
Estudio para el Diseño de Detalle del PDCE de la Zona Norte del SEN

INFORME RESUMEN

GERENCIA DE OPERACIÓN

Abril de 2019

**Estudio para el Diseño de Detalle del PDCE de la Zona Norte del SEN
Informe Resumen preparado por el Departamento de Estudios de Sistemas
Eléctricos**

Rev.	Fecha	Comentario	Realizó	Revisó / Aprobó
1	05-04-2019	Informe Resumen	Marcelo Cifuentes	Víctor Velar / José M. Castellanos

Índice

1	INTRODUCCIÓN Y OBJETIVO.....	4
2	TOPOLOGÍAS ANALIZADAS.....	4
2.1	Topología 1 (año 2020).....	4
2.2	Topología 2 (año 2021).....	5
2.3	Topología 3 (año 2022).....	5
3	RESULTADOS DEL ESTUDIO.....	6
3.1	Contingencias Analizadas.....	6
3.2	Descripción general del PDCE de la Zona Norte del SEN.....	7
3.3	Recursos del PDCE de la Zona Norte del SEN.....	10
3.3.1	Recurso 1: Control de Estabilidad, Sobrecargas y Tensión.....	11
3.3.2	Recurso 2: Control de Frecuencia.....	15
3.4	Costos y Plazos de implementación.....	19
4	COMENTARIOS Y CONCLUSIONES.....	20

1 INTRODUCCIÓN Y OBJETIVO

En el año 2018 el Coordinador encomendó a la empresa Estudios Eléctricos S.A -en asociación con SEIS S.A.- realizar el “Estudio para el Diseño de Detalle del PDCE de la Zona Norte del SEN”, con el objetivo de definir las especificaciones técnicas para la implementación del Plan de Defensa contra Contingencias Extremas. El propósito del Plan de Defensa es afrontar de manera eficaz y confiable las contingencias extremas identificadas en el estudio realizado, mitigando su impacto para preservar la seguridad operativa del SEN.

En este informe se resumen los principales resultados del estudio, enfocándose en la descripción del Plan de Defensa propuesto, la definición de los recursos asociados a este plan, y los costos y plazos estimados para su implementación. El informe final del estudio está publicado en el sitio web del Coordinador: <https://www.coordinador.cl/informe-documento/operacion/interconexion/estudio-para-el-diseno-de-detalle-del-pdce-de-la-zona-norte-del-sen/>.

2 TOPOLOGÍAS ANALIZADAS

El estudio contempla el análisis de la operación del SEN para las siguientes tres topologías:

2.1 Topología 1 (año 2020)

Las obras nuevas consideradas en operación en esta topología son:

- Proyecto Cardones – Polpaico 500 kV, tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico.
- Línea de 2x220 kV entre las SS/EE Nueva Diego de Almagro y Cumbre, y Banco de Autotransformadores en Cumbre de 1x750 MVA 500/220 kV. Resolución exenta N°449 del 22 de junio de 2018.
- Proyecto de compensación reactiva en la línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico. Resolución exenta N°449 del 22 de junio de 2018.
- Línea 2x500 kV entre las SS/EE Los Changos y Kimal, Banco de Autotransformadores 2x750 MVA 500/220 kV en S/E Kimal y banco de autotransformadores 750 MVA 500/220 en S/E Los Changos. Resolución exenta N°449 del 22 de junio de 2018.

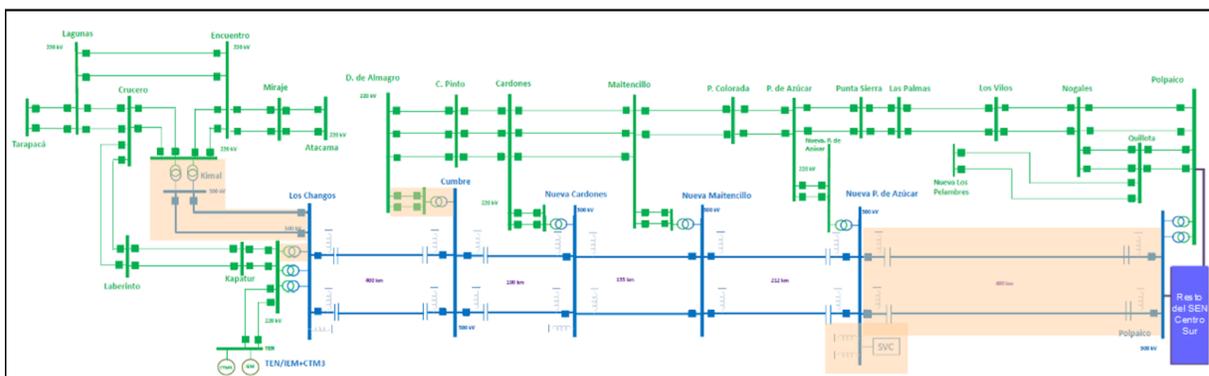


Figura 2.1 – Topología 1

2.2 Topología 2 (año 2021)

Las obras nuevas consideradas en operación en esta topología son:

- a) Bancos de autotransformadores de 500/220 kV en las SS/EE Nueva Cardones, Nueva Maitencillo y Nueva Pan de Azúcar. Resolución exenta N°449 del 22 de junio de 2018.

