
ESTUDIO DE PLAN DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS

Informe Final

GERENCIA DE OPERACIÓN

Noviembre 2020

Estudio de Plan de Defensa contra Contingencias
Informe preparado por el Departamento de Estudios de Sistemas Eléctricos

Rev	Fecha	Contenido	Realizó	Revisó / Aprobó
1	30-09-2020	Informe Preliminar	Eugenio Quintana Marcelo Cifuentes Flavio Serey	Víctor Velar
2	17-11-2020	Informe Final	Eugenio Quintana Marcelo Cifuentes Flavio Serey	Víctor Velar

Indice

1. RESUMEN EJECUTIVO	5
2. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS	8
3. ANTECEDENTES	9
3.1. Abreviaturas y Definiciones.....	9
3.2. Conceptos Teóricos Considerados.....	10
4. METODOLOGÍA	15
4.1. Metodología utilizada en el desarrollo del estudio.....	15
4.1.1. Determinación de las contingencias críticas y extremas.....	16
4.1.2. Diseño Conceptual de un Plan de Defensa Contra Contingencias	17
4.1.3. Verificación de la eficacia del Plan de Defensa Contra Contingencias	18
4.2. Antecedentes y Consideraciones para la realización de Estudio	19
4.2.1. Información Técnica del SEN y Herramienta de Simulación Utilizada	19
4.2.2. Horizonte del Estudio	19
4.2.3. Ampliaciones del SEN	19
4.2.4. Demanda y Despachos de Generación.....	22
4.2.5. Escenarios de Operación	23
4.2.6. Supuestos operativos	23
4.3. Criterios Adoptados para la Realización de las Simulaciones	24
4.3.1. Modelación de la Carga.....	24
4.3.2. Aplicación de las fallas.....	24
4.3.3. Recursos Generales de Control de Contingencias utilizados	24
4.3.4. Recursos Adicionales de Control de Contingencias utilizados	26
4.3.5. Estándares de Recuperación dinámica	29
5. RESULTADOS.....	31
5.1. Determinación contingencias críticas y extremas	31
5.2. Nuevo PDCE Polpaico – Lo Aguirre 2x500 kV	32
5.2.1. Análisis Estático.....	32
5.2.2. Análisis dinámico.....	36
5.2.3. Definición de automatismo, recursos adicionales y verificación del PDCE	40
5.2.4. Especificaciones Técnicas.....	52
5.3. Evaluación eficacia del PDCE Zona Norte	59
5.3.1. Contingencia Los Changos – Cumbres 2x500 kV	60
5.3.2. Contingencia Cumbres- Nueva Cardones 2x500 kV	62

5.3.3.	Contingencia Nueva Cardones - Nueva Maitencillo 2x500 kV	64
5.3.4.	Contingencia Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar 2x500 kV.....	66
5.3.5.	Contingencia Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 2x500 kV.....	68
5.4.	Evaluación eficacia del PDCE Fase 1 2x220 kV Quillota-Polpaico	72
5.5.	Evaluación eficacia del PDCE Fase 3 2x220 kV San Luis-Quillota	75
6.	REFERENCIAS	79

1. RESUMEN EJECUTIVO

En el presente Estudio de Plan de Defensa contra Contingencias se realizaron los siguientes análisis:

- Detección de contingencias que puedan resultar en críticas o extremas para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).
- Diseño un Plan de Defensa contra Contingencias que permita, con la utilización de Recursos Generales y Adicionales de Control de Contingencias, mantener la estabilidad del SEN o de las islas eléctricas originadas por la propia contingencia o de islas eléctricas inducidas, con el objeto de evitar un apagón parcial o total.
- Verificación de la eficacia de los Planes de Defensa contra Contingencias ya instalados o en implementación que permiten evitar el Apagón Parcial o Total del SEN.

Los principales resultados se presentan a continuación.

Detección de Contingencias Críticas o Extremas para el SEN

De un análisis cuantitativo de la operación actual como proyectada del SEN se identificó que la línea Polpaico-Lo Aguirre 2x500 kV tiene altos flujos de potencia en el sentido norte-sur debido a la gran presencia de energía renovable en la zona norte del SEN, especialmente en escenarios de baja disponibilidad de recurso hídrico. Así, la pérdida simultánea de los dos circuitos de línea produce una redistribución de los flujos de potencia por los sistemas de menor tensión, lo cual podría provocar sobrecargas de elementos de transmisión que a su vez pueden producir desconexión de equipos debido a la operación de las protecciones de sobrecorriente. Lo anterior podría llevar a una desconexión descontrolada de elementos o a una inestabilidad dinámica (de tensión o de ángulo) que pondría en riesgo la operación e integridad del sistema.

Debido a lo anterior, se realizan análisis tanto estáticos como dinámicos de la falla de severidad 6 de la línea Polpaico-Lo Aguirre 2x500 kV y se determina que, a partir de un umbral de transferencias en sentido norte-sur de aproximadamente 1000 MW, la falla se transforma en una contingencia extrema por lo que requiere el diseño conceptual de un Plan de Defensa contra Contingencias.

Diseño un Plan de Defensa contra Contingencias para la falla de severidad 6 de la línea Polpaico-Lo Aguirre 500 kV

Del análisis dinámico se aprecia que la falla de severidad 6 Polpaico-Lo Aguirre 2x500 kV resulta crítica por los tiempos involucrados entre el despeje de la falla y el punto de colapso sistémico cuando se alcanzan niveles de tensión inadmisibles, inferiores a 0.7pu en el nodo de Polpaico. Así mismo, fueron

registradas sobrecargas en los transformadores desfasadores de 220kV en la S/E Cerro Navia que provocarían la desconexión de estos por la operación de las protecciones de sobrecorriente.

Las acciones que permiten mantener en servicio la mayor parte del sistema y evitan un desmembramiento descontrolado y en cascada de este, se focalizan en iniciar una apertura selectiva de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 2x500 kV y la apertura de los interruptores en S/E Pan de Azúcar de la línea 2x220 Pan de Azúcar-Don Goyo, para así separar el sistema en dos áreas asincrónicas, cuando el flujo pre-contingencia por la línea Polpaico-Lo Aguirre 2x500 kV es mayor a los 1000 MW. Luego de la separación en dos subsistemas, dependiendo de los montos de transferencias previos a la falla, y la inercia y la demanda de ambos subsistemas, actuarán los recursos generales de control de contingencia y deberán actuar también los recursos específicos de control de tensión y de frecuencia que se utilizan en el PDCE Zona Norte.

De los análisis realizados se destaca que el plan de defensa propuesto, con sus acciones actuales, permite evitar el colapso del SEN para las condiciones más exigentes de inercia y de flujo por el tramo Polpaico-Lo Aguirre 2x500 kV en el sentido norte-sur. El mismo logra evitar el colapso angular y en tensión del sistema al separarlo en dos islas, en tiempos mínimos, luego de producida la doble contingencia. Posterior a ello deberán actuar los mecanismos de control de tensión que se utilizan en el PDCE Zona Norte para evitar las sobretensiones que se generan al separar los sistemas. Finalmente, con el EDAC normal y los EDAC y EDAG por contingencias específicas que hay en el sistema o que se van a implementar tanto transitoriamente como de manera definitiva a causa del PDCE Zona Norte, se evita el colapso de frecuencia.

Verificación de la eficacia de los Planes de Defensa contra Contingencias Fase 1, 3 y Zona Norte

PDCE Quillota-Polpaico 2x220kV

Este Plan de Defensa consiste en un esquema que realiza mediciones de potencia en las líneas que enlazan Quillota-Polpaico 220kV y Quillota-Nogales 220kV y provoca, al detectar la apertura intempestiva del doble circuito Quillota-Polpaico 2x220kV y en función del escenario previo, el disparo secuencial de unidades de las centrales conectadas al nodo San Luis, para restablecer el flujo de potencia por Quillota-Nogales 220kV a valores admisibles.

De los análisis realizados se destaca que el esquema de desconexión de generación sigue siendo efectivo para reducir la sobrecarga en la línea Quillota-Nogales y eliminar las problemáticas relacionadas con la doble contingencia, sin presentarse problemas de inestabilidad en tensión, angular o frecuencia en ningún caso de estudio.

PDCE San Luis-Quillota 2x220kV

Este Plan de Defensa se encuentra destinado a evitar el fenómeno de inestabilidad angular debido a la debilidad del vínculo por el cual permanece conectada la totalidad de la generación de la S/E San Luis. El principal recurso asociado a este esquema es un automatismo de apertura local que envía de manera instantánea una señal de disparo al doble enlace San Luis - Agua Santa 220kV en ambos extremos, al detectarse la doble apertura del vínculo San Luis-Quillota.

De los análisis realizados se destaca que el plan de defensa con sus acciones actuales permite evitar el colapso para las condiciones más exigentes de despacho del nodo San Luis y de inercia del sistema. El mismo logra evitar el colapso angular y en tensión de la zona centro del sistema al desvincular en tiempos mínimos la generación del nodo San Luis luego de producida la doble contingencia. Además, con el EDAC normal y los EDAC por contingencias específicas que hay en el sistema, se evita el colapso de frecuencia.

PDCE Zona Norte

Este Plan de Defensa se encuentra destinado a evitar los fenómenos de inestabilidad que se producen al abrir ambos circuitos de las líneas de 500 kV que van desde la S/E Changos hasta la S/E Polpaico. El principal recurso asociado a este esquema resulta un automatismo de apertura a distintas líneas de ese corredor para separar el sistema en dos islas (recurso estabilizante). Con el fin de balancear ambas islas también se proponen recursos de control de tensión (desconexión y/o conexión de CCSS, reactores y líneas) y recursos de control de frecuencia (EDAC y EDAG).

De los análisis realizados se destaca que el plan de defensa con sus acciones actuales permite evitar el colapso para las condiciones más exigentes de flujo de potencia por las líneas en estudio, demanda e inercia. El mismo logra evitar el colapso angular y en tensión de todo el sistema al separar el sistema en dos islas en tiempos mínimos, para luego realizar un control de tensión y un balance de potencia activa mediante automatismos de EDAG y EDAC generales y específicos para estas contingencias. Además, se verificó para la línea Nva. Pan de Azúcar-Polpaico 2x500 kV que el rango de validez de 1600 MW sentido norte-sur y 1000 MW en sentido sur-norte se sigue manteniendo.

2. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

La Norma Técnica de Servicios Complementarios (NTSSCC) señala en su Artículo 1-8 literal d que el Coordinador es el responsable de desarrollar los Estudios SSCC necesarios para determinar la cuantía de los recursos técnicos de SSCC del SEN. Así, dentro de los estudios requeridos en el Artículo 1-6 de la NTSSCC se encuentra el “Estudio de Plan de Defensa contra Contingencias”, el cual debe realizarse con al menos una periodicidad anual, y cuyo principal objetivo es diseñar un esquema automático de utilización de Recursos Generales y Adicionales de Control de Contingencias. Este esquema tiene como fin producir un desmembramiento o desconexión controlada de algunos elementos del SEN ante la ocurrencia de Contingencias Críticas o Extremas, y que permita mantener la estabilidad de éste o de las islas eléctricas originadas por la propia contingencia o de islas eléctricas inducidas, para así evitar un apagón parcial o total.

Así y de acuerdo con lo que se indica en el Título 3-8 de la NTSSCC, los objetivos particulares de este estudio son:

- Detectar las Contingencias que resulten en Contingencias Críticas o Extremas para el SEN.
- Diseñar un Plan de Defensa contra Contingencias que permita, con la utilización de Recursos Generales y Adicionales de Control de Contingencias, mantener la estabilidad del SEN o de las islas eléctricas originadas por la propia contingencia o de islas eléctricas inducidas, con el objeto de evitar un apagón parcial o total. Este diseño deberá contemplar:
 - El sistema de monitoreo de variables eléctricas y las acciones de control.
 - Los requerimientos mínimos para el equipamiento de control y sistema de comunicaciones.
 - Una estimación de costos, inversiones y el cronograma necesario para la implementación.
- Verificar que la operación del Plan de Defensa contra Contingencias no interfiere con la operación de ninguna otra instalación del SEN y solamente deberá operar para Contingencias Críticas o Extremas, toda vez que no se espere que las instalaciones de protección, control, y los EDAC existentes, por sí solos puedan evitar el Apagón Parcial o Total del SEN.

3. ANTECEDENTES

3.1. Abreviaturas y Definiciones

- | | |
|---------------------|--|
| 1. Coordinador | : Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, al que se refiere el artículo 212°-1 de la LGSE. |
| 2. CRF | : Control Rápido de Frecuencia |
| 3. CPF | : Control Primario de Frecuencia |
| 4. CCSS | : Condensadores Serie |
| 5. CT | : Control de Tensión |
| 6. EDAG | : Esquema de Desconexión Automática de Generación |
| 7. EDAC | : Esquema de Desconexión Automática de Carga |
| 8. ERAG | : Esquema de Reducción Automática de Generación |
| 9. GO | : Gerencia de Operación |
| 10. LGSE | : Ley General de Servicios Eléctricos |
| 11. NT | : Norma Técnica |
| 12. NTSyCS | : Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio |
| 13. NTSSCC | : Norma Técnica de Servicios Complementarios |
| 14. PDC | : Plan de Defensa Contra Contingencias |
| 15. PDCC | : Plan de Defensa Contra Contingencias Críticas |
| 16. PDCE | : Plan de Defensa Contra Contingencias Extremas |
| 17. Reglamento SSCC | : Reglamento de Servicios Complementarios a los que se refiere el artículo 72°-7 de la LGSE. |
| 18. Resolución SSCC | : Resolución Exenta N°801 del 18 de diciembre de 2018, que aprueba el Informe de Definición de Servicios Complementarios a que se refiere el inciso segundo del artículo 72°-7 de la LGSE. |
| 19. SEN | : Sistema Eléctrico Nacional |
| 20. SI | : Sistema Interconectado |
| 21. SSCC (SC) | : Servicios Complementarios (Servicio Complementario) |

3.2. Conceptos Teóricos Considerados

A continuación, se detallarán aquellos conceptos que resultan relevantes en la comprensión del presente informe.

Apagón Parcial

Desmembramiento de un SI a consecuencia de una perturbación que conduce a una pérdida mayor al 10% y menor al 70% de la demanda del SI que se abastecía al momento de ocurrir la perturbación.

Apagón Total

Desmembramiento incontrolado de un SI a consecuencia de una perturbación que conduce a una pérdida mayor o igual a un 70% de la demanda del SI que se abastecía al momento de ocurrir la perturbación.

Contingencia Crítica

Falla o desconexión intempestiva de una o más instalaciones y que no puede ser controlada mediante los Recursos Generales de Control de Contingencias, debiéndose aplicar Recursos Adicionales de Control de Contingencias para evitar un Apagón Parcial.

Contingencia Extrema

Falla de baja probabilidad de ocurrencia que afecta una o más instalaciones y que no puede ser controlada mediante los Recursos Generales de Control de Contingencias, debiéndose aplicar Recursos Adicionales de Control de Contingencias para evitar un Apagón Total.

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

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

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

Desenganche

Acción automática de apertura de un interruptor por actuación de sus protecciones eléctricas asociadas.

Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC)

Esquema de control que, al detectar condiciones anormales en el sistema interconectado que ponen en riesgo su estabilidad, emite órdenes de desenganche sobre distintos interruptores que alimentan consumos.

Se distinguen EDAC del tipo:

- Por **subfrecuencia**: en los que el desenganche es habilitado por la operación previa de un relé de subfrecuencia local.
- Por **subtensión**: en los que el desenganche es habilitado por la operación previa de un relé de subtensión local.
- Por **contingencia específica**: en los que el procesamiento de la decisión de desenganche se realiza en una ubicación remota, sobre la base de la detección de un cambio de estado o de variables eléctricas anormales, que pueden afectar la seguridad y calidad de servicio de un área del SI.

Esquema de Desconexión/Reducción Automática de Generación

Esquema de control que, al detectar condiciones anormales en el SI que ponen en riesgo su estabilidad, emite órdenes de desenganche sobre distintos interruptores que conectan unidades generadoras al SI (EDAG), u órdenes de reducción rápida de carga a centrales generadoras (ERAG).

Estudios SSCC

Estudios a que se refiere el inciso segundo del artículo 24 del Reglamento SSCC, y que tienen por objeto la cuantificación de los requerimientos de SSCC del SEN. Los Estudios SSCC comprenden, al menos, los siguientes:

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

Plan de Defensa Contra Contingencias

Corresponde al conjunto de acciones automáticas de control correctivo, debidamente coordinadas, que están destinadas a evitar un apagón total o parcial del sistema eléctrico ante la ocurrencia de una contingencia extrema o crítica según corresponda.

Esta categoría de servicio considera las subcategorías de Plan de Defensa Contra Contingencias Extremas (PDCE) y de Plan de Defensa Contra Contingencias Críticas (PDCC). La primera tiene por objetivo evitar un apagón total y la segunda un apagón parcial.

La naturaleza de la prestación del servicio de PDCE se considera sistémica, mientras que en el caso del PDCC su naturaleza se considera local.

Plan de Defensa Contra Contingencias Críticas

Se entenderá por PDCC al conjunto de acciones automáticas de control correctivo, debidamente coordinadas, que están destinadas a evitar el Apagón Parcial del SI ante la ocurrencia de una Contingencia Crítica.

Plan de Defensa Contra Contingencias Extremas

Se entenderá por PDCE al conjunto de acciones automáticas de control correctivo, debidamente coordinadas, que están destinadas a evitar el Apagón Total del SI ante la ocurrencia de una Contingencia Extrema.

Recursos Generales de Control de Contingencias

Corresponden a:

- a) La inercia propia de las máquinas rotatorias, incluyendo volantes.
- b) Reservas de control de frecuencia.
- c) La reserva de potencia reactiva y el control de tensión.
- d) Los estabilizadores de sistemas de potencia.
- e) EDAC, el EDAG, el ERAG.
- f) En general, los sistemas que en función de la evolución de variables de control del sistema actúan sobre la generación, la carga o la topología del sistema.

Recursos Adicionales de Control de Contingencias

Son recursos adicionales a los Recursos Generales de Control de Contingencias, que son definidos en el Plan de Defensa Contra Contingencias, y que se requieren para controlar una Contingencia Crítica o Extrema sin que ésta se propague a las restantes instalaciones del SI, con el fin de evitar el Apagón Parcial o Total.

SEN-Norte Grande

Instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional que se encuentran al norte de S/E Los Changos.

SEN-Centro Sur

Instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional que se encuentran al sur de S/E Los Changos.

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.

Severidad 7

Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla en una línea de simple circuito con Enmallamiento o en uno de los circuitos de líneas de doble circuito, seguido de la falla en la operación de su Sistema de Protecciones en un extremo del circuito, lo que produce el despeje de la falla por acción normal de la Protección de Respaldo Local o Remoto.

Severidad 8

Desconexión intempestiva de un transformador de poder.

Severidad 9

Cortocircuito monofásico a tierra sin impedancia de falla de una sección de barra de una subestación, seguido de su desconexión en tiempo normal por acción de los Sistemas de Protecciones que cubren la barra.

Sistema de Protección Multiárea

Conjunto de dispositivos, software y equipamiento necesarios para aplicar los recursos adicionales de control de contingencias, incluyendo los esquemas EDAC, EDAG, ERAG, o de apertura de Enmallamientos, activados por órdenes remotas de Desenganche Directo.

4. METODOLOGÍA

4.1. Metodología utilizada en el desarrollo del estudio

En el presente capítulo se describe la metodología utilizada en el “Estudio de Plan de Defensa contra Contingencias”. De acuerdo con el Título 3-8 de la NTSSCC, la metodología se puede resumir en las siguientes etapas:

1. Detectar las Contingencias que resulten en Contingencias Críticas o Extremas para el SEN.
2. Diseñar un Plan de Defensa contra Contingencias que permita, con la utilización de Recursos Generales y Adicionales de Control de Contingencias, mantener la estabilidad del SEN o de las islas eléctricas originadas por la propia contingencia o de islas eléctricas inducidas, con el objeto de evitar un apagón parcial o total. Este diseño deberá contemplar:
 - a. El sistema de monitoreo de variables eléctricas y las acciones de control.
 - b. Los requerimientos mínimos para el equipamiento de control y sistema de comunicaciones.
 - c. Una estimación de costos, inversiones y el cronograma necesario para la implementación.
3. Verificar que la operación del Plan de Defensa contra Contingencias no interfiere con la operación de ninguna otra instalación del SEN y que solamente actúe para Contingencias Críticas o Extremas, toda vez que no se espere que las instalaciones de protección, control, y los EDAC existentes, por sí solos puedan evitar el Apagón Parcial o Total del SEN.

A continuación, en la Figura 4-1, se presenta un diagrama de flujo para explicar la metodología del Estudio.

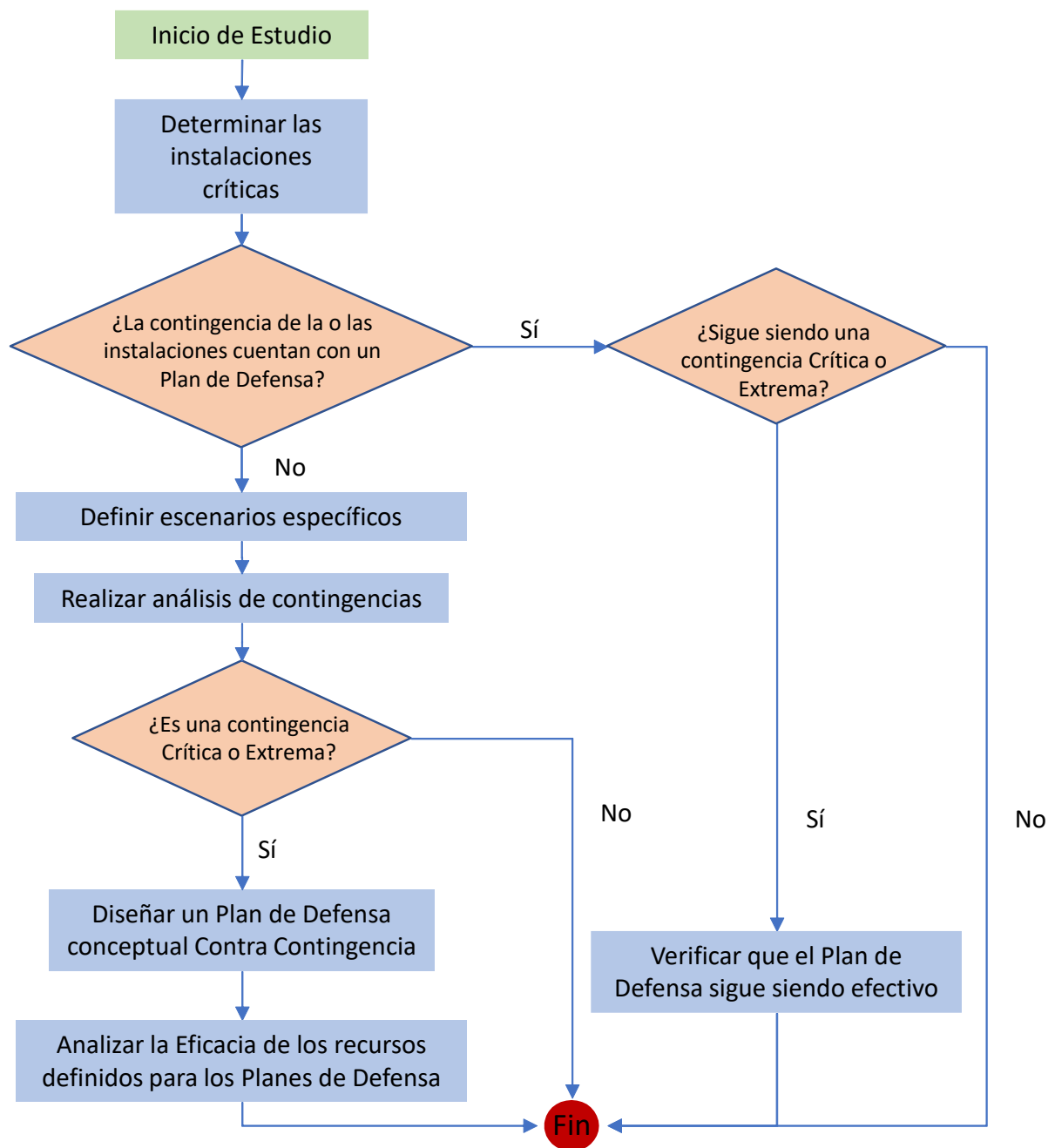


Figura 4-1: Esquema conceptual de la metodología para desarrollar el Estudio de Plan de Defensa contra Contingencias

4.1.1. Determinación de las contingencias críticas y extremas

Para determinar las contingencias críticas y extremas del SEN, se analizarán aquellas contingencias que podrían calificar en estas categorías en base a los Planes de Defensa ya implementados, los Planes de Defensa que están por implementarse y del análisis del impacto de las nuevas obras de ampliación y

de los futuros escenarios de operación del SEN, poniendo especial énfasis en el sistema nacional de 500 kV, que es el que muestra los mayores niveles de transferencias.

Así, para las contingencias que cuentan con un Plan de Defensa ya implementado o que está por implementarse, se verificará que siguen siendo contingencia extremas o críticas, mediante simulaciones dinámicas usando escenarios específicos a partir de los escenarios bases en donde las variables eléctricas que son monitoreadas por los Planes de Defensa entran dentro del rango de activación de estos.

