) en el Caso 30F2c.

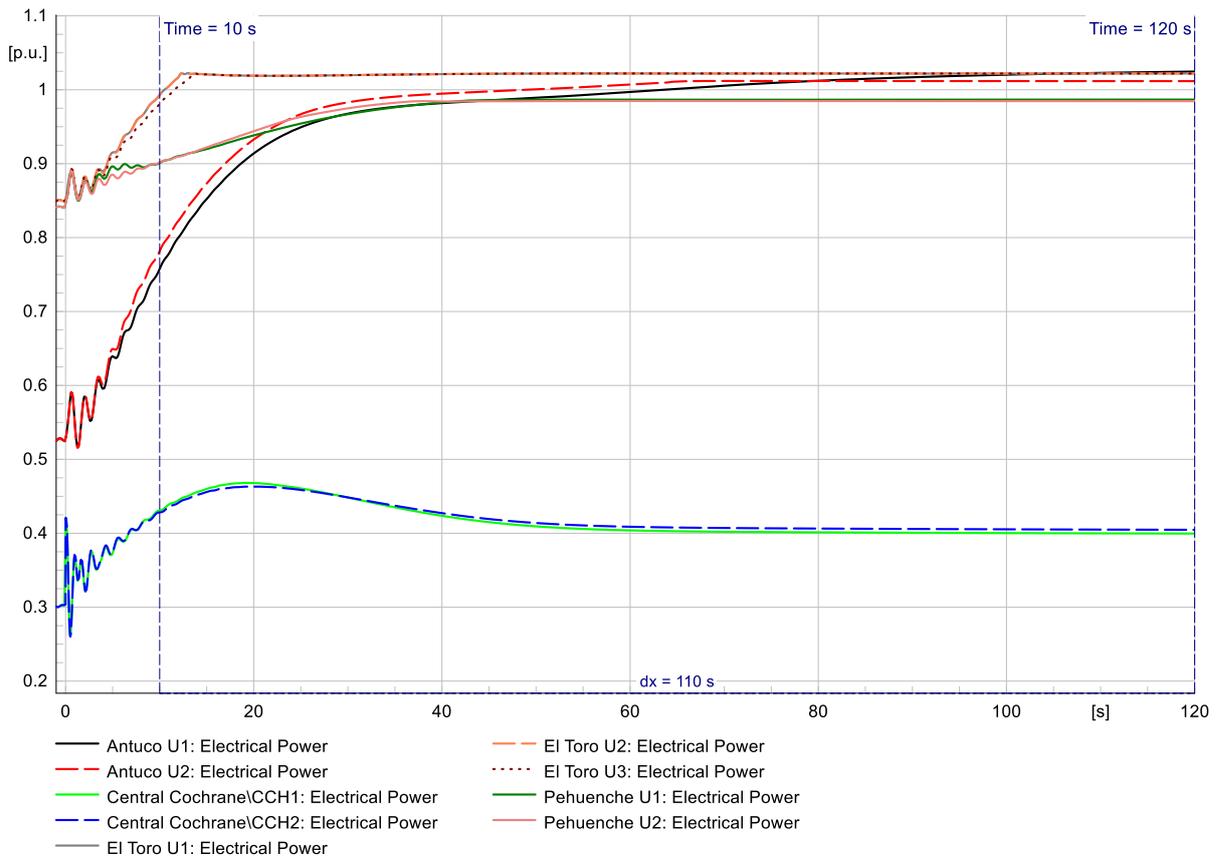


Figura 26. Potencias activas de las unidades bajo CPF ante la desconexión de la U16 (400 MW) en el Caso 30F2c.

Tabla 33. Requerimientos de reservas para CPF ante la desconexión de la U16 (400 MW) en el Caso 30F2c.

Unidad	Generación (MW)				
	Inicial (t=0s)	t = 10s		t = 120s	
		Medición	Aporte CPF	Medición	Aporte CPF
CCH1	85	120,9	35,9	112,1	27,1
CCH2	85	120,2	35,2	113,5	28,5
Pehuenche U1	231,5	248,2	16,7	271,8	40,4
Pehuenche U2	231,5	248,4	16,9	271,3	39,8
Antuco U1	79,7	115,2	35,5	155,7	76
Antuco U2	79,7	118,8	39,1	153,8	74
El Toro U1	84,9	99,3	14,4	102,2	17,3
El Toro U2	84,9	99,3	14,4	102,2	17,3
El Toro U3	84,9	98,1	13,2	102,2	17,3
Total			221,3		337,7
Total Norte Grande			71,1		55,7

La Figura 27 presenta los valores totales de generación, demanda, potencia de las turbinas de los generadores sincrónicos y pérdidas del SEN. Los valores iniciales junto con las mediciones a los 10 s y 120 s luego de la perturbación se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 34. Balance de potencias del SEN ante la desconexión de la U16 (400 MW) en el Caso 30F2c.

Cantidad	Potencia activa total (MW)				
	Inicial (t = 0s)	t = 10s		t = 120s	
		Total	Variación	Total	Variación
Generación	9162,5	9033,5	-129	9100,7	-61,8
Demanda	8685,7	8550	-135,7	8603,4	-82,3
Pérdidas	476,8	483,5	6,7	497,3	20,5
Potencia turbinas	6571,5	6384,3	-187,2	6507,5	-64

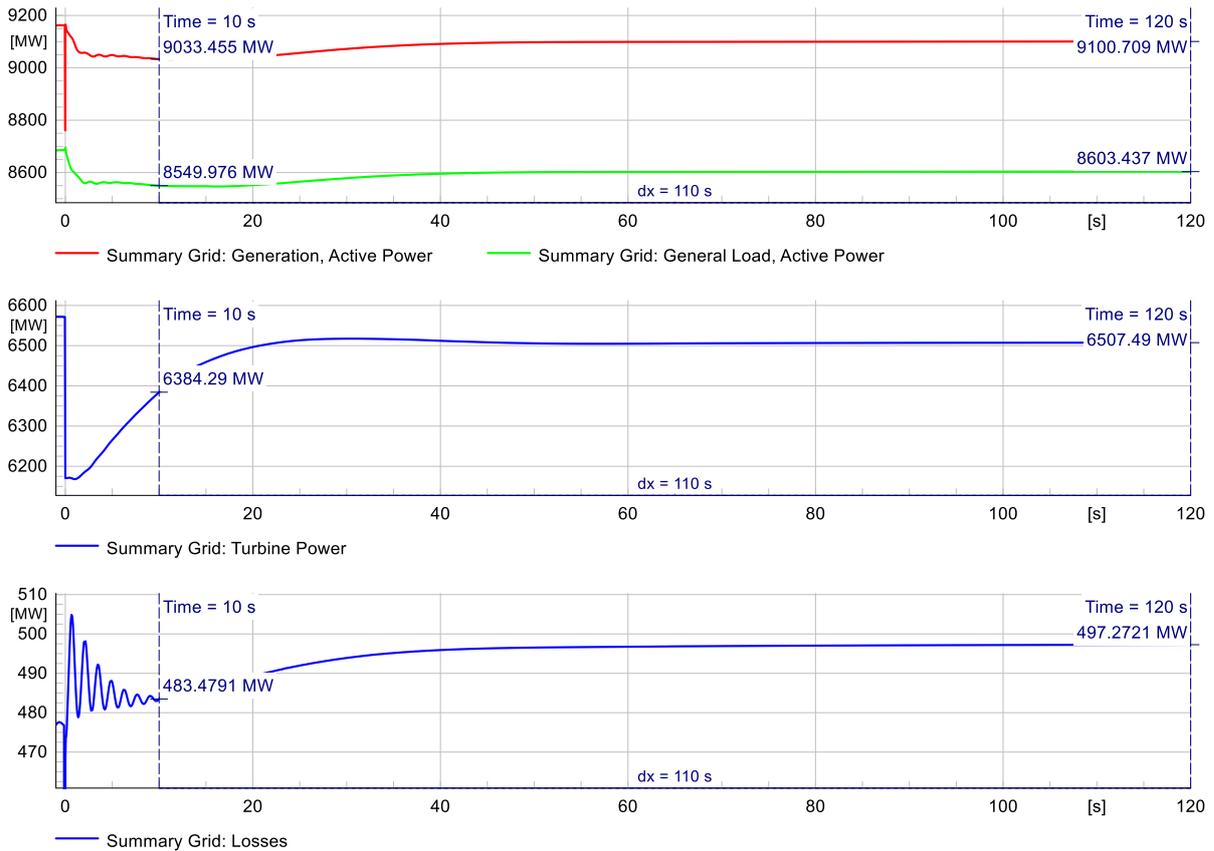


Figura 27. Balance de Potencia del SEN ante la desconexión de la U16 (400 MW) en el Caso 30F2c.

3.6.2 Variaciones de Inercia

Partiendo del Caso 30F2d se crearon casos adicionales en los que se redujo la inercia sistémica quitando de servicio unidades sincrónicas de generación y aumentando la generación renovable conectada a través de convertidores estáticos. En todos los casos se simuló la desconexión del CC San Isidro 2 despachado a máxima potencia.

La Tabla 35 indica para cada caso de estudio la inercia del sistema antes de la perturbación y las unidades que se sacan de servicio respecto al caso de estudio de partida.

La Tabla 36 presenta la generación total por red y recurso primario para el Caso 30F2d7. La generación en base a carbón es mínima (sólo Guacolda U5 en servicio) y aumenta la generación eólica en relación al Caso 30B2. La generación hidroeléctrica aumenta respecto al caso base para reducir la reserva rodante de las unidades que participan del CPF. La generación solar PV es prácticamente nula, y la generación CSP se reduce respecto al caso base ya que se sacó de servicio una unidad CSP.