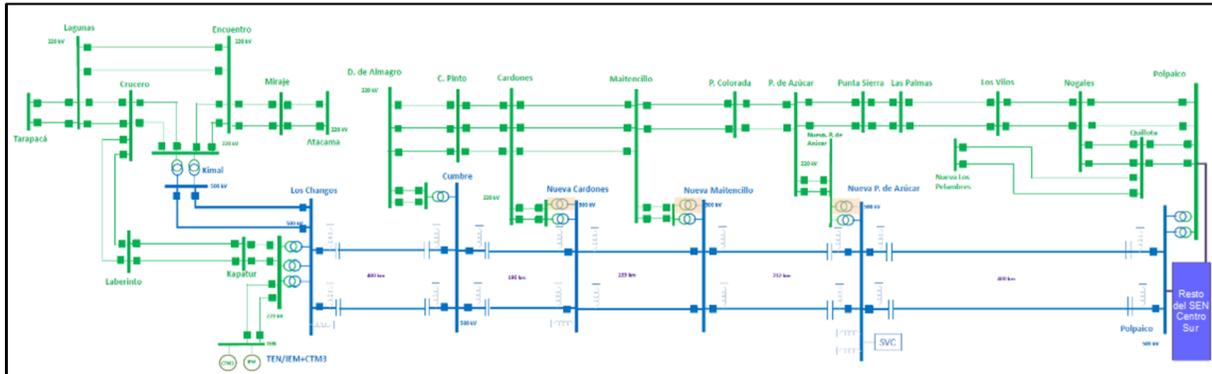


Figura 2.2 –Topología 2

2.3 Topología 3 (año 2022)

Las obras nuevas consideradas en operación en esta topología son:

- a) Línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada – Nueva Pan de Azúcar. Resolución exenta N°449 del 22 de junio de 2018).
- b) Línea 2x220 kV entre las SS/EE Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra – Nueva Los Pelambres. Decreto exento N°422 del 9 de agosto de 2017).

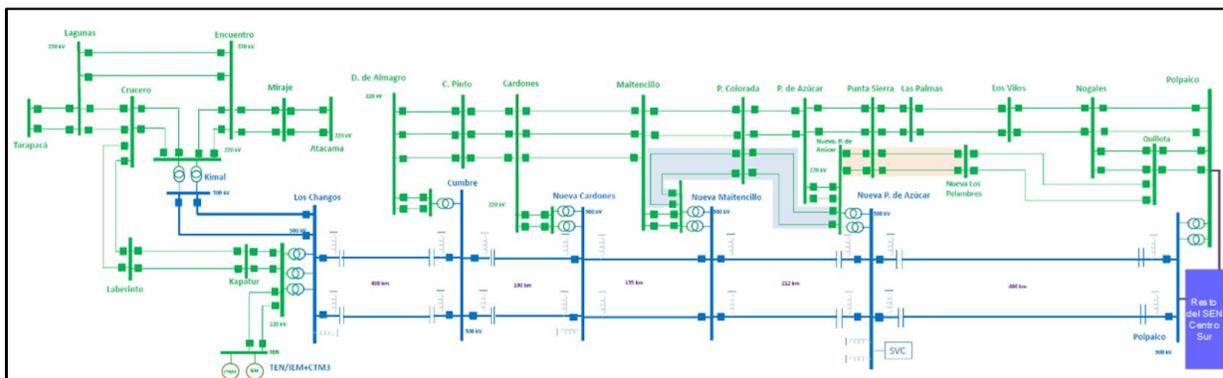


Figura 2.3 – Topología 3

3 RESULTADOS DEL ESTUDIO

3.1 Contingencias Analizadas

Se analizaron las siguientes contingencias de **Severidad 6** (esto es, cortocircuito en uno de los circuitos de una línea de doble circuito que deriva en la desconexión de ambos circuitos) en las líneas de 2x500 kV entre las subestaciones Los Changos y Polpaico, en la zona norte del SEN:

Tramo de 2x500 kV	Efecto en el SEN	Clasificación
Los Changos – Cumbre	Riesgo de apagón parcial.	Contingencia crítica.
Cumbre – Nueva Cardones	Riesgo de apagón total.	Contingencia extrema
Nueva Cardones – Nueva Maitencillo	Riesgo de apagón total.	Contingencia extrema.
Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar	Riesgo de apagón total.	Contingencia extrema.
Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	Riesgo de apagón total.	Contingencia extrema.

Tabla 3.1 – Contingencias analizadas, su efecto y clasificación

Los estudios concluyeron que para contingencias de severidad 6 en alguno de los cuatro tramos de 2x500 kV entre Cumbre y Polpaico, operando con transferencias por sobre ciertos umbrales de potencia, existe riesgo de **Apagón Total** en el SEN (pérdida de consumo mayor o igual al 70% de la demanda del SI, según la NT), debido a fenómenos de inestabilidad transitoria que podrían afectar a todo el sistema eléctrico. Por lo tanto, y de acuerdo con la NT, estas contingencias se califican como “**Contingencias Extremas**”, requiriendo la implementación de un Plan de Defensa destinado a evitar el **Apagón Total** del SEN.

Por otra parte, los estudios concluyeron que, una contingencia de severidad 6 en el tramo de 2x500 kV Los Changos - Cumbre operando con altas transferencias, originaría problemas de inestabilidad transitoria que provocaría la pérdida de la zona del Norte Grande del SEN, correspondiendo a un **Apagón Parcial** (pérdida de consumo mayor al 10% y menor al 70% de la demanda del SI, según la NT).