Para el caso de nuevas contingencias que podrían calificar como extremas, ya sea por el análisis de las nuevas obras de ampliación del sistema o de los nuevos escenarios de operación, se forzará al máximo el flujo por tales instalaciones y se realizarán análisis estáticos. Estos análisis tienen como objetivos detectar preliminarmente los siguientes aspectos:

1. Sobrecargas de líneas y transformadores.
2. Tensiones fuera de los rangos admisibles.
3. Aperturas angulares relevantes entre generadores o zonas del SEN.
4. Problemas de convergencia.

Luego de detectar mediante el análisis estático las contingencias que podrían ser críticas o extremas, se realiza la simulación dinámica de las contingencias de acuerdo con lo indicado en la NTSyCS.

En caso de que resulte una nueva contingencia crítica o extrema, se realizará un diseño conceptual de Plan de Defensa.

4.1.2. Diseño Conceptual de un Plan de Defensa Contra Contingencias

En caso de detectar una nueva Contingencia Extrema o Crítica se diseñará a nivel conceptual un Plan de Defensa contra Contingencia que permita al SEN afrontar la contingencia en los escenarios más exigentes de modo de evitar un apagón total o parcial y tratando de utilizar de manera lo más efectiva posible los recursos adicionales de control de contingencias ya disponibles o que estarán disponibles en el mediano plazo.

Así, se partirá por elaborar los escenarios específicos a partir de los mismos escenarios bases utilizados para el resto de los Estudios SSCC, y que sean tales que permitan representar las condiciones operativas más exigentes para el SEN desde el punto de vista de:

1. La demanda del sistema (alta/baja)
2. Inercia del sistema

3. La hidrología (media/seca) y el nivel de penetración de las ERV (alto/bajo)
4. Reservas de potencia activa y reactiva ajustadas a los mínimos requeridos y distribuidas de forma que el desbalance sea más desfavorable.

Luego, se irá aumentando el flujo de potencia por el tramo en análisis en pasos de 100 MW (1% de la demanda máxima aproximadamente) con el fin de establecer los rangos en los cuales el sistema puede responder de manera adecuada solo con los Recursos Generales de Control de Contingencias y en que rangos se hace necesario contar con Recursos Adicionales de Control de Contingencias

Para esto, se comenzará analizando los resultados de la simulación dinámica de la contingencia que haya resultado Crítica o Extrema y se analizarán las variables eléctricas que permiten explicar el origen del colapso. Entre estas variables se encuentran:

1. Frecuencia eléctrica de una barra representativa de cada zona del SEN.
2. Operación de esquemas de EDAC, ERAG o EDAG.
3. Operación de protecciones de tensión o frecuencia de los parques de generación ERV.
4. Magnitud y ángulo de las principales barras del SEN (todas las de 500 kV y algunas de 220 kV).
5. Ángulo de rotor de las unidades sincrónicas más grandes del SEN.
6. Sobrecargas por líneas o transformadores de gran capacidad.

A partir de lo anterior, se intentará separar el SEN en islas utilizando las ordenes de desenganche que hayan surgido de otros Planes de Defensa. En caso de que esto no deje dos islas estables, se incluirán otros puntos de apertura del sistema. Finalmente, para el balance en potencia de las islas, se utilizarán todos los recursos de EDAC, ERAG o EDAG disponibles y se instruirán nuevos en caso de ser necesario.

4.1.3. Verificación de la eficacia del Plan de Defensa Contra Contingencias

Para validar la eficacia de los Recursos Adicionales de Control de Contingencias de cada Plan de Defensa descritos en el numeral 4.3.4 de este informe, el cual detalla los Planes de Defensa ya implementados, como también los que se implementarán, se simulará dinámicamente las contingencias que dieron origen a tal Plan de Defensa, en el rango de transferencias para el cual este se activa.

Los Planes de Defensa se modelarán idealmente utilizando un modelo dinámico, en formato DSL, que permita emular el comportamiento de estos recursos de manera automática. En los casos en los cuales esto no sea posible, y luego de una primera iteración de la simulación dinámica, se revisarán las variables utilizadas para detectar las condiciones de apagón y se aplicarán las acciones de control de forma manual mediante eventos de simulación (IntEvt).

Además de lo anterior y con el fin de verificar la selectividad y discriminación de cada Plan de Defensa, se monitorearán las variables utilizadas para detectar las condiciones de apagón de los otros planes de defensa, para así comprobar que los recursos operen solo en los casos para los cuales fueron diseñados para hacerlo.

4.2. Antecedentes y Consideraciones para la realización de Estudio

4.2.1. Información Técnica del SEN y Herramienta de Simulación Utilizada

Para la simulación del sistema se utilizará la base de datos oficial del SEN en formato DlgSILENT correspondiente a los escenarios base confeccionados por la GO del Coordinador, agregando aquellas obras que se prevé estarán en servicio antes de diciembre de 2021.

En cuanto a la información técnica utilizada, se considerará aquella suministrada por los coordinados y publicada en la página de Infotécnica al inicio del desarrollo de este Estudio.

4.2.2. Horizonte del Estudio

El estudio considera un horizonte desde diciembre de 2020 hasta diciembre de 2021, período en el cual se estimará el escenario base para demanda máxima y se incorporarán las correspondientes ampliaciones del sistema.

4.2.3. Ampliaciones del SEN

Se considerarán aquellas obras de transmisión que se detallan en la Resolución Exenta de la CNE que declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción, de febrero 2020 (inicio de elaboración de Base de datos para Estudio), en caso de existir un cambio relevante se realizará una actualización de las obras contempladas a partir de la Resolución Exenta más reciente al inicio del desarrollo de los análisis contenidos en el Estudio. Además de lo anterior, se considera el Catastro de Nuevos Proyectos elaborado por el Coordinador en base a lo informado por los respectivos propietarios de las instalaciones para el horizonte del estudio.

Se considerarán las siguientes obras relevantes de generación y transmisión que se prevé estarán en servicio dentro del horizonte de evaluación del Estudio.

Tabla 1.1 Proyectos de Generación considerados para el Estudio.

Proyecto	Propietario	Fecha Estimada De Interconexión	Tipo De Tecnología	Potencia Neta [MW]	Ubicación	Punto De Conexión
Granja Solar	María Elena Solar S.A.	feb-20	Solar Fotovoltaico	105	Región de Tarapacá	S/E Lagunas 220 kV
Andes Solar IIA	ANDES SOLAR SpA	feb-20	Solar Fotovoltaico	80	Región de Antofagasta	S/E Andes 220 kV
Usya	USYA SpA	feb-20	Solar Fotovoltaico	52.4	Región de Antofagasta	S/E Calama 110 kV
Parque Solar Fotovoltaico Nuevo Quillagua	Parque Eólico Quillagua SpA	may-20	Solar Fotovoltaico	100	Región de Tarapacá	Tap Off Quillagua 220 kV
Tolpán Sur	Tolpán Sur SpA	jun-20	Eólico	84	Región de la Araucanía	S/E Mulchén 220 kV
Cabo Leones II	Ibereólica Cabo Leones II S.A.	jul-20	Eólico	204	Región de Atacama	S/E Maitencillo 220 kV
Parque Solar Capricornio	Engie Energía Chile S.A.	ago-20	Solar Fotovoltaico	87.9	Región de Antofagasta	S/E Capricornio 110 kV
Atacama Solar II	Atacama Solar S.A.	sep-20	Solar Fotovoltaico	150	Región de Tarapacá	S/E Lagunas 220 kV
Parque Fotovoltaico San Pedro	GPG Solar Chile 2017 SpA	sep-20	Solar Fotovoltaico	106	Región de Antofagasta	S/E Seccionadora Lasana, Línea 1x220 kV Calama – Solar Jama
Parque Eólico Calama	Engie Energía Chile S.A.	sep-20	Eólico	150	Región de Antofagasta	Tap Off en Línea Calama – Solar Jama 1x220 kV
Parque Eólico Malleco – Fase I	Wpd Malleco SpA	oct-20	Eólico	135.1	Región de la Araucanía	S/E Río Malleco 220 kV
Parque Eólico Alena	AR Alena SpA	oct-20	Eólico	84	Región del Biobío	Tap Off Coyanco en Línea 1x154 kV Los Ángeles – Santa Fe
Santa Isabel Etapa I	TSGF SpA	oct-20	Solar Fotovoltaico	158.7	Región de Antofagasta	S/E Seccionadora Línea Encuentro – Lagunas 220 kV
Cerro Pabellón Unidad 3	Geotérmica del Norte S.A.	oct-20	Geotérmica	33	Región de Antofagasta	S/E Cerro Pabellón 220 kV
Parque Fotovoltaico La Huella	Austrian Solar Chile Seis SpA	oct-20	Solar Fotovoltaico	84	Región de Coquimbo	S/E Don Héctor 220 kV
Parque Eólico Tchamma	AR Tchamma SpA	oct-20	Eólico	155.4	Región de Antofagasta	S/E Seccionadora Pallata 220 kV, Línea Encuentro – SGO 1x220 kV
Río Escondido	AR Escondido SpA	oct-20	Solar Fotovoltaico	145	Región de Atacama	S/E Cardones 220 kV
Parque FV Azabache	Parque Eólico Valle de los Vientos SpA	nov-20	Solar Fotovoltaico	59.8	Región de Antofagasta	S/E Calama 110 kV

Proyecto	Propietario	Fecha Estimada De Interconexión	Tipo De Tecnología	Potencia Neta [MW]	Ubicación	Punto De Conexión
Parque Eólico Mesamávida	Energía Eólica Mesamávida SpA	nov-20	Eólico	60	Región del Biobío	S/E Santa Luisa 154 kV
Parque Eólico Cerro Tigre	AR Cerro Tigre SpA	nov-20	Eólico	184.8	Región de Antofagasta	S/E Farellón 220 kV
Campos del Sol	Enel Green Power del Sur SpA	nov-20	Solar Fotovoltaico	381	Región de Atacama	S/E Carrera Pinto 220 kV
Trupán	Asociación de Canalistas del Canal Zañartu	dic-20	Hidro-Pasada	20	Región del Biobío	Torre 121 Línea Abanico – Charrúa 154 kV
Las Lajas	Alto Maipo SpA	dic-20	Hidro-Pasada	267	Región Metropolitana de Santiago	S/E Florida 110 kV
Alfalfal II	Alto Maipo SpA	dic-20	Hidro-Pasada	264	Región Metropolitana de Santiago	S/E Los Almendros 220 kV
MAPA	Celulosa Arauco y Constitución S.A.	dic-20	Biomasa	166	Región del Biobío	S/E Planta Arauco 220 kV
Parque Eólico La Estrella	Eólica La Estrella SpA	dic-20	Eólico	50	Región del Libertador General Bernardo O'Higgins	Línea Quelentaro – Portezuelo 110 kV
Planta FV Sol del Desierto Fase I	Parque Solar Fotovoltaico Sol del Desierto SpA	dic-20	Solar Fotovoltaico	175	Región de Antofagasta	S/E María Elena 220 kV
Cabo Leones III Fase 1	Iberélica Cabo Leones III S.A.	ene-21	Eólico	78.1	Región de Atacama	S/E Maitencillo 220 kV
Parque Eólico Negrete – Etapa I	Wpd Negrete SpA	ene-21	Eólico	36	Región de Biobío	S/E Negrete 66 kV
Parque Eólico Malleco – Fase II	Wpd Malleco SpA	feb-21	Eólico	137.9	Región de la Araucanía	S/E Río Malleco 220 kV
Los Olmos	Energía Eólica Los Olmos SpA	feb-21	Eólico	100	Región del Biobío	Nueva S/E Seccionadora Los Olmos 220 kV en Línea 1x220 kV Tolpán – Mulchén
Parque FV Malgarida I	Acciona Energía Chile SpA	mar-21	Solar Fotovoltaico	28	Región de Atacama	S/E Cumbre 220 kV
Parque FV Malgarida II	Acciona Energía Chile SpA	mar-21	Solar Fotovoltaico	162.7	Región de Atacama	S/E Cumbre 220 kV
Cardones	Renovalia	oct-21	Solar Fotovoltaico	35	Región de Atacama	Línea 110 kV Maitencillo – Cardones

Tabla 1.2 Proyectos de Transmisión considerados para el Estudio.

Proyecto	Fecha
Seccionamiento de la línea 2x220 kV Cardones–Carrera Pinto– Diego de Almagro y Cambio de configuración en SE San Andrés 220 kV	ene-20
Seccionamiento del segundo circuito de la línea Pan de Azúcar – Las Palmas 2x220 kV en SE Don Goyo	ene-20
Nueva Subestación Seccionadora Frontera	ene-20
Subestación Seccionadora Nueva Pozo Almonte 220 kV	feb-20
Nuevo Banco de Autotransformadores 1x750 MVA 500/220 kV en SE Nueva Pan de Azúcar, Nueva Maitencillo y Nueva Cardones	feb-20
Nueva Compensación Serie en SE Puente Negro 220 kV	mar-20
Nueva S/E Seccionadora Río Malleco 220 kV	jun-20
Seccionamiento en Línea 2X154 kV Alto Jahuel – Tinguiririca en S/E Punta de Cortés	jul-20
S/E Seccionadora Nueva Lampa 220 kV	ago-20
Nueva S/E Seccionadora Cerros de Huichahue 220 kV	ago-20
Nueva S/E Seccionadora Algarrobal 220 kV	nov-20
S/E Seccionadora EL Rosal 220 kV	nov-20
S/E Seccionadora Río Toltén 220 kV	nov-20
Nueva S/E Seccionadora Frutillar Norte 220 kV	may-21
S/E Nueva Ancud 220 kV	may-21
Reemplazo de Transformador 220/110 kV de 75 MVA por 150 MVA en S/E Pan de Azúcar	jun-20
Nueva Línea 1X220 kV A. Melipilla – Rapel	nov-20
Nueva Línea 2X220 kV Lo Aguirre – A. Melipilla, con un circuito tendido	nov-20
Extensión líneas 2x220 kV Crucero-Lagunas para reubicación de conexiones desde SE Crucero a SE Nueva Crucero Encuentro	feb-20
Proyecto de compensación reactiva en línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico	mar-20
S/E Seccionadora Nueva Chuquicamata 220 kV	nov-20
S/E Seccionadora Puerto Patache 220kV	jun-20
S/E Seccionadora Geoglifos 220kV	ago-20
Línea de Transmisión 220 kV Lagunas – Puquios, S/E Challacollo, S/E Paguana, S/E Tiquima 220kV	nov-20
S/E Patillos 220 kV	ago-20
S/E Pallata 220 kV	ago-20
S/E Seccionadora Lasana	sep-20

4.2.4. Demanda y Despachos de Generación

Las demandas máximas del SEN (generación bruta) para el 2021 se estimarán al inicio del desarrollo del Estudio.

En la determinación del despacho del escenario base se utilizó la programación de 12 meses, correspondiente a un escenario de hidrología media. Sin embargo, y con el objetivo de lograr altas

transferencias que permitan llegar cercano a los límites de transmisión particulares de cada zona, se requerirá modificar los despachos del escenario base cuando corresponda.

4.2.5. Escenarios de Operación

En atención al comportamiento particular de la distribución de la demanda y a las características del despacho de generación que presenta el sistema en distintos periodos del año, el estudio contempla escenarios base de operaciones representativas de periodos estacionales con similares características de la demanda y del tipo de despacho de generación.

Para el suministro de las demandas estacionales en los distintos escenarios base de operación, se utilizan despachos de generación acordes con la programación de la generación para una condición hidrológica media y seca, las indisponibilidades de generación por mantenimientos según el Programa de Mantenimiento Mayor, la variabilidad del recurso eólico y fotovoltaico. Estos despachos fueron desarrollados por el Departamento de Programación de la Gerencia de Operación. Los escenarios resultantes se indican siguiente tabla.

Tabla 4-1 Demanda por Escenario

	Ene 21 (E2)	Mar 21 (E3)	Jun 21 (E4)	Dic 21 (E5)	Mín. enero 21 (E6)
Demanda Sistema en MW	10956	10235	10484	10134	7328

Para este estudio se utilizaron solo los escenarios E2, E3, E5 y E6 puesto que representaban los escenarios con las condiciones más estrictas para los objetivos que pretende este análisis.

4.2.6. Supuestos operativos

La modelación de los escenarios base contempla los siguientes supuestos:

- El modelo de diagrama PQ de las unidades de generación se asume rectangular, esto es, que la potencia reactiva no es función de la potencia activa y cuyos valores límites están referidos a la potencia nominal de las unidades o de acuerdo con las restricciones observadas en la operación real.
- Para las cargas se asume el modelo de consumo de potencia constante. El factor de potencia utilizado corresponde al obtenido de las mediciones de facturación.
- Las capacidades de transmisión en el sistema nacional quedan determinadas por las restricciones operacionales vigentes.
- La modelación estática de los CER considera la incorporación del estatismo propio de cada uno de éstos, de manera que permita el aporte del resto de las unidades que inyectan en su barra de control.
- La operación de los parques ERV se considera del modo PQ dentro de los límites definidos en la NT.

- El rango aceptable de tensión en p.u. se considerará en base a la tensión de servicio.

4.3. Criterios Adoptados para la Realización de las Simulaciones

4.3.1. Modelación de la Carga

Para los estudios dinámicos se considerará un modelo en función de la frecuencia y tensión. Para estudios estáticos el modelo de carga es de potencia constante, es decir, no existe dependencia con la tensión ni con la frecuencia.

4.3.2. Aplicación de las fallas

Para los análisis que se realizan a partir de simulaciones estáticas las contingencias se considerarán como la desconexión del elemento fallado.

Para simulaciones dinámicas de las contingencias de severidad 6, 7, 8 y 9 se utilizarán las definiciones hechas en el numeral 3.2. En el caso de las líneas de transmisión la aplicación del cortocircuito se ubicará a un 50% de la longitud de las líneas, con el tiempo máximo de despeje de fallas que cumpla con lo establecido en el art. 5-40 de la NTSyCS.

4.3.3. Recursos Generales de Control de Contingencias utilizados

En los análisis de las contingencias se consideran los recursos generales de control de contingencias que se detallan a continuación.

Control de Frecuencia

Para el control de frecuencia del SEN se definirá para cada caso un monto lo más ajustado a reserva mínima para el CRF y CPF para contingencias, con la menor participación posible de unidades sincrónicas y equipos de compensación de potencia activa que estén habilitadas para prestar estos SCCC.

En el caso de los parques eólico y fotovoltaicos, se considerará habilitada la función HFRT en las unidades que hayan declarado contar con esta función para el caso de las sobrefrecuencias a partir de los 50.2 [Hz], tal como se indica en el Art. 3-17 de la NTSyCS.

En caso de que la frecuencia en alguna de las islas resultantes se estabilice en un valor de frecuencia al límite de los estándares normativos de recuperación dinámica, se harán sensibilidades con respecto al monto de reserva de potencia activa en esa zona para cumplir con lo requerido. De ser necesario, se instruirá la instalación de relés de subfrecuencia en algunas cargas o el relé de sobrefrecuencia en instalaciones de generación, en las islas donde exista déficit o exceso de potencia activa, respectivamente.

Control de Tensión

Para el control de tensión dinámico del SEN se utilizarán todos los equipos de compensación de potencia reactiva y todas las unidades sincrónicas que estén despechadas en cada uno de escenarios. Los parques eólicos y fotovoltaicos solo se considerarán en modo PQ controlando reactivos de acuerdo con la curva PQ definida en el Art. 3-9 de la NTSyCS.

En el caso de que la tensión quede al límite de los estándares normativos de recuperación dinámica de la tensión y por tanto sea dependiente del número de unidades haciendo control de tensión, se evaluarán medidas alternativas como la implementación de relés de tensión en equipos estáticos de compensación de potencia reactiva (como reactores o condensadores) o en líneas de transmisión.

EDAC, EDAG y ERAG

Se considerarán los siguientes montos para los EDAC y EDAG existentes a la fecha de realización del estudio:

Tabla 4-2 EDAC por Subfrecuencia SEN – Norte Grande.

Escalón		Carga asignada por Escalón [MW]	Carga acumulada [MW]
Escalón 2	48.9 Hz	52.0	52.0
Escalón 3	48.8 Hz	102.9	154.9
Escalón 4	48.7 Hz	90.9	245.8
Escalón 5	48.6 Hz	104.8	350.6
Escalón 6	48.5 Hz	117.9	468.5
Escalón 7	48.4 Hz	119.7	588.2
Escalón 8	48.3 Hz	119.2	707.4

Tabla 4-3 EDAC por Subfrecuencia SEN – Centro Sur.

Escalón		Carga asignada por Escalón [MW]	Carga acumulada [MW]
Escalón 1	49.0 Hz	515.7	515.7
	-0.6 Hz/s		
Escalón 2	48.9 Hz	261.5	777.1
Escalón 3	48.8 Hz	448.9	1226.0
	-0.6 Hz/s		
Escalón 4	48.7 Hz	251.5	1477.5

Escalón		Carga asignada por Escalón [MW]	Carga acumulada [MW]
Escalón 5	48.5 Hz	286.4	1763.9
Escalón 6	48.3 Hz	176.2	1940.2

4.3.4. Recursos Adicionales de Control de Contingencias utilizados

En los análisis de las contingencias se consideran los recursos adicionales de control de contingencias que se detallan a continuación.

Planes de Defensa

Para este estudio se considerarán como implementados los siguientes planes de defensa:

- a) PDCC Fase 1: Falla Línea Quillota-Polpaico 2x220 kV.
- b) PDCC Fase 3: Falla línea Quillota-San Luis 2x220 kV.

Además de lo anterior, se considerará el Plan de Defensa de la Zona Norte el cual se encuentra en fase de implementación. Este Plan de Defensa fue diseñado para hacer frente a las siguientes fallas:

Tabla 4-4 Efectos contingencia Severidad 6 en Líneas de Interconexión.

Tramo 2x500 kV	Efecto en el SEN	Clasificación
500 kV Los Changos – Cumbre	Riesgo de Apagón Parcial	Contingencia crítica
500 kV Cumbre – Nueva Cardones	Riesgo de Apagón Total	Contingencia extrema
500 kV Nueva Cardones – Nueva Maitencillo	Riesgo de Apagón Total	Contingencia extrema
500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar	Riesgo de Apagón Total	Contingencia extrema
500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico	Riesgo de Apagón Total	Contingencia extrema

Finalmente, y en caso de que encontrase una nueva contingencia que califique como crítica o extrema, el diseño conceptual del plan de defensa que permita hacer frente a esta falla partirá de la base de utilizar al máximo los recursos adicionales de control de contingencia de los Planes de Defensa existentes y de ser necesario modificar lo menos posible el Plan de Defensa de la Zona Norte. En caso de que lo anterior no resulte para controlar los efectos de la falla, se deberá diseñar un nuevo plan que permita separar el SEN en islas eléctricas estables.

EDAC, EDAG y ERAG

Se considerarán los EDAC por Contingencia extrema de los siguientes planes:

- a) PDCC Fase 1: Falla Línea Quillota-Polpaico 2x220 kV.
- b) PDCC Fase 3: Falla línea Quillota-San Luis 2x220 kV.
- c) PDCE Zona Norte.

Además, se considerarán los EDAG por Contingencia específica de los siguientes planes:

- a) PDCC Fase 1: Falla Línea Quillota-Polpaico 2x220 kV.
- b) Automatismo transitorio de EDAG en la Zona Norte.
- c) EDAG del Centro Sur del SEN (en etapa de implementación)

Sin perjuicio de lo anterior, en el caso de encontrar contingencias que requieran un PDCE, para efecto del diseño conceptual del mismo, se tendrá en consideración los EDAC y EDAG que el Coordinador tenga proyectada su implementación.

Automatismo transitorio de EDAG en la Zona Norte

Actualmente está en proceso de implementación, a la espera de la implementación definitiva del EDAGxCEX asociado al PDCE de la Zona Norte, un automatismo que operará de manera transitoria con el objetivo de mejorar la resiliencia del SEN frente a contingencias que separen al SEN en dos islas eléctricas. Como se verá más adelante, este EDAG transitorio propuesto para el Norte Grande actuará en escenarios de altas transferencias Norte→Sur y cuando se produzca la separación del SEN en dos islas (ver tablas de resultados para el PDCE Polpaico-Lo Aguirre).

Este automatismo considera un grupo de generadores que dispondrán de una protección de sobrefrecuencia, tal como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 4-5 EDAG de la Zona Norte.

Escalón		Unidad	Potencia Máxima [MW]	Monto Escalón [MW]
I	51.3 Hz	Cerro Dominador PV	100.0	282.9
		FV Bolero	130.2	
		Jama I y II	52.7	
II	51.4 Hz	Huatacondo	103.0	223.8
		María Elena	68.0	
		Uribe Solar	52.8	

Escalón		Unidad	Potencia Máxima [MW]	Monto Escalón [MW]
III	51.5 Hz	NT01	139.5	406.5
		ANG1	267.0	
IV	51.6 Hz	NT01	141.0	412.0
		ANG1	271.0	
V	51.8 Hz	IEM	375	375.0
TOTAL				1700.2

Automatismo EDAG en la Zona Centro – Sur

Este esquema que está en proceso de implementación tiene como objetivo el mejorar la resiliencia del SEN frente a contingencias que producto de ella misma o por acción estabilizante del PDCE de la Zona Norte separe al SEN en islas eléctricas asíncronas, esto para condiciones de transferencias en sentido Sur – Norte por el sistema de 500 kV entre S/E Los Changos y S/E Polpaico 500 kV. En estas condiciones una falla de severidad 6 en este sistema deriva en que el subsistema Centro – Sur presente una evolución de sobrefrecuencia.