La Tabla 37 presenta la inercia total por red y recurso primario para el Caso 30F2d7. La inercia del sistema se concentra en el Centro y en el Sur, siendo la inercia en el Norte es relativamente baja (6,7 GVAs). En el Caso 30F2d7 los transformadores Charrúa 500/220 kV se encuentran cargados cerca del 100 % de sus capacidades nominales. Luego, como la reserva para CPF se concentra en el Sur,

dichos transformadores se sobrecargan levemente luego de la desconexión de generación en el Centro. Los límites de sobrecarga permanente de los transformadores se podrían sobrepasar transitoriamente (hasta un 20% de la potencia nominal del transformador) parar para realizar ajustes manuales al despacho y volver a una condición de carga permanente dentro de una ventana de tiempo en el orden de los minutos.

En el Caso 30F2d7 permanecen en servicio unidades hidroeléctricas despachadas a baja carga como las pertenecientes a las centrales Ralco, Pangué, Colbún.

Tabla 35. Casos de estudio variando la inercia sistémica para el Escenario 2 de 2030.

Caso	Htotal* (GVAs)	Fuera de servicio					Comentario
		Unidad	P (MW)	Sb (MVA)	H (s)	H (GVAs)	
30F2d	53,80	-	-	-	-	-	Escenario con la misma inercia que el caso base 30B2. La respuesta del sistema es aceptable.
30F2d2	51,9	IEM	110	442	4,55	2,01	Caso de partida: 30F2d. La respuesta del sistema es aceptable.
30F2d3	50,0	Santa María	120	468	4,05	1,90	Caso de partida: 30F2d2. La respuesta del sistema es aceptable.
30F2d4	47,7	Campiche	137	330	6,80	2,24	Caso de partida: 30F2d3. La respuesta del sistema es aceptable.
30F2d5	45,2	CCH2	103	330	3,86	1,27	Caso de partida: 30F2d4. Se agregan al CPF Ralco 1, y Pehuenche 1 y 2. La respuesta del sistema es aceptable.
		CCH1	96	330	3,86	1,27	
30F2d6	40,8	Kelar TG2	74	225	6,59	1,48	Caso de partida: 30F2d5. Se agrega Ralco 2 al CPF. Se desconectan capacitores en Kimal 220 kV para que la tensión en barras de la subestación HVDC lado Kimal se encuentre cercana a 1 pu. La respuesta del sistema es aceptable.
		Kelar TG1	74	225	6,59	1,48	
		Kelar TV	53	212	6,52	1,38	
30F2d7	38,9	SOLAR_CSP SING_6_A	200	275	6,93	1,91	Caso de partida: 30F2d6. Se limita la generación estática en el Sur ya que se saturan los transformadores Charrúa 500/220 kV. Se reduce el despacho de El Toro y Antuco para aumentar el aporte al CPF. La respuesta del sistema es aceptable.

(*) Antes de la perturbación.

Tabla 36. Despacho de generación por recurso y red de la BD en el Caso 30F2d7.

Red	Generación (MW) por Recurso Primario										Total (MW)
	PV	Eólica	Biogas	Carbón	Diesel	Gas	Hidro	Oil	Geo	CSP	
00-Norte Grande	58	142	0	0	0	228	78	136	42	500	1183
01-Atacama	0	311	0	86	0	0	3	0	0	0	399
02-Coquimbo	0	163	0	0	0	0	7	0	0	0	170
03-Chilqu-Aconc	0	0	0	0	0	0	192	21	0	0	213
04-Enel Distrib	0	0	7	0	0	15	629	0	0	0	650
05-Colbún	0	0	0	0	0	0	427	0	0	0	427
06-Troncal_Qui-Cha	0	35	2	0	4	398	972	0	0	0	1411
07-Sistema 154 - 66 kV (Centro)	0	0	0	0	0	2	628	5	0	0	635
08-Charrúa	0	371	4	0	0	41	1428	1	0	0	1845
09-Concepción	0	3	0	0	0	0	0	55	0	0	57
10-Araucanía	0	1551	5	0	0	0	408	0	0	0	1964
11-Araucanía 66 kV	0	37	0	0	0	12	60	0	0	0	110
12-SIC-SING	0	41	0	0	0	0	0	0	0	0	41
Total	58	2654	17	86	4	695	4832	217	42	500	9105

Tabla 37. Inercia en MVAs por recurso y red de la BD en el Caso 30F2d7.

Red	Inercia (MVAs) por Recurso Primario									Total (MVAs)
	Biogas	Carbón	Diesel	Gas	Hidro	Oil	Geot	CSP		
00-Norte Grande	0	0	0	365	506	775	89	4242	5977	
01-Atacama	0	812	0	0	2	0	0	0	814	
02-Coquimbo	0	0	0	0	38	0	0	0	38	
03-Chilq-Aconc	0	0	0	0	526	477	0	0	1004	
04-Enel Distrib	4	0	0	31	2286	0	0	0	2321	
05-Colbún	0	0	0	0	2354	0	0	0	2354	
06-Troncal_Qui-Cha	2	0	3	3426	5646	0	0	0	9077	
07-Sistema 154 - 66 kV (Centro)	0	0	0	259	2898	60	0	0	3217	
08-Charrúa	40	0	0	748	8648	2	0	0	9438	
09-Concepción	0	0	0	0	0	325	0	0	325	
10-Araucanía	280	0	0	0	3499	0	0	0	3779	
11-Araucanía 66 kV	0	0	0	96	474	5	0	0	575	
Total	325	812	3	4924	26878	1644	89	4242	38918	

La Figura 28 presenta la evolución de la frecuencia en el nodo Alto Jahuel 500 kV para los distintos casos simulados. Se presentan en la Figura 29 y la Figura 30 los aportes de potencia de las unidades que participan del CPF 10 s luego de la contingencia y con los valores de frecuencia mínima alcanzados, respectivamente, en función de la inercia precontingencia del sistema. Dichos valores se resumen en la

Tabla 38. Se verifica que al reducirse la inercia sistémica aumenta el aporte de potencia de las unidades que participan del CPF 10 s luego de la contingencia y se reduce el tiempo al nadir de frecuencia mínima.

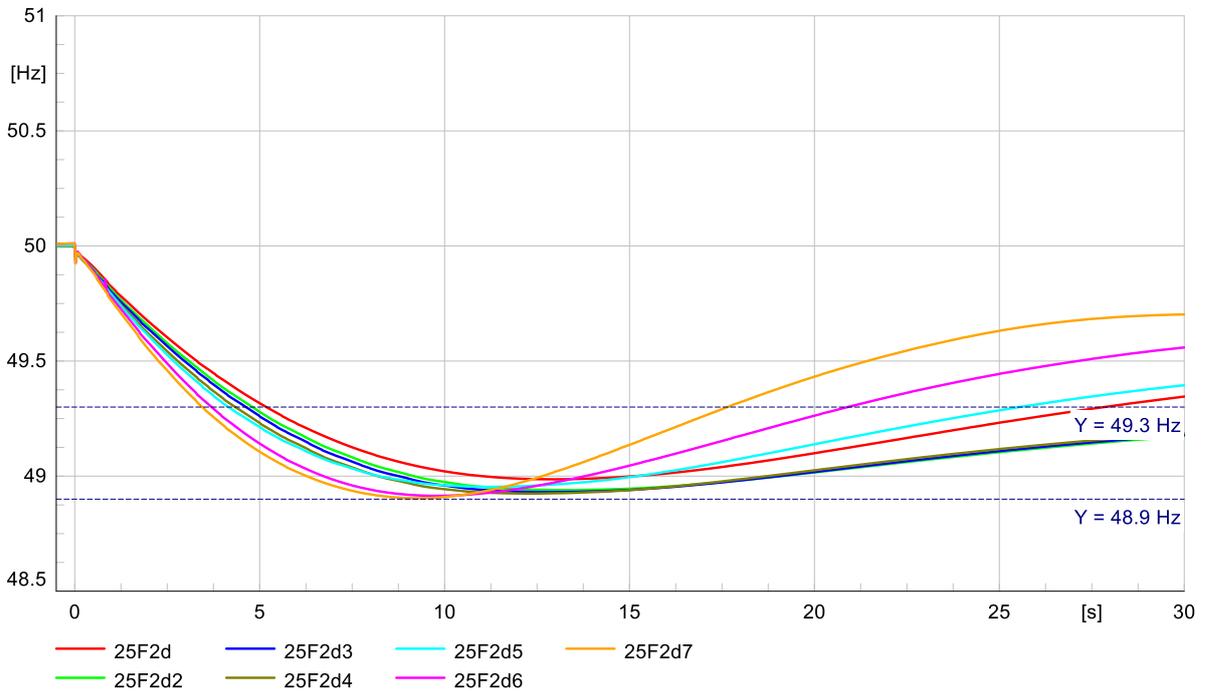


Figura 28. Frecuencia ante la desconexión de San Isidro 2 en escenarios de demanda baja de noche de 2030 con distinta inercia.

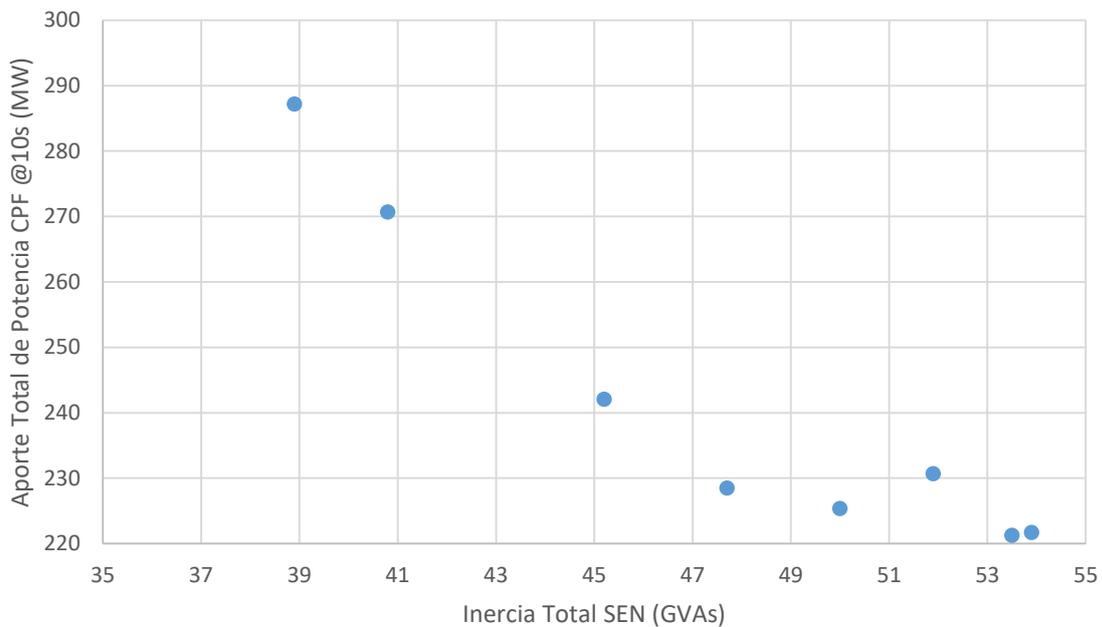


Figura 29. Aportes de potencia a los 10 s en función de la inercia escenarios de demanda baja de noche de 2030.