En la siguiente tabla 3.2, para cada topología y tramo de 2x500 kV analizado, se muestran los niveles mínimos (umbrales) de transferencia a partir de los cuales una contingencia de **Severidad 6** podrá derivar en fenómenos de inestabilidad transitoria (angular y/o tensión), bajos amortiguamientos y sobrecargas de líneas y transformadores. Asimismo, se indican los tiempos mínimos (T_{min}) transcurridos entre la aplicación de la falla y la violación de los límites recuperación dinámica, y márgenes de estabilidad y seguridad establecidos en la NT, calculados para los escenarios de máximas transferencias por cada tramo.

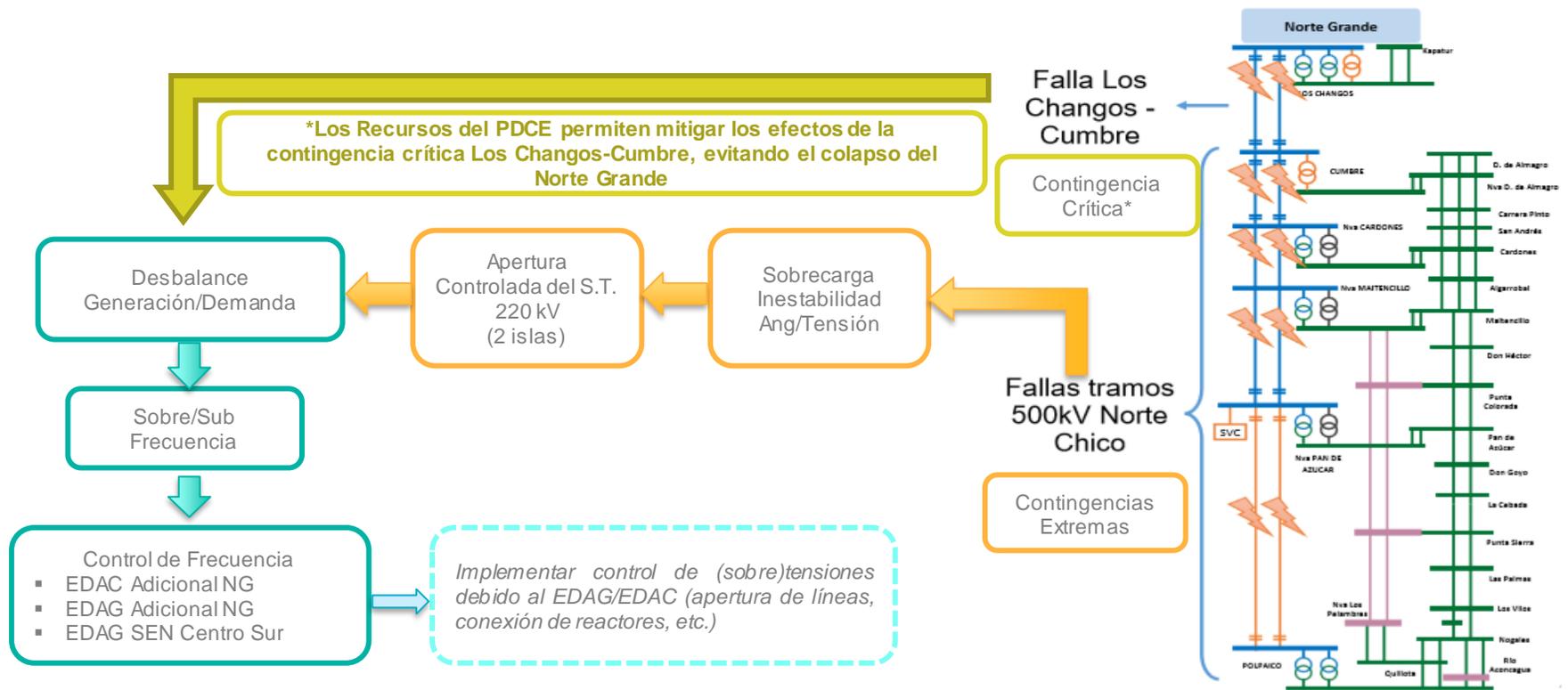
Tramo de 2x500 kV	Sentido	Topología 1		Topología 2		Topología 3	
		Umbral [MW]	T _{min} [ms]	Umbral [MW]	T _{min} [ms]	Umbral [MW]	T _{min} [ms]
Los Changos – Cumbre	S→N	750	-	750	-	750	-
	N→S	300	-	300	-	300	-
Cumbre – Nueva Cardones	S→N	600	250	600	280	600	330
	N→S	500	270	500	300	600	300
Nueva Cardones – Nueva Maitencillo	S→N	500	230	500	250	500	280
	N→S	600	310	700	450	700	430
Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar	S→N	400	360	400	360	800	500
	N→S	250	240	250	250	600	300
Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	S→N	300	240	300	240	550	240
	N→S	300	240	300	220	600	240

Tabla 3.2 – Umbrales de transferencia por tramo y topología

3.2 Descripción general del PDCE de la Zona Norte del SEN

El Plan de Defensa de la Zona Norte del SEN, propuesto por el Consultor, contempla una serie de medidas de mitigación de acción automática (recursos estabilizantes) que permiten afrontar aquellas Contingencias Extremas detectadas en el Estudio, preservando la seguridad operacional del SEN. La figura 3.1 muestra esquemáticamente los recursos a emplear para hacer frente a cada fenómeno derivado de la contingencia.