El esquema se basa en la utilización de los recursos de EDAG de Charrúa, el cual monitorea un amplio conjunto de unidades y bloques de generación de la zona sur del sistema. Para ello, se plantea la activación de escalones de cortes de generación habilitados por relés de frecuencia, los cuales desconecten un monto de potencia prefijado mediante la desvinculación de una combinación de máquinas preseleccionadas. Estos escalones se encuentran definidos en tres umbrales absolutos de frecuencia con actuación instantánea y desconexión de 500MW en cada uno, más un escalón absoluto con actuación temporizada en 4seg desvinculando un total de 400MW, lo que se describe en la siguiente tabla.

Tabla 4-6 Escalones de EDAG en la Zona Centro – Sur.

Escalón	Frecuencia [Hz]	Potencia Objetivo [MW]
I	51.4	500
II	51.6	500
III	51.8	500
IV	51.5 @4seg	400

Las unidades y bloques de generación involucrados en el esquema, el cual está aún en fase de definiciones e implementación, y su orden de prioridad se presentan en la siguiente Tabla, la cual para efectos de esta versión del estudio es solo referencial.

Tabla 4-7 Bloques de generación y prioridad de EDAG en la Zona Centro – Sur.

Prioridad	Bloque	P nominal [MW]
1	Abanico	90
	Rucúe	379
	Pangue	460
2	Ralco	688
	Antuco U1	152
	Antuco U2	152
	El Toro U1	110
	El Toro U2	110
	El Toro U3	110
	El Toro U4	110
	Yungay	194
3	Los Pinos	111
	Santa Lidia	120
	Santa María	398

4.3.5. Estándares de Recuperación dinámica

Los principales estándares de recuperación dinámica se encuentran en el Capítulo 5 de la NTSyCS y son los siguientes:

Régimen Permanente tras una Contingencia Extrema (Art. 5-33)

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

Máximas variaciones de tensión transitorias (Art. 5-34)

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.

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.

Exigencias de frecuencia (Art. 5-36)

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

Margen de Estabilidad Sincrónica

Para las contingencias y severidades especificadas en el Artículo 5-32, la GO determinará el Límite por Estabilidad Transitoria para los Elementos Serie del ST considerados críticos, para las configuraciones de demanda y generación más desfavorables, para lo cual se considerará como margen de seguridad adecuado verificar que la excursión del ángulo del rotor en la primera oscilación de la máquina más exigida no supere los 120° eléctricos medidos respecto del eje inercial del sistema, y siempre que se verifique el cumplimiento de los estándares de recuperación dinámica definidos desde el Artículo 5-34 al 5-39.

5. RESULTADOS

5.1. Determinación contingencias críticas y extremas

De un análisis de la operación del SEN, se determinó que una contingencia de severidad 6 que podría ser extrema es la falla de la línea Polpaico-Lo Aguirre 2x500 kV, debido a que un 15% del tiempo se opera por sobre los 1000 MW en el sentido norte-sur (puede ser incluso mayor al 40% del tiempo si solo se considera las horas de mayor radiación solar, o sea de 10 am a 17 pm), tal como se puede apreciar en la Figura 5-1. En caso de que este flujo de potencia se vea interrumpido de manera súbita, este se redistribuirá por sistemas de menor tensión (220kV y 110 kV), lo que podría provocar sobrecargas y una desconexión en cascada de elementos que eventualmente harían colapsar el sistema completo.

Debido a lo anterior, se analizará la falla de severidad 6 de la Polpaico-Lo Aguirre 2x500 kV con la metodología propuesta en el punto 4.1.2.

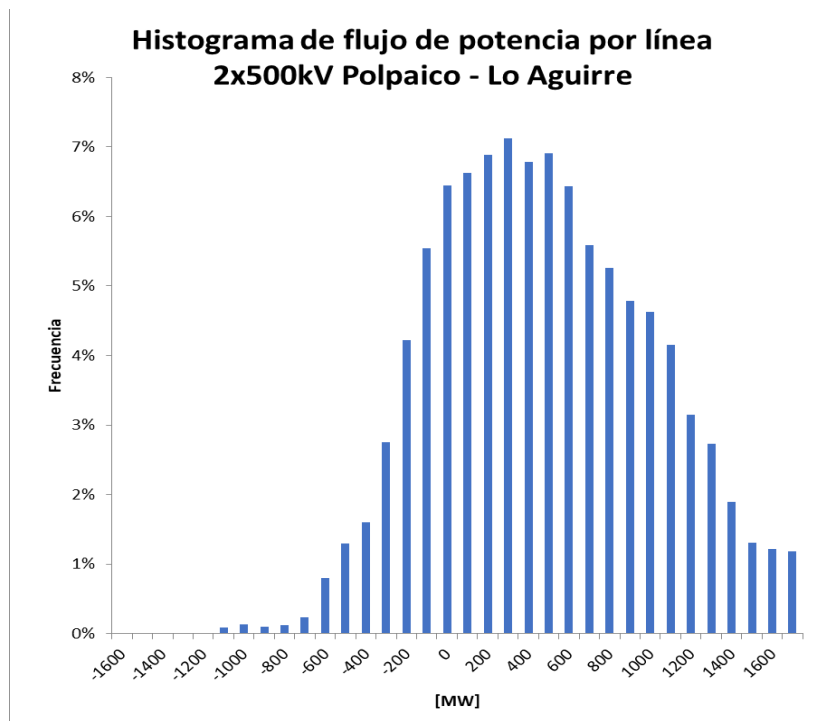


Figura 5-1 Histograma del flujo de potencia por el corredor de 500 kV Polpaico- Lo Aguirre desde septiembre de 2019 a septiembre de 2020

Además de lo anterior, y dado que las condiciones operativas y topológicas del sistema no han sufrido cambios relevantes, se verificará que sigan siendo válidos los planes de defensa diseñados para las fallas de severidad 6 de las líneas de 500 kV entre S/E Changos hasta S/E Polpaico y las líneas Quillota-Polpaico 2x220kV y San Luis-Quillota 2x220kV utilizando la metodología propuesta en el numeral 4.1.3.

5.2. Nuevo PDCE Polpaico – Lo Aguirre 2x500 kV

5.2.1. Análisis Estático

El sistema de transmisión que se encuentra en paralelo a la línea Polpaico-Lo Aguirre 2x500 kV, consiste en un sistema de 220kV que va desde la S/E Polpaico hacia las SS/EE Cerro Navia y El Salto y un sistema de 110 kV que se conecta con el sistema zonal de la V región a través del corredor Cerro Navia-Las Vegas.

En vista de lo anterior, y dado que la línea Polpaico-Lo Aguirre 2x500 kV hoy en día y en el futuro cercano tiene flujos de potencia altos en el sentido norte-sur debido a la gran presencia de energía renovable en el la zona norte del SEN, la pérdida simultánea de los dos circuitos de línea produce una redistribución de los flujos de potencia por los sistemas de menor tensión, sin producir la separación de la zona al norte de la S/E Polpaico con el resto del SEN, y que amerita los siguientes análisis:

- Detección de sobrecarga inadmisibles en los enlaces de menor tensión producto de la redistribución de los flujos, que pudiesen provocar la actuación de protecciones en elementos del sistema de transmisión dejándolo en una condición más debilitada y con el potencial riesgo de salida en cadena de otros elementos del sistema eléctrico, y
- Detección de condiciones de inestabilidad angular y/o de tensión producto de dicha redistribución, que ocasionan la pérdida de sincronismo entre áreas del sistema, cuando las transferencias por la línea previa a la falla sean altas.

En las siguientes tablas se presentan los niveles de carga (en %) en los vínculos paralelos, de 220kV y 110 kV, a la línea Polpaico-Lo Aguirre 2x500 kV, en todos los escenarios bajo estudio. Sobre cada transformador y tramo de línea, se verifica si el flujo de potencia post contingencia queda dentro de los rangos normales, se producen sobrecargas leves o sobrecargas altas con el consiguiente riesgo de inestabilidad angular y/o de tensión o incluso desconexión por la acción de alguna protección de sobrecorriente.

Tabla 5-1 Cargas de los elementos de transmisión paralelos a la línea Polpaico-Lo Aguirre cuando ocurre una falla de severidad 6 en ella para un escenario de demanda alta en marzo de 2021 tanto en hidrología seca como media

Escenario	Transferencia pre-contingencia por Polpaico-Lo Aguirre 2x500 Kv [MW]	Polpaico-Lampa C1/C2 2x220 kV [%]	Polpaico-El Salto C1/C2 2x220 kV [%]	Cerro Navia-Las Vegas C1/C2 2x110 kV [%]	ATR 1 y 2 Polpaico 500/220 kV [%]	Desfasadores 1 y 2 Cerro Navia 220/220 kV [%]	ATR 2 y 3 Cerro Navia 220/110 kV [%]
E3_HM	1000	123	47	35	103	119	75
E3_HM	1100	135	49	38	111	131	75

Escenario	Transferencia pre-contingencia por Polpaico-Lo Aguirre 2x500 Kv [MW]	Polpaico-Lampa C1/C2 2x220 kV [%]	Polpaico-El Salto C1/C2 2x220 kV [%]	Cerro Navia-Las Vegas C1/C2 2x110 kV [%]	ATR 1 y 2 Polpaico 500/220 kV [%]	Desfasadores 1 y 2 Cerro Navia 220/220 kV [%]	ATR 2 y 3 Cerro Navia 220/110 kV [%]
E3_HM	1200	145	52	40	118	140	74
E3_HM	1300	161	56	45	122	156	72
E3_HM	1400	176	59	49	122	171	70
E3_HM	1500	193	63	54	122	187	70
E3_HM	1600	212	67	60	123	205	70
E3_HS	1000	121	45	24	118	117	72
E3_HS	1100	139	48	29	129	135	74
E3_HS	1200	151	51	31	127	146	71
E3_HS	1300	168	54	36	125	163	71
E3_HS	1400	183	57	40	125	178	70
E3_HS	1500	201	61	46	127	195	69
E3_HS	1600	219	64	52	129	212	69

Tabla 5-2 Cargas de los elementos de transmisión paralelos a la línea Polpaico-Lo Aguirre cuando ocurre una falla de severidad 6 en ella para un escenario de demanda baja en enero de 2021 tanto en hidrología seca como media

Escenario	Transferencia pre-contingencia por Polpaico-Lo Aguirre 2x500 Kv [MW]	Polpaico-Lampa C1/C2 2x220 kV [%]	Polpaico-El Salto C1/C2 2x220 kV [%]	Cerro Navia-Las Vegas C1/C2 2x110 kV [%]	ATR 1 y 2 Polpaico 500/220 kV [%]	Desfasadores 1 y 2 Cerro Navia 220/220 kV [%]	ATR 2 y 3 Cerro Navia 220/110 kV [%]
E6_HM	1000	91	28	28	114	82	30
E6_HM	1100	102	30	31	122	92	29
E6_HM	1200	111	32	32	129	101	29
E6_HM	1300	128	35	36	142	118	31
E6_HM	1400	149	39	30	146	137	33
E6_HM	1500	163	42	35	145	151	31
E6_HM	1600	181	45	43	146	168	30
E6_HS	1000	96	29	24	108	87	27
E6_HS	1100	111	32	28	119	101	28
E6_HS	1200	121	33	31	127	111	29
E6_HS	1300	140	37	37	141	129	30
E6_HS	>1400	-	-	-	-	-	-

Tabla 5-3 Cargas de los elementos de transmisión paralelos a la línea Polpaico-Lo Aguirre cuando ocurre una falla de severidad 6 en ella para un escenario de demanda alta en enero y diciembre de 2021 tanto en hidrología seca como media

Escenario	Transferencia pre-contingencia por Polpaico-Lo Aguirre 2x500 Kv [MW]	Polpaico-Lampa C1/C2 2x220 kV [%]	Polpaico-El Salto C1/C2 2x220 kV [%]	Cerro Navia-Las Vegas C1/C2 2x110 kV [%]	ATR 1 y 2 Polpaico 500/220 kV [%]	Desfasadores 1 y 2 Cerro Navia 220/220 kV [%]	ATR 2 y 3 Cerro Navia 220/110 kV [%]
E2_HM	1000	116	41	33	113	112	60
E2_HM	1100	128	43	35	122	123	60
E2_HM	1200	144	46	42	120	139	59
E2_HM	1300	158	49	46	120	153	58
E2_HM	1400	173	52	51	122	168	58
E2_HM	1500	192	56	57	123	186	58
E2_HM	1600	208	59	62	124	202	58
E5_HM	1000	111	43	23	119	107	70
E5_HM	1100	125	45	28	120	121	69
E5_HM	1200	139	48	33	122	135	68
E5_HM	1300	146	52	38	122	142	65
E5_HM	1400	162	55	43	123	157	65
E5_HM	1500	180	59	49	124	174	65
E5_HM	1600	195	62	55	124	189	65

De los resultados presentados, se desprende que:

1. Una contingencia de severidad 6 en la línea Polpaico – Lo Aguirre 2x500 kV provoca una redistribución de flujos de potencia en el sistema en paralelo de 220 y 110 kV desigual y muy dependiente del nivel de demanda en el SEN, dado el grado de enmallamiento que presentan entre sí y con el resto del sistema. Asimismo, se hace notar que, pequeñas variaciones en los despachos de generación provocan cambios en la distribución de flujos que son difíciles de prever.
2. En la mayoría de los escenarios analizados, exceptuando los escenarios de demanda baja de enero del año 2021, se detectaron importantes niveles de sobrecargas en el sistema en paralelo, particularmente en la línea Polpaico-Lampa 2x220 kV, en los transformadores Desfasadores 1 y 2 220/220 kV de la subestación Cerro Navia y los ATR 1 y 2 500/220 kV de la subestación Polpaico.

3. Caso particular resultaron en los escenarios de demanda baja de enero del año 2021 (E6), en los cuales, debido fenómenos de baja tensión e insuficiencia de potencia reactiva para el control de tensión, se hizo más complicada la convergencia de los flujos de potencia en los análisis estáticos. En efecto, en el caso de la hidrología seca, el flujo de potencia no logró determinarse, dado que el programa arrojó un error de convergencia.
4. Los altos niveles de sobrecarga obtenidas en los transformadores ATR1 y ATR2 de la subestación Polpaico y los transformadores Desfasadores 1 y 2 de la subestación Cerro Navia, provocarían la actuación de los sistemas de protecciones asociados a estos elementos. En el caso de las protecciones de los transformadores, en los ATR 1 y 2 Polpaico 500/220 kV existe una protección de sobrecorriente de tiempo definido que opera a los 2,4 s con un ajuste de pickup de 120% de la carga nominal (900 MVA aprox.). En el caso de los Desfasadores 1 y 2 Cerro Navia 220/220 kV existe una protección de sobrecorriente de tiempo definido que opera a los 3 s y un pickup de 108% de la carga nominal (379,6 MVA aproximadamente).
5. En el análisis estático se simularon las contingencias simultáneas, de severidad 6 en la línea Polpaico – Lo Aguirre 2x500 kV y la salida de servicio de los transformadores Desfasadores de la subestación Cerro Navia por la actuación de las protecciones de sobrecorriente, no lográndose la convergencia en ninguno de los escenarios analizados
6. Debido a lo anterior es que, el automatismo asociado al PDC debiera operar cuando los niveles de transferencia de potencia por la línea Polpaico-Lo Aguirre 2x500 kV provocan una sobrecarga en los Desfasadores 1 y 2 Cerro Navia 220/220 kV ya que este es el ajuste más restrictivo. El umbral para el cual debe activarse el PDC deberá respetar los márgenes de seguridad adecuados.
7. En los análisis en el dominio temporal se determinan estos umbrales y, además, se indican las transferencias a partir de las cuales los automatismos no serán eficaces para estabilizar el sistema en su conjunto o a alguna de las islas eléctricas que se produzcan tras el accionamiento del automatismo.

5.2.2. Análisis dinámico

En el presente apartado se analiza dinámicamente, es decir, en el dominio temporal el impacto de la contingencia de severidad 6 de la línea Polpaico-Lo Aguirre 2x500 kV, para condiciones y escenarios exigentes.

El objetivo del análisis es identificar aquellos escenarios con transferencias que tienen una evolución estable, cumpliendo con los criterios normativos y así determinar los umbrales de potencia activa precontingencia por el tramo Polpaico-Lo Aguirre para el cual sin esquemas de defensa se pierde la estabilidad, solo usando los ajustes actuales de los recursos disponibles, tales como los esquemas de desconexión automática de carga (EDAC) y de generación (EDAG) y los relés de protección de sobre/subfrecuencia de las unidades generadores. También se usarán, como parte de este análisis, los recursos propuestos para el Plan de Defensa de la Zona Norte.

Como se apreció del análisis estático, la contingencia de severidad 6 en la línea Polpaico-Lo Aguirre 2x500 kV produce una redistribución de los flujos por el sistema de 220kV entre las SS/EE Polpaico, Cerro Navia y el Salto, además del sistema de 110 kV en menor medida. En la mayoría de los casos, esta redistribución provoca altos niveles de sobrecarga en algunos elementos del sistema eléctrico y en los escenarios de demanda baja se producen errores de convergencia.

Por esta razón es que se analiza primero la respuesta libre del sistema para los escenarios de demanda baja, ya que esto nos permitirá determinar si existe un tiempo crítico de actuación del Plan de Defensa Contra Contingencias para así determinar el recurso de estabilización que sea más rápido en lograr la acción de estabilización y aislar eléctricamente el sistema en islas.

A continuación, se muestra el comportamiento de la tensión en la S/E Polpaico 500 kV, en ellas se observa que luego de ocurrida la contingencia, la tensión baja de 0.7 (p.u) para los casos con transferencias precontingencia de la línea Polpaico-Lo Aguirre 2x500 kV mayores a 1100 MW. El tiempo más acotado donde la tensión en la S/E Polpaico 500 kV cruza el umbral es de 245 ms luego de la doble apertura de la línea Polpaico-Lo Aguirre 2x500 kV, esto para un nivel de transferencia de hasta 1663 MW (límite determinado por criterio N-1 en el documento [4]).

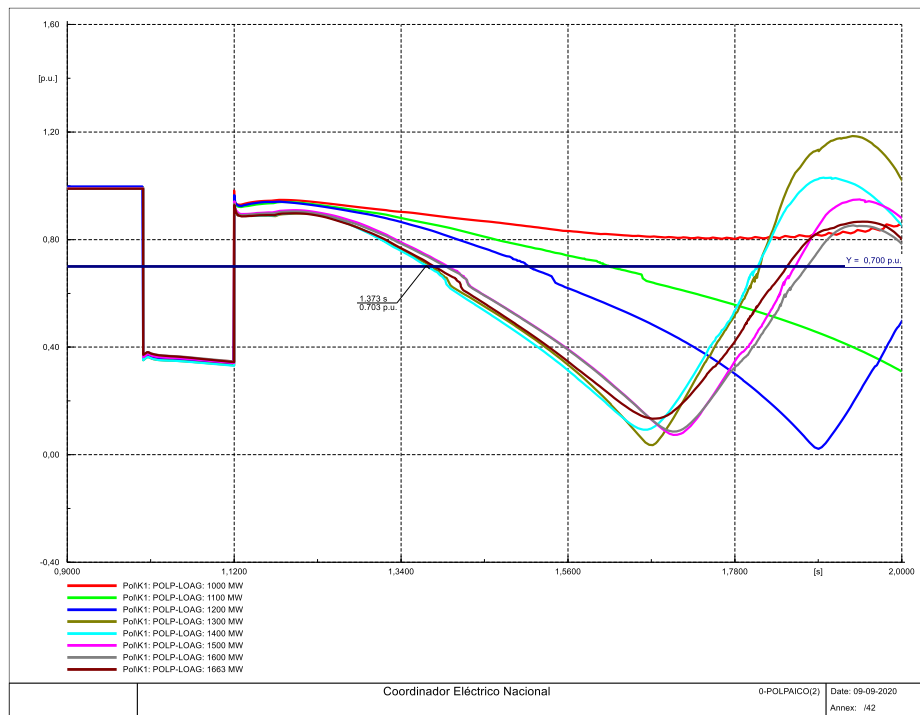


Figura 5-2 Tensión en la barra de 500 kV de S/E Polpaico en un escenario de demanda baja para hidrología media en enero de 2021

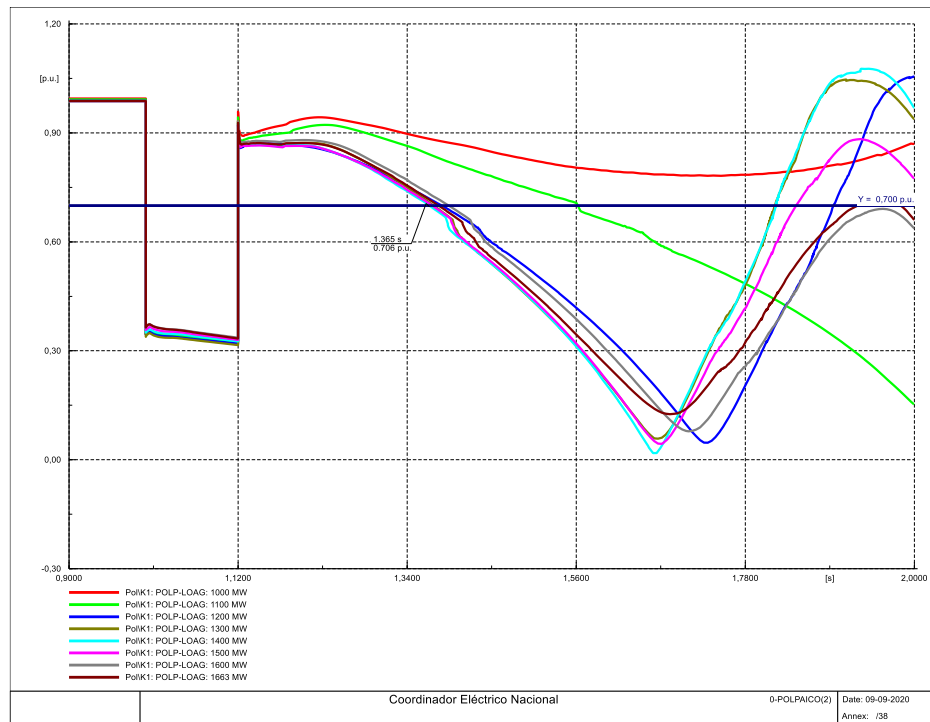


Figura 5-3 Tensión en la barra de 500 kV de S/E Polpaico en un escenario de demanda baja para hidrología seca en enero de 2021

Debido a lo acotado del tiempo crítico (aprox. 245 ms) se estima que el Plan de Defensa Contra Contingencia debe abrir el sistema en el punto lo más cercano posible y que involucre la menor cantidad de instalaciones. Dado lo enmallado del sistema en paralelo, esto solo se lograría separando el sistema mediante los interruptores de la línea Nueva Pan de Azúcar-Polpaico 2x500kV y los interruptores en 220 kV en Pan de Azúcar de la línea Pan de Azúcar – Don Goyo 2x220 kV. La alternativa anterior además cuenta con la ventaja de que es cercana a la contingencia y además se pueden emplear recursos (equipamiento y enlaces de comunicación) del PDCE de la Zona Norte.

En los casos de demanda alta, en la Figura 5-4 se aprecia que para transferencia de 1000 MW por el corredor en análisis el sistema queda estable hasta que operan las protecciones de los desfases de S/E Cerro Navia, momento en el cual el sistema se torna inestable desde el punto de vista oscilatorio o colapsa desde el punto vista de tensión. Así, el tiempo crítico para separar el sistema lo marca el escenario de demanda baja del sistema, aunque en todos los casos es necesario tomar medidas de estabilización para evitar el colapso del sistema.

