



## CONTENIDOS

CONTENIDOS .....	2
NOMENCLATURA.....	9
1. RESUMEN EJECUTIVO .....	10
2. INTRODUCCIÓN.....	13
3. REFERENCIAS TÉCNICAS.....	15
4. DATOS DEL ESTUDIO .....	16
4.1 Zona de Influencia.....	16
4.2 Modelación del Proyecto.....	17
4.3 Modelación Entorno Eléctrico.....	18
4.3.1 Líneas de Transmisión.....	18
4.3.2 Transformadores de Poder.....	19
4.4 Límites de Transferencia.....	20
5. ACTUALIZACIÓN BASE DE DATOS.....	21
5.1 Previsión de Demanda.....	21
5.2 Proyectos de Generación y Transmisión.....	21
6. METODOLOGÍA.....	22
6.1 Criterios de Evaluación Normativos para Flujo de Potencia.....	22
6.1.1 Artículo 5-19 NTSyCS.....	22
6.1.2 Artículo 5-23 NTSyCS.....	22
6.1.3 Artículo 5-20 NTSyCS.....	23
6.1.4 Artículo 5-26 NTSyCS.....	23
6.1.5 Tensiones de Servicio.....	24
6.2 Criterios de Evaluación Normativos para Estabilidad Transitoria.....	24
6.2.1 Variaciones de la Tensión.....	24
6.2.2 Variaciones de Frecuencia.....	24
6.2.3 Variaciones de Posición Angular.....	26
6.2.4 Nivel de Amortiguamiento para Oscilaciones Electromecánicas.....	26
6.3 Escenarios y Condiciones de Operación.....	27
6.3.1 Escenario: Demanda Alta Día Laboral.....	27
6.3.2 Condición de Operación.....	27

---

6.3.3 Contingencias.....	27
7. ESQUEMA DE DESCONECCIÓN DE GENERACIÓN. ....	28
7.1 Problemática de la Zona. ....	28
7.2 Filosofía del EDAG/ERAG. ....	28
8. ESTUDIO DE FLUJO DE POTENCIA.....	28
8.1 Análisis en Condición de Operación Normal (Red N).....	28
8.2 Análisis en Condición Post-Contingencias (Red N-1).....	32
8.2.1 Sin Actuación del EDAG/ERAG. ....	32
8.2.2 Con Actuación del EDAG/ERAG. ....	38
9. ESTUDIO DE ESTABILIDAD TRANSITORIA.....	44
9.1 Simulaciones Dinámicas ....	44
9.1.1 Contingencia 1: Cachiyuyal-Diego de Almagro, Extremo Cachiyuyal.....	45
9.1.2 Contingencia 1: Cachiyuyal-Diego de Almagro, Extremo Diego de Almagro. ....	49
9.1.3 Contingencia 2: Francisco-Diego de Almagro, Extremo Francisco. ....	53
9.1.4 Contingencia 2: Francisco-Diego de Almagro, Extremo Diego de Almagro.....	56
9.1.5 Contingencia 3: Paposo-Cachiyuyal, Extremo Paposo. ....	61
9.1.6 Contingencia 3: Paposo-Cachiyuyal, Extremo Cachiyuyal.....	65
9.1.7 Contingencia 4: Paposo-Francisco, Extremo Paposo. ....	69
9.1.8 Contingencia 4: Paposo-Francisco, Extremo Francisco.....	73
10. PROPUESTA EDAG/ERAG. ....	78
11. CONCLUSIONES. ....	80
12. ANEXOS.....	83
12.1 Flujos de Potencia Red en Condición N. ....	83
12.2 Flujo de Potencia Red En Condición N-1.....	85
12.2.1 Sin Activación del Automatismo.....	85
12.2.2 Con Activación del Automatismo. ....	93
12.3 Estimación Límites Térmicos Transitorios LT 2x220kV Paposo-Diego de Almagro.....	101
12.3.1 Criterios Utilizados. ....	101
12.3.2 Resistencia Alterna del Conductor.....	101
12.3.3 Resistencia DC de un Conductor Según la Temperatura.....	102
12.3.4 Capacidad Térmica del Conductor.....	102
12.3.5 Condiciones Ambientales. ....	102
12.3.6 Límites Térmicos Transitorios. ....	104

---

---

12.3.7 Parámetros de Entrada .....	106
12.4 Simulaciones Dinámicas: 1 Unidad Térmica Central Taltal en Servicio. ....	110
12.4.1 Contingencia 1: Cachiyuyal-Diego de Almagro, Extremo Cachiyuyal.....	110
12.4.2 Contingencia 1: Cachiyuyal-Diego de Almagro, Extremo Diego de Almagro. ....	113
12.4.3 Contingencia 2: Francisco-Diego de Almagro, Extremo Francisco.....	116
12.4.4 Contingencia 2: Francisco-Diego de Almagro, Extremo Diego de Almagro. ....	119
12.5 Sistema de Control (SIPS) Actual Paposo – Diego de Almagro.....	122
12.6 Sistema de Control (SIPS) Propuesto Paposo – Diego de Almagro .....	123

## Tablas

Tabla 1: Acciones del EDAG/ERAG propuesto. ....	12
Tabla 2: Parámetros Eléctricos de las Líneas de Transmisión.....	18
Tabla 3: Parámetros del Transformador TR1 y TR2 DE SE Paposo. ....	19
Tabla 4: Parámetros del Transformador TR1 y TR2 DE SE Conejo. ....	19
Tabla 5: Parámetros del Transformador TR1 de SE Pampa Solar Norte. ....	19
Tabla 6: Límites térmicos permanentes de los elementos serie que conforman cada línea de la zona de influencia.....	20
Tabla 7: Tasas de variación de demanda de clientes previstas para el SEN.....	21
Tabla 8: Tensiones de servicio y rango de tensión permitido según NTSyCS.....	24
Tabla 9: Tiempos mínimos de operación por sobre y subfrecuencia.....	25
Tabla 10: Despacho de centrales conectadas en la zona de influencia del proyecto para los escenarios bases. ....	29
Tabla 11: Nivel de cargabilidad por las líneas [%] de la zona de influencia del proyecto en condición normal de operación a 25°C.....	30
Tabla 12: Nivel de cargabilidad por las líneas [%] de la zona de influencia del proyecto en condición normal de operación a 35°C.....	31
Tabla 13: Nivel de cargabilidad por los transformadores [%] de la zona de influencia del proyecto en condición normal de operación a 25°C. ....	31
Tabla 14: Nivel de cargabilidad por los transformadores [%] de la zona de influencia del proyecto en condición normal de operación a 35°C. ....	31
Tabla 15: Potencia a desconectar/reducir por el nuevo esquema para cada contingencia considerando temperatura ambiente de 25°C y 35°C.....	37
Tabla 16: Límite térmico para sobrecargas de corta duración de la línea 2x220kV Paposo-Diego de Almagro.....	37
Tabla 17: Potencia [MW] a desconectar y/o reducir por el nuevo automatismo considerando un escenario de máxima generación en la zona de influencia. ....	43
Tabla 18: Cálculo del factor de amortiguamiento en la línea más cargada de la zona de influencia.....	77
Tabla 19: Acciones del EDAG/ERAG propuesto. ....	78
Tabla 20: Datos ambientales LT 2x220kV Paposo-Diego de Almagro.....	103
Tabla 21: Nivel de radiación LT 2x220kV Paposo-Diego de Almagro.....	103
Tabla 22: Datos Técnicos del Conductor ACAR 1400 MCM. ....	103
Tabla 23: Límites Térmicos Transitorios (con sol-verano) de la Línea 2x220kV Paposo-Diego de Almagro. ....	104

## Figuras

Figura 1: Zona geográfica del punto de conexión del proyecto PFV Librillo.....	14
Figura 2: Sistema Eléctrico (SEN) – Ubicación PFV Librillo .....	16
Figura 3: Zona de influencia del proyecto. ....	17
Figura 4: Tensiones en [pu] de las barras de la zona de influencia del proyecto en condición de operación normal, calculadas en base a las tensiones de servicio [3]. ....	30
Figura 5: Tensiones en [pu] de las barras de la zona de influencia del proyecto en condición bajo contingencias, sin acción del automatismo, calculadas en base a las tensiones de servicio [3].....	32
Figura 6: Flujo de potencia de la zona de influencia en condición de Red N-1 para la contingencia N°1 sin activación del automatismo para el escenario base 25°C.....	33
Figura 7: Flujo de potencia de la zona de influencia en condición de Red N-1 para la contingencia N°1 sin activación del automatismo para el escenario base 35°C.....	34
Figura 8: Flujo de potencia de la zona de influencia en condición de Red N-1 para la contingencia N°2 sin activación del automatismo para el escenario base 25°C.....	35
Figura 9: Flujo de potencia de la zona de influencia en condición de Red N-1 para la contingencia N°2 sin activación del automatismo para el escenario base 35°C.....	36
Figura 10: Tensiones en [pu] de las barras de la zona de influencia del proyecto en condición bajo contingencias, post actuación del automatismo, calculadas en base a las tensiones de servicio [3].....	38
Figura 11: Flujo de potencia de la zona de influencia en condición de Red N-1 para la contingencia N°1 con activación del automatismo para el escenario base 25°C.....	39
Figura 12: Flujo de potencia de la zona de influencia en condición de Red N-1 para la contingencia N°1 con activación del automatismo para el escenario base 35°C.....	40
Figura 13: Flujo de potencia de la zona de influencia en condición de Red N-1 para la contingencia N°2 con activación del automatismo para el escenario base 25°C.....	41
Figura 14: Flujo de potencia de la zona de influencia en condición de Red N-1 para la contingencia N°2 con activación del automatismo para el escenario base 35°C.....	42
Figura 15: Comportamiento dinámico de las tensiones y frecuencias de las barras de la zona de influencia del proyecto. ....	46
Figura 16: Comportamiento dinámico de la potencia que fluye por la línea Diego de Almagro-Francisco y los ángulos rotóricos de las unidades de generación de la Central Taltal. ....	47
Figura 17: Comportamiento dinámico de la generación de potencia activa y reactiva de las centrales de generación de la zona de influencia.....	48
Figura 18: Comportamiento dinámico de las tensiones y frecuencias de las barras de la zona de influencia del proyecto. ....	50
Figura 19: Comportamiento dinámico de la potencia que fluye por la línea Diego de Almagro-Francisco y los ángulos rotóricos de las unidades de generación de la Central Taltal. ....	51
Figura 20: Comportamiento dinámico de la generación de potencia activa y reactiva de las centrales de generación de la zona de influencia.....	52
Figura 21: Comportamiento dinámico de las tensiones y frecuencias de las barras de la zona de influencia del proyecto. ....	54
Figura 22: Comportamiento dinámico de los ángulos de los rotores de central taltal.....	55
Figura 23: Comportamiento dinámico de la generación de potencia activa y reactiva de las centrales de generación de la zona de influencia.....	56