Figura 3.1 – Descripción general del PDCE Zona Norte del SEN



Como se muestra en la figura 3.1 y como se señaló anteriormente, las fallas de severidad 6 en cualquier tramo del sistema de transmisión 500 kV entre las SS/EE Cumbre y Polpaico, operando con transferencias por sobre los umbrales de potencia detallados en la Tabla 3.2, califican como Contingencias Extremas. Estas fallas, que desconectan ambos circuitos de un tramo de 500 kV, podrán provocar, ante particulares transferencias, sobrecargas inadmisibles en los sistemas de transmisión de 220 y 110 kV paralelos al sistema de 500 kV, y propiciar la aparición de fenómenos de inestabilidad transitoria angular y/o de tensión, que rápidamente podrán derivar en la desconexión descontrolada de instalaciones del SEN, poniendo en riesgo su integridad (Apagón Total).

Frente a la condición anteriormente descrita se requiere la implementación de un conjunto de acciones automáticas de control correctivo (el llamado PDCE o Plan de Defensa contra Contingencias Extremas), debidamente coordinadas y que actúen en tiempos menores a los mostrados en la tabla 3.2, que permitan evitar la inestabilidad del sistema y evitar un Apagón Total. El Plan de Defensa propuesto por el Consultor considera la implementación de los siguientes recursos para el control de las Contingencias Extremas:

Recurso 1 (estabilidad transitoria, sobrecargas y niveles de tensión)

Consiste en las siguientes acciones automáticas:

- a) **Separación del Sistema y Acciones Complementarias:** para atender las condiciones de inestabilidad sistémica derivada de la falla de severidad 6 en un tramo de 500 kV del Norte Chico, se deberá implementar un control automático de separación del sistema mediante la apertura de líneas 2x500kV o, de líneas 2x220kV y 110kV que están en paralelo al sistema de 2x500kV afectado por la falla. Esta separación del sistema deberá ir acompañada de otras acciones complementarias automáticas para su correcto funcionamiento (puenteo de la compensación serie, bloqueo del Sistema Integral de Control de Transferencias del Norte Chico, etc.).
- b) **Control de la Tensión:** la separación del sistema en algunas condiciones de operación puede originar actuación de EDAC (en el subsistema deficitario) y derivar en sobretensiones, por lo que se requiere implementar el control automático de conexión de reactores (en las subestaciones Los Changos, Nueva Cardones y Nueva Pan de Azúcar) y de desconexión de circuitos en la línea de 500 kV Los Changos – Kimal.

Recurso 2 (control de frecuencia)

Consiste en la implementación de esquemas automáticos de desconexión de carga y generación (adicionales a los actualmente existentes) con el objetivo de controlar y estabilizar la frecuencia luego de los desbalances de potencia activa producidos por la separación o apertura controlada del sistema eléctrico (Recurso 1). Estos esquemas son:

- a) **EDACxCEx (subfrecuencia) en la zona del Norte Grande:** la implementación de este EDAC en el Norte Grande, que actúe por tasa de caída de frecuencia y supervisado por frecuencia absoluta, es necesaria en los casos que la separación del sistema eléctrico (actuación del Recurso 1) provoca descensos abruptos de frecuencia debido a déficit de generación de gran magnitud en el subsistema al norte de la separación (altas transferencias Sur → Norte).

- b) **EDAG en la zona del Norte Grande:** la implementación de este EDAG en el Norte Grande es necesaria para los casos en que la separación o apertura controlada del sistema eléctrico (actuación del Recurso 1) provoca sobre frecuencias debido a excedentes de generación de gran magnitud en el subsistema al norte de la separación (altas transferencias Norte → Sur).

- c) **EDAG en la zona del Centro – Sur:** la implementación de este EDAG en la zona del Centro – Sur del SEN es necesaria para los casos en que la separación o apertura controlada del sistema eléctrico (actuación del Recurso 1) provoca sobre frecuencias debido a excedentes de generación de gran magnitud en el subsistema al sur de la separación (altas transferencias Sur → Norte).

Nota 1: para el sistema Centro – Sur **no se estimó necesaria** la implementación de EDAC adicionales a los existentes, pues estos estudios mostraron que los montos de carga asociados a los actuales EDAC por Contingencias Extremas, complementados con los EDAC por baja frecuencia, son suficientes para afrontar los déficits de potencia activa provocados por la separación o apertura controlada del sistema eléctrico cuando este es deficitario.