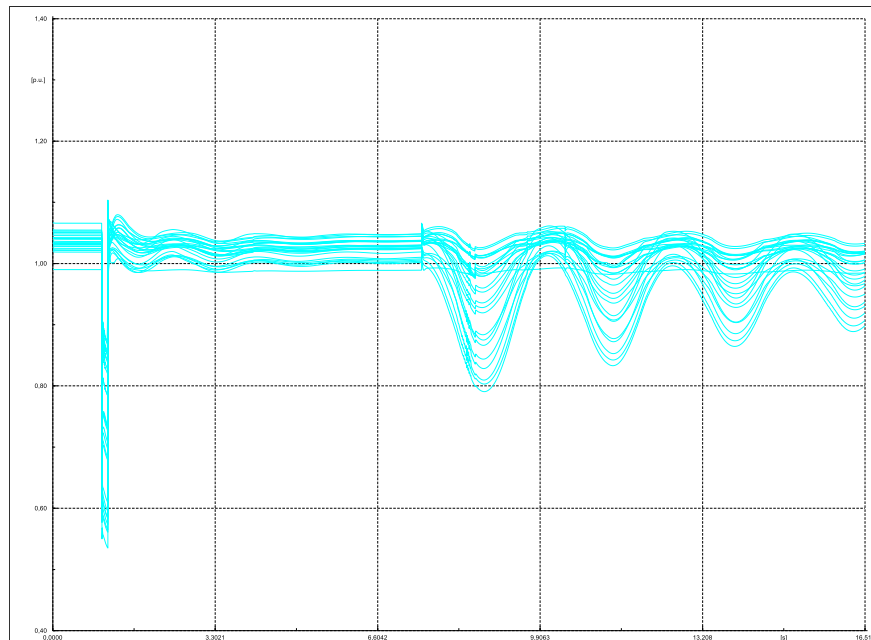


Figura 5-4 Tensión en las barras del SEN en los escenarios de demanda alta analizados para marzo 2021

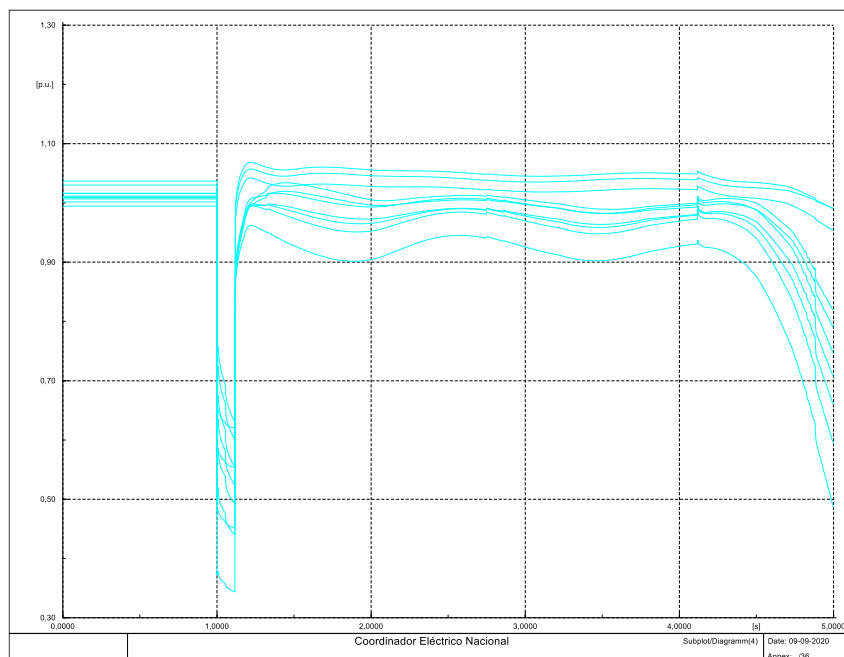


Figura 5-5 Tensión en las barras del SEN en los escenarios de demanda alta analizados para diciembre 2021

El SEN es capaz de tolerar la ocurrencia de una falla de severidad 6 en el tramo Polpaico – Lo Aguirre 2x500 kV con transferencias Norte → Sur por debajo de los 1000MW, cumpliendo con los estándares de recuperación dinámica de la NTSyCS; todas las variables sistémicas se encuentran dentro de los criterios de evaluación, no observando riesgo de pérdida de sincronismo de unidades de generación al mismo tiempo que la evolución de las tensiones en los nodos del sistema se encuentran dentro de los márgenes de estabilidad. A su vez, bajo estas condiciones el flujo se redistribuye sin presencia de sobrecargas en los vínculos en paralelo que puedan resultar peligrosas o inmanejables para el sistema.

Se puede inferir de los análisis anteriormente presentados que, para la contingencia de severidad 6 en la línea Polpaico – Lo Aguirre, en condiciones de transferencias de potencia previa a la contingencia por sobre los 1000 MW, comienzan a aparecer sobrecargas en algunos elementos del sistema de transmisión paralelo. Estos niveles de sobrecarga comienzan a elevarse en la medida que las transferencias de potencia por el enlace Polpaico – Lo Aguirre comienzan a incrementarse, tornándose en los casos más exigentes en sobrecargas inadmisibles que podrían hacer operar las protecciones eléctricas de algunos elementos del sistema, dejando aún más vulnerable al SEN, con el riesgo latente de la actuación secuencial y descontrolada de otros elementos de protección.

5.2.3. Definición de automatismo, recursos adicionales y verificación del PDCE

Recurso “Control de Estabilidad”

Tal como se observa en el análisis dinámico, la falla de severidad 6 Polpaico-Lo Aguirre 2x500 kV resulta crítica por los tiempos involucrados entre el despeje de la falla y el punto de colapso sistémico cuando se alcanzan niveles de tensión inadmisibles, inferiores a 0.7pu en el nodo de Polpaico. Así mismo, fueron registradas sobrecargas en los transformadores desfasadores de 220kV en la S/E Cerro Navia que provocarían la desconexión de estos por la operación de las protecciones de sobrecorriente.

Las acciones que permiten mantener en servicio la mayor parte del sistema y evitan un desmembramiento descontrolado y en cascada de este, se focalizan en iniciar una apertura selectiva de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 2x500 kV (y la apertura de los interruptores en S/E Pan de Azúcar de la línea 2x220 Pan de Azúcar-Don Goyo) para así separar el sistema en dos áreas asincrónicas. Luego de la separación en dos subsistemas, y dependiendo de los montos de transferencias previos a la falla, la inercia y la demanda de ambos subsistemas, actuarán los recursos enunciados en los apartados anteriores, mediante la desconexión de carga y/o generación que permitan estabilizar la frecuencia.

A su vez, el desprendimiento carga (requerido para estabilizar la frecuencia), como así también el rechazo de carga, provocan elevaciones en los niveles de tensión en las barras del sistema. Estas problemáticas se acentúan ante condiciones de alta transferencia (en ambos sentidos).

Para el esquema se definen, tres lógicas a ser implementadas:

- Condición de armado del automatismo: la primera lógica estará encargada de identificar la necesidad o no de tomar acciones automáticas sobre elementos del sistema de transmisión: flujo de carga y sentido de potencia,
- Detección de la contingencia: consiste en una lógica encargada de detectar la contingencia de severidad 6 (pudiendo ser incluso una apertura sin falla) del tramo bajo estudio,
- Acciones estabilizantes: la tercera lógica emitirá las siguientes señales:
 - Apertura controlada del sistema, abriendo interruptores estratégicamente seleccionados ya sean del sistema de 500kV como de los sistemas de transmisión adyacentes de menor tensión (220kV y/o 110kV).
 - Puenteo de los CCSS
 - Aceleración de los tiempos de protección de sobretensión en Reactores Shunt del sistema de 500kV

- Aceleración de los tiempos de protección de sobretensión de la línea Los Changos – Kimal 2x500kV
- Desconexión de capacitores Shunt

Lógica 1 «armado de automatismo»

El esquema estará censando de manera continua los montos de potencia circulantes por el tramo bajo estudio como así también el sentido del flujo de potencia, y emitirá una señal de armado del automatismo si se superan los umbrales NORTE→SUR. Es decir, el automatismo estará armado o “en espera” dependiendo del flujo pre-falla. La medición se realiza sobre el extremo norte de la línea del tramo bajo estudio:

Superado el umbral correspondiente, a partir del cual es requerida la actuación del esquema (apertura del sistema), se espera la habilitación por parte de la siguiente lógica la cual se encarga de detectar la contingencia de severidad 6. Esta señal de habilitación es censada y emitida al control de PDCE en tiempo real; la información corresponde a valores previos a la falla.

Lógica 2 «detección de falla/apertura»

Esta lógica está encargada de determinar la apertura del doble circuito del enlace de 500kV, sea ésta por una falla de severidad 6 o apertura errónea manual de los interruptores, sin falla. Para ello, deberán ser monitoreados los flujos de potencia por el enlace de 500kV, y el estado de los interruptores en ambos extremos de la línea; la posición abierta de los interruptores y la detección de corriente cero por ambos circuitos (o salto de corriente), lo que permitirá identificar la condición enlace abierto.

Cabe destacar que la apertura de los circuitos puede producirse tanto por actuación de las protecciones ante una falla del tipo cortocircuito, como por apertura manual errónea. A su vez, esta lógica deberá contemplar la condición de un circuito abierto (por mantenimiento) y apertura del segundo circuito.

Es importante contemplar cualquier estado factible de la línea;

- Línea en servicio completa
- Línea con un circuito fuera de servicio, ambos extremos abiertos
- Línea con un circuito fuera de servicio, un extremo abierto

La condición de extremo abierto deberá contemplar la configuración topológica de la subestación, y el estado previo de la misma. Se destaca que:

- La barra de Lo Aguirre 500kV es del tipo interruptor y medio por lo que la condición de línea abierta puede darse por distintos posibles estados de interruptores abiertos.

- Para la detección de línea/extremo abierto se deberá tener en cuenta que la línea tiene un reactor por lo que podría existir circulación de corriente de un extremo estando abierto el extremo opuesto; la detección de apertura debe ser local, con la corriente en cada lado.
- Deberá contemplarse en la lógica, el estado de toda la rama asociada al paño de la línea (seccionadores e interruptores), y de cada uno de los circuitos.
- También se debe considerar la condición de circuito fuera de servicio (por ejemplo, por mantenimiento) y apertura por falla o manual-errónea del circuito paralelo.

Lógica 3 «apertura de los sistemas»

Luego, con el esquema armado (en condición de actuación) y determinada la apertura de ambos circuitos del enlace de 500kV, se activa la lógica de apertura del sistema de transmisión. Esta lógica actúa sobre interruptores estratégicamente seleccionados los cuales dependen del tramo en falla, al mismo tiempo que se envían señales adicionales al sistema cuando así se requiere:

- Señal de puenteo de los capacitores serie
- Señal de habilitación de relés de sobretensión

La orden de apertura debe enviarse a los interruptores previamente definidos, sin retardos de tiempo intencionales, extras a los tiempos de medición, procesamiento y transmisión de señales y apertura de interruptores. En los siguientes apartados se indican los puntos en los que se deberán abrir los sistemas, y las acciones adicionales que deberán tomarse en cada caso.

Como se determinará a continuación, los tiempos mínimos asegurados por la ingeniería del plan de defensa (comprendiendo detección de la falla, procesamiento de la información, retardos en las comunicaciones, envío de la señal de disparo y apertura de los interruptores entre otros), resulta del orden de los 230 ms.

Recursos y esquemas por tramo

Para el tramo de doble circuito en 500kV, entre las SS/EE Polpaico – Lo Aguirre, dada la condición topológica de la red, es factible la desvinculación de los sistemas mediante la apertura de los interruptores de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 2x500kV, en el extremo Polpaico (posterior envío de interdisparo a los interruptores del extremo de Nueva Pan de Azúcar) y de la línea Pan de Azúcar – Don Goyo 2x220kV extremo Pan de Azúcar.

El tiempo crítico se determinó en 230 ms luego del despeje de la falla, para la condición de transferencia más exigente por el tramo Polpaico-Lo Aguirre 2x550 kV que es de 1663MW en el sentido NORTE→SUR. Por lo tanto, para las simulaciones realizadas en el presente estudio se adopta un tiempo de apertura de los sistemas de 230 ms.

A continuación, se presenta el resumen de las lógicas de activación del PDCE, tramo Polpaico-Lo Aguirre 2x550 kV:

Armado del automatismo: el umbral a partir del cual se deberá activar el esquema es de 1000 MW.

Detección de la falla: la detección de apertura doble debe realizarse en ambos extremos de la línea Polpaico – Lo Aguirre 2x500 kV.

Acciones estabilizantes: estando el esquema en condiciones de actuación y habiendo recibido la señal de detección de apertura del doble vínculo se deberá producir la siguiente acción.

- Apertura de línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 2x500kV (ambos circuitos en ambos extremos). La apertura de Polpaico será local, lo que asegura la rápida desvinculación (<200mseg), en tanto que el retardo para llegar al lado Nueva Pan de Azúcar 500 kV y Pan de Azúcar 220 kV no es crítico (<1000ms) y es necesario para aislar efectivamente el sistema en dos islas y controlar la sobretensión post-contingencia.

- Acciones para el control de la tensión posterior (habilitación de escalón rápido en relés de sobretensión):

- Reactor 175MVar S/E Nueva Cardones
- Reactores del STATCOM de la S/E Nueva Pan de Azúcar 500kV
- Reactor 175MVar S/E Los Changos
- Línea Los Changos – Kimal 2x500kV (ambos circuitos y ambos extremos)

Luego de simular esta acción estabilizante en todos los escenarios estudiados, se llegan a los siguientes resultados, los cuales se resumen en la Tabla 5-4 y en las gráficas Figura 5-6 a la Figura 5-11.

Tabla 5-4 Resumen resultados simulaciones dinámicas del recurso estabilizante de la falla de severidad 6 de la línea Polpaico-Lo Aguirre 2x500 kV para todos los escenarios analizados.

Escenario	Condición Pre Contingencia			Condición Post Contingencia Isla Norte				Condición Post Contingencia Isla Centro-Sur			
	Polp-LoAgui [MW]	Desf. Cnavia [MW]	NPAz-Polp [MW]	Frecuencia Máx [Hz]	EDAC [MW]	EDAG [MW]	Evolución	Frecuencia Min [Hz]	EDAC [MW]	EDAG [MW]	Evolución
E3-Mar2021_HM_DA	1000	2 x 92	1550	51,6	0	1075	Estable (sobrefrecuencia->protecciones ERV-> subfrecuencia)	48,26	1206	0	Estable (48.0 Hz < f < 48.3 Hz por un tiempo entre 4-10 segundos)
	1200	2 x 101	1753	51,6				48,27	1498		
	1300	2 x 112	1825	51,6				48,29	1498		
	1400	2 x 131	1838	51,6			Estable (sobrefrecuencia->protecciones ERV-> subfrecuencia; excursión angular >120°)	48,1	1476		
	1500	2 x 148	1832	51,6				48,06	1438		
	1600	2 x 167	1843	51,6				47,7	1454		
	1660	2 x 181	1822	51,7			47,7	1331	Inestable (f < 48 Hz actúan protecciones de S11_TV y Neh2 TG y TV). Ajustes t = 0.1s SI2 TV, t=3s Neh2		
E3-Mar2021_HS_DA	1000	2 x 80	1746	51,6	0	1075	Estable (sobrefrecuencia->protecciones ERV-> subfrecuencia)	48,29	1480	0	Estable
	1100	2 x 84	1867	51,6				48,21	1546		Estable (48.0 Hz < f < 48.3 Hz por un tiempo entre 4-7 segundos)
	1200	2 x 102	1878	51,6				48,18	1513		
	1300	2 x 125	1845	51,6			Estable (sobrefrecuencia->protecciones ERV-> subfrecuencia; excursión angular > 120°)	48,18	1666		
	1400	2 x 143	1855	51,6				48,18	1494		
	1500	2 X 161	1866	51,6				48,15	1524		
	1600	2 x 179	1877	51,7				48,1	1490		
	1660	2 x 190	1883	51,7				48,1	1459		
E2-Ene 2021_HM_DA	1000	2 x 61	1679	51,82	0	1370	Estable (sobrefrecuencia->protecciones ERV-> EDAG NG -> festab > 50 Hz)	48,26	1597	0	Estable (f < 48.3 Hz por un tiempo entre 1 y 2.5 segundos - > festab > 49.3 Hz)
	1100	2 x 65	1791	52			Estable (sobrefrecuencia-> EDAG NG -> festab > 50 Hz)	48,27	1748		
	1200	2 x 86	1771	51,9			Estable (sobrefrecuencia->protecciones ERV-> EDAG NG -> f estab > 50 Hz)	48,29	1669		
	1300	2 x 102	1781	51,9				48,28	1647		
	1400	2 x 120	1798	51,97			Estable (sobrefrecuencia-> EDAG NG -> festab > 50 Hz)		1722		
	1500	2 x 139	1810					48,25	1637		
	1600	2 x 156	1829					48,28	1685		
	1660	2 x 167	1836					48,34	1600		Estable (fmin > 48.3 Hz - > festab > 49.3 Hz)

Escenario	Condición Pre Contingencia			Condición Post Contingencia Isla Norte				Condición Post Contingencia Isla Centro-Sur					
	Polp-LoAgui [MW]	Desf. Cnavia [MW]	NPAz-Polp [MW]	Frecuencia Máx [Hz]	EDAC [MW]	EDAG [MW]	Evolución	Frecuencia Min [Hz]	EDAC [MW]	EDAG [MW]	Evolución		
E5-Dic 2021_HM_DA	1000	2 x 35	1762	51,90	0	1302	Estable (sobrefrecuencia->protecciones ERV-> EDAG NG -> festab > 50 Hz)	48,42	1335	0	Estable (fmin > 48.3)		
	1100	2 x 52	1773					48,41	1310				
	1200	2 x 67	1805					48,41	1267				
	1300	2 x 58	1814					48,36	1323				
	1400	2 x 77	1824					48,38	1303				
	1500	2 x 97	1836					48,38	1284				
	1600	2 x 114	1846	48,31				1226					
	1660	2 x 124	1868	51,92				48,32	1213				
E6-Ene 2021_HS_DB	1000	2 x 23	1600	51,6	0	1082	Estable (sobrefrecuencia->protecciones ERV -> festab > 50 Hz)	47	1009	0	Inestable (f < 48 Hz por varios segundos)		
	1100	2 x 18	1730	51,7		820		46,81	1094		Estable (fmin > 48.3)		
	1100	2 x 69	1100	51,5				48,41	656				
	1200	2 x 86	1800	51,8				46,61	1125			Inestable (f < 48 Hz por varios segundos)	
	1300	2 x 15	1950	51,8				45,81	1129				
	1400	2 x 7	1980	51,9				45,78	1091				
	1500	2 x 28	1980	51,9				45,72	1046				
	1600	2 x 51	1980	51,9				45,48	1129				
	1660	2 x 60	1980	51,9				45,46	1129				
E6-Ene 2021_HM_DB	1000	2 x 40	1670	51,3	0	1082	Estable (sobrefrecuencia->protecciones ERV -> festab > 50 Hz)	48,6	959	0	Estable (fmin > 48.3)		
	1100	2 x 36	1790	51,5		820		46,81	959		Inestable (f < 48 Hz por varios segundos)		
	1100	2 x 57	1100	51,4				48,24	538			Estable (fmin > 48.3)	
	1200	2 x 28	2010	51,5				46,8	391				Inestable (f < 48 Hz por varios segundos)
	1300	2 x 5	2020	51,5				44,9	493				
	1400	2 x 7	2040	51,5				44,3	493				
	1500	2 x 17	2040	51,6				44,2	390				
	1600	2 x 37	2060	51,6				44	465				
	1660	2 x 48	2080	51,6				43,9	988				

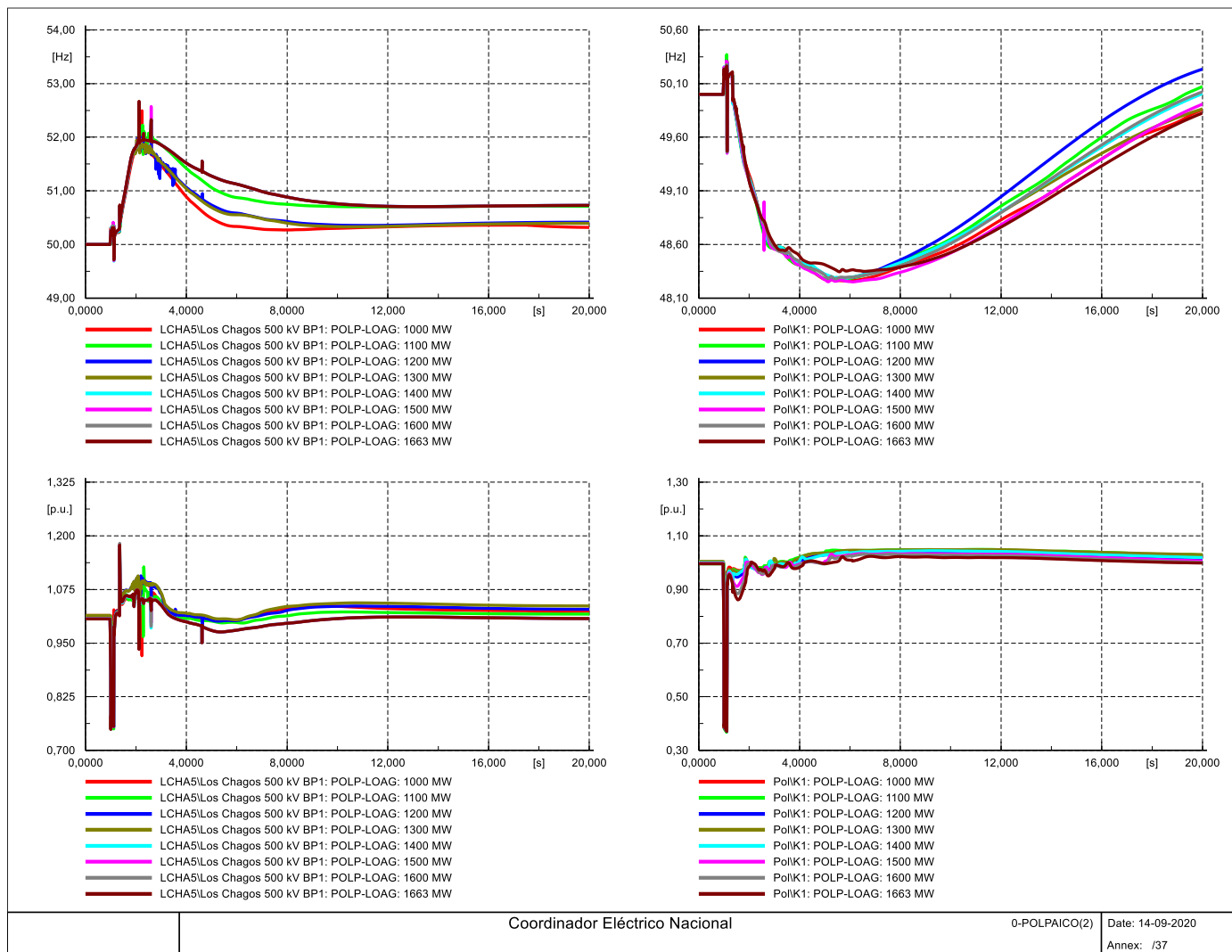
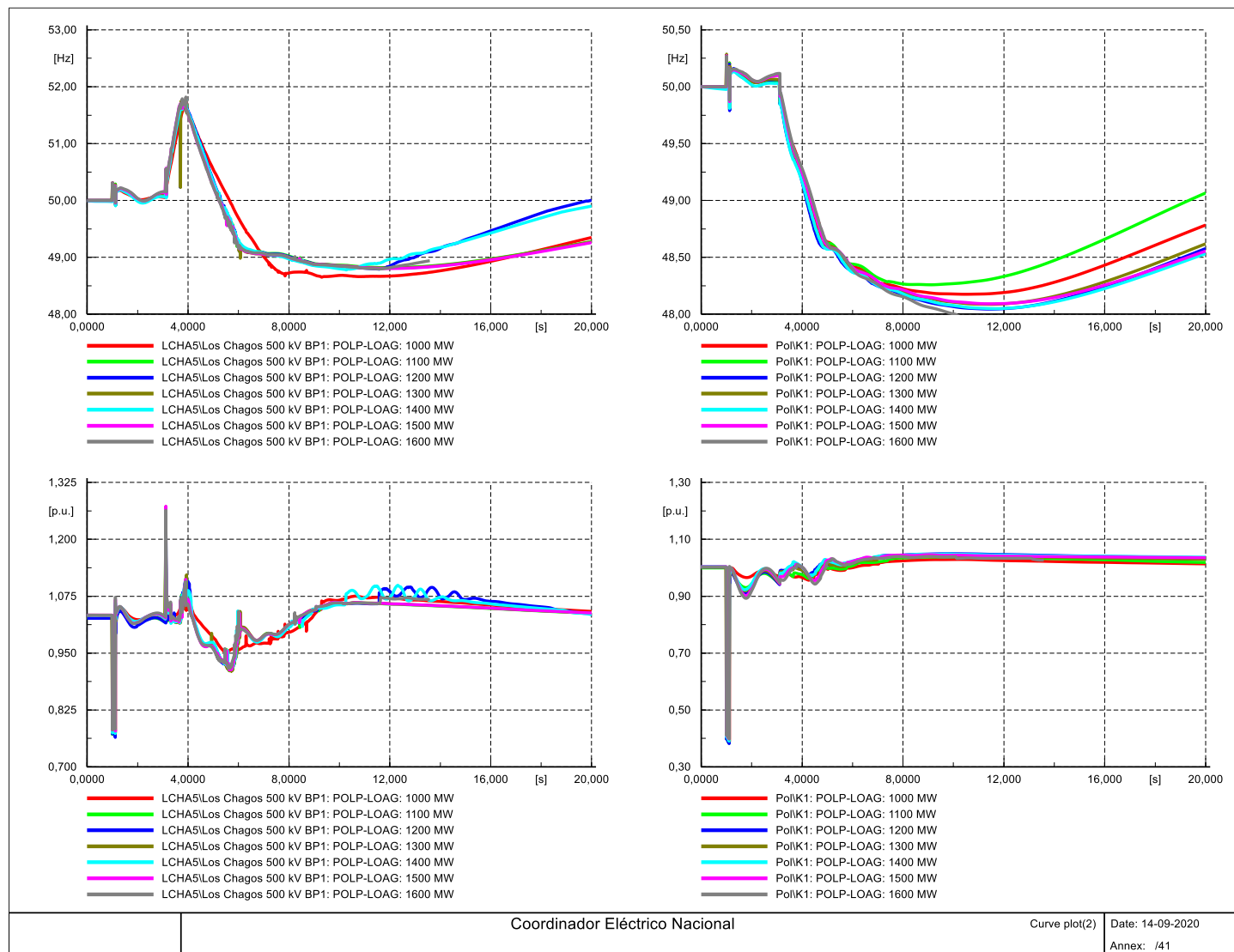