Figura 24: Comportamiento dinámico de las tensiones y frecuencias de las barras de la zona de influencia del proyecto. ....	58
Figura 25: Comportamiento dinámico de los ángulos de los rotores de central taltal. ....	59
Figura 26: Comportamiento dinámico de la generación de potencia activa y reactiva de las centrales de generación de la zona de influencia. ....	60
Figura 27: Comportamiento dinámico de las tensiones y frecuencias de las barras de la zona de influencia del proyecto. ....	62
Figura 28: Comportamiento dinámico de los ángulos de los rotores de central taltal. ....	63
Figura 29: Comportamiento dinámico de la generación de potencia activa y reactiva de las centrales de generación de la zona de influencia. ....	64
Figura 30: Comportamiento dinámico de las tensiones y frecuencias de las barras de la zona de influencia del proyecto. ....	66
Figura 31: Comportamiento dinámico de los ángulos de los rotores de central taltal. ....	67
Figura 32: Comportamiento dinámico de la generación de potencia activa y reactiva de las centrales de generación de la zona de influencia. ....	68
Figura 33: Comportamiento dinámico de las tensiones y frecuencias de las barras de la zona de influencia del proyecto. ....	70
Figura 34: Comportamiento dinámico de los ángulos de los rotores de central taltal. ....	71
Figura 35: Comportamiento dinámico de la generación de potencia activa y reactiva de las centrales de generación de la zona de influencia. ....	72
Figura 36: Comportamiento dinámico de las tensiones y frecuencias de las barras de la zona de influencia del proyecto. ....	74
Figura 37: Comportamiento dinámico de los ángulos de los rotores de central taltal. ....	75
Figura 38: Comportamiento dinámico de la generación de potencia activa y reactiva de las centrales de generación de la zona de influencia. ....	76
Figura 39: Flujo de potencia zona de influencia en condición de Red N para el escenario base 25°C. ...	83
Figura 40: Flujo de potencia zona de influencia en condición de Red N para el escenario base 35°C. ...	84
Figura 41: Flujo de potencia de la zona de influencia en condición de Red N-1 para la contingencia N <sup>o</sup> 1 sin activación del automatismo para el escenario base 25°C. ....	85
Figura 42: Flujo de potencia de la zona de influencia en condición de Red N-1 para la contingencia N <sup>o</sup> 2 sin activación del automatismo para el escenario base 25°C. ....	86
Figura 43: Flujo de potencia de la zona de influencia en condición de Red N-1 para la contingencia N <sup>o</sup> 3 sin activación del automatismo para el escenario base 25°C. ....	87
Figura 44: Flujo de potencia de la zona de influencia en condición de Red N-1 para la contingencia N <sup>o</sup> 4 sin activación del automatismo para el escenario base 25°C. ....	88
Figura 45: Flujo de potencia de la zona de influencia en condición de Red N-1 para la contingencia N <sup>o</sup> 1 sin activación del automatismo para el escenario base 35°C. ....	89
Figura 46: Flujo de potencia de la zona de influencia en condición de Red N-1 para la contingencia N <sup>o</sup> 2 sin activación del automatismo para el escenario base 35°C. ....	90
Figura 47: Flujo de potencia de la zona de influencia en condición de Red N-1 para la contingencia N <sup>o</sup> 3 sin activación del automatismo para el escenario base 35°C. ....	91
Figura 48: Flujo de potencia de la zona de influencia en condición de Red N-1 para la contingencia N <sup>o</sup> 4 sin activación del automatismo para el escenario base 35°C. ....	92
Figura 49: Flujo de potencia de la zona de influencia en condición de Red N-1 para la contingencia N <sup>o</sup> 1 sin activación del automatismo para el escenario base 25°C. ....	93

Figura 50: Flujo de potencia de la zona de influencia en condición de Red N-1 para la contingencia N°2 sin activación del automatismo para el escenario base 25°C.....	94
Figura 51: Flujo de potencia de la zona de influencia en condición de Red N-1 para la contingencia N°3 sin activación del automatismo para el escenario base 25°C.....	95
Figura 52: Flujo de potencia de la zona de influencia en condición de Red N-1 para la contingencia N°4 sin activación del automatismo para el escenario base 25°C.....	96
Figura 53: Flujo de potencia de la zona de influencia en condición de Red N-1 para la contingencia N°1 sin activación del automatismo para el escenario base 35°C.....	97
Figura 54: Flujo de potencia de la zona de influencia en condición de Red N-1 para la contingencia N°2 sin activación del automatismo para el escenario base 35°C.....	98
Figura 55: Flujo de potencia de la zona de influencia en condición de Red N-1 para la contingencia N°3 sin activación del automatismo para el escenario base 35°C.....	99
Figura 56: Flujo de potencia de la zona de influencia en condición de Red N-1 para la contingencia N°4 sin activación del automatismo para el escenario base 35°C.....	100
Figura 57: Parámetros de entrada cálculo límites térmicos de la línea 2x220kV Paposo-Diego de Almagro.....	106
Figura 58: Radiación solar inicio LT 2x220kV Paposo-Diego de Almagro.....	107
Figura 59: Radiación solar mitad LT 2x220kV Paposo-Diego de Almagro.....	108
Figura 60: Radiación solar término LT 2x220kV Paposo-Diego de Almagro.....	109
Figura 61: Comportamiento dinámico de las tensiones y frecuencias de las barras de la zona de influencia del proyecto.....	110
Figura 62: Comportamiento dinámico de la potencia que fluye por la línea Diego de Almagro-Francisco y los ángulos rotóricos de las unidades de generación de la Central Taltal.....	111
Figura 63: Comportamiento dinámico de la generación de potencia activa y reactiva de las centrales de generación de la zona de influencia.....	112
Figura 64: Comportamiento dinámico de las tensiones y frecuencias de las barras de la zona de influencia del proyecto.....	113
Figura 65: Comportamiento dinámico de la potencia que fluye por la línea Diego de Almagro-Francisco y los ángulos rotóricos de las unidades de generación de la Central Taltal.....	114
Figura 66: Comportamiento dinámico de la generación de potencia activa y reactiva de las centrales de generación de la zona de influencia.....	115
Figura 67: Comportamiento dinámico de las tensiones y frecuencias de las barras de la zona de influencia del proyecto.....	116
Figura 68: Comportamiento dinámico de la potencia que fluye por la línea Diego de Almagro-Francisco y los ángulos rotóricos de las unidades de generación de la Central Taltal.....	117
Figura 69: Comportamiento dinámico de la generación de potencia activa y reactiva de las centrales de generación de la zona de influencia.....	118
Figura 70: Comportamiento dinámico de las tensiones y frecuencias de las barras de la zona de influencia del proyecto.....	119
Figura 71: Comportamiento dinámico de la potencia que fluye por la línea Diego de Almagro-Francisco y los ángulos rotóricos de las unidades de generación de la Central Taltal.....	120
Figura 72: Comportamiento dinámico de la generación de potencia activa y reactiva de las centrales de generación de la zona de influencia.....	121

## NOMENCLATURA

NTSyCS	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
ETERM	Tensión en terminales
ITERM	Corriente de terminales
EFD	Tensión de Campo
IFD	Corriente de Campo
PELEC	Potencia Eléctrica (Activa)
QELEC	Potencia reactiva
FREC	Frecuencia
AVR	Regulador de Tensión
V/HZ	Limitador de Sobreflujo
OEL	Limitador de sobre-excitación
UEL	Limitador de sub-excitación
PSS	Estabilizador de sistemas de potencia
FVC	Frecuencia Vista por el Control
POSDIS	Posición Distribuidor

## 1. RESUMEN EJECUTIVO

La Empresa SONNEDIX se encuentra desarrollando el proyecto de generación renovable "Parque Fotovoltaico Librillo", en adelante "PFV Librillo", el cual incorpora una potencia neta de generación de 118 MW al sistema eléctrico nacional, en adelante SEN, para el año 2027. El proyecto se emplazará en la región de Antofagasta, específicamente en la comuna de Taltal, cuyo punto de conexión se realizará en la actual SE Conejo 220 kV.

Por otro lado, con la entrada en operación de la nueva subestación seccionadora Parinas 500-220kV durante el año 2023, las centrales de generación renovable "Parque Eólico Taltal", en adelante "PE Taltal", y "Parque Fotovoltaico Lalackama", en adelante "PFV Lalackama", cambiaron su punto de conexión a dicha instalación, evacuando su generación al CEN a través de la SE Parinas.

En este informe se documentan los estudios sistémicos relacionados al Estudio denominado "Actualización de Estudio de Automatismo Paposo-Diego de Almagro (2015)", concernientes al proyecto "PFV Librillo", en donde se propone un automatismo de desconexión y reducción automática de generación, en adelante EDAG/ERAG, que permita a la línea 2x220 kV Paposo-Diego de Almagro operar en estado normal con un nivel de cargabilidad por sobre al valor límite fijado por el criterio N-1. Para dicho objetivo, se utilizará como base la filosofía de operación del automatismo que se encuentra implementado actualmente.

Para la elaboración del estudio, se utiliza el software DIgSILENT Power Factory 2022 SP8, el cual incluye los módulos de flujo de potencia, cortocircuitos y simulaciones RMS, junto con la base de datos del mes de Abril 2024, descargada del sitio web oficial de Coordinador Eléctrico Nacional, en adelante CEN, proyectada al mes de Mayo de 2027.

Asimismo, se desarrollaron dos escenarios bases (considerando una temperatura ambiente de 25°C y 35 °C con sol) en los cuales se considera una despacho a plena carga de las centrales de generación conectadas en la zona comprendida entre las SSEE Paposo y Diego de Almagro (PFV Conejo, PFV Pampa Solar Norte, PFV Librillo y ambas unidades de generación de la Central Taltal), en adelante denominada como la zona de influencia, respectando los niveles de transferencia de los elementos serie que conforman la línea 2x220 kV Paposo-Diego de Almagro, con el objetivo de evaluar la condición de operación más desfavorable en términos de cargabilidad.