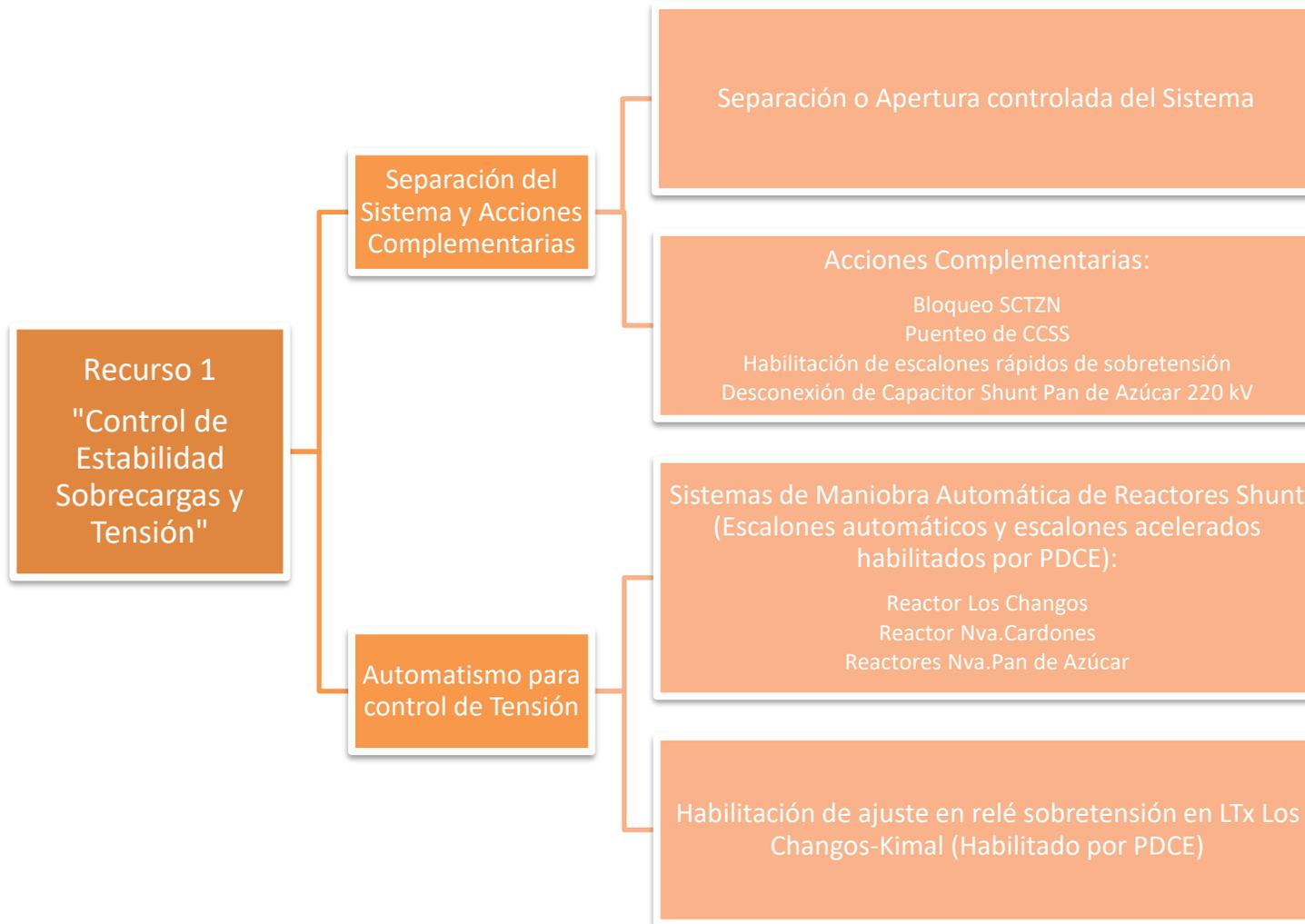
Nota 2: es importante señalar que los EDAC y EDAG del Recurso 2, además permiten afrontar de manera satisfactoria los desbalances de generación-demanda derivados de la separación del Norte Grande del resto del SEN, debido a contingencia de Severidad 6 en el tramo de 2x500 kV Los Changos – Cumbre, la que si bien no califica como Contingencia Extrema puede provocar el colapso del Norte Grande.

3.3 Recursos del PDCE de la Zona Norte del SEN

A continuación, se muestra un diagrama esquemático de los recursos propuestos para el PDCE de la Zona Norte, diferenciados en Recurso 1 y Recurso 2.

3.3.1 Recurso 1: Control de Estabilidad, Sobrecargas y Tensión

Figura 3.2 – Recurso 1 del PDCE de la Zona Norte del SEN



A continuación, se muestran los ajustes de los automatismos asociados al **Recurso 1**:

I. Separación del Sistema y Acciones Complementarias
a. Separación o apertura controlada del Sistema

La tabla 3.3 muestra, para cada tramo del sistema de 500 kV analizado, el punto de apertura del sistema y los umbrales de activación del Automatismo de Separación del Sistema.

Tramo en Falla	Punto de Apertura	Topología 1 (2020)		Topología 2 (2021)		Topología 3 (2022)	
		Norte -Sur	Sur-Norte	Norte -Sur	Sur-Norte	Norte -Sur	Sur-Norte
CUMB-CARD	2x500 Los Changos-Cumbre	400 MW	500 MW	400 MW	500 MW	400 MW	500 MW
CARD-MAIT	2x500 Los Changos-Cumbre	500 MW	400 MW	600 MW	400 MW	600 MW	400 MW
MAIT-PAZU	Líneas al sur de SE Maitencillo 220 y 110 kV	200 MW	300 MW	200 MW	300 MW	500 MW	700 MW
PAZU-POLP	Líneas al sur de SE Pan de Azúcar 220 kV	250 MW	250 MW	250 MW	250 MW	500 MW	500 MW

Tabla 3.3 – Umbrales de Activación, en MW, del Automatismo de Separación del Sistema

Las cifras marcadas en color naranja muestran el aumento del umbral de activación del automatismo de separación, derivados de la puesta en servicio de las nuevas obras de transmisión consideradas para cada topología de la red.

En la siguiente tabla se indican, para cada tramo del sistema de 500 kV y en cada topología, los tiempos mínimos en que se presentan condiciones de inestabilidad (es decir, se violan los límites de recuperación dinámica, y márgenes de estabilidad y seguridad señalados en la NT) y los tiempos de actuación que se estima podrá tener el automatismo de apertura del sistema de acuerdo con el estudio en comento.