Figura 5-6 Resultados simulación de recurso estabilizante en escenario E2



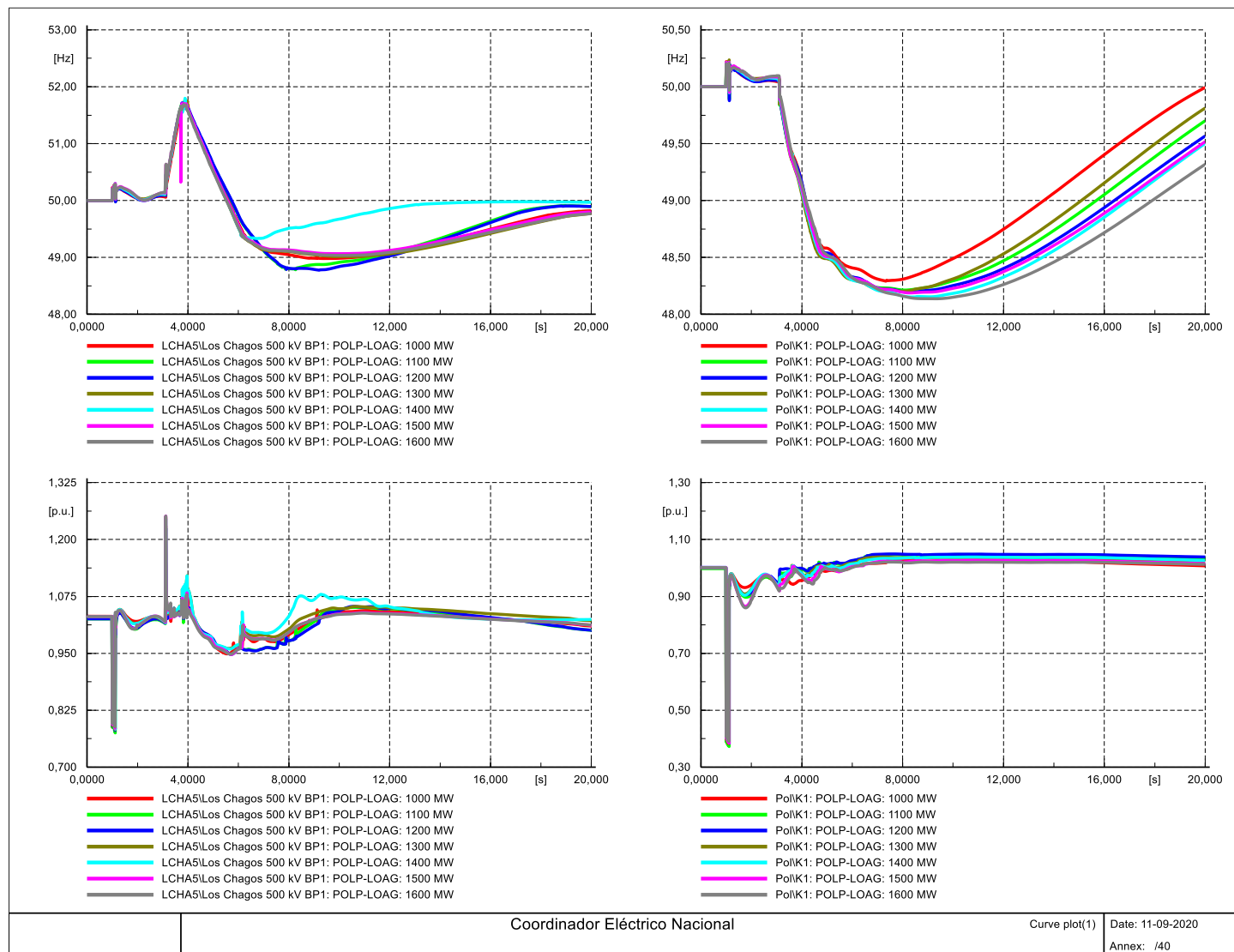


Figura 5-8: Resultados simulación de recurso estabilizante en escenario E3-HS

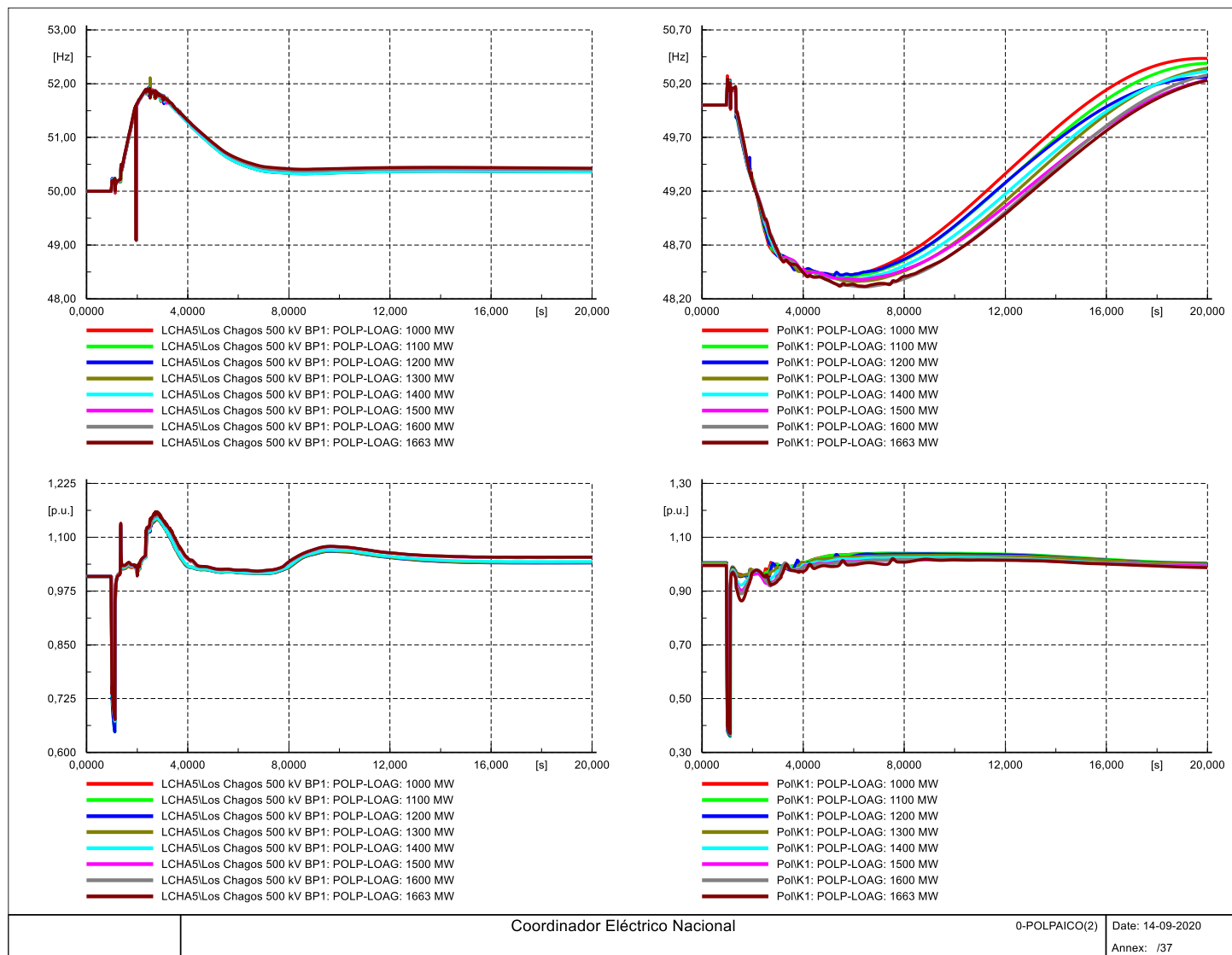


Figura 5-9: Resultados simulación de recurso estabilizante en escenario E5

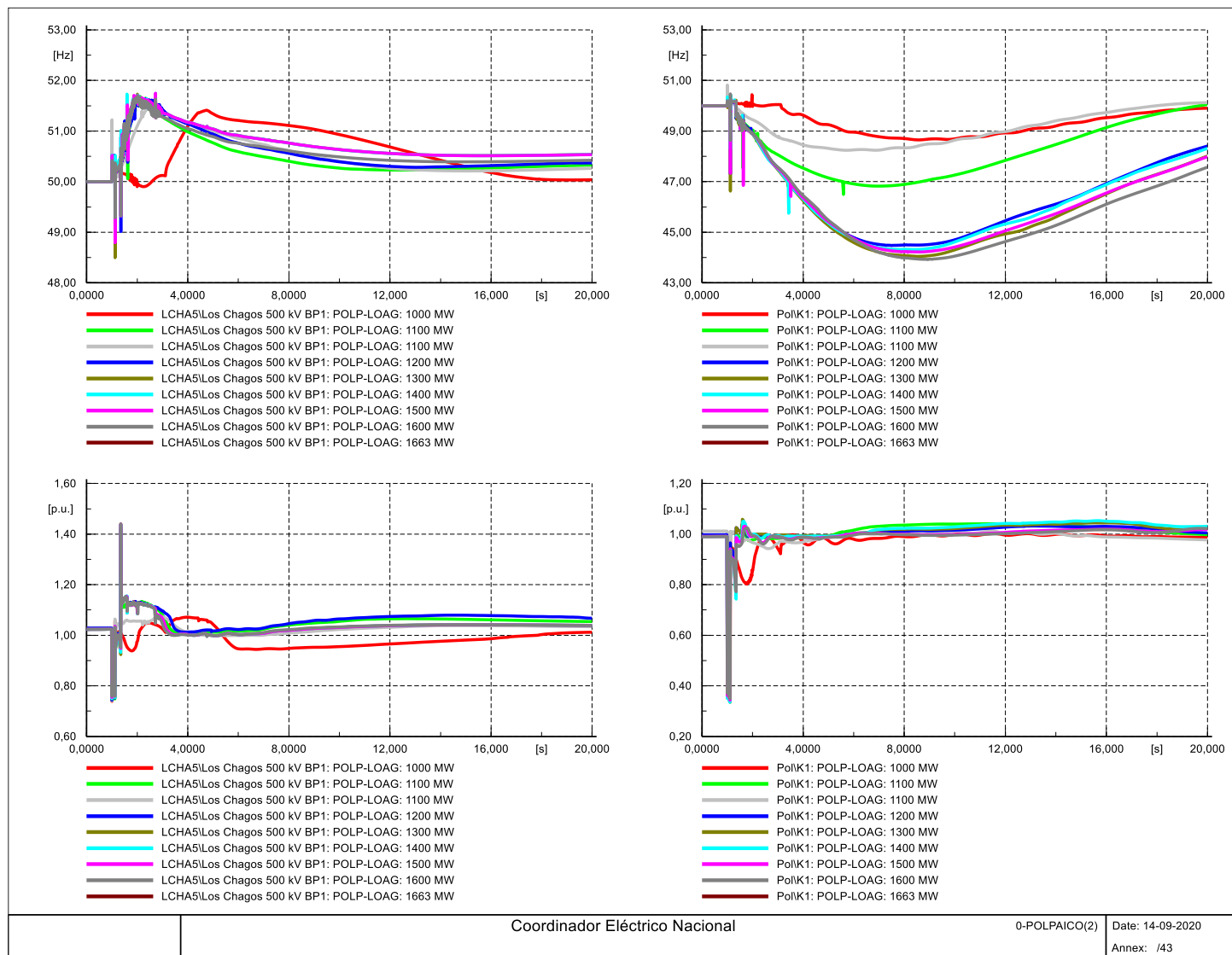


Figura 5-10: Resultados simulación de recurso estabilizante en escenario E6-HM

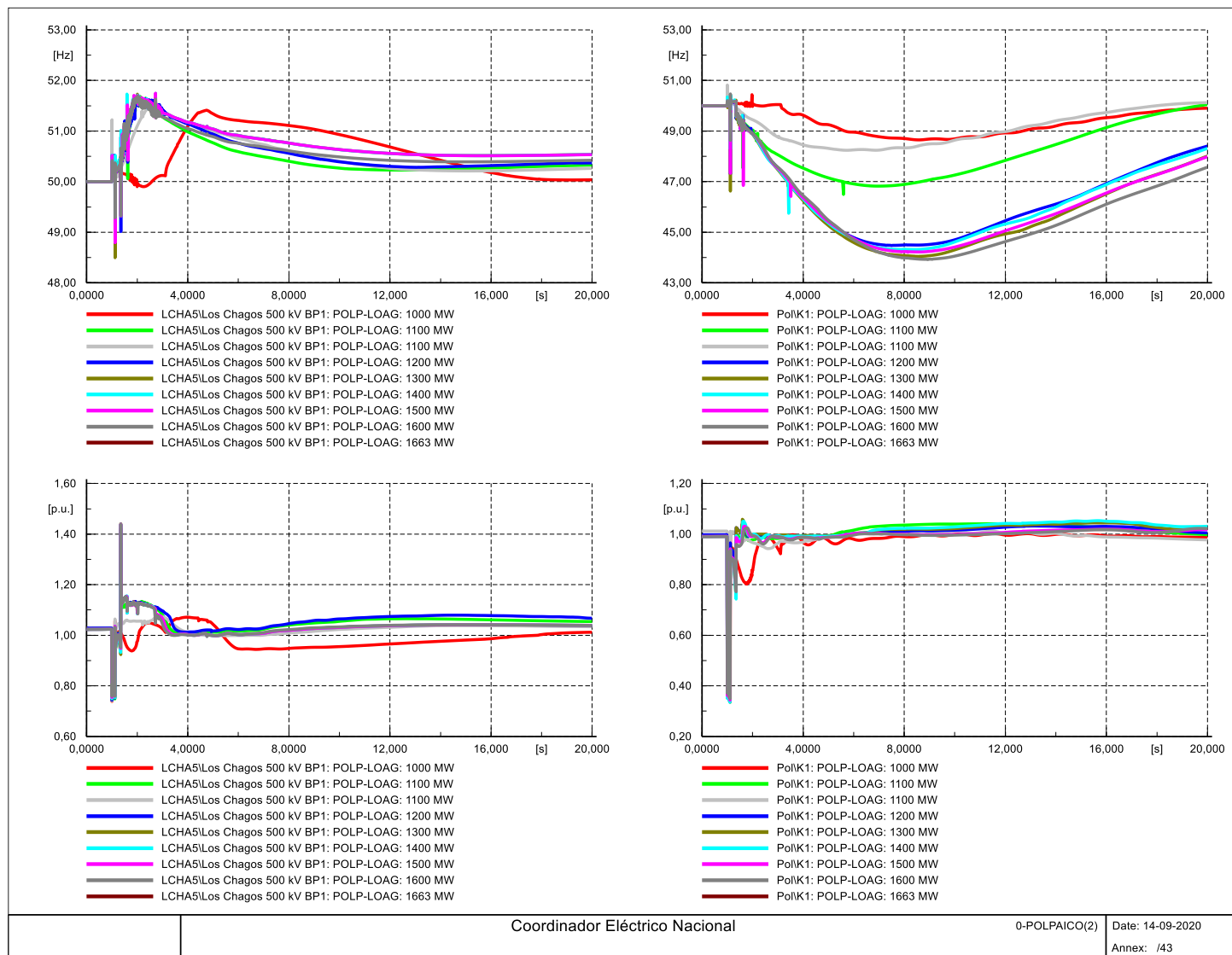


Figura 5-11 Resultados simulación de recurso estabilizante en escenario E6 - HS

De la Tabla 5-4 se aprecia que el recurso de control de estabilidad específico para esta falla, más los recursos de control de frecuencia y control de tensión utilizados para el Plan de Defensa de la Zona Norte, logran estabilizar las islas que se forman a partir de la separación del sistema mediante la apertura en ambos extremos de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 2x500 kV y la apertura en Pan de Azúcar de la línea Pan de Azúcar – Don Goyo 2x220 kV, salvo en algunos escenarios en donde tanto la inercia como la disponibilidad de EDAC en la zona centro-sur (todo el sistema al sur de S/E Pan de Azúcar) no permiten frenar la caída de frecuencia de manera de cumplir con los estándares de recuperación dinámica de la frecuencia.

[Nota: en una fase preliminar del estudio se propuso la apertura de la línea Los Changos - Cumbres lo cual lograba reducir el monto del desbalance, pero se observó que la señal no alcanzaba a llegar en los tiempos necesarios para que fuera efectiva. Por lo demás, en varios escenarios no lograba bajar el nivel de sobrecarga en los transformadores desfasadores de la S/E Cerro Navia, así que fue descartada].

5.2.4. Especificaciones Técnicas

Se presenta aquí las funciones, algoritmos, requerimientos mínimos, y características especiales a cumplir por el esquema de control del tramo en estudio, a fin de poder abordar la solución analizada en el capítulo previo

Implementación de los recursos estabilizantes

Arquitectura del sistema de control de PDC

Para dar cumplimiento a los requerimientos de implementación del PDC del tramo en estudio, se recomienda una arquitectura de control distribuida con equipamiento en las SS/EE:

- Nueva Pan de Azúcar 500kV
- Pan de Azúcar 220 kV
- Polpaico 500kV
- Lo Aguirre 500 kV

Además, se debe garantizar que:

- Se usarán controladores redundantes de alta velocidad de procesamiento y rapidez para la gestión de las interfaces de comunicación con otros dispositivos.
- Cada S/E contará con un servidor de tiempo GPS, que provea sincronismo de tiempo preciso a todo el equipamiento.

- Todos los IED's deberán estar vinculados a un switch Ethernet industrial, para obtener la conectividad necesaria.
- Los enlaces de comunicación deberán ser de alta velocidad.

Al igual que para los otros esquemas de control del Plan de Defensa de la Zona Norte, este esquema envía una señal de habilitación a los relés de sobretensión ubicados en los reactores shunt del sistema de 500kV y sobre la línea Los Changos – Kimal 2x500kV. Además, este esquema deberá estar conectado a todos los otros esquemas del Plan de Defensa de la Zona Norte, los cuales ya se encuentran comunicados entre sí.

Detección de falla de contingencia extrema

Esta lógica está encargada de determinar la apertura del doble circuito del enlace de 500kV, sea ésta por una falla de severidad 6 o apertura errónea manual de los interruptores, sin falla. Para ello, deberán ser monitoreados los flujos de potencia por el enlace de 500kV, y el estado de los interruptores en ambos extremos de la línea; la posición abierta de los interruptores y la detección de corriente cero por ambos circuitos (o salto de corriente), lo que permitirá identificar la condición enlace abierto.

Cabe destacar que la apertura de los circuitos puede producirse tanto por actuación de las protecciones ante una falla del tipo cortocircuito, como por apertura manual errónea. A su vez, esta lógica deberá contemplar la condición de un circuito abierto (por mantenimiento) y apertura del segundo circuito.

Es importante contemplar cualquier estado factible de la línea;

- Línea en servicio completa
- Línea con un circuito fuera de servicio, ambos extremos abiertos
- Línea con un circuito fuera de servicio, un extremo abierto

La condición de extremo abierto deberá contemplar la configuración topológica de la subestación, y el estado previo de la misma. Se destaca que:

- La S/E Lo Aguirre es del tipo interruptor y medio por lo que la condición de línea abierta puede darse por distintos posibles estados de interruptores abiertos.
- Para la detección de línea/extremo abierto se deberá tener en cuenta que la línea tiene un reactor por lo que podría existir circulación de corriente de un extremo estando abierto el extremo opuesto; la detección de apertura debe ser local, con la corriente en cada lado.
- Deberá contemplarse en la lógica, el estado de toda la rama asociada al paño de la línea (seccionadores e interruptores), y de cada uno de los circuitos.

- También se debe considerar la condición de circuito fuera de servicio (por ejemplo, por mantenimiento) y apertura por falla o manual-errónea del circuito paralelo.

Ordenes de disparo de interruptores o actuación de otros sistemas

Las acciones estabilizantes propuestas son las ordenes de apertura de los interruptores de 500 kV de la línea Nueva Pan de Azúcar-Polpaico 2x500 kV en las SS/EE Polpaico y Nueva Pan de Azúcar y de los interruptores de 220 kV de la línea Pan de Azúcar-Don Goyo 2x220 kV en la S/E Pan de Azúcar.

Para ejecutar estas órdenes, se recomienda que los controladores dispongan de salidas digitales rápidas y de alta capacidad de corriente para enviar órdenes de disparo directamente a las bobinas de disparo de los interruptores, así evitando el uso de relés auxiliares los cuales adicionan retardos y posibles puntos de fallas.

Análisis de los sistemas de comunicaciones

Considerando que el PDC para la contingencia Polpaico – Lo Aguirre 2x500 kV se basa y emplea los recursos establecidos para el PDC de la Zona Norte del SEN, los requerimientos del sistema de comunicaciones deben ser de las mismas características que el empleado en dicho esquema. Esto es, canales de comunicación de alta velocidad entre los controladores de las SS/EE Polpaico, Nueva Pan de Azúcar y Pan de Azúcar, para conseguir los tiempos de actuación requeridos por el PDC.

Adicionalmente, se requiere redundancia en los canales de comunicación para lograr una alta confiabilidad del esquema.

Tiempos de actuación

La actuación del esquema en su conjunto debe producirse en un tiempo inferiores a los 245 ms. Este tiempo ha sido determinado como el tiempo crítico con el cual se evitaría un fenómeno de inestabilidad de tensión en la zona centro del SEN, para ciertas condiciones de demanda baja en el SEN y con pocos recursos para el CT en dicha zona.

Las siguientes figuras muestran la secuencia de eventos internos del esquema, con los tiempos estimados para cada uno de ellos, diferenciado para cada extremo de la línea a abrir Polpaico-Nueva Pan de Azúcar 500 kV.



Tiempos de actuación del recurso estabilizante en S/E Polpaico $\approx$ 190 ms



Tiempos de actuación del recurso estabilizante en S/E Nueva Pan de Azúcar ≈ 230 ms

Características mínimas

En el presente apartado se indican las características mínimas con las que deberá contar el equipamiento que conforme el automatismo propuesto. Tal como se indica previamente, se toma como punto de partida los aspectos de diseño y principalmente el equipamiento previsto para el PDCE de la Zona Norte.

La implementación de este esquema de control está compuesta solo por un recurso para el control de la estabilidad angular, ya que se utilizarán los mismos recursos para el control de la frecuencia y control de la tensión que se usarán en el resto del PDCE de la Zona Norte.

- Recurso «Control de estabilidad angular»:
 - Nodos de detección de contingencia y medición de flujos en el tramo Polpaico-Lo Aguirre 2x500 kV.
 - Nodos de apertura de interruptores en SSEE de 500 kV de la línea Nva. Pan de Azúcar – Polpaico 2x500 kV.

Con respecto al detalle de las características mínimas requeridas para el equipamiento, se recomienda utilizar las mismas usadas en los numerales del 10.2.1 al 10.2.11 del documento [1].

Estimación de costos

A continuación, se indica una estimación de costos e inversiones necesarias para la implementación del esquema, de cada uno de los recursos, a partir de los requerimientos de componentes establecidos en los apartados previos. Esta estimación presenta un margen de ± 15 %.

Se indica el detalle de los costos asociados al equipamiento, implementación, habilitación y cualquier otro costo en que se deba incurrir para dejar al PDCE propuesto por el estudio, completamente operativos.

Dentro de los valores expresados en las siguientes tablas, se contempla: equipos primarios, materiales menores, fabricación del tablero, ingeniería, programación, ensayos y montaje

Recurso «Control de estabilidad»

A continuación, se detallan los costos estimados de cada sistema que se integraran en las correspondientes subestaciones. Estos costos son referenciales y fueron estimados utilizando la estructura de costos estimada desde el capítulo 10.3 del documento [1].

Tabla 5-5 Costos estimados del recurso de control de estabilidad

Subestación	Equipos primarios (UF)	Materiales menores (UF)	Fabricación de tablero (UF)	Ingeniería (UF)	Programación (UF)	Ensayos (UF)	Montaje (UF)	TOTAL (UF)
Nva. Pan de Azúcar	1010	171	92	386	129	772	62	2620
Polpaico	1010	171	92	386	129	772	62	2620
Lo Aguirre	1010	171	92	386	129	772	62	2620

El costo total del recurso estabilizante sería de 7860 UF.

Estimación de plazos de implementación

La implementación del plan de defensa contra contingencias extremas para la línea Polpaico-Lo Aguirre 2x500 kV contempla un recurso de control de la estabilidad.

La siguiente tabla presenta las actividades y los plazos de ejecución de cada de las etapas requeridas para la implementación de estos recursos. Esta tabla es de referencia y se utilizaron los valores utilizados en la Carta Gantt propuesta en el capítulo 10.4 del documento [1]. En caso de que este plan de defensa se implemente de manera simultánea con el Plan de Defensa de la Zona Norte pueden existir sinergias que permitan reducir los plazos aquí presentados de manera apreciable.