A continuación, se resumen los principales resultados del estudio.

### **Estudio de Flujo de Potencia y Contingencias**

Al analizar los flujos de carga de la zona de influencia del proyecto en condición de operación normal para los dos escenarios bases, vale decir, considerando una máxima generación local para condiciones de temperatura ambientales de 25°C y 35°C con sol, se constató que, en ambas situaciones, los máximos niveles de cargabilidad de los tramos de línea que conforman la línea 2x220kV Paposo-Diego de Almagro, se encuentran por debajo de sus valores nominales, alcanzando un valor de 98% y 99%, respectivamente, para el tramo de línea 1x220 kV Francisco-Diego de Almagro. Asimismo, los niveles de

tensión de las barras de la zona de influencia presentan valores admisibles, en conformidad con la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, en adelante NTSyCS, verificando que los proyectos existentes y el nuevo proyecto "PFV Librillo" cuentan con capacidad de absorción/inyección de reactivos que permitan mantener los niveles de tensión dentro del umbral de operación permitido.

Para el análisis de los flujos de cargas ante las contingencias no simultáneas para la línea 2x220 kV Paposo-Diego de Almagro, donde se consideraron los montos de generación a desvincular por acción del EDAG/ERAG propuesto (ver Tabla /Tabla 19) del presente Resumen Ejecutivo, se constató que, en todos los casos, se converge a una condición de operación del sistema en total cumplimiento de las exigencias en estado estacionario de la NTSyCS, mitigando así las máximas sobrecargas posibles.

### **Estudio de Estabilidad Transitoria y Propuesta EDAG/ERAG**

Al analizar los resultados de las simulaciones RMS considerando las acciones de desvinculación de generación mediante la desconexión de centrales por acción del EDAG propuesto para el automatismo, presentados en Tabla /Tabla 19, para cada una de las contingencias no simultáneas consideradas, se comprueba dinámicamente que dichos montos de generación son suficientes para garantizar que el SEN converja a un nuevo punto de equilibrio, el cual permita mitigar los niveles de sobrecarga restantes mediante acción de reducción de generación de centrales por acción del ERAG propuesto para el automatismo, durante un periodo de tiempo de 15 minutos contados desde el momento de la sobrecarga.

Dicha verificación se realizó monitoreando la evolución temporal de las variables de tensión, frecuencia y ángulos rotóricos de las unidades de generación de central Taltal, junto con los factores de amortiguamiento de la línea en servicio más sobrecargada de la zona de influencia, ante una falla bifásica a tierra al 5% y 95% de cada tramo de línea que conforma la línea 2x220 kV Paposo-Diego de Almagro, considerando un despeje efectivo de la falla en 120 ms de parte de las protecciones asociadas, junto a una desconexión de generación según Tabla 19 en un tiempo no mayor a 150 ms después de despejada la falla.

En dicho análisis, se constata un comportamiento temporal admisible para las variables de tensión, frecuencia y ángulos rotóricos de la zona de influencia para todas las contingencias consideradas, los cuales convergen a un valor estable dentro del umbral de operación permitido por la NTSyCS. Asimismo, los factores de amortiguamiento de la línea más sobrecargada de la zona de influencia presentan un valor por sobre el 5% exigido por la actual normativa.

Por lo tanto, se concluye que, con el esquema EDAG/ERAG propuesto, no se presentan problemas de estabilidad ante contingencias en los tramos de línea de la zona, ante la operación de PFV Librillo.

Tabla 1: Acciones del EDAG/ERAG propuesto.

Proyecto	Acción ante contingencia	
	2 unidades de la CT Taltal en servicio	Menos de 2 unidades de la CT Taltal en servicio
<b>1 - Apertura del tramo de línea 1x220kV CAC-DAL</b>		
PFV Pampa Solar Norte	<b>DAG</b> (t < 150ms)	<b>RAG</b> (si existe sobrecarga)
PFV Conejo Solar	<b>RAG</b> (si existe sobrecarga)	<b>RAG</b> (si existe sobrecarga)
PFV Librillo	<b>RAG</b> (si existe sobrecarga)	<b>RAG</b> (si existe sobrecarga)
<b>2 - Apertura del tramo de línea 1x220kV FCO-DAL</b>		
PFV Pampa Solar Norte	<b>RAG</b> (si existe sobrecarga)	<b>RAG</b> (si existe sobrecarga)
PFV Conejo Solar	<b>RAG</b> (si existe sobrecarga)	<b>RAG</b> (si existe sobrecarga)
PFV Librillo	<b>DAG</b> (t < 150ms)	<b>RAG</b> (si existe sobrecarga)
<b>3 - Apertura del tramo de línea 1x220kV PAP-CAC</b>		
PFV Pampa Solar Norte	<b>RAG</b> (si existe sobrecarga)	<b>RAG</b> (si existe sobrecarga)
PFV Conejo Solar	<b>RAG</b> (si existe sobrecarga)	<b>RAG</b> (si existe sobrecarga)
PFV Librillo	<b>RAG</b> (si existe sobrecarga)	<b>RAG</b> (si existe sobrecarga)
<b>2 - Apertura del tramo de línea 1x220kV PAP-FCO</b>		
PFV Pampa Solar Norte	<b>RAG</b> (si existe sobrecarga)	<b>RAG</b> (si existe sobrecarga)
PFV Conejo Solar	<b>RAG</b> (si existe sobrecarga)	<b>RAG</b> (si existe sobrecarga)
PFV Librillo	<b>RAG</b> (si existe sobrecarga)	<b>RAG</b> (si existe sobrecarga)

## 2. INTRODUCCIÓN

En el contexto del proyecto "PFV Librillo 118 MW", con el número único de proyecto (NUP) 2263, se ha solicitado a "CONECTA", o el Consultor, la realización del estudio titulado "Actualización de Estudio de Automatismo Paposo-Diego de Almagro", el cual tiene como objetivo evaluar el desempeño del automatismo existente, garantizando el cumplimiento de los estándares establecidos en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS). Como parte de esta solicitud, se requiere que el Consultor realice un análisis que contemple los siguientes estudios:

1. Estudio de Flujo de Potencia (EFP).
2. Análisis de Contingencias
3. Estudio de Estabilidad Transitoria (ET).
4. Propuesta EDAG/ERAG

En particular, este documento agrupa los 4 puntos antes mencionados, los cuales tienen como objetivo evaluar en estado estacionario los niveles de cargabilidad y regulación de tensión en las líneas de transmisión y barras del sistema, respectivamente, ante la operación del EDAG/ERAG actualizado bajo el escenario operacional más desfavorable. Así mismo, verificar el comportamiento dinámico del sistema monitoreando la evolución temporal de las variables de tensión, frecuencia, factores de amortiguamiento y ángulos rotóricos de las unidades de la Central Taltal.

El proyecto consiste en la conexión de una nueva central fotovoltaica denominada "PFV Librillo", con una capacidad de generación de 118 MW, en la barra de 220 kV de SE Conejo, con fecha tentativa de entrada en operación para el mes de mayo 2027, cuya energía inyectada será evacuada al SEN mediante las líneas 1x220kV Conejo-Francisco. Cabe señalar que las líneas 2x220 kV Paposo-Diego de Almagro tienen implementado un Automatismo EDAG/ERAG que permite su operación con una cargabilidad mayor al fijado por el criterio N-1, mediante una filosofía de operación que tiene incorporada la participación de las centrales PE Taltal, PFV Lalackama y PFV Pampa Solar Norte. Hoy en día, las dos primeras centrales antes mencionadas cambiaron su punto de conexión en SE Parinas, quedando fuera del actual automatismo. De ahí nace la necesidad de proponer un nuevo EDAG/ERAG que considere la salida de dichas centrales y la incorporación del nuevo PFV Librillo proyectado para el año 2027.

En la Figura 1 se muestra, a modo de referencia, la zona geográfica donde se conectará el proyecto PFV Librillo 118 MW:

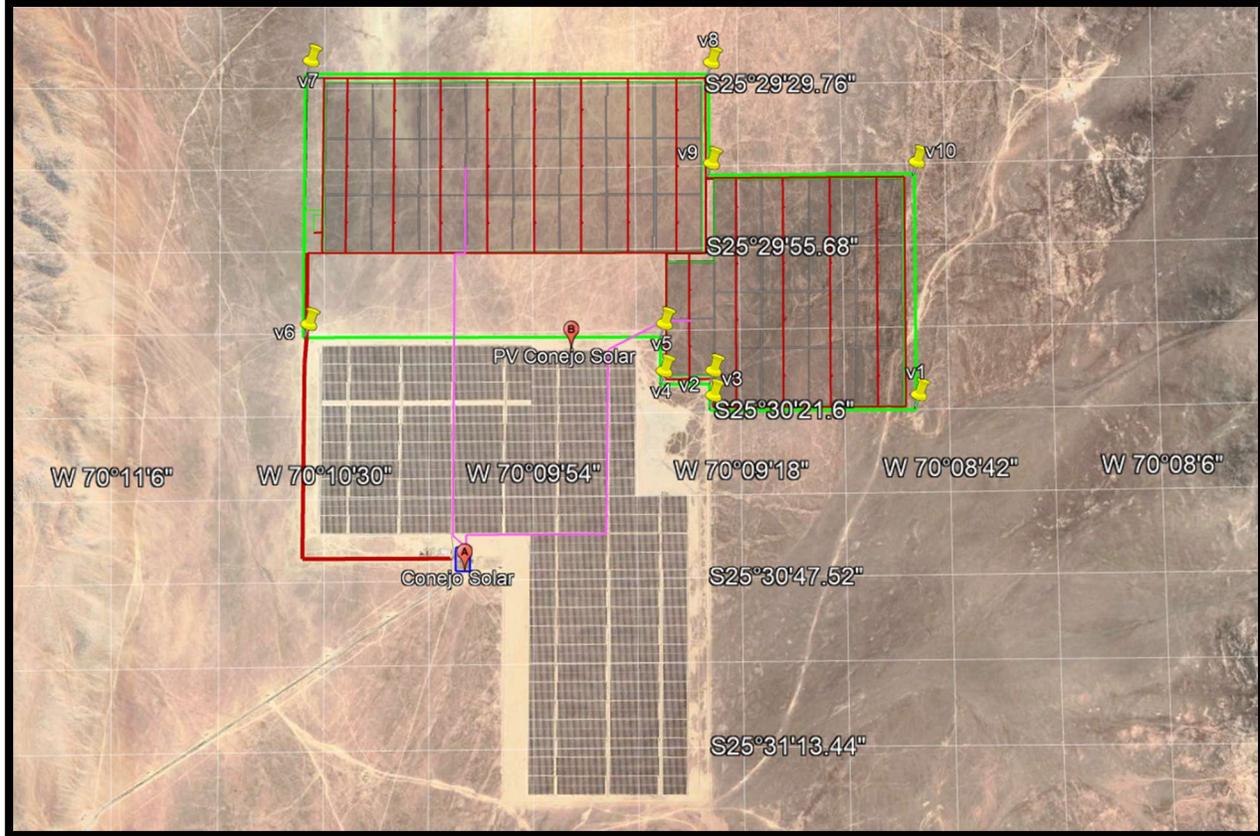


Figura 1: Zona geográfica del punto de conexión del proyecto PFV Librillo.