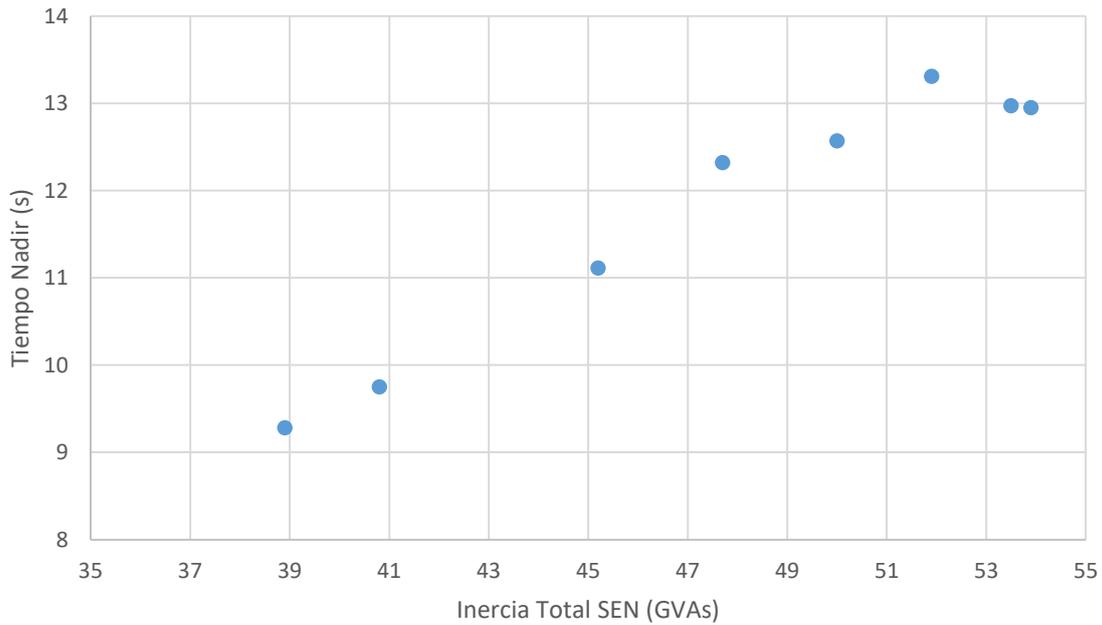


Figura 30. Tiempo al nadir en función de la inercia escenarios de demanda baja de noche de 2030.

Tabla 38. Aportes de potencia de las unidades participando del CPF y valores mínimos y finales de la frecuencia del sistema ante la desconexión de San Isidro 2 en casos de demanda baja de noche de 2030 con distinta inercia.

Caso	Escenario	Total SEN		Aporte CPF (MW)	Frecuencia	
		Inercia* (GVAs)	Gen. (MW)	@10s	Fmin (Hz)	Tmin (s)
30F2c**	30F2c**	53,5	9162	221,3	48,99	12,97
30F2d	30F2d	53,9	9148	221,7	48,99	12,95
30F2d2	30F2d2	51,9	9140	230,7	48,94	13,31
30F2d3	30F2d3	50	9139	225,4	48,93	12,57
30F2d4	30F2d4	47,7	9154	228,5	48,92	12,32
30F2d5	30F2d5	45,2	9188	242,1	48,95	11,11
30F2d6	30F2d6	40,8	9210	270,7	48,91	9,75
30F2d7	30F2d7	38,9	9222	287,2	48,9	9,28

(*) Antes de la contingencia

(**) Se desconecta la U16 (inercia 3,1 GVAs y despacho 400 MW)

4 Conclusiones

Se verificó que el sistema resulta estable y cuenta con recursos suficientes para el control primario de frecuencia para garantizar un desempeño satisfactorio ante las contingencias de Severidad 5 más críticas en los casos de 2025 y 2030 analizados.

El cálculo teórico de las tasas máximas de variación de la frecuencia (ROCOF) ante la desconexión de 400 MW generación en los casos base se encuentra por debajo de la tasa de activación del EDAC por decremento de la frecuencia y de la máxima variación que deben soportar los generadores sin desconectarse de la red de acuerdo a la NTSyCS. Se verifica que dichos valores teóricos no exceden el máximo valor admisible en ninguno de los escenarios adicionales analizados.

En los escenarios de 2025 las transferencias de potencia por las líneas de 500 kV Parinas – Cumbre y Nva. P. Azúcar - Polpaico son coherentes con los valores extremos extraídos por el Coordinador de los escenarios PLP para 2026. En los casos base adicionales la inercia del Norte Grande es menor a 9 GVAs y la del Centro es provista sólo por el CC San Isidro 2, cuya desconexión se simula para analizar la estabilidad del sistema. Luego, se considera que los escenarios analizados son representativos de las condiciones críticas de operación con alta probabilidad de ocurrencia. Por lo tanto, deberá verificarse en los análisis de la Actividad 2 del estudio la factibilidad de operar el sistema con las transferencias de potencia observadas en los casos base desde el punto de vista de la estabilidad transitoria y de la tensión ante contingencias de Severidad 4.

En algunos casos de estudio adicionales de 2025 en los que se forzó la reducción de inercia sacando de servicio unidades sincrónicas de generación (hasta alcanzar inercias en el Norte Grande debajo de 3,3 GVAs y 1 GVAs en escenarios de demanda alta de día y baja de noche, respectivamente) se observa la divergencia de las tensiones en el sistema de transmisión incluso antes de implantar la contingencia. En dichos casos el sistema resulta inestable en tensión y se alcanza un desempeño satisfactorio del control de frecuencia si se considera como medida de mitigación que las unidades de las centrales Angamos y Cochrane permanecen operando como condensadores sincrónicos (despachadas a potencia activa nula y participando del control dinámico de tensión). Esta medida de mitigación es evaluada en mayor detalle en los estudios de estabilidad de la tensión de la Actividad 2 del presente proyecto.

Las contingencias analizadas no derivan en la separación del sistema en áreas asincrónicas y las frecuencias medidas en las distintas áreas presentan evoluciones coherentes luego de las desconexiones de generación. Por lo tanto, los resultados obtenidos no indican la necesidad de establecer requerimientos mínimos de inercia y reservas para CPF por área del sistema.

La *Tabla 39* presenta los niveles sistémicos de inercia y penetración ERV en los casos de mínima inercia en los que el sistema presenta un desempeño satisfactorio. La factibilidad de operar el sistema en dichos escenarios se verificará en los estudios de estabilidad de la tensión de la Actividad 2.

Tabla 39. Inercia y penetración ERV en los casos de mínima inercia en los que el sistema presenta un desempeño satisfactorio.

Año	Demanda	Inercia SEN (GVAs)	Penetración ERV (%)	Generación (MW)		
				PV	Eólica	Total
2025	Alta	25.9	62	5791	1496	11840
	Baja	30.0	37	93	2866	7913
2030	Alta	28.5	72	6548	2311	12277
	Baja	38.9	30	58	2654	9105

Se analiza en los estudios de estabilidad de la tensión de la Actividad 2 la mínima fortaleza de red necesaria para garantizar el desempeño satisfactorio del sistema. Dicha fortaleza de red es directamente proporcional a la potencia de cortocircuito disponible, que en gran parte es aportada por las unidades sincrónicas de generación, y por lo tanto se relaciona indirectamente con la inercia de la red. Sin embargo, en los estudios de la Actividad 1 no se identificaron requerimientos mínimos de inercia por área del sistema debido a requerimientos de control de frecuencia desde el punto de vista del sistema en su conjunto.

5 Referencias

- [1] Comisión Nacional de Energía, "Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio," Santiago de Chile, Septiembre 2020.
- [2] Coordinador Eléctrico Nacional, "Estudio de Integración de ERV al SEN - Limitaciones Técnicas del Sistema – Años 2026-2028," 2 de julio de 2021.
- [3] Coordinador Eléctrico Nacional, "ESTUDIO DE CONTROL DE TENSIÓN Y REQUERIMIENTOS DE POTENCIA REACTIVA, Informe Preliminar," Mayo 2021.
- [4] Coordinador Eléctrico Nacional, "Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión," Dic. 2020.
- [5] Coordinador Eléctrico Nacional, "ESTUDIO DE CONTROL DE FRECUENCIA Y DETERMINACIÓN DE RESERVAS," Junio 2020.
- [6] Coordinador Eléctrico Nacional, "Informe de Servicios Complementarios Año 2021," Diciembre 2020.
- [7] Estudios Energéticos Consultores para el Coordinador Eléctrico Nacional, "Estudio de Servicios Complementarios para la Operación del SEN 2021-2024," Julio 2020.