Tabla 5-6 Principales tareas y plazos de ejecución

Proyecto	N° de días
Inicio de actividades	12 días
Firma del contrato	1 día
Kick Off meeting y pedido de información	1 día
Recepción de información	10 días
Levantamiento	3 días

Proyecto	N° de días
Levantamiento S/E Pan de Azúcar y Nueva Pan de Azúcar	1 día
Levantamiento S/E Polpaico	1 día
Levantamiento S/E Lo Aguirre	1 día
Ingeniería Básica	35 días
Desarrollo de ingeniería Básica	20 días
Emisión de Ingeniería Básica	1 día
Revisión por parte del cliente	10 días
Aprobación de ingeniería de Básica	4 días
Proceso de Compras	45 días
Generación de ordenes de compras	5 días
Recepción de equipos	40 días
Ingeniería de Detalle	46 días
Realización de Ingeniería de Detalle	30 días
Emisión de Ingeniería de Detalle para aprob.	1 día
Revisión por parte del cliente	10 días
Aprobación de ingeniería de Detalle	5 días
Adecuaciones de instalaciones para Recurso 1	16 días
Adecuaciones sobre S/E Lo Aguirre	3 días
Adecuaciones sobre S/E Polpaico	5 días
Adecuaciones sobre S/E Pan de Azúcar	5 días
Adecuaciones sobre S/E Nueva Pan de Azúcar	3 días
Programación de equipos	32 días
Desarrollo de algoritmo de control para detección y despeje	18 días
Programación de equipos de medida y control	15 días
Fabricación de tablero	40 días
Ensayos FAT	20 días
Pre-FAT	15 días
Realización de FAT finales	5 días
Montaje de recurso 1	16 días
Montaje, conexión y pruebas en S/E Lo Aguirre	3 días
Montaje, conexión y pruebas en S/E Polpaico	5 días
Montaje, conexión y pruebas en S/E Pan de Azúcar	5 días
Montaje, conexión y pruebas en S/E Nueva Pan de Azúcar	3 días
Ensayos SAT recurso 1	20 días
Realización de Pre-SAT en sistema PDCE S/E Lo Aguirre	3 días
Realización de SAT en sistema PDCE S/E Lo Aguirre	2 días
Realización de Pre-SAT en sistema PDCE S/E Polpaico	3 días
Realización de SAT en sistema PDCE S/E Polpaico	2 días

Proyecto	N° de días
Realización de Pre-SAT en sistema PDCE S/E Nueva Pan de Azúcar	3 días
Realización de SAT en sistema PDCE S/E Nueva Pan de Azúcar	2 días
Realización de Pre-SAT en sistema PDCE S/E Pan de Azúcar	3 días
Realización de SAT en sistema PDCE S/E Pan de Azúcar	2 días
Puesta en Servicio Recurso 1	1 día

5.3. Evaluación eficacia del PDCE Zona Norte

En este capítulo se presenta la verificación de los recursos propuestos para el Plan de Defensa de la Zona Norte. Se utilizará un flujo de potencia por cada tramo que sea igual a su potencia de activación más 50 MW. Además, para el tramo de Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 2x500 kV se analizaron las condiciones de máximas transferencias en ambos sentidos para las que el PDCE es efectivo. Así, los resultados de las simulaciones de severidad 6 hechas en cada tramo se resumen en la Tabla 5-7.

Tabla 5-7 Resumen de resultados de las simulaciones de las fallas de severidad 6 en todos los tramos de 500 kV que van desde Los Chagos hasta Popaico cuando se encuentra activo el Plan de Defensa de la Zona Norte.

Condición Pre Contingencia			Condición Post Contingencia Isla Norte				Condición Post Contingencia Isla Centro-Sur			
Tramo	Sentido	Flujo [MW]	Frecuencia Max/Min [Hz]	EDAC [MW]	EDAG [MW]	Evolución	Frecuencia Max/Min [Hz]	EDAC [MW]	EDAG [MW]	Evolución
Chagos-Cumbres	N->S	550	51,406	0	402	Estable	49,276	0	0	Estable
Chagos-Cumbres	S->N	650	48,803	303	0	Estable	51,258	0	0	Estable
Cumbres-Nva. Cardones	N->S	450	50,508	0	0	Estable	49,771	0	0	Estable
Cumbres-Nva. Cardones	S->N	550	48,672	284	0	Estable	51,397	0	0	Estable
Nva. Cardones-Nva. Maitencillo	N->S	650	48,987	45	0	Estable	50,134	0	0	Estable
Nva. Cardones-Nva. Maitencillo	S->N	450	48,588	273	0	Estable	50,826	0	0	Estable
Nva. Maitencillo-Nva. P.d.Azúcar	N->S	250	50,386	0	0	Estable	49,246	0	0	Estable
Nva. Maitencillo-Nva. P.d.Azúcar	S->N	350	48,76	191	0	Estable	51,214	0	0	Estable
Nva. P.d.Azúcar-Polpaico	N->S	300	50,662	0	0	Estable	49,064	0	0	Estable
Nva. P.d.Azúcar-Polpaico	S->N	300	48,989	45	0	Estable	50,922	0	0	Estable
Nva. P.d.Azúcar-Polpaico	N->S	1600	51.831	0	1375	Estable	48.290	1613	0	Estable
Nva. P.d.Azúcar-Polpaico	S->N	1000	48.367	884	0	Estable	51.607	0	901	Estable

De los resultados se aprecia que el Plan de Defensa logra su objetivo de separar el sistema en dos islas estables, para lo cual hace uso de los recursos de control de contingencias existentes más los recursos adicionales propuestos por el Plan de Defensa de la Zona Norte.

5.3.1. Contingencia Los Chagos – Cumbres 2x500 kV

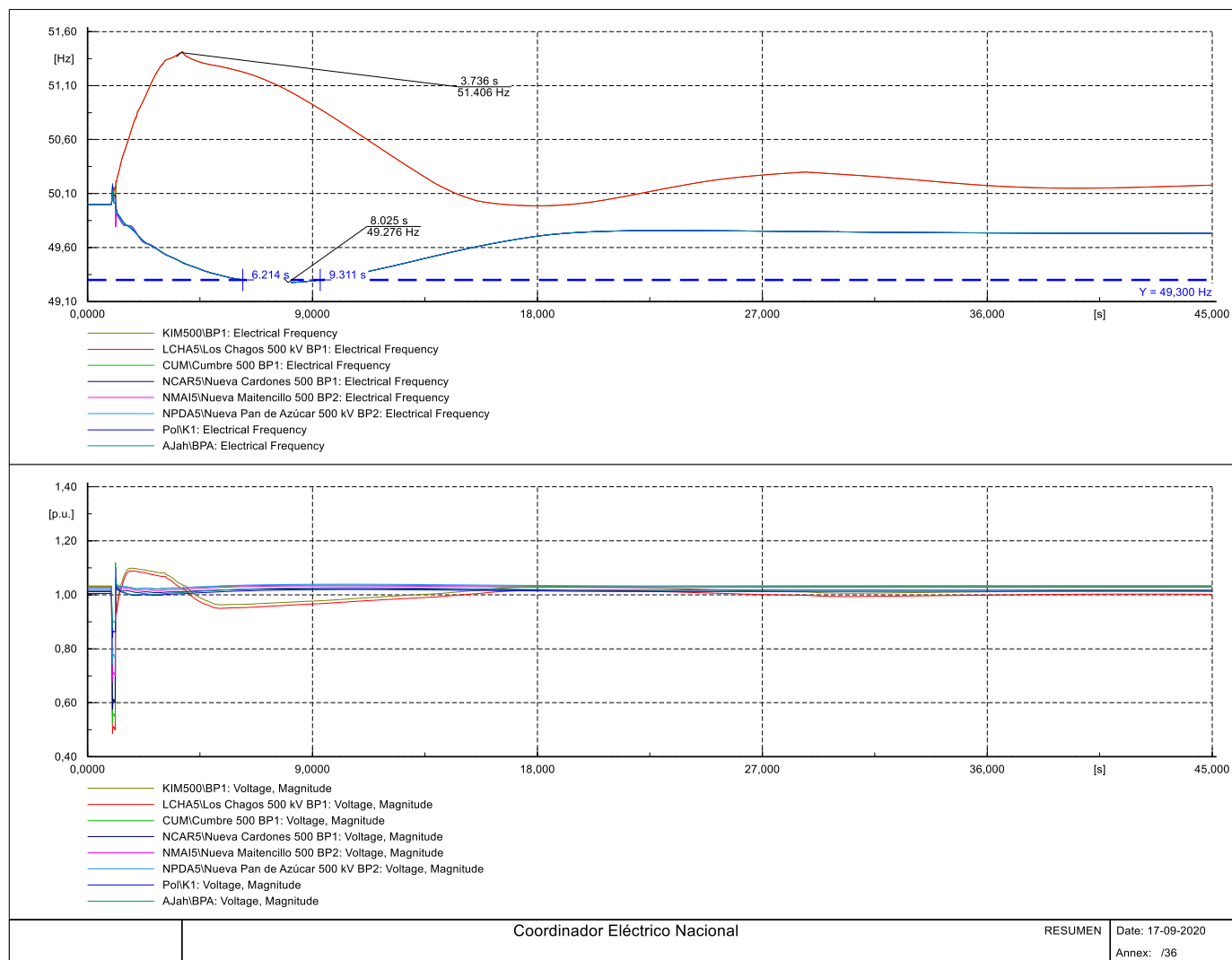


Figura 5-12 Simulación de severidad 6 de la línea Los Chagos - Cumbres cuando el flujo por el corredor es de 550 MW y va de norte a sur

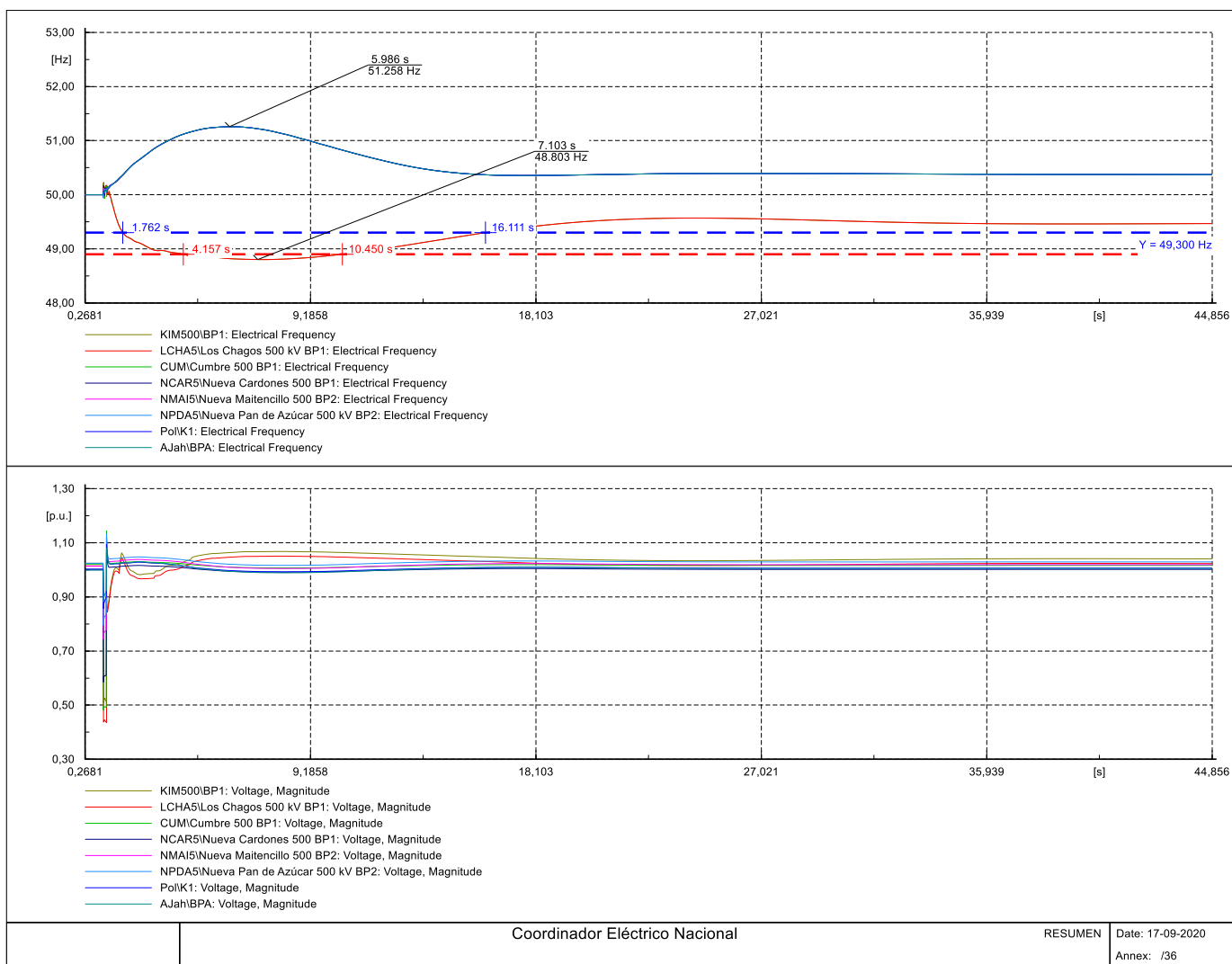


Figura 5-13 Simulación de severidad 6 de la línea Los Chagos - Cumbres cuando el flujo por el corredor es de 650 MW y va de sur a norte

5.3.2. Contingencia Cumbres- Nueva Cardones 2x500 kV

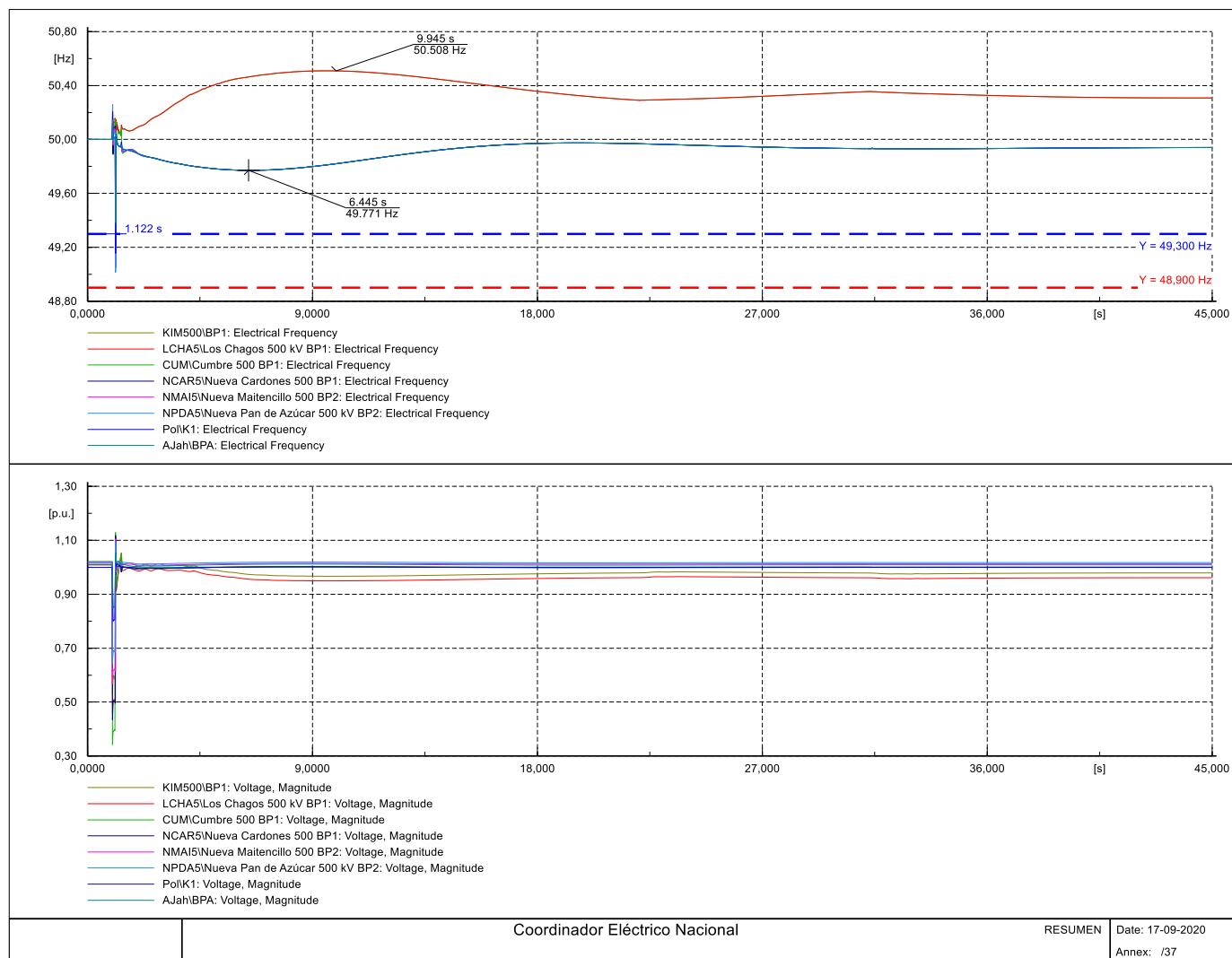


Figura 5-14 Simulación de severidad 6 de la línea Cumbres – Nueva Cardones cuando el flujo por el corredor es de 450 MW y va de norte a sur

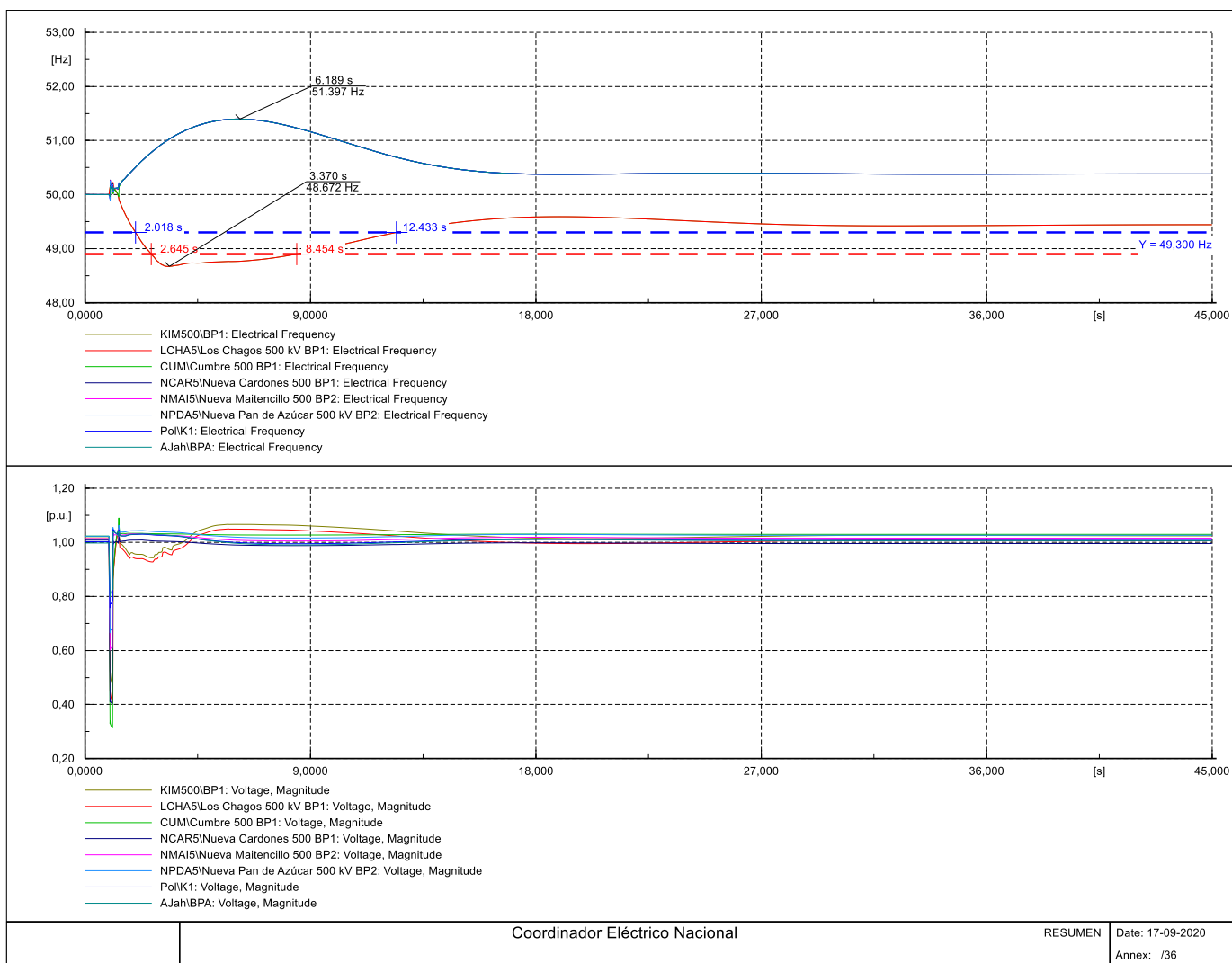


Figura 5-15 Simulación de severidad 6 de la línea Cumbres – Nueva Cardones cuando el flujo por el corredor es de 550 MW y va de sur a norte

5.3.3. Contingencia Nueva Cardones - Nueva Maitencillo 2x500 kV

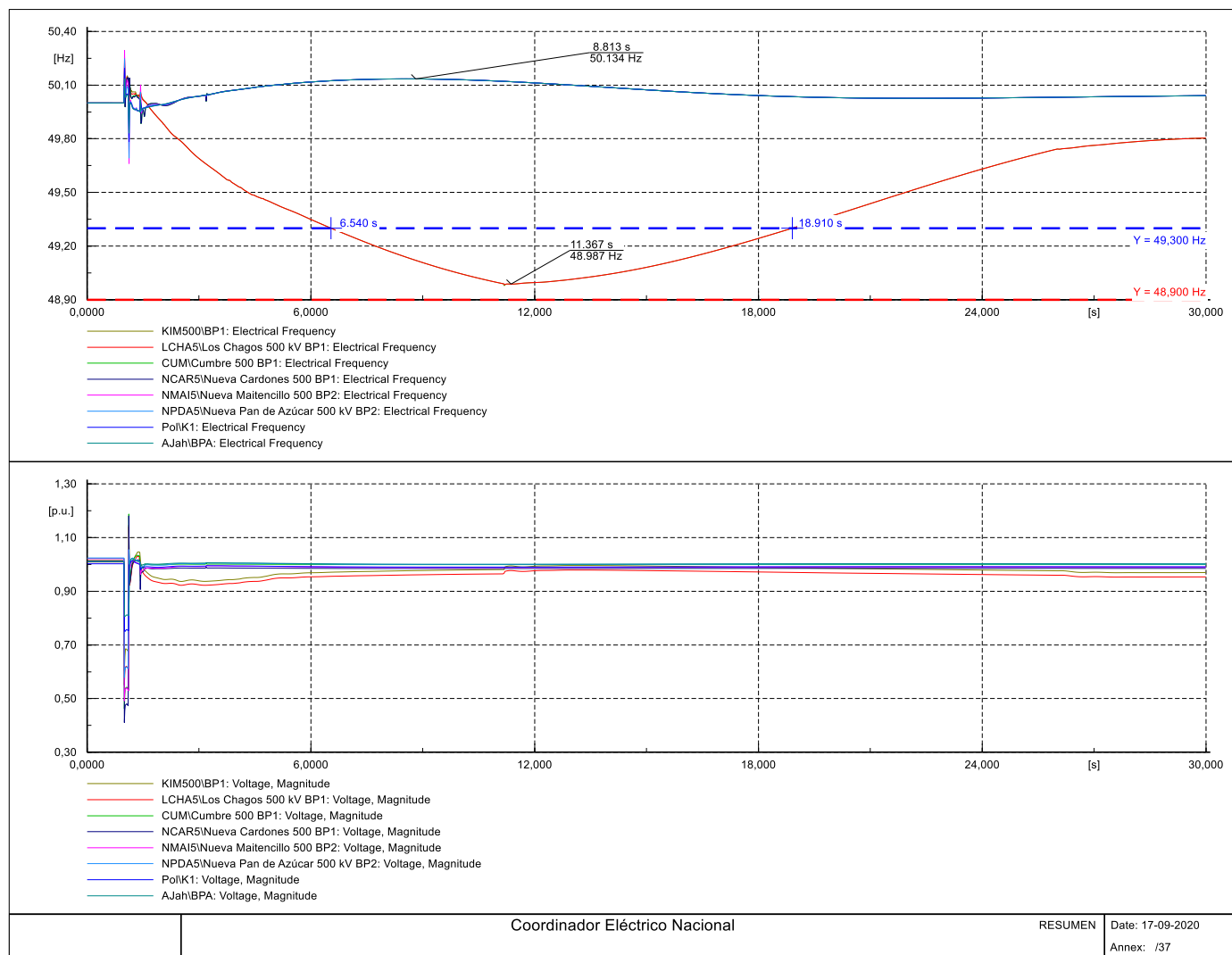


Figura 5-16 Simulación de severidad 6 de la línea Nueva Cardones – Nueva Maitencillo cuando el flujo por el corredor es de 650 MW y va de norte a sur