Tramo	T _{MIN} [ms]			T _{ACT_APERTURA}
	Topología 1	Topología 2	Topología 3	[ms]
CUMB-CARD	250	280	300	190
CARD-MAIT	230	250	280	230
MAIT-PAZU	240	250	300	230
PAZU-POLP	220	220	240	230

Tabla 3.4 – Tiempos Mínimo (simulación) y Tiempos de apertura del sistema (Ingeniería)

Se aprecia que para el tramo Pan de Azúcar – Polpaico el tiempo de actuación del automatismo de apertura del sistema (230 ms) es superior al tiempo T_{MIN} (aparición de condiciones de inestabilidad) para las topologías 1 y 2. Cabe señalar que estos tiempos de T_{MIN} fueron determinados para transferencias de 1700 MW en sentido Norte→Sur en el tramo de 500 kV Nva. Pan de Azúcar-Polpaico. Por lo anterior, el Consultor determinó que condiciones de transferencias por sobre los 1300 MW (sentido Norte→Sur) supondrían una condición de riesgo para la seguridad del sistema en las topologías 1 y 2, pero no en la topología 3.

b. Acciones Complementarias

Las siguientes acciones complementarias automáticas son necesarias para el correcto funcionamiento de la separación del sistema:

- Punteo de la compensación serie, con el objetivo de minimizar los riesgos de Resonancia Subsíncrona entre el sistema eléctrico y máquinas síncronas eléctricamente cercanas.
- Bloqueo del Sistema Integral de Control de Transferencias del Norte Chico.
- Desconexión del condensador de la subestación Pan de Azúcar 220 kV.
- Habilitación de ajustes (escalones rápidos) de sobretensión para la conexión de reactores (ver tabla 3.5) y la desconexión de circuitos de líneas (ver tabla 3.6).

II. Automatismos para el Control de la Tensión

a. Sistemas de Maniobra Automática de Reactores Shunt

En la siguiente tabla se muestran los ajustes de los relés de sobretensión asociados al Sistema de Maniobra Automática de Reactores Shunt:

Reactor	Parámetro	Umbral [pu]	Umbral [kV]	Tiempo [seg]	
Reactor Los Chagos #1	U>	1.07	535	1.4	Permanente
	U>>	1,05	525	9.0	Permanente
	U>>>	1,10	550	0.8	Habilit. PDCE
Nva. Cardones #1	U>	1,10	550	1.4	Permanente
	U>>	1,075	538	8.0	Permanente
	U>>>	1,10	550	0.2	Habilit. PDCE
Nva. Pan de Azúcar #1	U>	1,10	550	1.8	Permanente
	U>>	1,075	538	8.5	Permanente
	U>>>	1,10	550	0.4	Habilit. PDCE
Nva. Pan de Azúcar #2	U>	1,10	550	2.0	Permanente
	U>>	1,075	538	9.5	Permanente
	U>>>	1,10	550	0.6	Habilit. PDCE

Tabla 3.5 – Ajustes de módulos de sobretensión en reactores (desconexión)

Los relés de sobretensión de los reactores disponen de dos ajustes temporizados (habilitados permanentemente) para lograr reestablecer las tensiones post-contingencia a valores aceptables según la NT. Adicionalmente, se dispone de un escalón “rápido” habilitado por el PDCE (Acciones Complementarias del Plan de Defensa) para hacer frente a las sobretensiones derivadas de los rechazos súbitos de carga y la actuación de los EDAC por baja frecuencia.

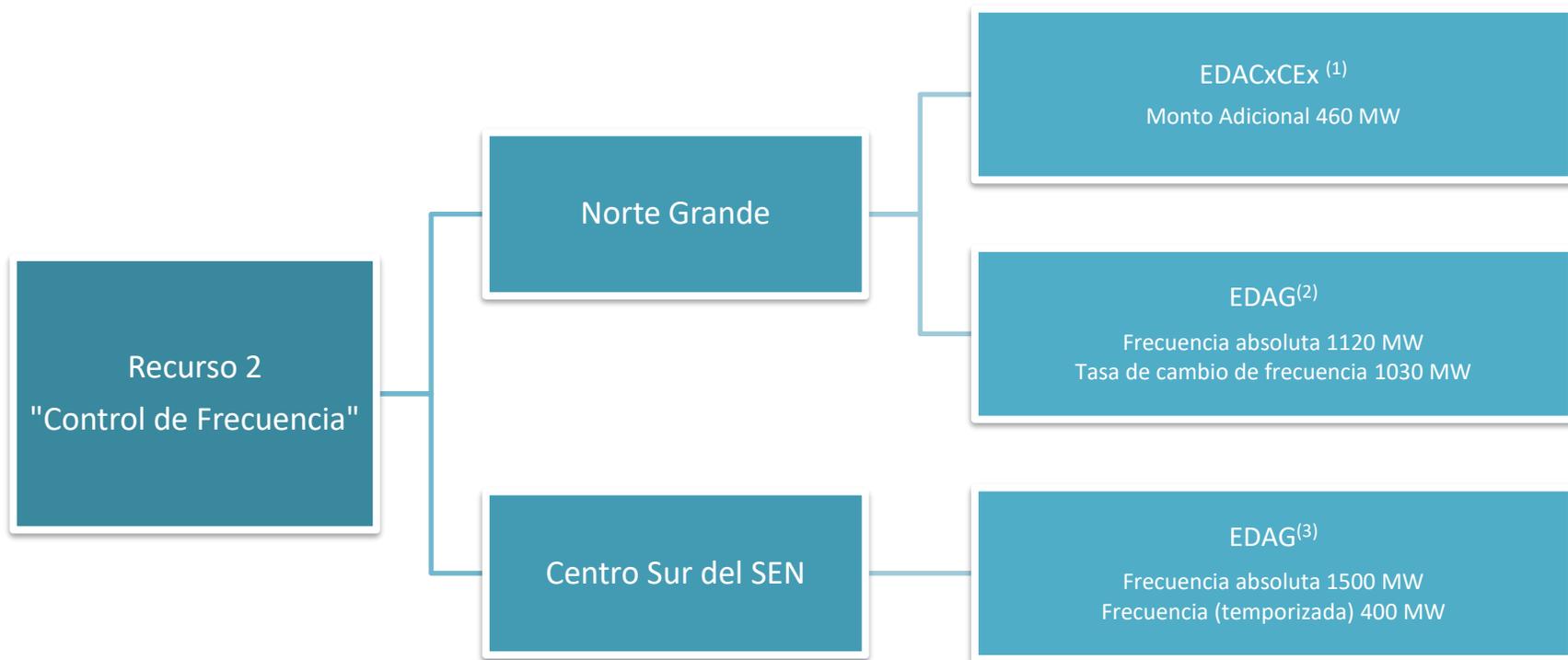
b. Habilitación de ajustes en relé de sobretensión de la línea de transmisión de 500 kV Los Chagos-Kimal