6 Anexos

6.1 Anexo A: Contingencias

6.1.1 Definición del tipo de contingencia

Las contingencias de severidad 4, 5 y 6 se definen en la NTSyCS como sigue:

- Severidad 4: Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla en un circuito de líneas de doble circuito, o en una línea de simple circuito con enmallamiento, seguido de la desconexión en tiempo normal del circuito fallado por acción de su Sistema de Protecciones; o, falla permanente de un polo de un enlace HVDC de más de un polo.
- Severidad 5: Desconexión intempestiva de la unidad generadora sincrónica o Sistema de Almacenamiento de Energía de mayor tamaño. En el caso de centrales de ciclo combinado deberá considerarse la configuración turbina de gas – turbina de vapor para determinar si la contingencia simple pudiera afectar total o parcialmente a más de una unidad generadora; o, desconexión intempestiva de un Elemento Serie del ST que implique la salida de servicio de más de una unidad generadora; o, desconexión intempestiva del mayor bloque de demanda en distintas zonas del SI que pueda presentarse como resultado de una Contingencia Simple en las Instalaciones de Clientes; o, falla permanente en el polo de un enlace HVDC monopolar.
- Severidad 6: Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla en uno de los circuitos de líneas de doble circuito, seguido de la desconexión en tiempo normal del circuito fallado por acción de su sistema de protecciones y la salida intempestiva simultánea del circuito sano en paralelo por actuación errónea de los Sistemas de Protecciones de este último; o falla permanente de todos los polos de un enlace HVDC de más de un polo.

6.2 Anexo B: Requerimientos de Seguridad y Calidad de Servicio

El SI deberá operar en Estado Normal con todos los elementos e instalaciones del ST y compensación de potencia reactiva disponibles, y suficientes márgenes y reserva de potencia reactiva en las unidades generadoras, compensadores estáticos y sincrónicos, para lo cual el Coordinador y los CC, según corresponda, deberán controlar que la magnitud de la tensión en las barras del SI esté comprendida entre:

- a) 0,97 y 1,03 por unidad, para instalaciones del ST con tensión nominal igual o superior a 500 [kV].
- b) 0,95 y 1,05 por unidad, para instalaciones del ST con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 [kV].
- c) 0,93 y 1,07 por unidad, para instalaciones del ST con tensión nominal inferior a 200 [kV].

En Estado de Alerta el Coordinador y los CC deberán controlar que la magnitud de la tensión en las barras del SI esté comprendida entre:

- a) 0,95 y 1,05 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 500 [kV], siempre que el límite superior no exceda la tensión máxima de servicio de los equipos.
- b) 0,93 y 1,07 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 [kV], siempre que el límite superior no exceda la tensión máxima de servicio de los equipos.
- c) 0,90 y 1,10 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal inferior a 200 [kV], siempre que el límite superior no exceda la tensión máxima de servicio de los equipos.

Para cualquier configuración de demanda y generación del SI, el Coordinador y los CC, según corresponda, operarán los Elementos Serie manteniendo la corriente transportada en un valor inferior o a lo sumo igual al 100% de la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente, tanto en Estado Normal como en Estado de Alerta.

6.2.1 Recuperación dinámica

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.

En el caso de una Contingencia Simple, la frecuencia mínima admitida en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 200 [kV] será igual a 48,30 [Hz], aceptándose un descenso transitorio de la frecuencia por debajo de 48,30 [Hz] durante un tiempo inferior a los 200 [ms] en ST de tensión inferior a 200 [kV].

No obstante lo anterior, en el artículo 3-11 de la NT de SSCC, se establece que "Para el dimensionamiento de las reservas, el Coordinador deberá verificar que la operación de éstas permita mantener la frecuencia dentro de los rangos normativos y sobre la frecuencia de operación de los EDAC, considerando contingencias simples." Al respecto, teniendo en cuenta la frecuencia de actuación del EDAC vigente (48,9 Hz para el primer desprendimiento de carga), la aplicación de este criterio para el dimensionamiento de la reserva es más exigente que lo dispuesto en el artículo 5-35 de la NT SyCS.

El factor de amortiguación de las oscilaciones electromecánicas luego de ocurrida una Contingencia Simple, medido sobre las oscilaciones de potencia activa en la línea de transmisión que transporta mayor potencia y cuya localización sea la más cercana al lugar de ocurrencia de la contingencia, deberá tener un valor mínimo del 5%.

6.3 Anexo C: Inercia y generación de los casos base

6.3.1 Despacho de generación por recurso y red

Tabla 40. Despacho de generación (MW) por recurso y red de la BD en el Caso 25B1.

Red	Recurso primario								Total
	PV	Eólica	Biogas	Carbón	Gas	Hidro	Oil	Geot	
00-Norte Grande	2388	510	0	601	0	5	0	18	3522
01-Atacama	1522	22	0	139	0	3	0	0	1686
02-Coquimbo	684	370	0	0	0	5	0	0	1058
03-Chilquinta-Aconcagua	243	0	0	0	0	191	0	0	434
04-Enel Distribución	80	0	0	0	15	412	0	0	506
05-Colbún	0	0	0	0	0	643	0	0	643
06-Troncal_Qui-Cha	122	29	0	0	0	863	0	0	1013
07-Sistema 154 - 66 kV (Centro)	0	0	0	0	38	585	3	0	626
08-Charrúa	0	41	4	306	0	1401	1	0	1753
09-Concepción	0	3	0	0	0	0	0	0	3
10-Araucanía	0	145	0	0	0	54	0	0	199
11-Araucanía 66 kV	0	30	0	0	13	102	1	0	146
12-SIC-SING	13	112	0	0	0	0	0	0	125
12-Zona Interconexión	80	0	0	0	0	0	0	0	80
Total	5132	1261	4	1046	65	4263	5	18	11796

Tabla 41. Despacho de generación (MW) por recurso y red de la BD en el Caso 25B2.

Red	Recurso primario								Total
	PV	Eólica	Biogas	Carbón	Gas	Hidro	Oil	Geot	
00-Norte Grande	58	222	0	601	0	5	126	42	1054
01-Atacama	0	28	0	158	0	3	0	0	189
02-Coquimbo	0	589	0	0	0	7	0	0	596
03-Chilquinta-Aconcagua	0	0	0	0	0	147	0	0	147
04-Enel Distribución	0	0	0	0	15	321	0	0	336
05-Colbún	0	0	0	0	0	590	0	0	590
06-Troncal_Qui-Cha	0	20	0	0	0	873	0	0	893
07-Sistema 154 - 66 kV (Centro)	0	0	0	0	30	463	13	0	505
08-Charrúa	0	11	4	0	0	1717	1	0	1732
09-Concepción	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10-Araucanía	0	770	11	0	0	485	0	0	1266
11-Araucanía 66 kV	0	20	0	0	6	119	1	0	146
12-SIC-SING	0	372	0	0	0	0	0	0	372
Total	58	2030	14	759	51	4730	141	42	7826

Tabla 42. Despacho de generación (MW) por recurso y red de la BD en el Caso 30B1.

Red	Recurso primario									Total
	PV	Eól	Biogas	Carbón	Diesel	Gas	Hid	Oil	Geo	
00-Norte Grande	3278	302	0	358	0	233	53	20	20	4263
01-Atacama	2234	110	0	38	0	0	0	0	0	2382
02-Coquimbo	674	133	0	0	0	0	0	0	0	807
03-Chilquinta-Aconcagua	162	0	0	84	0	0	89	6	0	341
04-Enel Distrib	54	0	2	0	0	13	171	0	0	241
05-Colbún	0	0	0	0	0	0	262	0	0	262
06-Troncal_Qui-Cha	35	33	1	0	2	0	400	0	0	471
07-Sistema 154 - 66 kV (Centro)	0	0	2	0	0	1	276	2	0	281
08-Charrúa	0	97	28	352	0	20	371	1	0	868
09-Concepción	0	3	0	0	0	0	0	20	0	23
10-Araucanía	0	1129	10	0	0	0	364	0	0	1503
11-Araucanía 66 kV	0	26	0	0	0	14	79	1	0	120
12-SIC-SING	43	585	0	0	0	60	0	0	0	688
12-Zona Interc	31	0	0	0	0	0	0	0	0	31
Total	6510	2417	44	832	2	340	2064	50	20	12279

Tabla 43. Despacho de generación (MW) por recurso y red de la BD en el Caso 30B2.

Red	Recurso primario										Total
	PV	Eólica	Biogas	Carbón	Diesel	Gas	Hidro	Oil	Geot	CSP	
00-Norte Grande	100	183	0	403	0	479	78	136	42	700	2121
01-Atacama	0	216	0	86	0	0	3	0	0	0	305
02-Coquimbo	0	112	0	0	0	0	7	0	0	0	119
03-Chilq-Aconc	0	0	0	84	0	0	192	21	0	0	297
04-Enel Distrib	0	0	7	0	0	15	453	0	0	0	474
05-Colbún	0	0	0	0	0	0	385	0	0	0	385
06-Troncal_Qui-Cha	0	27	2	0	4	0	961	0	0	0	994
07-Sistema 154 - 66 kV (Centro)	0	0	0	0	0	2	534	5	0	0	541
08-Charrúa	0	284	4	178	0	48	1192	1	0	0	1706
09-Concepción	0	3	0	0	0	0	0	55	0	0	58
10-Araucanía	0	1502	5	0	0	0	408	0	0	0	1914
11-Araucanía 66 kV	0	29	0	0	0	12	60	0	0	0	101
12-SIC-SING	0	28	0	0	0	0	0	0	0	0	28
Total	100	2383	17	751	4	555	4272	217	42	700	9041

6.3.2 Inercia por recurso y red

Tabla 44. Inercia en MVA.s por recurso y red de la BD en el Caso 25B1.