### 3. REFERENCIAS TÉCNICAS

A continuación, se detallan los antecedentes y estándares normativos consultados para desarrollar el presente informe:

- [1] CNE, «Informe Definitivo de Previsión de Demanda Eléctrica 2023-2024,» 2024.
- [2] CNE, Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, Santiago de Chile, 2020.
- [3] CEN, «Estudio de Tensiones de Servicio 2023,» 2023.
- [4] C. y. A. S.A., Catalogo Conductor - ACAR 1400 MCM.
- [5] E. Eléctricos, «Estudio de Factibilidad, Parques Fotovoltaicos Pampa Solar Norte y Ampliación Lalackama.,» Santiago de Chile, 2015.
- [6] IEC, «IEC 60287-1-1: Calculation of the current rating - Part 1-1: Current rating equations (100% load factor) and calculation of losses- General,» 2001.
- [7] IEEE, «Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors,» 2012.
- [8] CNE, «Instalaciones Declaras en Construcción,» 2024.
- [9] Transelec, Minuta de cálculo de parámetros eléctricos de Línea 2x220kV Francisco-Diego de Almagro y Cachiyuyal-Diego de Almagro para desarrollo de estudios., 2018.
- [10] Transelec, «Minuta de Cálculo de parámetros eléctricos de Línea 2x220kV Paposo-Francisco y Paposo-Cachiyuyal para desarrollo de estudios,» 2018.

## 4. DATOS DEL ESTUDIO

### 4.1 Zona de Influencia.

La Figura 3 Figura 2 muestra el sistema eléctrico y el punto de conexión de PFV Librillo, y la Figura 3 muestra la zona de actuación del EDAG propuesto para la línea 2x220 kV Paposo-Diego de Almagro denominado como zona de influencia. Como se puede observar, la zona comprendida entre las SSEE Paposo y Diego de Almagro corresponde, prácticamente, a un área de exportación de energía renovable hacia el SEN (S/E Illapa).

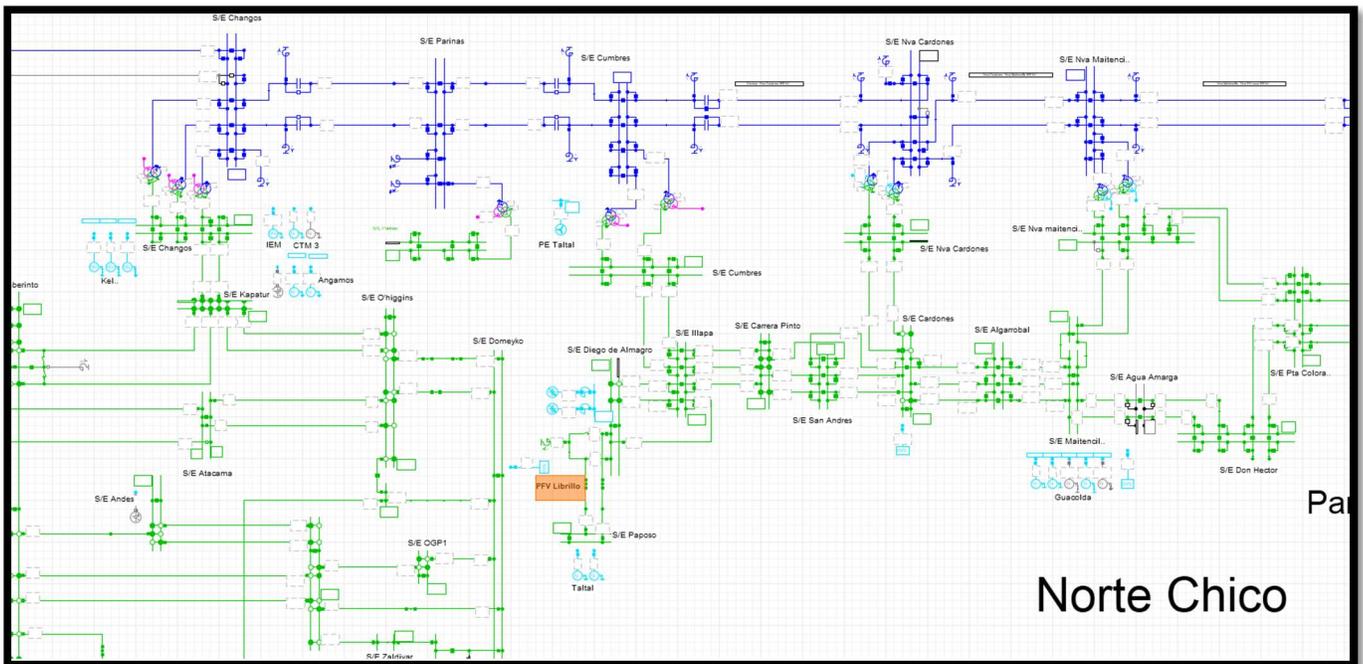


Figura 2: Sistema Eléctrico (SEN) – Ubicación PFV Librillo

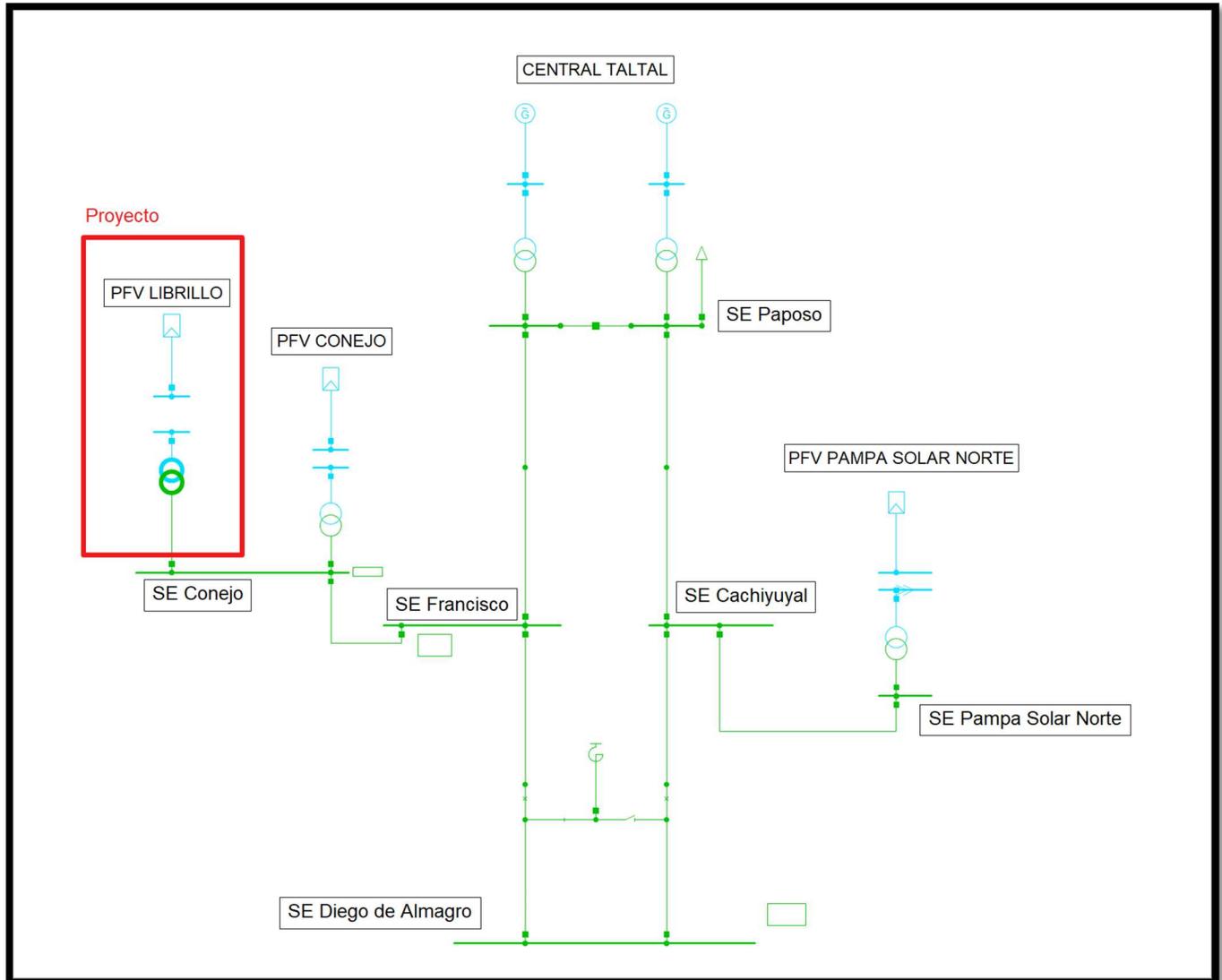


Figura 3: Zona de influencia del proyecto.

#### 4.2 Modelación del Proyecto.

La modelación de la generación del PFV Librillo se realiza mediante un módulo fotovoltaico equivalente el cual inyecta una potencia neta de 118 MW, cuya salida se encuentra conectada a un transformador típico de 33/0,8 kV para este tipo de generación. Para la modelación de dicho equipo, se utiliza el *type* del transformador elevador 33/0.4 kV del PFV Conejo SOLAR presente en la base de datos del CEN, considerando que debe ser capaz de transmitir la totalidad de la potencia inyectada por el módulo fotovoltaico.