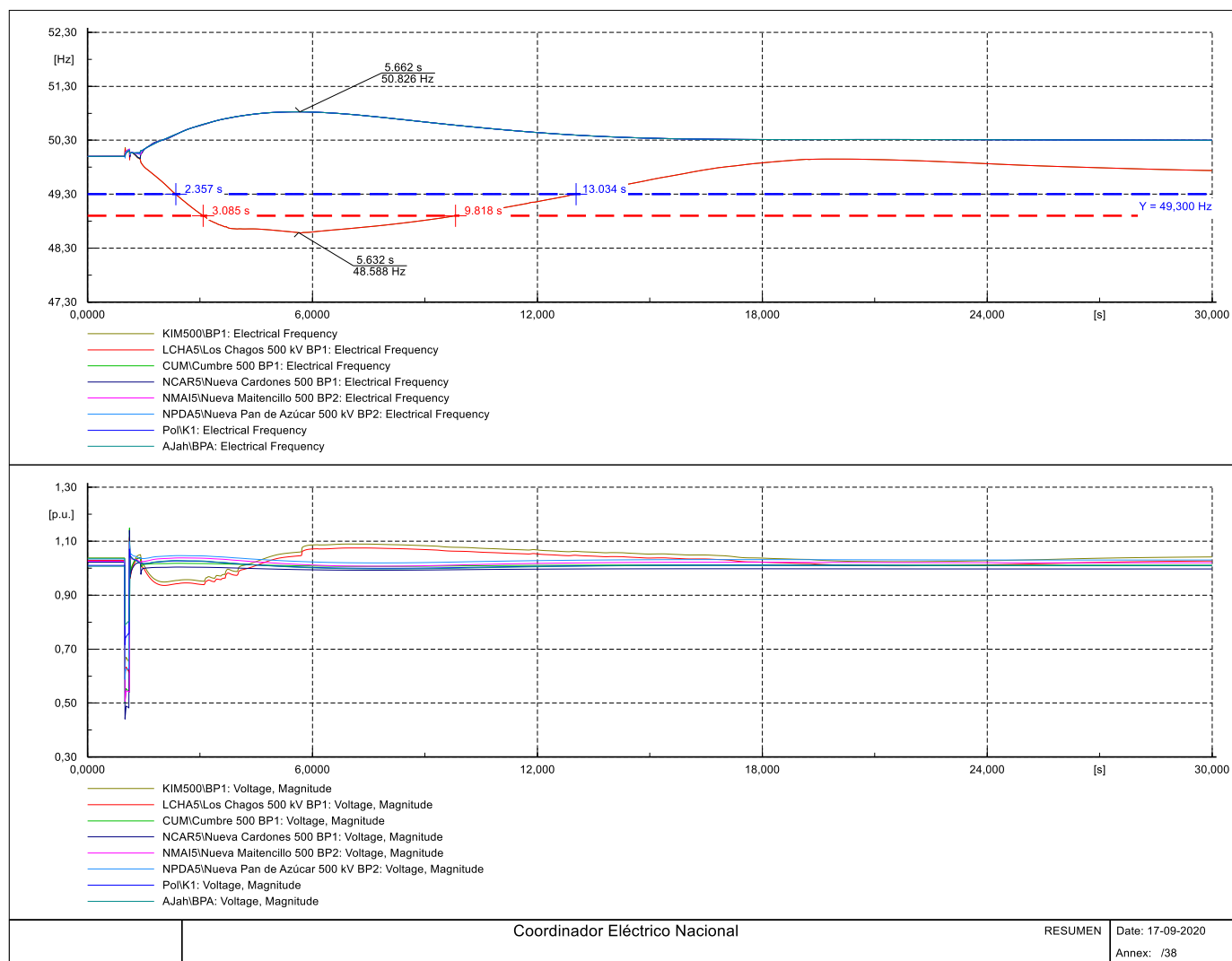


Figura 5-17 Simulación de severidad 6 de la línea Nueva Cardones – Nueva Maitencillo cuando el flujo por el corredor es de 450 MW y va de sur a norte

5.3.4. Contingencia Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar 2x500 kV

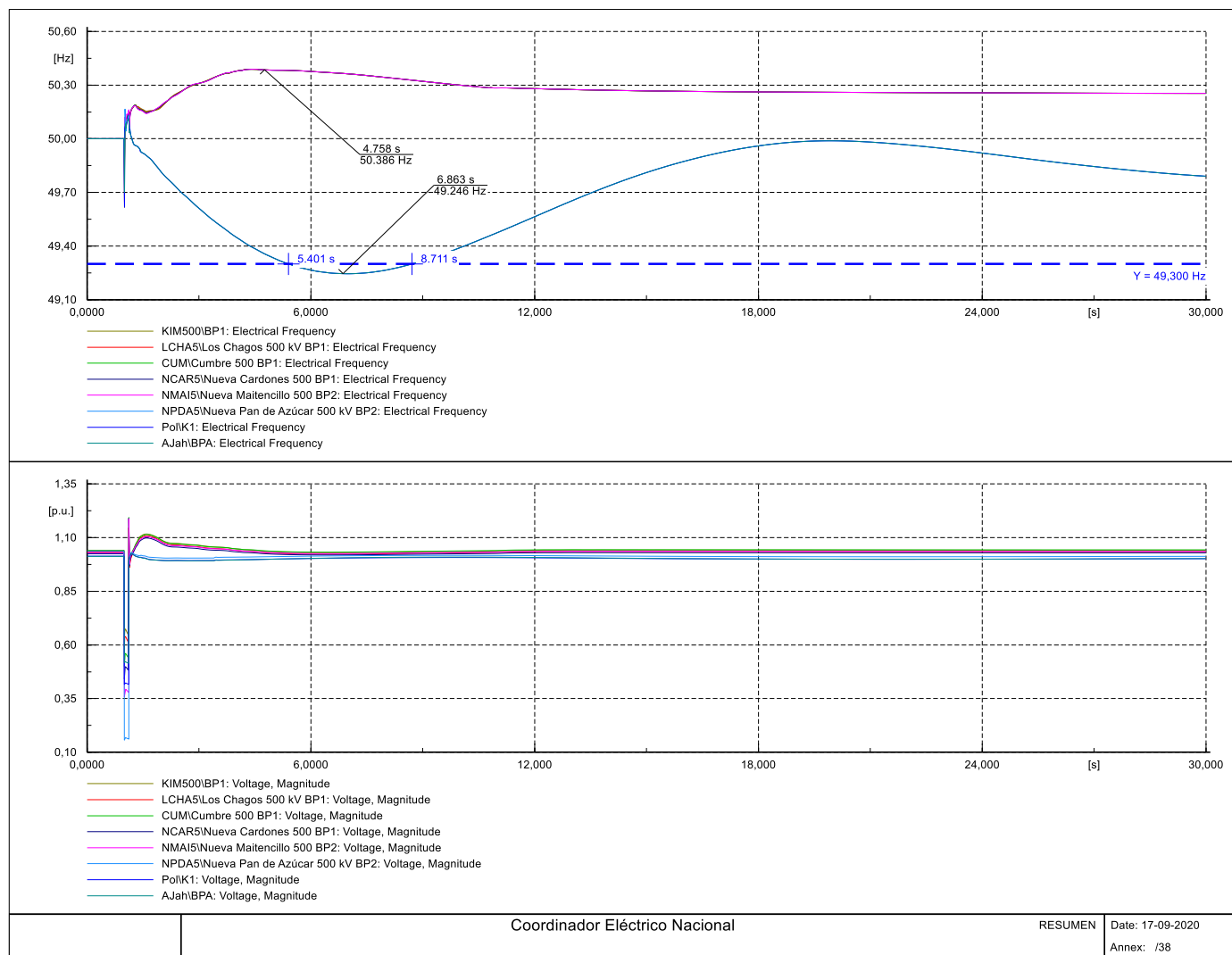


Figura 5-18 Simulación de severidad 6 de la línea Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar cuando el flujo por el corredor es de 250 MW y va de norte a sur

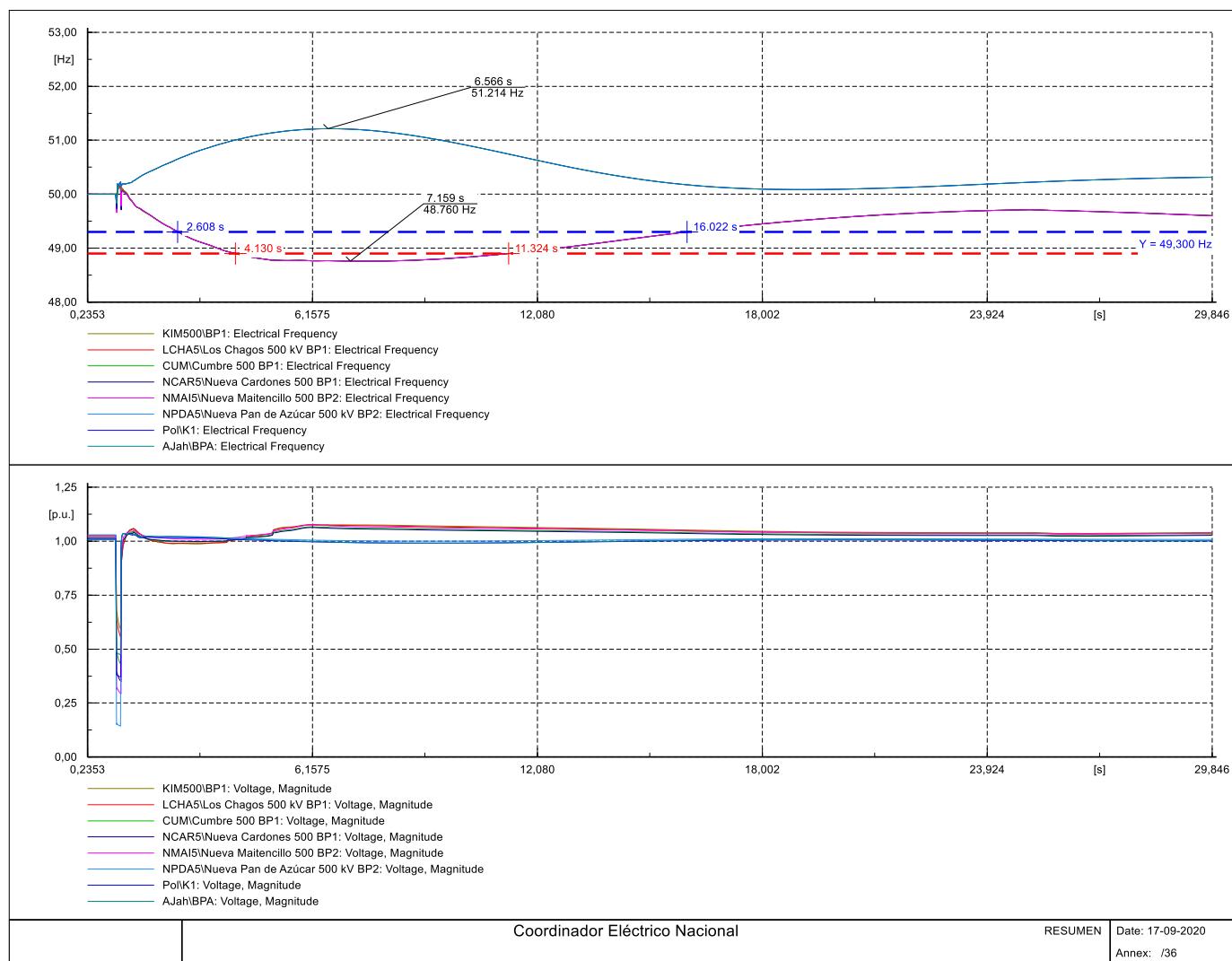


Figura 5-19 Simulación de severidad 6 de la línea Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar cuando el flujo por el corredor es de 350 MW y va de sur a norte

5.3.5. Contingencia Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 2x500 kV

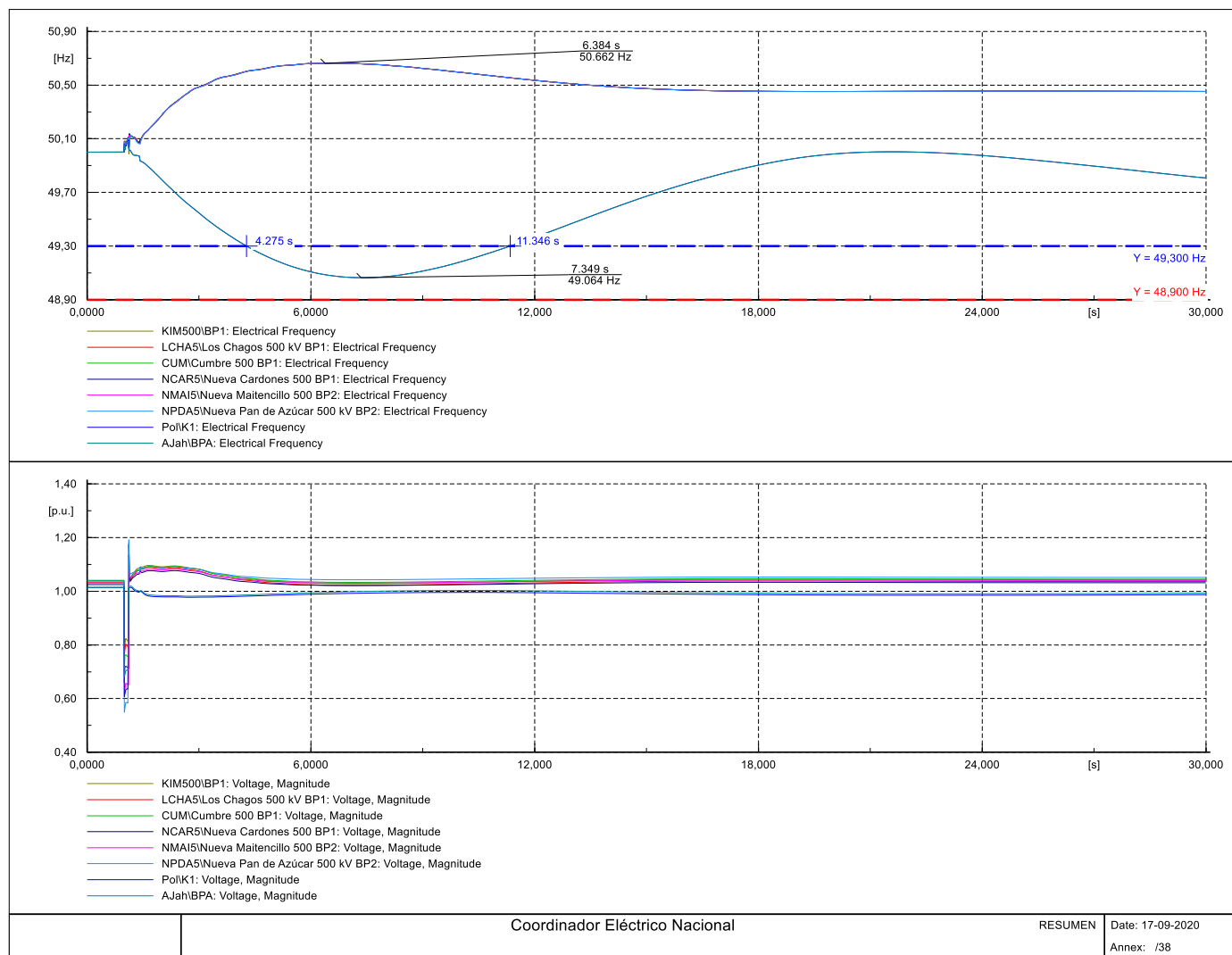


Figura 5-20 Simulación de severidad 6 de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico cuando el flujo por el corredor es de 300 MW y va de norte a sur

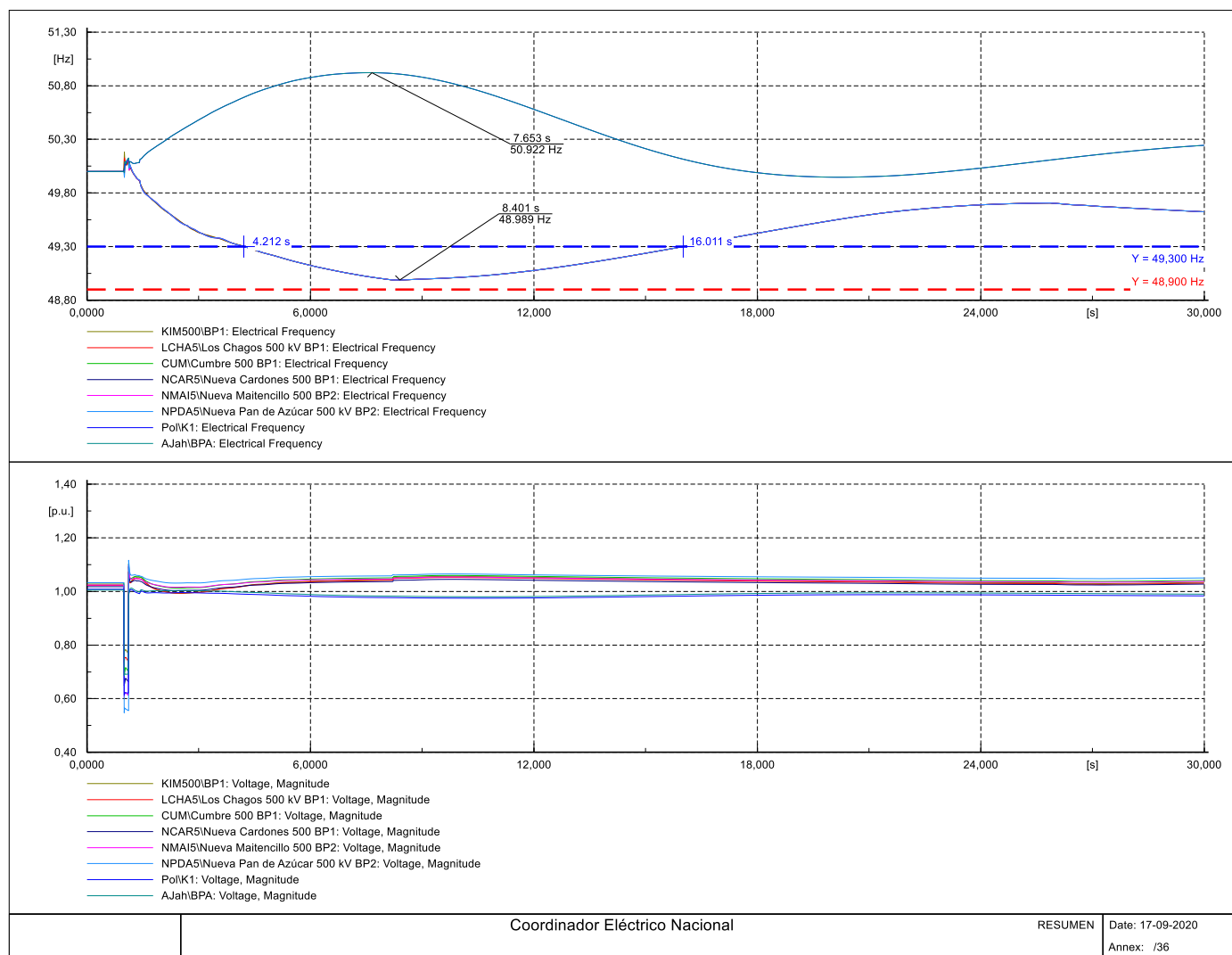


Figura 5-21 Simulación de severidad 6 de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico cuando el flujo por el corredor es de 300 MW y va de sur a norte

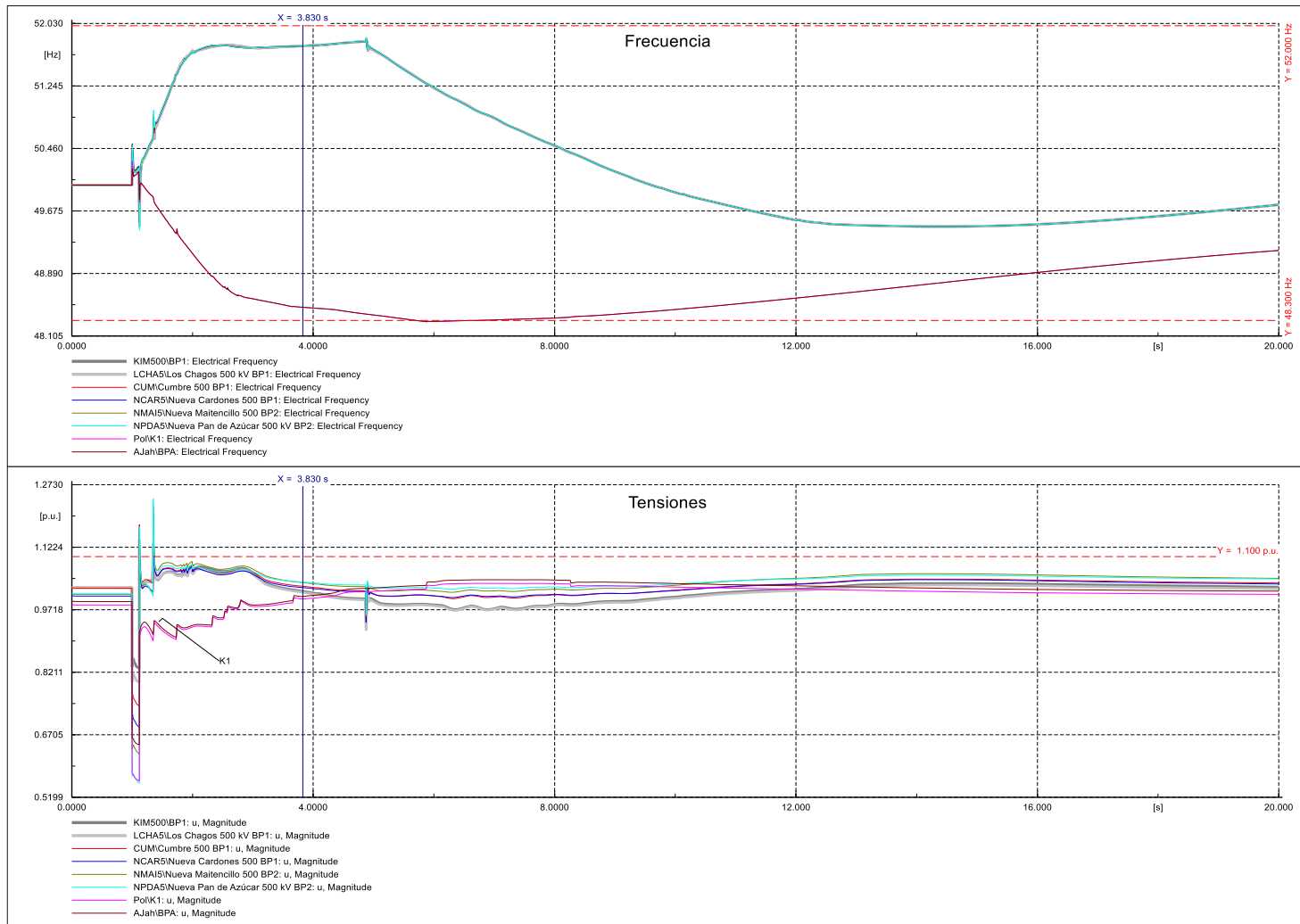


Figura 5-22 Simulación de severidad 6 de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico cuando el flujo por el corredor es de 1600 MW y va de norte a sur

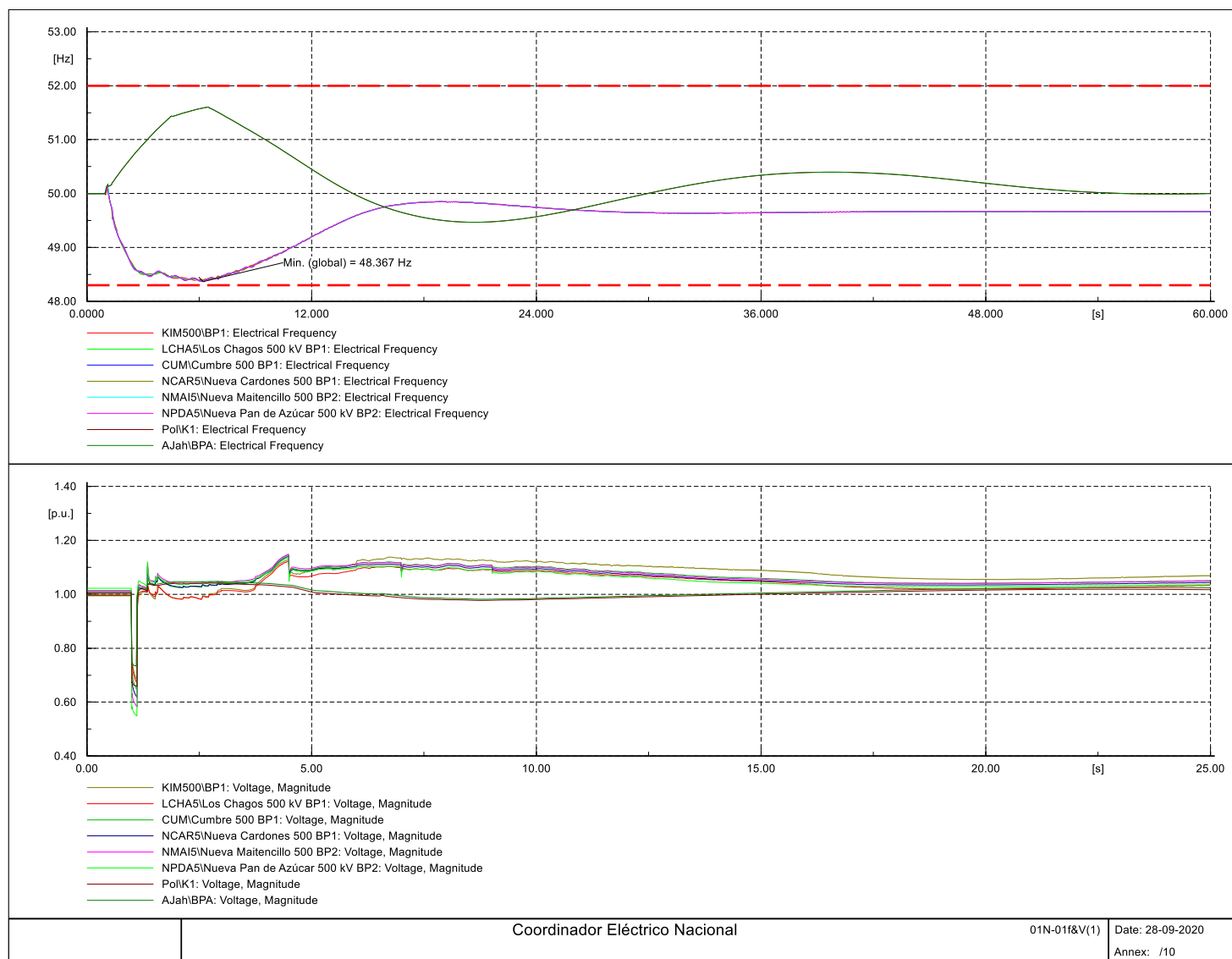


Figura 5-23 Simulación de severidad 6 de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico cuando el flujo por el corredor es de 1000 MW y va de sur a norte.