Red	Recurso primario						Total
	Biogas	Carbón	Gas	Hidro	Oil	Others	
00-Norte Grande	0	7727	0	47	0	45	7818
01-Atacama	0	2582	0	2	0	0	2584
02-Coquimbo	0	0	0	38	0	0	38
03-Chilquinta-Aconcagua	0	0	0	526	0	0	526
04-Enel Distribución	0	0	31	2340	0	0	2372
05-Colbún	0	0	0	2354	0	0	2354
06-Troncal_Qui-Cha	0	0	0	3649	0	0	3649
07-Sistema 154 - 66 kV (Centro)	0	0	259	2553	120	0	2932
08-Charrúa	40	1895	0	6152	2	0	8089
09-Concepción	0	0	0	0	0	0	0
10-Araucanía	0	0	0	322	0	0	322
11-Araucanía 66 kV	0	0	96	474	5	0	575
Total	40	12204	386	18457	127	45	31259

Tabla 45. Inercia en MVA.s por recurso y red de la BD en el Caso 25B2.

Red	Recurso primario						Total
	Biogas	Carbón	Gas	Hidro	Oil	Geot	
00-Norte Grande	0	7727	0	47	601	89	8464
01-Atacama	0	2582	0	2	0	0	2584
02-Coquimbo	0	0	0	38	0	0	38
03-Chilquinta-Aconcagua	0	0	0	526	0	0	526
04-Enel Distribución	0	0	31	2340	0	0	2372
05-Colbún	0	0	0	2324	0	0	2324
06-Troncal_Qui-Cha	0	0	0	3649	0	0	3649
07-Sistema 154 - 66 kV (Centro)	0	0	259	2898	120	0	3277
08-Charrúa	40	0	0	7438	2	0	7479
09-Concepción	0	0	0	0	0	0	0
10-Araucanía	280	0	0	2192	0	0	2472
11-Araucanía 66 kV	0	0	96	474	5	0	575
Total	320	10309	386	21929	728	89	33761

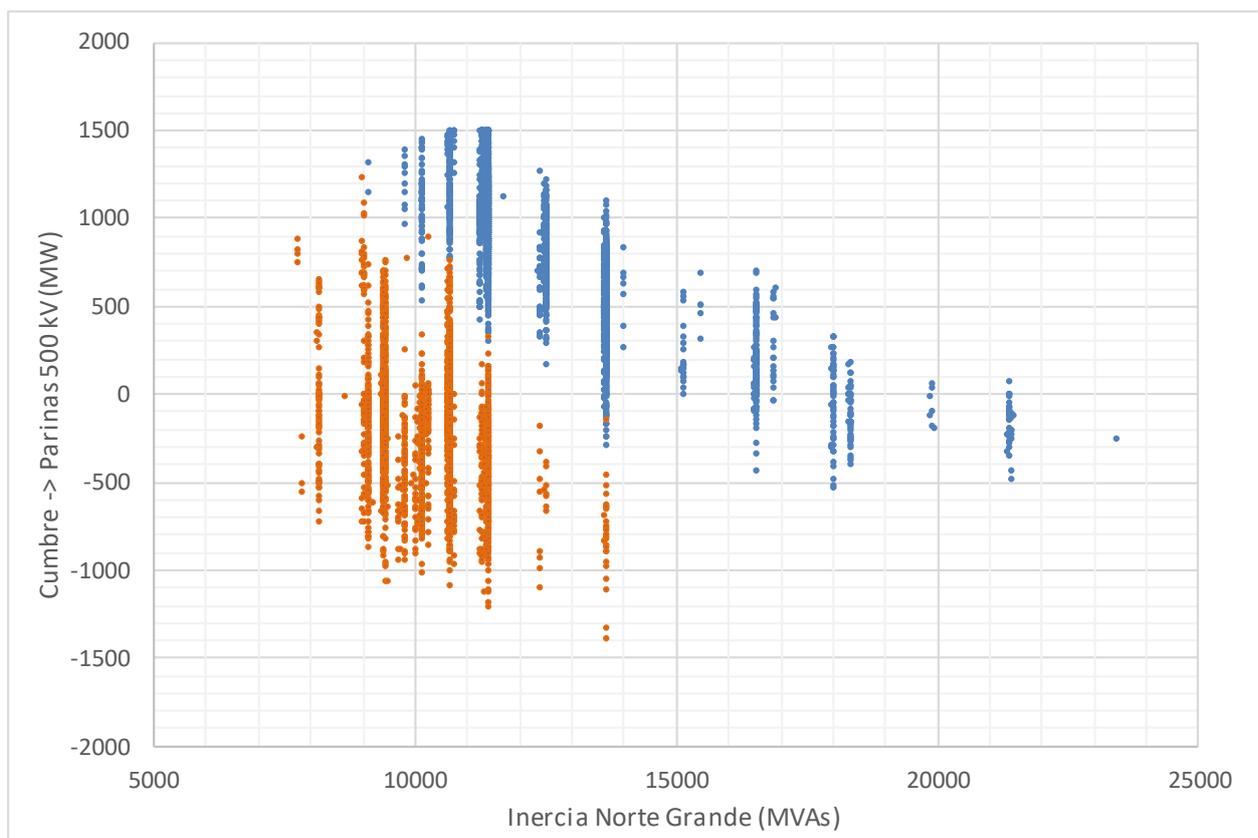
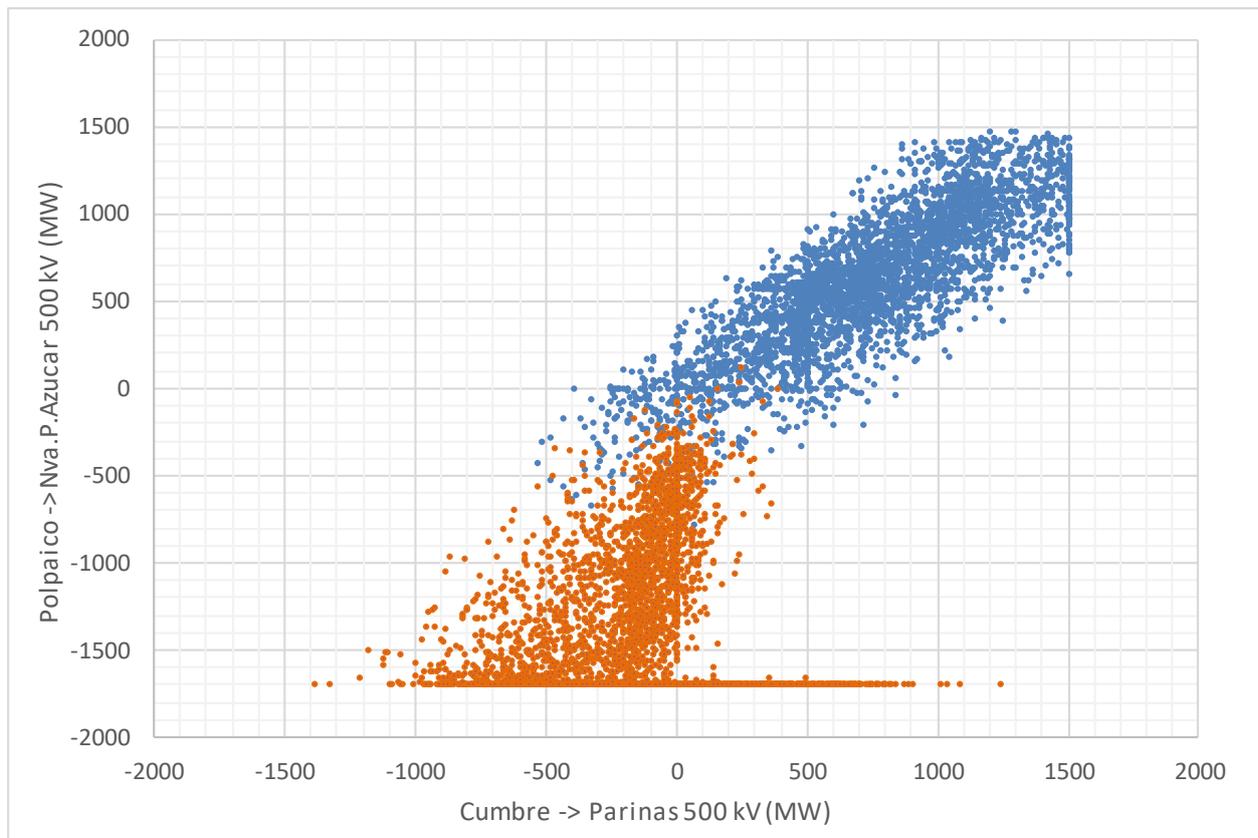
Tabla 46. Inercia en MVA.s por recurso y red de la BD en el Caso 30B1.