Asimismo, se modela en la base de datos el transformador elevador por medio del cual el proyecto se conectará a la barra de SE Conejo 220 kV, cuyos datos técnicos se presentan en la Tabla 4 bajo el rótulo TR2.

### 4.3 Modelación Entorno Eléctrico.

A continuación, se presentan los datos técnicos de las líneas y transformadores del entorno eléctrico al proyecto PFV Librillo, junto a su fuente de información.

#### 4.3.1 Líneas de Transmisión.

Tabla 2: Parámetros Eléctricos de las Líneas de Transmisión.

LÍNEA	L km	R1 $\Omega$ /km	X1 $\Omega$ /km	R0 $\Omega$ /km	X0 $\Omega$ /km
<b>Línea 1x220kV Paposo-Francisco*</b>					
Paposo-Tap Lalackama	20,55	0,04341	0,39994	0,21868	1,22179
Tap Lalackama-Francisco	53,3849	0,04341	0,39994	0,21868	1,22179
<b>Línea 1x220kV Francisco-Diego de Almagro*</b>					
Francisco-Diego de Almagro	113,681	0,0434	0,39994	0,22569	1,27401
<b>Línea 1x220kV Paposo-Cachiyuyal*</b>					
Paposo-Tap PE Taltal	20,5485	0,04341	0,39993	0,21868	1,22179
Tap PE Taltal-Cachiyuyal	53,3849	0,04341	0,39994	0,21868	1,22179
<b>Línea 1x220kV Cachiyuyal-Diego de Almagro*</b>					
Cachiyuyal-Diego de Almagro	113,681	0,0434	0,39994	0,22569	1,27401
<b>Línea 1x220kV Conejo-Francisco **</b>					
Conejo-Francisco	56	0,0904	0,4132	0,3156	1,125
<b>Línea 1x220kV Pampa Solar Norte-Cachiyuyal **</b>					
Pampa Solar Norte-Cachiyuyal	12,131	0,0869	0,41739	3,37117	1,05089

\* Los parámetros técnicos de la línea fueron obtenidos a partir de la memoria de cálculo disponible en el portal de INFOTÉCNICA del CEN. No obstante, la longitud del conductor fue extraído de la ficha técnica disponible en INFOTÉCNICA.

\*\* Los parámetros técnicos de la línea fueron obtenidos a partir de la ficha técnica disponible en el portal de INFOTÉCNICA, puesto que no se encontró alguna memoria de cálculo cargada en la sección anexos.

### 4.3.2 Transformadores de Poder.

Tabla 3: Parámetros del Transformador TR1 y TR2 DE SE Paposo.

SE PAPOSO		
Parámetro	TR1*	TR2*
Tensión [kV]	230/15	230/15
Potencia [MVA]	165	165
Z1 [%]	13,79	10,7
Base MVA	165	124
Z0 [%]	12,98	9,891
Base MVA	165	124
Grupo de Conexión	YNd1	YNd1
N° Unidades Modeladas	1	1

Tabla 4: Parámetros del Transformador TR1 y TR2 DE SE Conejo.

SE CONEJO		
Parámetro	TR1*	TR2**
Tensión [kV]	220/33	220/33
Potencia [MVA]	117	130
Z1 [%]	13,49	17,59
Base MVA	117	130
Z0 [%]	11,64986	14,072
Base MVA	117	130
Grupo de Conexión	YNd11	YNd11
N° Unidades Modeladas	1	1

Tabla 5: Parámetros del Transformador TR1 de SE Pampa Solar Norte.

SE PAMPA SOLAR NORTE	
Parámetro	TR1***
Tensión [kV]	220/33
Potencia [MVA]	90
Z1 [%]	16,56
Base MVA	90
Z0 [%]	14,4334
Base MVA	90
Grupo de Conexión	YNd11
N° Unidades Modeladas	1

\* Los parámetros técnicos del transformador fueron obtenidos a partir del ensayo de pruebas del transformador disponibles en el portal de INFOTÉCNICA del CEN.

\*\* Los parámetros técnicos del transformador fueron obtenidos a partir de [10] proporcionado por la empresa mandante. Debido a que se desconoce la impedancia de secuencia cero, esta fue estimada como el 80% de la impedancia de secuencia positiva del equipo.

\*\*\* Los parámetros técnicos del transformador fueron obtenidos a partir de la foto de placa disponible en el portal de INFOTÉCNICA ante la ausencia de ensayos de pruebas del transformador. Debido a que en la placa no figura la impedancia de secuencia cero, se consideró la estipulada en la ficha técnica del portal de INFOTÉCNICA.

#### 4.4 Límites de Transferencia.

La Tabla 6 muestra las limitaciones de transferencia de potencia, en estado permanente, por las principales líneas de la zona de influencia, informando la capacidad de los conductores para las temperaturas ambiente de 25°C y 35°C con sol y la capacidad nominal de los transformadores de corriente y trampas de ondas en cada uno de los extremos de la línea.

Tabla 6: Límites térmicos permanentes de los elementos serie que conforman cada línea de la zona de influencia.

Líneas de Transmisión		Capacidad de la línea [kA]		Transformador de corriente [kA]		Trampa de Onda [kA]	
Origen	Llegada	25°C	35°C	Origen	Llegada	Origen	Llegada
Paposo-J1	Francisco-J3	0,764	0,467	0,8	1,5	1,25	1,25
Francisco-J2	Diego de Almagro-J4	0,764	0,467	1,5	1,2	1,25	1,25
Paposo-J2	Cachiyuyal-J1	0,764	0,467	1,6	1,6	s/i	1
Cachiyuyal-J2	Diego de Almagro-J3	0,764	0,467	1,6	1,2	1	1,25

Como se puede observar, no existen limitaciones de parte de los transformadores de corriente y/o trampas de ondas que impidan explotar dichas líneas a su máxima capacidad.

Cabe mencionar que, para el caso de los transformadores de corriente, se consideró como límite térmico el mayor tap disponible, no necesariamente el que se encuentra hoy en día ajustado, con el propósito de lograr las máximas transferencias por la línea 2x220kV Paposo-Diego de Almagro.

## 5. ACTUALIZACIÓN BASE DE DATOS

La Base de Datos (BD) utilizada para el desarrollo del presente estudio corresponde a la base de datos del mes de abril de 2024 publicada en el sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional, la cual fue proyectada al mes de mayo de 2027, fecha de puesta en servicio del proyecto bajo estudio.

### 5.1 Previsión de Demanda.

Para la estimación de la demanda del sistema a la fecha de puesta en servicio del proyecto se utilizaron las tasas de crecimiento de demanda del SEN de clientes regulados y libres publicados en el documento "Informe Previsión de Demanda 2023-2043, Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos" [1]. En la tabla siguiente, se muestran los porcentajes considerados para la proyección de demanda para el año 2027.

Tabla 7: Tasas de variación de demanda de clientes previstas para el SEN.

Tasas de Crecimiento [%]			
Sistema Eléctrico Nacional (SEN)			
Año	Regulados	Libres	Sistema
2024	3,04%	2,00%	2,44%
2025	1,07%	3,14%	2,37%
2026	1,96%	2,82%	2,50%
2027	2,05%	0,09%	0,81%

Los porcentajes de crecimiento presentados anteriormente se utilizaron en los escenarios de demanda alta y baja que vienen por defecto en la base de datos de DIgSILENT.

### 5.2 Proyectos de Generación y Transmisión.

En conformidad al documento [1], se determinó que no existen proyectos de generación y/o transmisión que se encuentren dentro de la zona de influencia del proyecto y que, por consiguientemente, impacten en los resultados del estudio. Por lo tanto, no se incorporan nuevos proyectos a los ya incluidos en la BD de DIgSILENT descargada desde el sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional.

## 6. METODOLOGÍA

### 6.1 Criterios de Evaluación Normativos para Flujo de Potencia.

A continuación, se presentan los estándares normativos respecto al control de tensión y las transferencias de potencia por los elementos series del sistema de transmisión estipulados en el capítulo 5 de la NTSyCS [2].

#### 6.1.1 Artículo 5-19 NTSyCS.

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

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

En casos debidamente justificados, en reemplazo de las tensiones nominales a que se refiere el presente artículo, el Coordinador podrá definir Tensiones de Servicio para las distintas barras del SI, respetando la banda permitida en los valores unitarios indicados respecto de dicha Tensión de Servicio, siempre que el límite superior de ésta no sobrepase las tensiones máximas de servicio de los equipos. El Coordinador deberá justificar el uso de las Tensiones de Servicio mediante un Estudio que se actualizará cada 2 años el cual deberá ser enviado a la SEC

#### 6.1.2 Artículo 5-23 NTSyCS.

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

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

En casos debidamente justificados, en reemplazo de las tensiones nominales a que se refiere el presente artículo, el Coordinador podrá definir Tensiones de Servicio para las distintas barras del SI, respetando la banda permitida en los valores unitarios indicados, siempre que el límite superior de ésta no sobrepase las tensiones máximas de servicio de los equipos. El Coordinador deberá justificar el uso de las Tensiones de Servicio mediante un Estudio que se actualizará cada 2 años el cual deberá ser enviado a la SEC.

En todo caso, en sus respectivas evaluaciones, la planificación de la transmisión a la que se refiere la Ley solo deberá utilizar las bandas indicadas, referidas a las tensiones nominales

#### 6.1.3 Artículo 5-20 NTSyCS.

En Estado Normal o Estado de Alerta, para mantener las tensiones permanentemente dentro de la banda de variación permitida en el presente título, el Coordinador podrá instruir a los Coordinados la:

- a) Conexión o desconexión de bancos de condensadores shunt.
- b) Conexión o desconexión de condensadores síncronos.
- c) Conexión o desconexión de reactores shunt.
- d) Operación de compensadores estáticos de potencia reactiva.
- e) Operación de cambiadores de taps bajo carga de transformadores.
- f) Operación de centrales generadoras con capacidad de inyectar o absorber potencia reactiva.
- g) Modificación de consigna en equipos de compensación de reactivos activos (STATCOM).
- h) Modificación de la potencia de referencia de los convertidores HVDC.