La siguiente tabla muestra los ajustes para los relés de sobretensión que permitan desconectar, previa habilitación desde el PDCE (Acciones Complementarias del PDCE), la línea de 500kV Los Chagos – Kimal, para cubrir condiciones críticas del sistema.

Elemento	Parámetro	Umbral [pu]	Umbral [kV]	Tiempo [seg]	
Circuito LCHAN-KIML C1	U>	1,10	550	1,0	Habilit. PDCE
Circuito LCHAN-KIML C2	U>	1,10	550	1,2	Habilit. PDCE

Tabla 3.6 – Ajustes de módulos de sobretensión en líneas (desconexión)

Figura 3.2 – Recurso 2 del PDCE de la Zona Norte del SEN



Nota 1: Este monto de EDAC en el NG garantiza desbalances de hasta 1300 MW

Nota 2: Estos montos de EDAG en el NG garantizan desbalances de hasta 1500 MW

Nota 3: Estos montos de EDAG en el Centro Sur garantizan la interrupción de transferencias en el tramo de 500 kV Nva. Pan de Azúcar-Polpaico de hasta 1700 MW

A continuación se detallan los ajustes de los automatismos asociados al **Recurso 2:**

I. EDACxCEx en la zona del Norte Grande

La propuesta de PDCE considera la incorporación de relés de frecuencia en distintas subestaciones, activados por tasa de caída de frecuencia y habilitados por frecuencia absoluta.

El EDACxCEx propuesto contempla habilitar la aceleración de la desconexión de algunas cargas ya asignadas al EDAC existente del Norte Grande, y la adición de nuevas cargas. Este esquema operaría ante contingencias que ocasionen grandes déficits de potencia en el Norte Grande, y lo complementa la carga asociada al esquema de corte de carga existente (con ajustes adicionales en los relés asociados a alguno de sus consumos, ver tabla 3.8).

La tabla 3.7 muestra los ajustes y los montos de carga requeridos para el EDACxCEx, mientras que la tabla 3.8 se individualizan los consumos propuestos preliminarmente.

Escalón	Tasa de frecuencia [Hz/s]	Frecuencia habilitación [Hz]	Monto de EDAC	Monto [MW]	
				MAX	MIN
I	-0,9	49,5	Asociados a existente	57,8	57,8
			Adicionales	232	187
			Total	290	245
II	-1,8	49,5	Asociados a existente	71,7	71,7
			Adicionales	158	138
			Total	230	210
III	-2,2	49,5	Asociados a existente	50	50
			Adicionales	70	58
			Total	120	108
TOTAL			Asociados a existente	179,5	179,5
			Adicionales	460	383
			Total	640	563

Tabla 3.7 – Montos de EDACxCEx del Norte Grande

Escalón	Tasa de frecuencia [Hz/s]	Frecuencia habilitación [Hz]	Subestación	Carga individual modelada en la Base de Datos	Monto [MW]			
I	-0,9	49,5	Domeyko 1 (Laguna Seca)	C. Escondida Laguna Seca #1 UFR	18			
				C. Escondida Laguna Seca #2	23,8-35,1			
				C. Escondida Laguna Seca #3	23,8-35,1			
				C. Escondida Laguna Seca #4	11,8-23,4			
				C. Escondida Laguna Seca #5	11,8-23,4			
				Total	89-135			
			MMH	C. MMH	48,8			
				C. MMH UFR	24,4			
				Total	73			
			Spence	C. Spence UFR	15,4			
				C. Spence	64,5-66,6			
				C. Spence Cerro Dominador	2,1-2,7			
				Total	82-85			
Total (cargas asociadas a EDAC existente)					57,8			
Total (cargas nuevas)					232-187			
Total					290-245			
II	-1,8	49,5	Minera Antucoya	C. Minera Antucoya	21,5-29,5			
				C. Minera Antucoya UFR	18,6			
				Total	40-49			
			Chuquicamata Km-6	C. Chuquicamata Km-6	69			
			Collahuasi (Barra 1)	C. Collahuasi UFR	53,1			
				C. Collahuasi B1	49,8-57,8			
				Total	103-111			
			Total (cargas asociadas a EDAC existente)					71,7
			Total (cargas nuevas)					158-138
			Total					230-210
III	-2,2	49,5	Zaldivar	C. Zaldivar 23 #1 UFR	22,8			
				C. Zaldivar 23 #2	40,6			
				Total	54-64			
			Gaby	C. Gaby #2	13,6-15,2			
				C. Gaby #2 UFR	13,6-15,6			
				C. Gaby #1	13,6-15,1			
				C. Gaby #1 UFR	13,6			
			Total	54-57				
			Total (cargas asociadas a EDAC existente)					50
			Total (cargas nuevas)					70-58
Total					120-108			

Tabla 3.8 – Cargas del EDACxCEX del Norte Grande

II. EDAG en el Norte Grande

El diseño de este EDAG se basa en la filosofía del EDAG implementado originalmente para la operación aislada del anterior sistema SING (actual Norte Grande), y aprovecha, de esta forma, las instalaciones que ya cuentan con este automatismo.