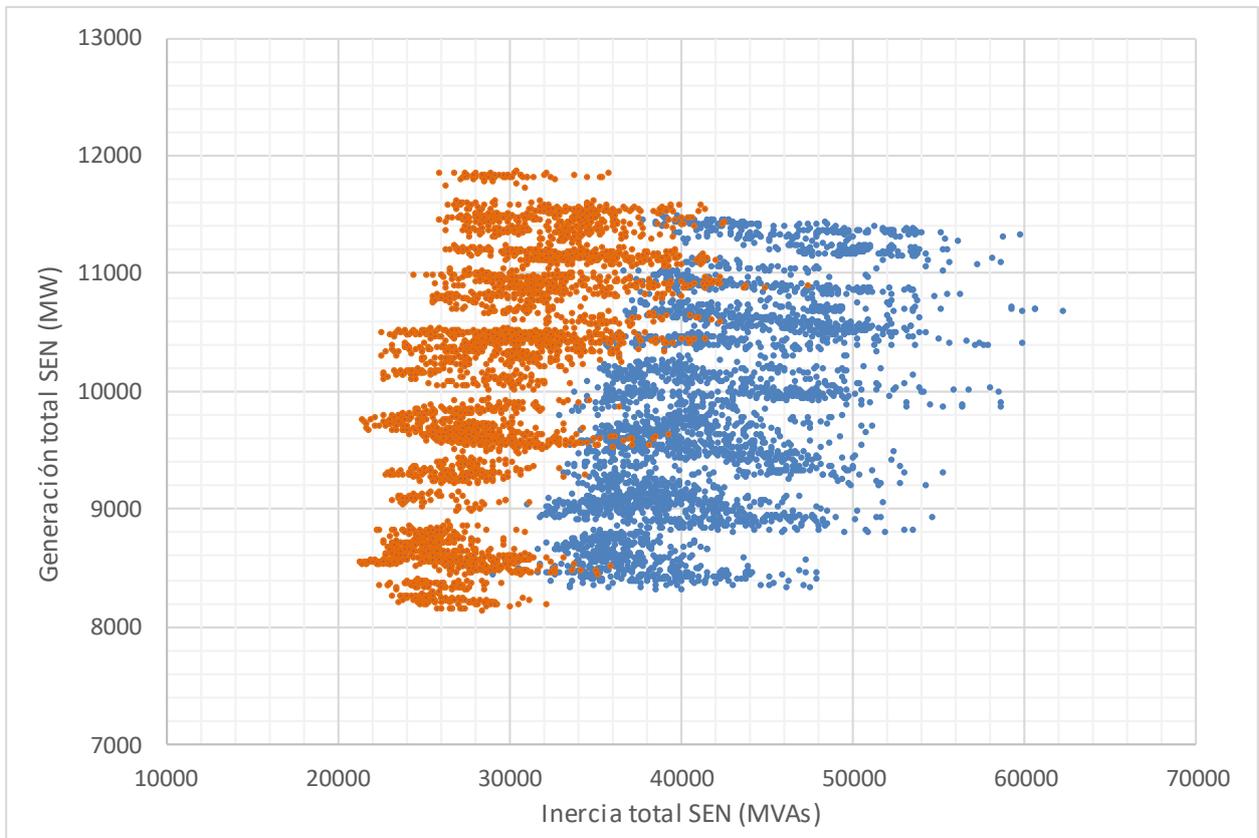
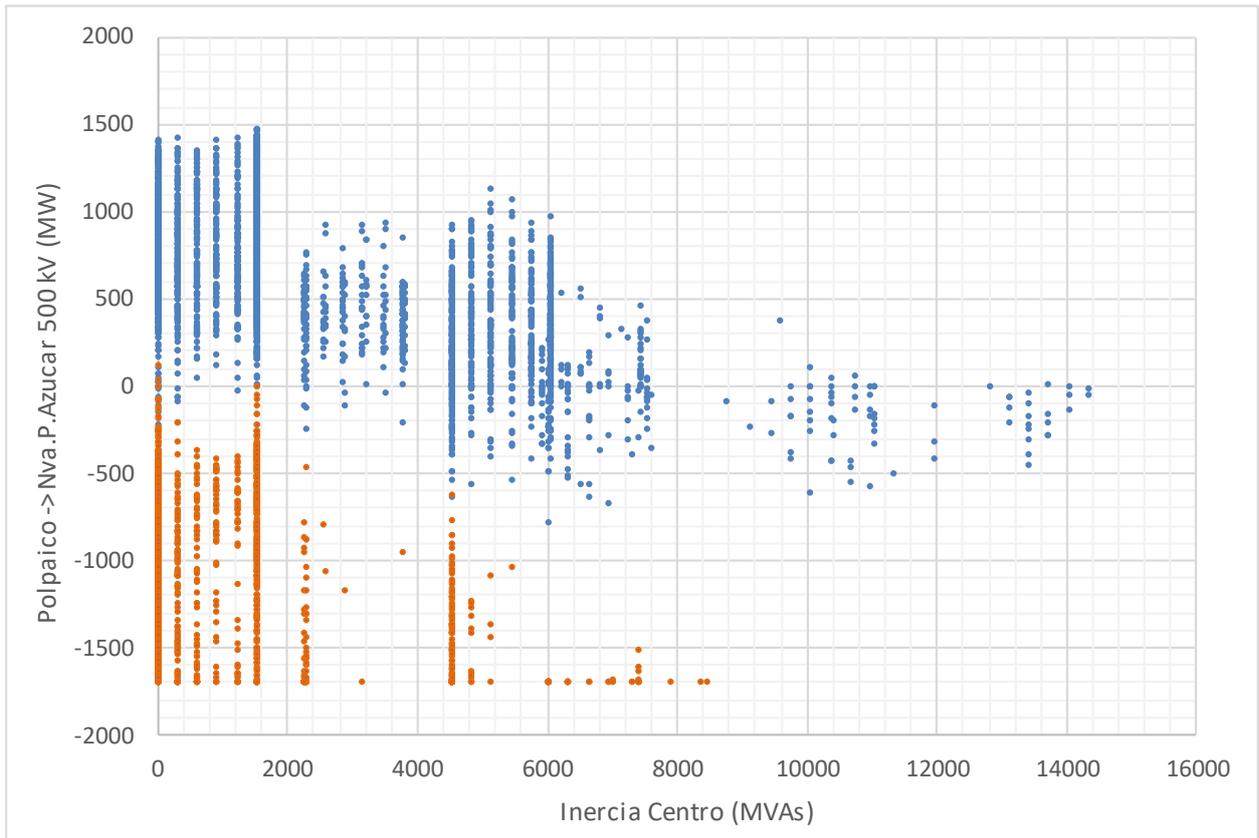
Red	Recurso primario							Total
	Biogas	Carbón	Diesel	Gas	Hidro	Oil	Geot	
00-Norte Grande	0	4559	0	3430	506	515	89	9098
01-Atacama	0	812	0	0	0	0	0	812
02-Coquimbo	0	0	0	0	0	0	0	0
03-Chilquinta-Aconcagua	0	2244	0	0	526	477	0	3248
04-Enel Distribución	4	0	0	31	2286	0	0	2321
05-Colbún	0	0	0	0	2354	0	0	2354
06-Troncal_Qui-Cha	2	0	3	0	3649	0	0	3654
07-Sistema 154 - 66 kV (Centro)	217	0	0	7	3005	120	0	3349
08-Charrúa	702	1895	0	748	4302	2	0	7649
09-Concepción	0	0	0	0	0	325	0	325
10-Araucanía	280	0	0	0	3499	0	0	3779
11-Araucanía 66 kV	0	0	0	96	474	5	0	575
12-SIC-SING	0	0	0	1729	0	0	0	1729
Total	1204	9510	3	6041	20601	1443	89	38892

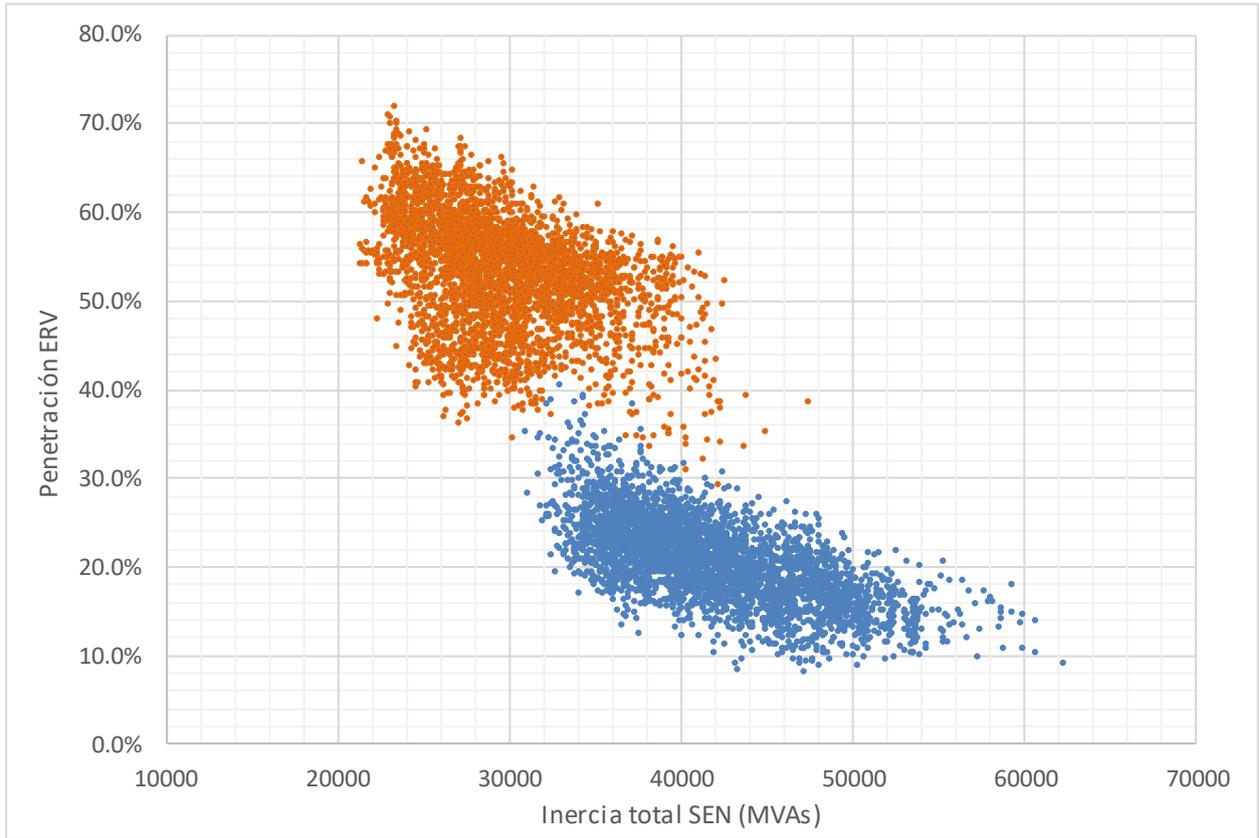
Tabla 47. Inercia en MVA.s por recurso y red de la BD en el Caso 30B2.