#### 6.1.4 Artículo 5-26 NTSyCS.

El Coordinador determinará la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente de cada Elemento Serie del ST a partir del:

- a) Límite Térmico (Artículo 5-32, Artículo 5-33, Artículo 5-34);
- b) Límite por Sobrecargas de Corta Duración (Artículo 5-35);
- c) Límite por Estabilidad Transitoria (Artículo 5-48);
- d) Límite por Estabilidad Permanente (Artículo 5-49);
- e) Límite por Estabilidad de Tensión (Artículo 5-50); y
- f) Límite por Estabilidad de Frecuencia (Artículo 5-51).

El Coordinador deberá mantener debidamente actualizada esta información en su sitio Web.

La Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente quedará determinada por el menor valor que surge de la comparación de los límites indicados, que incluyen márgenes de seguridad que permiten utilizarlos para el control de las transferencias máximas en Tiempo Real.

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

### 6.1.5 Tensiones de Servicio.

En la Tabla 8 se presentan las tensiones de servicio de las principales subestaciones de la zona de influencia del proyecto, junto con los márgenes normativos máximo y mínimo para tensiones superiores a 200 kV e inferiores a 500 kV en estado de operación normal, alerta y emergencia, obtenidos del documento "Estudio de Tensiones de Servicio 2023" [3]. Cabe mencionar que las tensiones de servicio de las barras de la zona de influencia que no aparecen en dicho documento, se le contempla como tensión de servicio conforma a la subestación existente más cercana.

Tabla 8: Tensiones de servicio y rango de tensión permitido según NTSyCS.

Subestación	Tensión de Servicio [kV]	Estado Normal		Estado Alerta		Estado Emergencia	
		1,05Vs [kV]	0,95Vs [kV]	1,07Vs [kV]	0,93Vs [kV]	1,1Vs [kV]	0,9Vs [kV]
Diego de Almagro	225	236,25	213,75	240,75	209,25	247,5	202,5
Francisco	229	240,45	217,55	245,03	212,97	251,9	206,1
Cachiyuyal	229	240,45	217,55	245,03	212,97	251,9	206,1
Paposo	231	242,55	219,45	247,17	214,83	254,1	207,9

### 6.2 Criterios de Evaluación Normativos para Estabilidad Transitoria.

A continuación, se presentan los estándares normativos presentados en el capítulo 3 y 5 de la NTSyCS [2] que permiten evaluar el comportamiento dinámico del sistema.

#### 6.2.1 Variaciones de la Tensión.

Artículo 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, admitiendo en caso necesario la utilización de Recursos Generales y Adicionales de Control de Contingencias.*

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

#### 6.2.2 Variaciones de Frecuencia.

Artículo 3-10:

*Toda unidad generadora o parque eólico o fotovoltaico deberá continuar operando en forma estable conectada al SI y entregando potencia activa bajo la acción de su Controlador de Carga/Velocidad o de Frecuencia/Potencia para variaciones de la frecuencia dentro de los límites de operación por sobre y*

subfrecuencia y al menos durante los tiempos que se indican en la siguiente tabla, tras los cuales podrá opcionalmente desconectarse (salvo en los casos en que el Coordinador exija la desconexión forzada).

Tabla 9: Tiempos mínimos de operación por sobre y subfrecuencia.

Límite Inferior (mayor que)	Límite Superior (menor o igual que)	Tiempo Mínimo de Operación			
		Hidroeléctricas	Termoeléctricas	Parques Eólicos	Parques Fotovoltaicos
49,0 [Hz]	50,0 [Hz]	Permanente	Permanente	Permanente	Permanente
48,0 [Hz]	49,0 [Hz]	90 minutos	90 minutos	90 minutos	90 minutos
47,5 [Hz]	48,0 [Hz]	30 minutos	30 minutos	30 minutos	30 minutos
47,0 [Hz]	47,5 [Hz]	5 segundos	Desconex. opcional	Desconex. opcional	Desconex. opcional
50,0 [Hz]	51,0 [Hz]	Permanente	Permanente	Permanente	Permanente
51,0 [Hz]	51,5 [Hz]	90 minutos	90 minutos	90 minutos	90 minutos
51,5 [Hz]	52,0 [Hz]	90 segundos	5 segundos	Desconex. opcional	Desconex. opcional
52,0 [Hz]	52,5 [Hz]	15 segundos	Desconex. opcional	Desconex. forzada	Desconex. forzada
52,5 [Hz]	53,0 [Hz]	5 segundos	Desconex. forzada		

#### Artículo 5-25:

El Coordinador deberá adoptar todas las medidas posibles para que la frecuencia del SI permanezca en su valor nominal de 50 [Hz], aceptándose en régimen permanente para el Estado Normal y de Alerta, que el valor promedio de la frecuencia fundamental, medida en intervalos de tiempo de 10 segundos durante cualquier período de control de siete días corridos, se encuentre en los rangos siguientes:

1. Sistemas en los cuales el aporte de energía de centrales hidroeléctricas, durante los siete días de control, supere el 60% del consumo total:
  - sobre 49,8 [Hz] y bajo 50,2 [Hz] durante al menos el 99% del período.
  - entre 49,3 [Hz] y 49,8 [Hz] durante no más de un 0,5% del período.
  - entre 50,2 y 50,7 [Hz] durante no más de un 0,5% del período.
2. Sistemas en los cuales el aporte de energía de centrales hidroeléctricas, durante los siete días de control, no supere el 60% del consumo total:
  - sobre 49,8 [Hz] y bajo 50,2 [Hz] durante al menos el 97% del período.
  - entre 49,3 [Hz] y 49,8 [Hz] durante a lo más un 1,5% del período.
  - entre 50,2 y 50,7 [Hz] durante a lo más un 1,5% del período.

#### Artículo 5-35:

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

## Artículo 5-37:

*"En el caso que una Contingencia dé lugar a una variación de la frecuencia, el Coordinador deberá verificar mediante simulaciones previas, que las variaciones de frecuencia fuera de la banda de operación en régimen permanente definida en el Artículo 5-25, no excedan los tiempos máximos de funcionamiento en cada nivel de frecuencia exigibles al conjunto de unidades generadoras que están conectados al SI, indicadas en el Artículo 3-10."*

## 6.2.3 Variaciones de Posición Angular.

## Artículo 5-43:

*"Para las contingencias y severidad especificadas en el Artículo 5-32, el Coordinador determinará el Límite por Estabilidad Transitoria para cada Elemento Serie del ST 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 SI, y siempre que se verifique el cumplimiento de los estándares de recuperación dinámica definidos desde el Artículo 5-34 al Artículo 5-39."*

*Dado que la posición del eje inercial puede variar bruscamente al producirse desconexión de generadores durante la simulación, como máquina representativa de la evolución de la posición del eje inercial durante la simulación dinámica (respecto de la cual se medirá la excursión del ángulo del rotor de la máquina más exigida), se usará la máquina que presente el ángulo más cercano a la posición del eje inercial determinado en el flujo de potencia inicial, calculado con una barra libre arbitraria, y cuya energía cinética  $H \times S$  [s], sea relevante. El Límite por Estabilidad Transitoria para el Elemento Serie en evaluación, considerando el margen de seguridad adoptado, estará dado por la potencia máxima transmitida que cumple la condición indicada en el presente artículo."*

## 6.2.4 Nivel de Amortiguamiento para Oscilaciones Electromecánicas.

## Artículo 5-38:

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

## Artículo 5-39:

*"La determinación del factor  $\zeta$  se realizará a través de la medición de los máximos de la onda de potencia activa en la línea de transmisión evaluada, correspondientes a dos semiciclos consecutivos de igual signo, ya sea positivo o negativo, designados como A1 y A2 respectivamente. El factor  $\zeta$  resultará de aplicar la siguiente fórmula:*

$$\zeta = - \frac{\log_e R_A}{2\pi \sqrt{\left(1 + \frac{(\log_e R_A)^2}{4\pi^2}\right)}} \cdot 100$$

$$\text{Donde } R_A = \frac{A_2}{A_1}$$

*En el caso que las oscilaciones iniciales tengan una forma irregular y en situaciones que ello aplique, se podrán utilizar metodologías para descomponer señales irregulares en sus componentes oscilatorias y amortiguadas. En este caso, se adoptará como valor de amortiguamiento el correspondiente al modo de oscilación amortiguada dominante, es decir aquel que tiene un período similar a la oscilación irregular. En el caso de no ser posible la descomposición anterior, el factor de amortiguamiento se calculará cuando la forma de onda presente un comportamiento oscilatorio amortiguado, posterior al comportamiento irregular”.*

### 6.3 Escenarios y Condiciones de Operación.

Los escenarios de operación a considerar en el presente estudio se resumen a continuación:

#### 6.3.1 Escenario: Demanda Alta Día Laboral.

El escenario base corresponde al escenario de demanda alta en día laboral, contenida en la base de datos de operación del SEN publicada en el mes de Abril 2024.

Debido a que, en la base de datos del CEN, el escenario de demanda baja día domingo contaba con las centrales de la zona fuera de servicio, se utilizó el escenario de demanda alta día laboral que sí las tenía en servicio.

De todas formas, al considerarse la zona comprendida entre las SSEE Paposo y Diego de Almagro como una zona de exportación de energía al CEN, donde la demanda es muy baja, el utilizar cualquier de las dos demandas no impactará significativamente en los resultados del estudio.

#### 6.3.2 Condición de Operación.

Con el propósito de analizar la condición de operación más desfavorable en términos de cargabilidad de las líneas 2x220 kV Paposo-Diego de Almagro, se consideró un escenario diurno con máxima generación local en la zona de influencia. Esto implica tener en servicio y a plena carga tanto las unidades térmicas de Central Taltal como los parques fotovoltaicos existentes PFV Conejo Solar y PFV Pampa Solar Norte, todo ello respetando los límites térmicos impuestos por los elementos serie del sistema de transmisión.

#### 6.3.3 Contingencias.

Finalmente, en el escenario base y bajo la condición de operación anterior, se consideran las siguientes contingencias no simultáneas. El objetivo es evaluar las posibles problemáticas relacionadas con sobrecarga y regulación de tensión en las instalaciones existentes y proyectadas en la zona de influencia, una vez ejecutadas las acciones del EDAG/ERAG propuesto. Esto incluye una distinción para temperaturas ambiente de 25°C y 35°C con presencia de sol.