5.4. Evaluación eficacia del PDCE Fase 1 2x220 kV Quillota-Polpaico

En este capítulo se presenta la verificación de los recursos asociados al Plan de Defensa para afrontar la falla de severidad 6 en la línea 2x220 kV Quillota-Polpaico.

Se analizaron dos escenarios de demanda alta con hidrología seca para marzo de 2021. En el primer escenario se utilizó la máxima generación en el nodo de San Luis factible, esto es el despacho de los dos ciclos combinados tanto de San Isidro como de Nehuenco más las dos unidades de la central Quintero (1812 MW en total). En el segundo escenario se utilizó una generación alta en el nodo de San Luis mediante el despacho de los dos ciclos combinados tanto de San Isidro como de Nehuenco (1524 MW en total).

En el primer escenario es necesario desconectar un ciclo combinado (Nehuenco I en este caso) a los 200 ms de producida la falla de severidad 6 de la línea 2x220 kV Quillota-Polpaico para bajar la sobrecarga por el tramo 2x220 kV Quillota-Nogales. Al quedar una sobrecarga en ese tramo, a los 800 ms posteriores se desconecta otro ciclo combinado (Nehuenco II), con lo cual se logra controlar la sobrecarga.

En el segundo escenario es necesario desconectar un ciclo combinado (Nehuenco I en este caso) a los 200 ms de producida la falla de severidad 6 de la línea 2x220 kV Quillota-Polpaico para bajar la sobrecarga por el tramo 2x220 kV Quillota-Nogales, con lo cual se logra controlar la sobrecarga.

A continuación, se muestran los resultados de las simulaciones de severidad 6 y de la actuación del Plan de Defensa en estudio. Se logra apreciar que las tensiones se mantienen dentro de los rangos aceptables y la frecuencia activa el primer escalón del EDAC en el primer escenario y no activa ningún escalón en el segundo. En ambos casos la frecuencia se estabiliza sobre los 49,3 Hz.

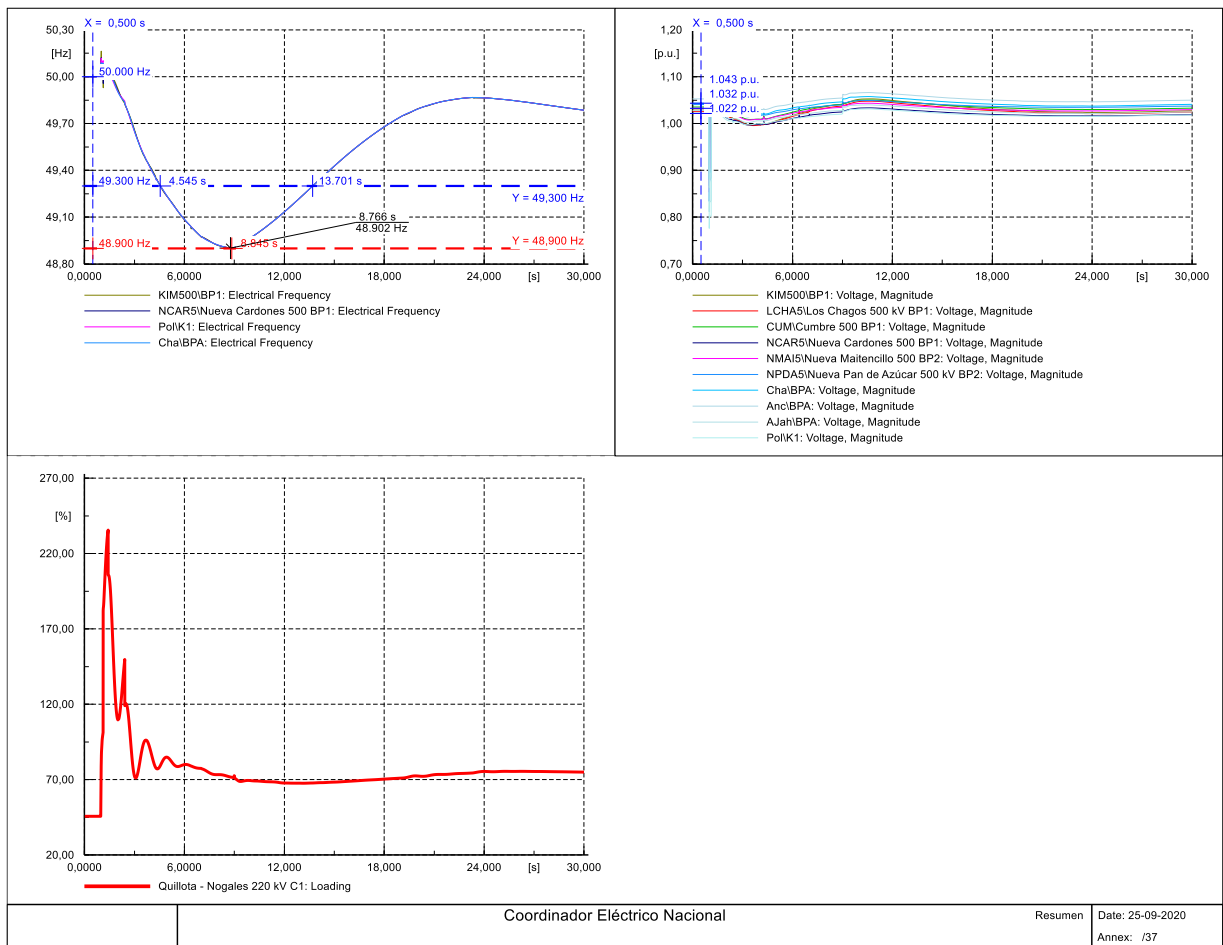


Figura 5-24: Resultados de la simulación del plan de defensa ante la falla de severidad 6 en la línea 2x220 kV Quillota-Polpaico, en un escenario de demanda alta e hidrología seca para marzo de 2021, cuando están despachadas en el nodo de San Luis las 2 unidades de Quintero y los dos ciclos combinados tanto de Nehuencho como de San Isidro

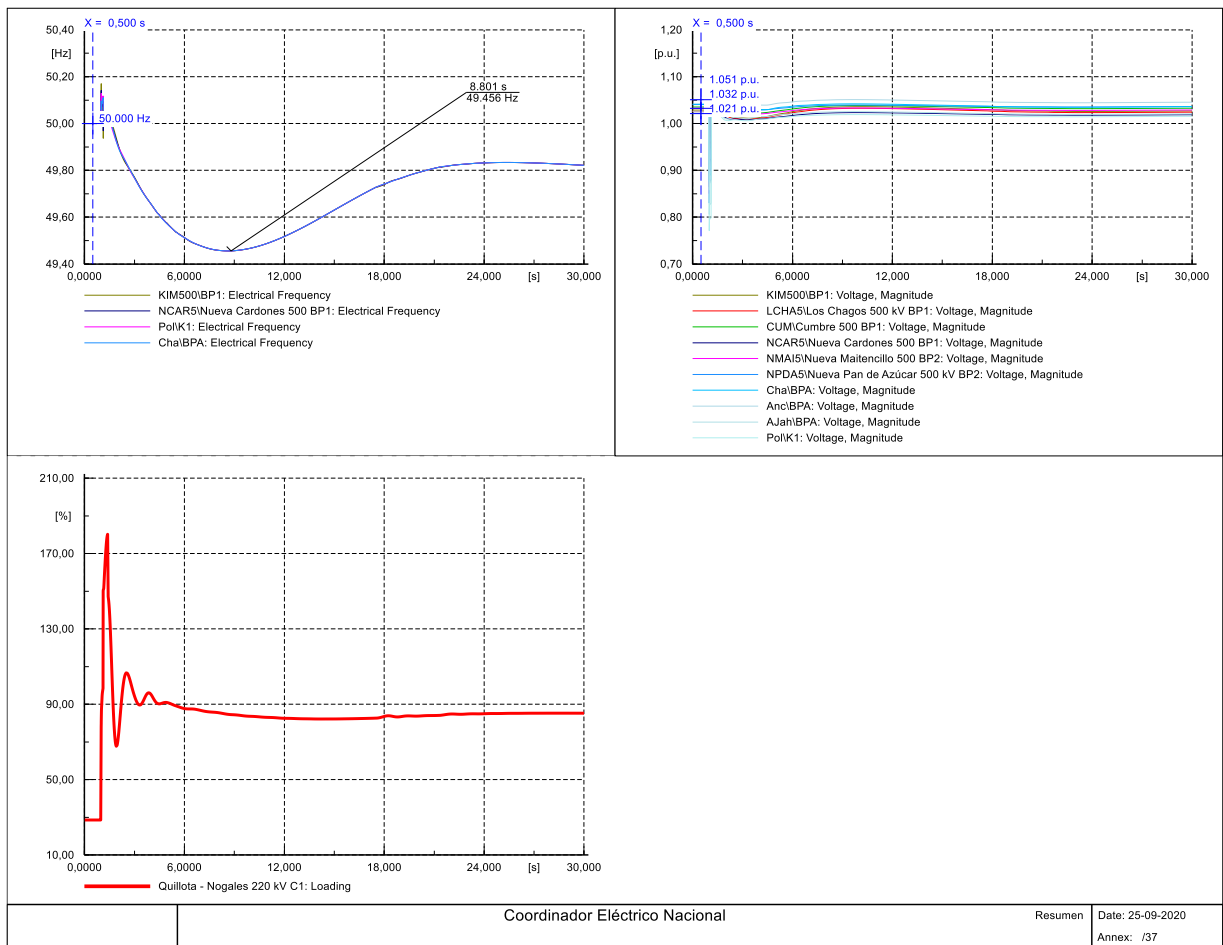


Figura 5-25: Resultados de la simulación del plan de defensa ante la falla de severidad 6 en la línea 2x220 kV Quillota-Polpaico, en un escenario de demanda alta e hidrología seca para marzo de 2021, cuando están despachadas en el nodo de San Luis los dos ciclos combinados tanto de Nehuenco como de San Isidro

5.5. Evaluación eficacia del PDCE Fase 3 2x220 kV San Luis-Quillota

En este capítulo se presenta la verificación de los recursos asociados al Plan de Defensa para afrontar la falla de severidad 6 en la línea 2x220 kV San Luis-Quillota.

Se analizaron tres escenarios, de los cuales dos consideran una demanda alta con hidrología seca para marzo de 2021 y otro una demanda baja con hidrología media para enero de 2021. En el primer escenario se consideró demanda alta con la máxima generación en el nodo de San Luis factible, esto es el despacho de los dos ciclos combinados tanto de San Isidro como de Nehuenco más las dos unidades de la central Quintero (1812 MW en total). En el segundo escenario se consideró una demanda baja con la misma generación en el nodo de San Luis que en caso anterior (1812 MW en total). El tercer escenario consideró una demanda alta en donde se utilizó una generación alta en el nodo de San Luis mediante el despacho de los dos ciclos combinados tanto de San Isidro como de Nehuenco (1524 MW en total).

En los tres escenarios es necesario desconectar la línea 2x220 kV San Luis-Agua Santa a los 200 ms de producida la falla de severidad 6 de la línea 2x220 kV San Luis-Quillota para evitar un colapso de la zona Quinta y probablemente del sistema. Así, se desconectan del sistema montos importantes de generación (1524 y 1812 MW) y operan los esquemas de EDAC tanto el normal como el de contingencia específica.

A continuación se muestran los resultados de las simulaciones de severidad 6 y de la actuación del Plan de Defensa bajo análisis. Se logra apreciar que las tensiones se mantienen dentro de los rangos aceptables, aunque un poco altas en el caso de demanda baja y la frecuencia mínima está por sobre los 48,3 Hz en todos los casos. En todos los escenarios la frecuencia se estabiliza sobre los 49,3 Hz.

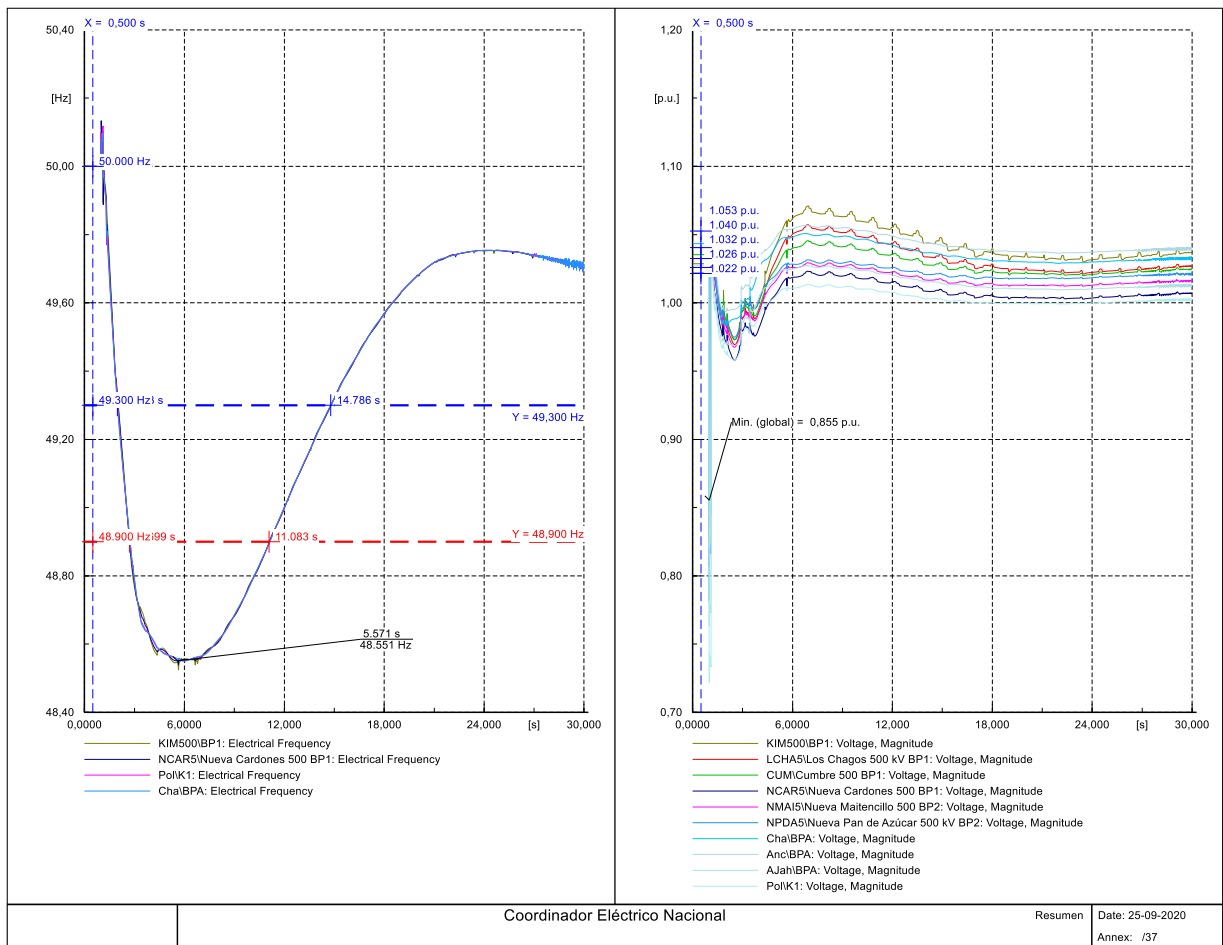


Figura 5-26: Resultados de la simulación del plan de defensa ante la falla de severidad 6 en la línea 2x220 kV San Luis-Quillota, en un escenario de demanda alta e hidrología seca para marzo de 2021, cuando están despachados en el nodo de San Luis los dos ciclos combinados tanto de Nehuenco como de San Isidro y las dos unidades de Quintero.

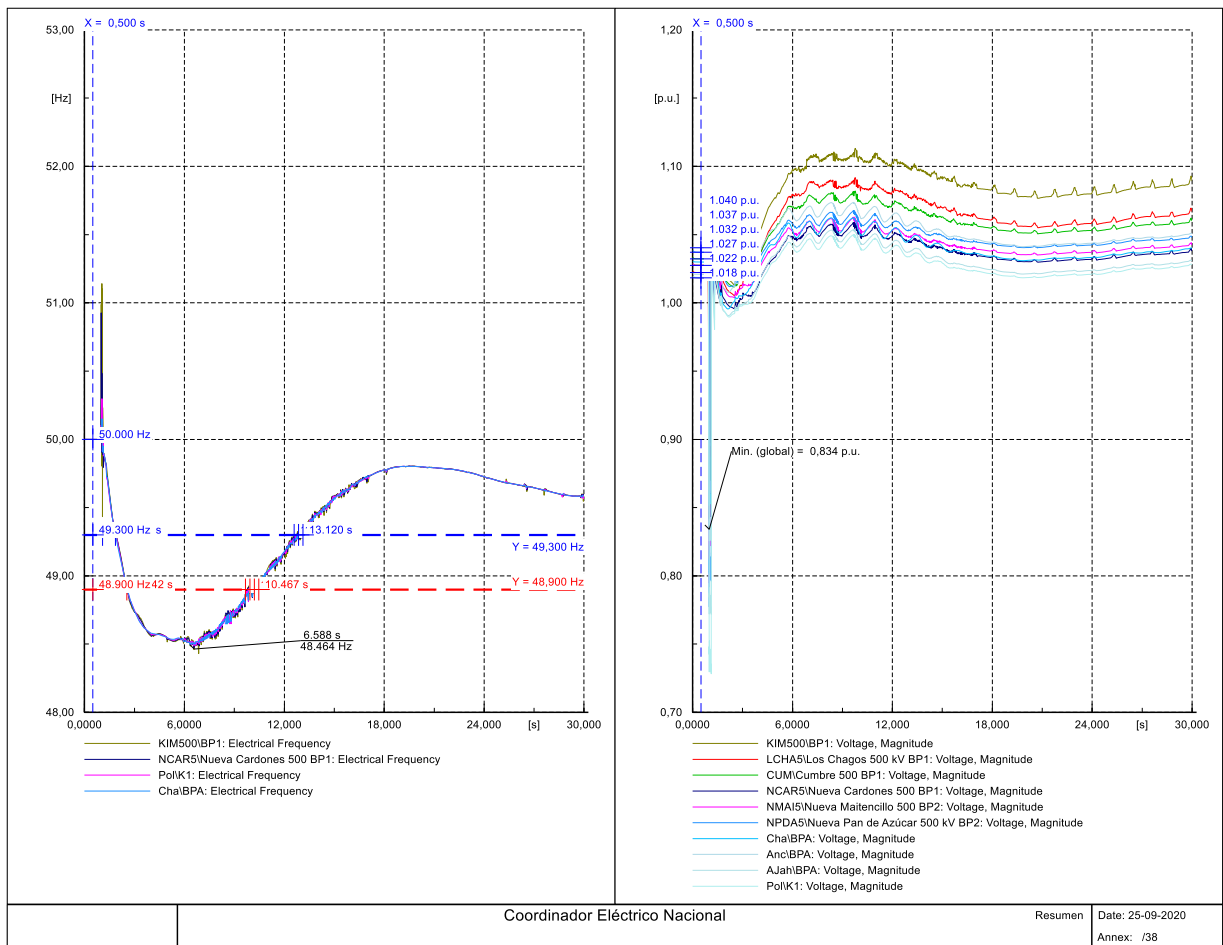


Figura 5-27: Resultados de la simulación del plan de defensa ante la falla de severidad 6 en la línea 2x220 kV San Luis-Quillota, en un escenario de demanda baja e hidrología media para enero de 2021, cuando están despachados en el nodo de San Luis los dos ciclos combinados tanto de Nehuenco como de San Isidro y las dos unidades de Quintero.

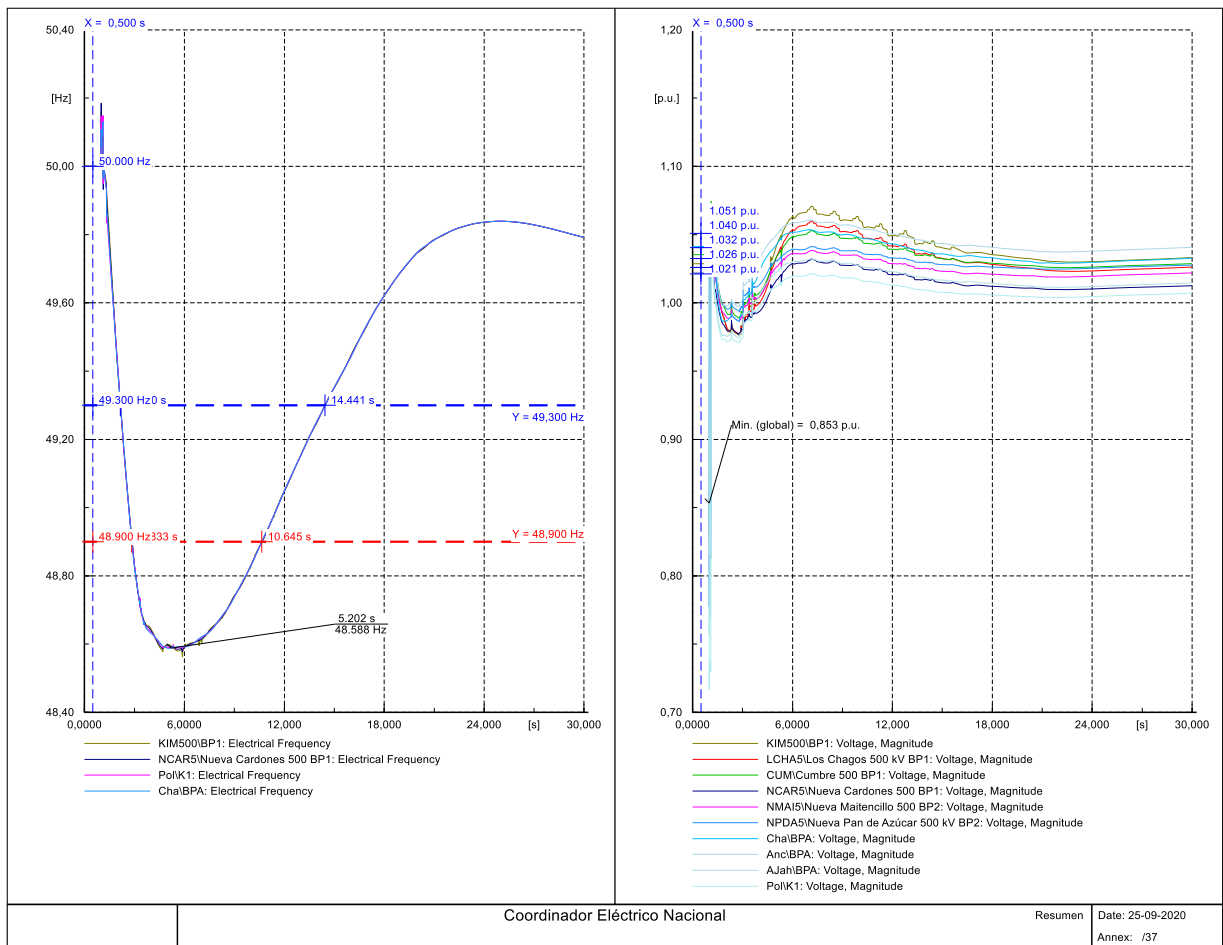


Figura 5-28: Resultados de la simulación del plan de defensa ante la falla de severidad 6 en la línea 2x220 kV San Luis-Quillota, en un escenario de demanda alta e hidrología seca para marzo de 2021, cuando están despachados en el nodo de San Luis los dos ciclos combinados tanto de Nehuenco como de San Isidro.

6. REFERENCIAS

A continuación, se lista la documentación, informes y antecedentes utilizados para el desarrollo del complemento al Plan de Defensa contra contingencias extremas en el sistema de 500kV.

- [1] Estudio para el Diseño de detalle del PDCE de la zona norte del SEN «Proyecto EE-2018-175» «Informe técnico EE-ES-2019-0077-RB»
- [2] Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio - diciembre 2019
- [3] Norma Técnica de Servicios Complementarios - diciembre 2019
- [4] Estudio de restricciones del sistema de transmisión. Gerencia de Operación del Coordinador - diciembre 2019