Red	Recurso primario								Total
	Biogas	Carbón	Diesel	Gas	Hidro	Oil	Geot	CSP	
00-Norte Grande	0	4559	0	7780	506	775	89	6148	19856
01-Atacama	0	812	0	0	2	0	0	0	814
02-Coquimbo	0	0	0	0	38	0	0	0	38
03-Chilquinta-Aconcagua	0	2244	0	0	526	477	0	0	3248
04-Enel Distribución	4	0	0	31	2286	0	0	0	2321
05-Colbún	0	0	0	0	2354	0	0	0	2354
06-Troncal_Qui-Cha	2	0	3	0	5646	0	0	0	5651
07-Sistema 154 - 66 kV (Centro)	0	0	0	259	2898	60	0	0	3217
08-Charrúa	40	1895	0	748	8648	2	0	0	11333
09-Concepción	0	0	0	0	0	325	0	0	325
10-Araucanía	280	0	0	0	3499	0	0	0	3779
11-Araucanía 66 kV	0	0	0	96	474	5	0	0	575
Total	325	9510	3	8913	26878	1644	89	6148	53511

6.4 Anexo D: Transferencias e inercias típicas para 2026 [2]







6.5 Anexo E: Aportes de potencia para CPF

Las tablas del presente anexo presentan los aportes de potencia en MW de las unidades que participan del CPF en cada caso de estudio. Para cada unidad se presentan los siguientes valores:

- P0: despacho inicial en MW
- dP10: diferencia en MW entre el despacho inicial y la potencia inyectada 10 s luego de la contingencia
- dP120: diferencia en MW entre el despacho inicial y la potencia inyectada 120 s luego de la contingencia

Se completan con un guión ("-") los casilleros correspondientes a los escenarios en los que la unidad no participa del CPF.

Tabla 48. Aportes de potencia para CPF (en MW) en los casos base de demanda alta de día de 2025

Generador	Caso														
	25F1a			25F1b			25F1c			25F1d			25B1a		
	P0	dP10	dP120	P0	dP10	dP120	P0	dP10	dP120	P0	dP10	dP120	P0	dP10	dP120
Guacolda U3	45	4,01	4,5	45	4,2	3,45	45	3,91	4,51	44,99	3,89	4,52	45	3,85	4,51
ANG2	121,7	28,93	8,12	121,7	10,76	1,12	121,7	29,3	8,39	121,71	25,63	6,15	121,7	29,43	8,66
ANG1	121,7	28,93	8,12	121,7	10,76	1,12	121,7	29,3	8,39	121,71	25,63	6,15	121,7	29,43	8,66
Antuco U1	42,86	38	100,29	42,86	17,1	33,1	80	41,42	79,5	79,99	37,19	79,09	86	41,48	73,54
Pangue U1	219,94	6,86	8,3	219,94	2,62	8,32	219,94	6,79	8,32	219,93	6,52	8,32	219,94	6,75	8,31
Pangue U2	219,94	11,27	18,52	219,94	3,56	18,54	219,94	11,48	18,54	219,93	8,97	18,54	219,94	11,71	18,53
Ralco U1	345	39,79	41,96	345	19,17	26,77	235,74	41,13	72,05	305,18	37,97	60,21	311,82	41,05	74,19
Ralco U2	345	39,65	41,77	345	19,02	26,77	345	39,84	41,66	344,99	37,23	40,77	345	39,95	41,76

Tabla 49. Aportes de potencia para CPF (en MW) en los casos base de demanda baja de noche de 2025

Generador	Caso														
	25F2a			25F2b			25F2c			25F2d			25B2a		
	P0	dP10	dP120	P0	dP10	dP120	P0	dP10	dP120	P0	dP10	dP120	P0	dP10	dP120
CCH1	84,65	37,05	31,07	84,79	32,52	19,21	84,84	36,67	21,39	84,65	25,72	20,05	84,73	39,9	37,74
CCH2	84,65	36,12	32,64	84,78	31,92	20,21	84,84	35,5	22,51	84,65	26,32	21,09	84,73	38,91	38,6
IEM	187,33	20,63	18,15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Antuco U1	86,89	37,21	72,16	86,86	37,69	53,76	86,87	41,66	59,47	86,89	27,15	55,8	86,87	41,9	72,6
Antuco U2	86,89	39,65	67,12	86,86	40,1	55,38	86,87	43,91	60,8	86,89	30,01	57,32	86,87	44,15	67,57
Canutillar U1	40,03	11,68	15,61	40,02	12,02	9,72	40,02	13,72	10,85	40,03	7,99	10,12	-	-	-
Canutillar U2	40,03	11,68	15,61	40,02	12,02	9,72	40,02	13,72	10,85	40,03	7,99	10,12	-	-	-
ANG2	-	-	-	121,68	23	2,36	121,72	25,81	2,89	-	-	-	121,68	29,97	8,34
ANG1	-	-	-	121,68	23	2,36	121,72	25,81	2,89	-	-	-	121,68	29,97	8,34
Pehuenche U1	-	-	-	220,06	21,2	31,95	220,07	21,21	35,37	-	-	-	-	-	-
Pehuenche U2	-	-	-	220,06	16,54	31,45	220,07	18,27	34,83	-	-	-	-	-	-
Pangue U1	-	-	-	200,05	5,53	26,35	200,05	6,36	28,19	-	-	-	-	-	-
Pangue U2	-	-	-	200,05	7,93	27,84	200,05	9,13	30,82	-	-	-	-	-	-
Ralco U1	-	-	-	214,48	38,1	38,06	182,96	41,45	42,19	-	-	-	185,09	42,37	71,3
Ralco U2	-	-	-	214,08	37,5	38,07	182,07	40,63	42,19	-	-	-	-	-	-

Tabla 50. Aportes de potencia para CPF (en MW) en los casos base de demanda alta de día de 2030

Generador	Caso														
	30F1a			30F1b			30F1c			30F1d			30B1a		
	P0	dP10	dP120	P0	dP10	dP120									
U16	120,48	8,06	26,53	128,28	18,2	34,46	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CCH1	83,77	17,36	16,92	85,84	28,83	27,29	85,85	36,79	38,73	76,23	44,66	46,18	85	38,24	39,7
CCH2	83,66	1,8	1,35	-	-	-	-	-	-	75,19	10,51	9,82	-	-	-
Antuco U1	80,11	17,36	44,22	79,57	31,87	76,6	79,56	38,43	80,04	82,61	33,65	76,85	80	39,52	79,59
Canutillar U1	39,94	4,52	8,1	39,89	9,51	14,8	39,89	11,87	20,39	40,46	10,67	18,91	40	12,38	20,19
Canutillar U2	39,94	4,52	8,1	39,89	9,51	14,8	39,89	11,87	20,39	40,46	10,67	18,91	-	-	-
Pullinque U2	4,62	0,57	2,41	4,61	1,12	4,34	4,61	1,39	6,06	4,81	1,11	5,52	4,63	1,45	6,05
Pilmaiquen U4	6,78	0,86	2,27	6,78	1,54	3,95	6,78	1,9	5,44	6,86	1,73	5,08	6,8	1,92	5,43
Pullinque U3	4,62	0,51	2,4	4,61	1	4,33	4,61	1,24	6,04	4,73	1,05	5,6	4,63	1,29	6,04
Campiche	-	-	-	95,83	1,4	1,11	82,88	2,2	1,14	-	-	-	-	-	-
CTM3-TG	-	-	-	39,24	38,28	9,78	39,29	48,9	21,51	36,9	48,72	21,63	40	49,29	21,02
CTM3-TV	-	-	-	34,63	5,34	7,09	34,69	5,58	8,38	33,83	6,47	8,98	20	19,96	23,08
IEM	-	-	-	186,43	22,13	19,06	108,94	10,83	18,45	101,43	18,36	25,96	106,2	9,44	17,38
Pilmaiquen U5	-	-	-	6,78	1,16	3,14	6,78	1,53	5,25	6,9	1,32	4,73	6,8	1,54	5,24
Pulelfu G2	-	-	-	-	-	-	1,98	1	1,2	-	-	-	2	1,01	1,18
Pulelfu G1	-	-	-	-	-	-	1,98	0,81	1,23	2,13	0,62	1,01	2	0,82	1,22

Tabla 51. Aportes de potencia para CPF (en MW) en los casos base de demanda baja de noche de 2030

Generador	Caso														
	30F2a			30F2b			30F2c			30F2d			30B2a		
	PO	dP10	dP120	PO	dP10	dP120	PO	dP10	dP120	PO	dP10	dP120	PO	dP10	dP120
CCH1	84,96	21,61	18,55	84,96	19,81	16,71	84,97	35,94	27,11	85,04	35,84	27,18	264,11	1,15	1,9
CCH2	84,97	22,47	19,52	84,97	20,75	17,59	84,97	35,19	28,54	85,06	35,03	28,61	263,86	1,48	2,14
Antuco U1	79,85	22,41	53,48	79,85	20,7	48,72	79,73	35,45	76	79,81	35,64	76,27	115,8	37,49	42,77
Antuco U2	79,85	25,5	56,3	79,85	23,56	51,75	79,74	39,1	74,04	79,81	39,25	73,97	115,78	36,62	37,74
El Toro U1*	84,93	9,84	17,26	84,93	9,18	17,26	84,89	14,4	17,31	84,92	14,44	17,28	95,12	6,87	7,08
El Toro U2*	84,97	9,84	17,22	84,97	9,14	17,22	84,91	14,4	17,29	84,93	14,44	17,27	95,04	6,95	7,16
El Toro U3*	84,97	8,9	17,22	84,97	8,25	17,22	84,91	13,19	17,29	84,93	13,23	17,27	-	-	-
Pehuenche U1	-	-	-	-	-	-	231,48	16,72	40,35	231,55	16,8	40,27	231,94	16,06	37,81
Pehuenche U2	-	-	-	-	-	-	231,49	16,93	39,77	231,55	17,04	39,71	231,92	16,03	37,25
Kelar TG2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	160,98	34,57	33,47
Kelar TG1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	160,98	34,57	33,47
Kelar TV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	160,89	1,01	1,67
Ralco U1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	305,15	40,15	45,29
Ralco U2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	252,29	38,05	45,29
Canutillar U1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	44,04	12,4	11,74

(*) El parámetro "Trate" del modelo de la turbina de las unidades de El Toro se ajustó en 99.99 MW.