A continuación, se muestran las contingencias a considerar en este estudio:

- **Contingencia 1:** Desconexión intempestiva del tramo de línea 1x220kV Cachiyuyal-Diego de Almagro C2.

- **Contingencia 2:** Desconexión intempestiva del tramo de línea 1x220kV Francisco-Diego de Almagro.
- **Contingencia 3:** Desconexión intempestiva del tramo de línea 1x220kV Paposo-Cachiyuyal C2.
- **Contingencia 4:** Desconexión intempestiva del tramo de línea 1x220kV Paposo-Francisco C1.

Para estas 4 contingencias, el EDAG/ERAG debe lograr obtener un nivel de cargabilidad en los tramos de línea adyacentes y que conforman la línea 2x220 kV Paposo-Diego de Almagro que no supere su valor nominal, de acuerdo con la capacidad de sobrecarga de corta duración de la línea en función de su carga previa al evento.

## 7. ESQUEMA DE DESCONECCIÓN DE GENERACIÓN.

### 7.1 Problemática de la Zona.

La zona comprendida entre las SSEE Paposo y Diego de Almagro posee una alta presencia de generación renovable, la cual es evacuada al SEN mediante la línea 2x220 kV Paposo-Diego de Almagro. Dicha línea de transmisión tiene implementado un EDAG/ERAG que permite su funcionamiento con un nivel de cargabilidad superior al fijado por el criterio N-1, donde participan las centrales PE Taltal, PFV Lalackama, PFV Conejo Solar y PFV Pampa Solar Norte. Actualmente las centrales PE Taltal y PFV Lalackama se conectan en SE Parinas, por lo cual deberán ser retiradas del actual automatismo. Asimismo, para el año 2027 se prevé la conexión de una nueva central fotovoltaica denominada "PFV Librillo" en la barra de 220 kV de SE Conejo, el cual deberá incluirse en el EDAG/ERAG actual.

De manera de mantener una operación segura de la línea 2x220kV Paposo-Diego de Almagro, nace la necesidad de actualizar el EDAG/ERAG al año 2027, con la finalidad de permitir las transferencias de potencia por dicha línea en valores superiores al criterio N-1, en condición de red N.

### 7.2 Filosofía del EDAG/ERAG.

A partir del esquema EDAG/ERAG actualmente en servicio, se propondrá un sistema automático de reducción/desconexión de generación que incluya el retiro de las centrales PE Taltal y PFV Lalackama, así como la incorporación del nuevo parque fotovoltaico PFV Librillo.

El nuevo esquema propuesto contemplará la reducción/desconexión de las centrales renovables del entorno ante la detección de la apertura de alguno de los tramos de línea comprendidos entre las SSEE Paposo-Diego de Almagro. Los montos de generación a desvincular dependerán del estado pre-falla de dicha generación, el cual afecta directamente la sobrecarga post-falla que sufrirán los tramos de línea adyacentes. Cabe mencionar que, el automatismo propuesto, se presenta en la Tabla 19 del presente informe.

## 8. ESTUDIO DE FLUJO DE POTENCIA

### 8.1 Análisis en Condición de Operación Normal (Red N).

En dicha condición, se considera que la red en el área de influencia está en operación con todas sus plantas de generación en servicio y a su máxima capacidad de despacho, teniendo en cuenta los límites térmicos permanentes de los componentes serie de las líneas de transmisión. Para la definición de los

despachos, se priorizaron las plantas fotovoltaicas por sobre las unidades de generación GNL/Diesel, debido a su costo de generación más económico.

En la Tabla 10 se presentan los porcentajes de despacho resultantes respecto a la potencia nominal de cada central que se encuentran conectadas a la línea 2x220kV Papos-Diego de Almagro.

Tabla 10: Despacho de centrales conectadas en la zona de influencia del proyecto para los escenarios bases.

Generadores	Escenario Base 25°C	Escenario Base 35°C
	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]
PFV Pampa Solar Norte	100	91
PFV Conejo Solar	100	69
Central Taltal U2	74	35
Central Taltal U1	74	41
PFV Librillo Solar	100	71

Conforme a la tabla anterior, en el escenario base con una temperatura ambiente de 25°C, se pudo despachar completamente la generación de los PFV Pampa Solar Norte, Conejo Solar y Librillo Solar. Sin embargo, en el escenario base con una temperatura ambiente de 35°C, la generación despachada de cada uno de éstos disminuyó debido a la reducción del límite térmico de la línea 2x220 kV Papos-Diego de Almagro. Cabe mencionar que, en ambos escenarios, se consideran las centrales GNL/diesel Taltal en servicio.

La Figura 4 muestra los resultados de las tensiones en las barras de la zona de influencia del proyecto para los escenarios base desarrollados, donde las líneas de color rojo representan los límites de tensión normativos para el nivel de tensión de 220kV en condición normal de operación. Cabe mencionar que dichos resultados se calculan en base a las tensiones nominales de servicio extraídas de [3].

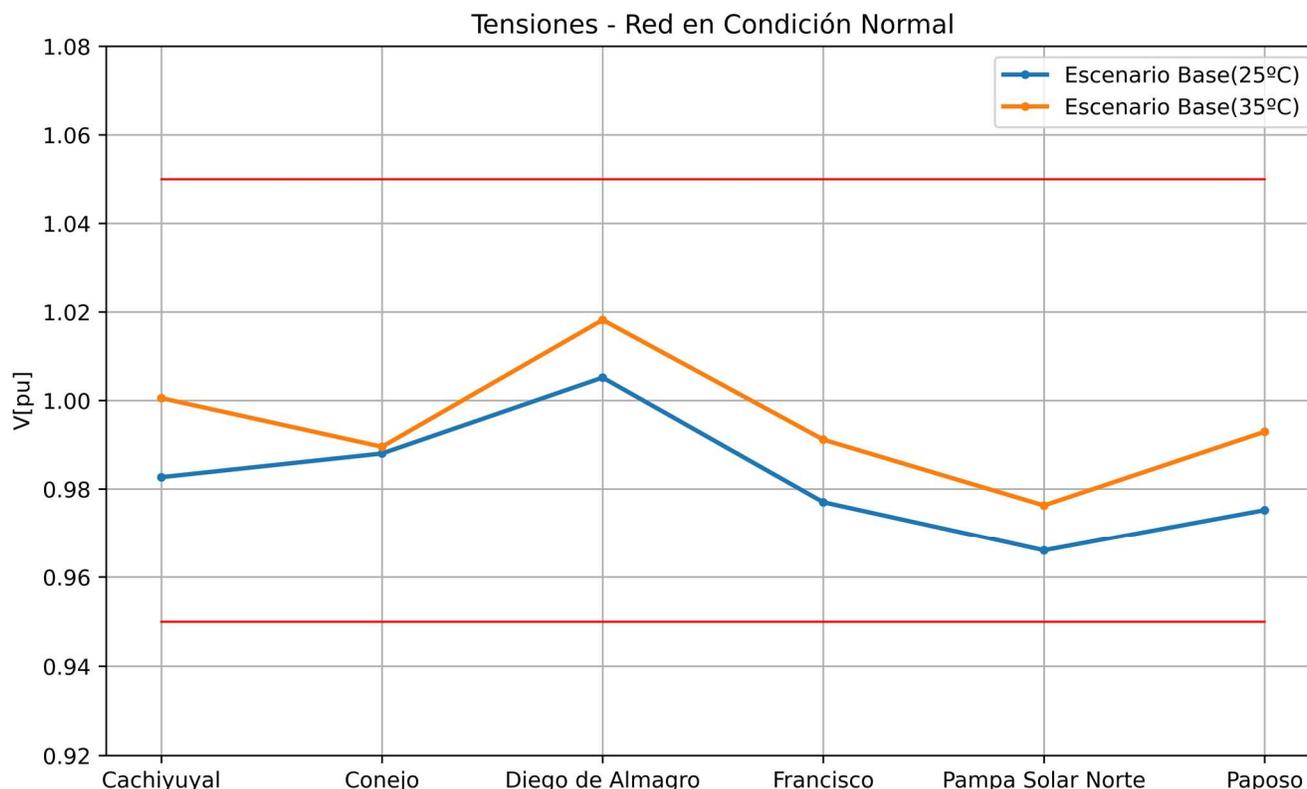


Figura 4: Tensiones en [pu] de las barras de la zona de influencia del proyecto en condición de operación normal, calculadas en base a las tensiones de servicio [3].

Tal como se puede apreciar, para todos los escenarios base analizados, las tensiones de las barras se encuentran dentro del rango normativo en condición normal de operación.

Por otra parte, las Tabla 11, Tabla 12, Tabla 13 y Tabla 14 presentan los niveles de cargabilidad por las principales líneas de transmisión y transformadores de potencia de la zona de influencia del proyecto. Para el caso de las líneas de transmisión, se presentan los porcentajes de cargabilidad respecto a la capacidad de transferencia del conductor, operando a su temperatura de diseño, considerando temperaturas ambientes de 25°C y 35°C. Para el caso de los transformadores de potencia, se muestran los niveles de cargabilidad respecto a sus máximas capacidades nominales.

Tabla 11: Nivel de cargabilidad por las líneas [%] de la zona de influencia del proyecto en condición normal de operación a 25°C.

Línea de Trasmisión	Capacidad Térmica			Cargabilidad [%]
	Tipo de Limitación	[MVA]	[kA]	
Diego de Almagro - Cachiyuyal 220 kV	Cond Op 25°C	291	0,764	77,91
Diego de Almagro - Francisco 220 kV	Cond Op 25°C	291	0,764	98,14
Paposo-Francisco	Cond Op 25°C	291	0,764	25,44
Paposo-Cachiyuyal	Cond Op 25°C	291	0,764	56,99

Tabla 12: Nivel de cargabilidad por las líneas [%] de la zona de influencia del proyecto en condición normal de operación a 35°C.

Línea de Transmisión	Capacidad Térmica			Cargabilidad [%]
	Tipo de Limitación	[MVA]	[kA]	
Diego de Almagro - Cachiyuyal 220 kV	Cond Op 35°C	178	0,467	79,69
Diego de Almagro - Francisco 220 kV	Cond Op 35°C	178	0,467	98,88
Paposo-Francisco	Cond Op 35°C	178	0,467	19,91
Paposo-Cachiyuyal	Cond Op 35°C	178	0,467	49,19

Tabla 13: Nivel de cargabilidad por los transformadores [%] de la zona de influencia del proyecto en condición normal de operación a 25°C.