El EDAG propuesto contempla emplear relés de frecuencia independientes, distribuidos en las distintas centrales/unidades que participan del mismo, y define escalones activados por frecuencia absoluta y escalones activados por frecuencia absoluta supervisados por tasa de cambio de frecuencia.

Para cumplir con el espectro de posibles condiciones operativas del sistema, se propone incorporar a este esquema prácticamente la totalidad de las plantas de generación renovable, ya sea las actualmente en servicio como las proyectadas en el horizonte correspondiente a las distintas topologías consideradas en el estudio.

En la tabla 3.9 se presenta la propuesta de ajustes y las plantas de generación asignadas a cada escalón del EDAG en el Norte Grande.

Escalón	Frecuencia	Tipo Componente	Componente	Potencia bruta mínima [MW]	Potencia bruta máxima [MW]
I	51,3	Primaria	ERNC 1	0,0	250,0
II	51,4	Primaria	NTO2	65,0	141,0
		Primaria	U14	75,0	136,4
		Alternativa 1	U15	75,0	130,3
		Alternativa 2	NTO1	65,0	139,5
		Alternativa 3	CTTAR	70,0	158,0
III	51,5	Primaria	ERNC 2	0,0	250,0
IV	51,6	Primaria	CTM1	90,0	165,9
		Primaria	CTM2	90,0	175,0
		Alternativa 1	CTA	100,0	165,0
		Alternativa 2	CTH	100,0	165,0
V	51,8	Primaria	IEM	106,2	375,0
		Alternativa 1	U16	125,4	350,0
		Alternativa 1	CC Kelar	198,0	540,0
VI	0,9Hz/s-51Hz	Primaria	ERNC 3	0,0	250,0
		Primaria	COCHRANE U1	105,0	266,0
		Alternativa 1	COCHRANE U2	105,0	266,0
VII	1,2Hz/s-51Hz	Primaria	ERNC 4	0,0	250,0
		Primaria	ANGAMOS U1	150,0	267,0
		Alternativa 1	ANGAMOS U2	150,0	271,0

Tabla 3.10 – Propuesta de EDAG en el Norte Grande

III. EDAG en el Centro – Sur

En la zona Centro – Sur del SEN se propone hacer uso de los recursos existentes en el EDAG implementado para el PDCE Charrúa - Ancoa, el cual incluye un amplio conjunto de unidades y bloques de generación que inyectan en S/E Charrúa.

En particular, se propone instalar un relé de frecuencia que permita la desconexión controlada de las unidades o bloques de generación asociadas al EDAG del PDCE Charrúa - Ancoa, y realizar las modificaciones al algoritmo de este EDAG, con el objetivo de lograr la activación de escalones de cortes de generación habilitados por frecuencia absoluta, tal como se detalla en la Tabla 3.11.

Escalón	Frecuencia [Hz]	Potencia objetivo [MW]
I	51,4	500,0
II	51,6	500,0
III	51,8	500,0
IV	51,5Hz @4 seg.	400,0

Tabla 3.11 – Escalones y montos de EDAG en la zona Centro - Sur

3.4 Costos y Plazos de implementación

En la siguiente tabla se indica el costo estimado por el Consultor para la implementación del PDCE de la Zona Norte del SEN. Cabe señalar que en el Recurso 2 se incluyen algunos recursos existentes en el SEN, por lo que la cifra indicada en la tabla solo considera los costos asociados a la implementación de recursos adicionales.

Elemento	Montos [UF]
Recurso 1	28.027,00
Recurso 2	12.787,00
TOTAL	40.814,00

Tabla 3.12 – Costo estimado de los recursos del PDCE Zona Norte del SEN

Por último, el Consultor ha estimado que el plazo para la implementación de ambos recursos es de 10 meses. Sin embargo, este tiempo debe ser reevaluado en la etapa de ingeniería de detalle del PDCE de la Zona Norte.

4 COMENTARIOS Y CONCLUSIONES

El informe del Estudio para el Diseño de detalle del PDCE de la Zona Norte del SEN, elaborado por el Consultor (Estudios Eléctricos S.A y SEIS S.A), proporciona una definición clara de los recursos asociados a este plan de defensa, identifica las instalaciones involucradas y especifica el equipamiento que permitirá afrontar de forma eficaz y confiable las contingencias extremas identificadas.

El costo total del Plan de defensa, estimado por el Consultor, es de 40.814 UF. Este costo solo considera la implementación de recursos adicionales, considerando que el Recurso 2 emplea recursos de EDAC y EDAG existentes en el SEN.

El plazo para la implementación del Plan de Defensa, determinado por el Consultor de forma preliminar, es de 10 meses. No obstante, se estima que su implementación y habilitación requerirá de un plazo mayor, dada la envergadura del proyecto, la cantidad de instalaciones a intervenir, la coordinación entre los propietarios de las instalaciones involucradas, las pruebas para la habilitación del nuevo equipamiento y la necesidad de intervención de equipamiento en operación, entre otros aspectos. Estos tiempos deben ser reevaluados en la etapa de desarrollo de la ingeniería de detalle.