6.6 Anexo F: Descripción casos de estudio

Casos base y base adicionales

Caso	Escenario	Escenario de Partida	Descripción
25B1	25B1	2025 Scen. E1	Demanda alta de día de 2025 entregado por el Coordinador
25B2	25B2	2025 Scen. E2	Demanda baja de noche de 2025 entregado por el Coordinador
30B1	30B1	2030 Scen. E1	Demanda alta de día de 2030 entregado por el Coordinador
30B2	30B2	2030 Scen. E2	Demanda baja de noche de 2030 entregado por el Coordinador
25B1a	25B1a	25B1	<p>Casos base adicionales cuyos escenarios se crearon a partir de los escenarios originales entregados por el Coordinador. Se mantuvieron los niveles de demanda y se aplicaron los siguientes criterios de despacho de generación:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se despacha en el área centro sólo el CC San Isidro 2, de modo que ante su desconexión la inercia del Centro es nula. • Despacho de generación hidroeléctrica: <ul style="list-style-type: none"> o Centrales de pasada: se distribuye el despacho de generación entre todas las unidades disponibles o Centrales de embalse: se despacha la mínima cantidad de unidades de generación por central respetando el mínimo técnico, que se encuentra en torno al 30 %. • En los casos de 2030: <ul style="list-style-type: none"> o Se saca de servicio la unidad BOMBEO_SING_1 (111 MVA nominales). o Retiro unidades Angamos (ANG1 y ANG2) en enero 2026. o Retiro centrales Nueva Ventanas y Campiche en enero 2026. • En el 30B2a se sacan del servicio las unidades adicionales de generación CSP (despacho 700MW). <p>En los cuatro casos se simula la desconexión del generador San Isidro 2.</p>
25B2a	25B2a	25B2	
30B1a	30B1a	30B1	
30B2a	30B2a	30B2	

Estudios de estabilidad de frecuencia en escenarios de demanda alta de día de 2025.

Partiendo de los casos base, se dejan en servicio los controles de potencia/frecuencia sólo de las unidades que participan del CPF.

Caso	Escenario	Escenario de Partida	Descripción
25F1a	25F1a	25B1	Se simula la desconexión del generador Santa María
25F1b	25F1a	25B1	Se simula la desconexión del generador IEM
25F1c	25F1c	25B1	Se sacó de servicio la unidad Santa María (381 MW) y se forzó el despacho de San Isidro U2 (despacho 397,8 MW e inercia 3,4 GVAs). Se simula la desconexión del generador San Isidro U2
25F1d	25F1d	25B1	Se sacó de servicio la unidad Santa María (381 MW) y se forzó el despacho de la U16 (despacho 400 MW e inercia 3,14 GVAs). Se simula la desconexión del generador U16.
25B1a	25B1a	25B1a	Se simula la desconexión del generador San Isidro U2

Partiendo del Caso 25F1c se crearon casos adicionales en los que se redujo la inercia sistémica quitando de servicio unidades sincrónicas de generación y aumentando la generación renovable conectada a través de convertidores estáticos. En todos los casos de estudio se simula la desconexión de ambas unidades de San Isidro 2.

Caso	Escenario	Escenario de Partida	Descripción
25F1c2	25F1c2	25F1c	Se saca de servicio el generador IEM
25F1c3	25F1c3	25F1c2	Se sacan de servicio los generadores Guacolda 3, 4 y 5.
25F1c41	25F1c41	25F1c3	Se sacan de servicio los generadores CCH1 y CCH2.
25F1c42	25F1c42	25F1c41	Las unidades CCH1 y CCH2 dejan en servicio operando como condensadores sincrónicos.
25F1c43	25F1c43	25F1c3	Se sacan de servicio los generadores Pehenche 1 y 2
25F1c51	25F1c51	25F1c42	Se sacan de servicio los generadores Angamos 1 y 2
25F1c52	25F1c52	25F1c51	Se dejan en servicio los generadores Angamos 1 y 2 operando como condensadores sincrónicos.

Estudios de estabilidad de frecuencia en escenarios de demanda baja de noche de 2025.

Partiendo de los casos base, se dejan en servicio los controles de potencia/frecuencia sólo de las unidades que participan del CPF.

Caso	Escenario	Escenario de Partida	Descripción
25F2a	25F2a	25B2	Se simula la desconexión del generador Ralco U2
25F2b	25F2b	25B2	Se sacaron de servicio las unidades IEM y Guacolda U3, se forzó el despacho de San Isidro U2 (despacho 387,7 MW e inercia 3 GVAs). Se simula la desconexión del generador San Isidro 2
25F2c	25F2c	25B2	Se sacaron de servicio las unidades IEM y Guacolda U3, y se forzó el despacho de la U16 (despacho 400 MW e inercia 3,14 GVAs). Se simula la desconexión del generador U16
25F2d	25F2a	25B2	Se simula la desconexión del generador IEM

Partiendo del Caso 25F2b se crearon casos adicionales en los que se redujo la inercia sistémica quitando de servicio unidades sincrónicas de generación y aumentando la generación renovable conectada a través de convertidores estáticos. En todos los casos de estudio se simula la desconexión de ambas unidades de San Isidro 2.

Caso	Escenario	Escenario de Partida	Descripción
25F2b2	25F2b2	25F2b	Se saca de servicio el generador IEM
25F2b3	25F2b3	25F2b2	Se sacan de servicio los generadores CCH1 y CCH2
25F2b41	25F2b41	25F2b3	Se sacan de servicio los generadores ANG 1 y ANG2
25F2b42	25F2b42	25F2b41	Se dejan de servicio los generadores ANG 1 y ANG2 operando como condensadores sincrónicos
25F2b5	25F2b5	25F2b42	Se sacan de servicio los generadores Guacolda 4 y 5

Estudios de estabilidad de frecuencia en escenarios de demanda alta de día de 2030.

Partiendo de los casos base, se dejan en servicio los controles de potencia/frecuencia sólo de las unidades que participan del CPF.

Caso	Escenario	Escenario de Partida	Descripción
30F1a	30F1a	30B1	Se simula la desconexión del generador IEM
30F1b	30F1a	30B1	Se simula la desconexión del generador Santa María
30F1c	30F1c	30B1	Se redujo el despacho de Santa María y se maximizó el despacho de la U16 (se aumentó el despacho de 125 MW a 400 MW). Se simula la desconexión del generador U16
30F1d	30F1d	30B1	Se redujo el despacho de Santa María y se maximizó el despacho de San Isidro U2 (originalmente fuera de servicio, se despachó en 397,8 MW). Se simula la desconexión del generador San Isidro 2

Partiendo del Caso 30F1d se crearon casos adicionales en los que se redujo la inercia sistémica quitando de servicio unidades sincrónicas de generación y aumentando la generación renovable conectada a través de convertidores estáticos.
En todos los casos de estudio se simula la desconexión de ambas unidades de San Isidro 2.

Caso	Escenario	Escenario de Partida	Descripción
30F1d2	30F1d2	30F1d	Se saca de servicio el generador Campiche
30F1d3	30F1d3	30F1d2	Se saca de servicio el generador IEM. Se agrega Antuco 2 al CPF. Se eliminan las unidades de CTM3, Pilmaiquen y Pullinque, además de IEM (participa del CPF en el Caso 30F1d2).
30F1d4	30F1d4	30F1d3	Se saca de servicio el generador Santa María
30F1d5	30F1d5	30F1d4	Se sacan de servicio los generadores CCH1 y CCH2
30F1d6	30F1d6	30F1d5	Se sacan de servicio los generadores Pehuenche 2 y Colbún 2. Se aumenta el despacho de las unidades de Pehuenche y Colbún que se encuentran descargadas y permanecen en servicio.

Estudios de estabilidad de frecuencia en escenarios de demanda baja de noche de 2030.

Partiendo de los casos base, se dejan en servicio los controles de potencia/frecuencia sólo de las unidades que participan del CPF.

Caso	Escenario	Escenario de Partida	Descripción
30F2a	30F2a	30B2	Se simula la desconexión del generador IEM
30F2b	30F2a	30B2	Se simula la desconexión del generador Pehuenche U1
30F2c	30F2c	30F2a	Se redujeron los despachos de Santa María e IEM y se aumentó el despacho de la U16 de 125 MW a 400 MW. Se simula la desconexión del generador U16
30F2d	30F2d	30F2c	Se sacó de servicio la U16 y se forzó el despacho de San Isidro U2 (originalmente fuera de servicio) en 397,8 MW. Se simula la desconexión del generador San Isidro 2.

Partiendo del Caso 30F2b se crearon casos adicionales en los que se redujo la inercia sistémica quitando de servicio unidades sincrónicas de generación y aumentando la generación renovable conectada a través de convertidores estáticos. En todos los casos de estudio se simula la desconexión de ambas unidades de San Isidro 2.

Caso	Escenario	Escenario de Partida	Descripción
30F2d2	30F2d2	30B2	Se saca de servicio el generador IEM
30F2d3	30F2d3	30F2d2	Se saca de servicio el generador Santa María
30F2d4	30F2d4	30F2d3	Se saca de servicio el generador Campiche
30F2d5	30F2d5	30F2d4	Se sacan de servicio los generadores CCH1 y CCH2. Se agregan al CPF Ralco 1, y Pehuenche 1 y 2
30F2d6	30F2d6	30F2d5	Se sacan de servicio los generadores Kelar TG2, TG1 y TV. Se agrega Ralco 2 al CPF. Se desconectan capacitores en Kimal 220 kV para que la tensión en barras de la subestación HVDC lado Kimal se encuentre cercana a 1 pu.
30F2d7	30F2d7	30F2d6	Se sacan de servicio los generadores SOLAR_CSP y SING_6_A. Se limita la generación estática en el Sur ya que se saturan los transformadores Charrúa 500/220 kV.