Transformadores de Potencia	Capacidad Límite [MVA]	Cargabilidad [%]
TR1 Central Taltal 220/15kV	165	76.67
TR Conejo 220/33kV	117	86.15
TR2 Central Taltal 220/15kV	165	76.90
TR Librillo 220/33kV	130	91.73
TR Pampa Solar Norte 220/33kV	90	76.17

Tabla 14: Nivel de cargabilidad por los transformadores [%] de la zona de influencia del proyecto en condición normal de operación a 35°C.

Transformadores de Potencia	Capacidad Límite [MVA]	Cargabilidad [%]
TR1 Central Taltal 220/15kV	165	42.28
TR Conejo 220/33kV	117	60.71
TR2 Central Taltal 220/15kV	165	36.85
TR Librillo 220/33kV	130	63.87
TR Pampa Solar Norte 220/33kV	90	72.89

Desde la información presentada en las tablas precedentes, se observa que, para el escenario base de máxima generación, condición normal de operación (sin contingencias) y considerando una temperatura ambiente de 25°C y 35°C, no existen niveles de cargabilidad por sobre los valores nominales de los respectivos equipos.

Se observa que, para el caso de las líneas de transmisión, el mayor nivel de cargabilidad se presentan en la Línea 1x220 kV Diego de Almagro-Francisco, alcanzando un 98.88% (para la condición de temperatura ambiente de 35°C), mientras que, para el caso de los transformadores de potencia, se observa una cargabilidad del 91.73% para el TR Librillo 220/33kV (para la condición de temperatura de 25°C, en el cual el PFV Librillo, es despachado a su máxima capacidad).

Cabe mencionar que, los tramos de línea 1x220 kV Diego de Almagro-Francisco y 1x220 kV Diego de Almagro-Cachiyuyal presentan niveles de sobrecarga por sobre el criterio de seguridad N-1.

Para el resto de las líneas de la zona de influencia, no se perciben condiciones de riesgo en cuanto a sus niveles de cargabilidad respecto a sus capacidades nominales en condiciones de temperatura ambiente de 25°C y 35°C con sol y sus equipos serie (TTCC y TO).

Para referencia, en el Anexo 12.1 se presentan las imágenes que ilustran los flujos de potencia en el área de influencia de influencia del proyecto, para las condiciones de temperatura ambiente de 25°C y 35°C con sol.

## 8.2 Análisis en Condición Post-Contingencias (Red N-1).

### 8.2.1 Sin Actuación del EDAG/ERAG.

La Figura 5 muestra las máximas y mínimas tensiones en cada una de las barras de la zona de influencia del proyecto, ante las contingencias no simultaneas especificadas anteriormente, bajo las condiciones de temperatura ambiente de 25°C y 35°C con sol.

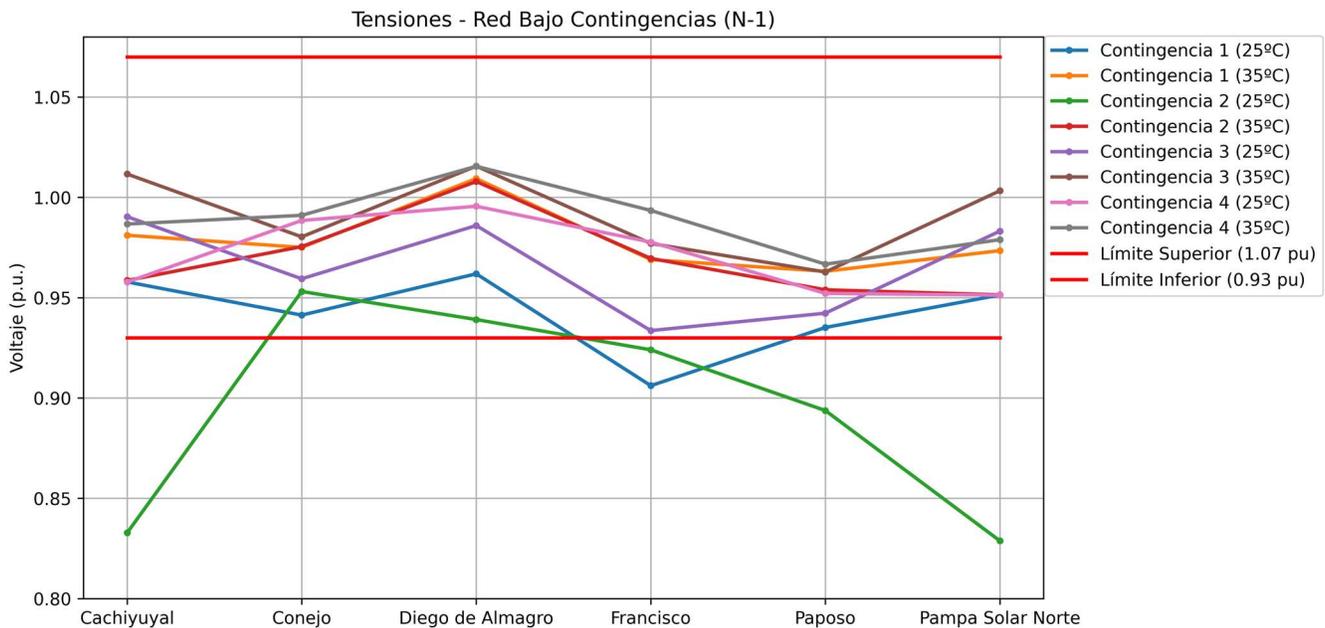


Figura 5: Tensiones en [pu] de las barras de la zona de influencia del proyecto en condición bajo contingencias, sin acción del automatismo, calculadas en base a las tensiones de servicio [3].

En base a lo anterior, no en todas las contingencias no simultáneas las barras mantienen sus niveles de tensión dentro del rango normativo para una condición de operación de emergencia.

Por otro lado, las Figura 6, Figura 7, Figura 8 y Figura 9 muestran los máximos niveles de sobrecarga registrados en la zona de influencia del proyecto, suscitadas por las contingencias 1 y 2, para la condición de temperatura ambiente de 25°C y 35°C con sol.

El detalle de todos los resultados de cada escenario y contingencia evaluada se muestran en el Anexo 12.2.1.

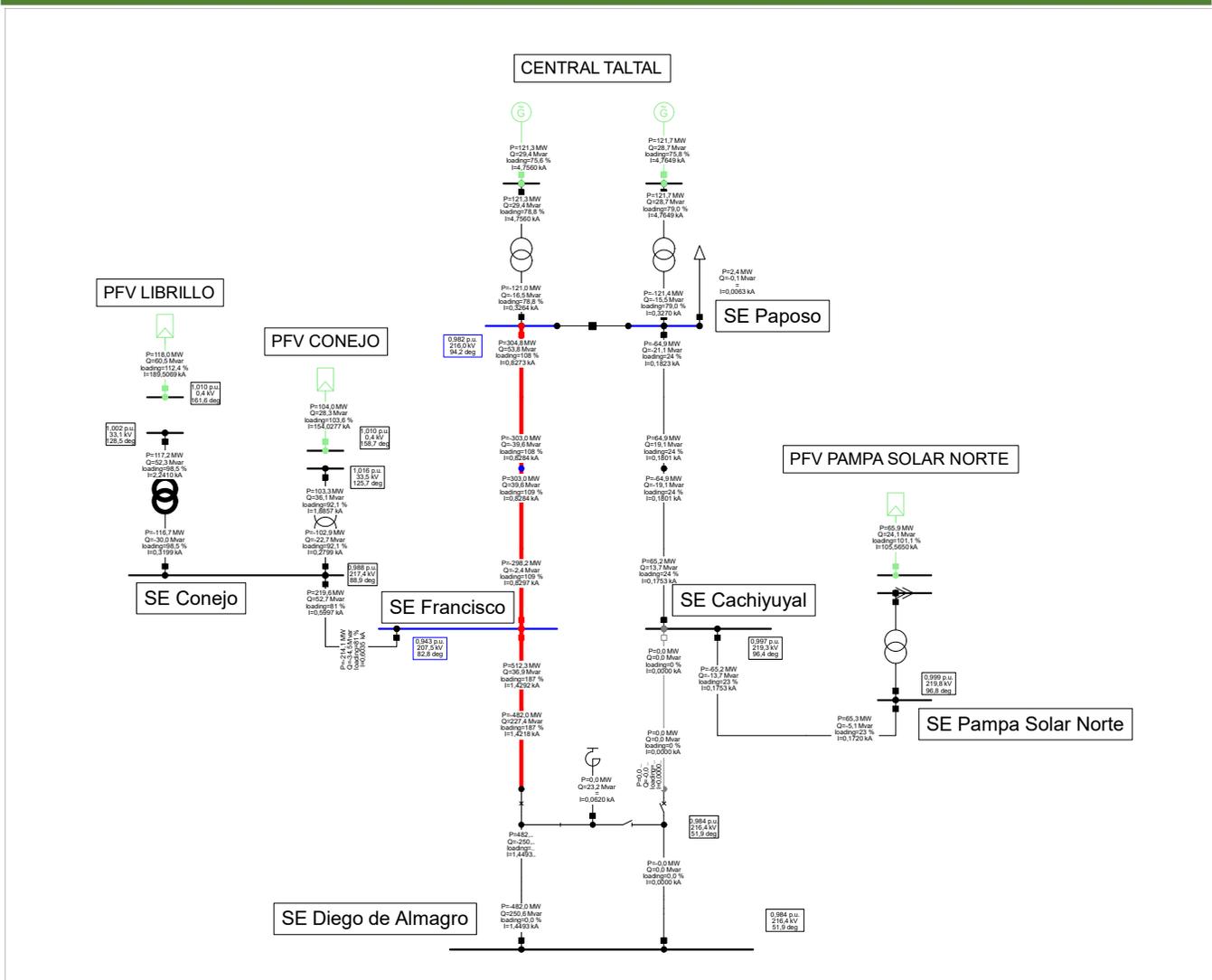


Figura 6: Flujo de potencia de la zona de influencia en condición de Red N-1 para la contingencia N°1 sin activación del automatismo para el escenario base 25°C.

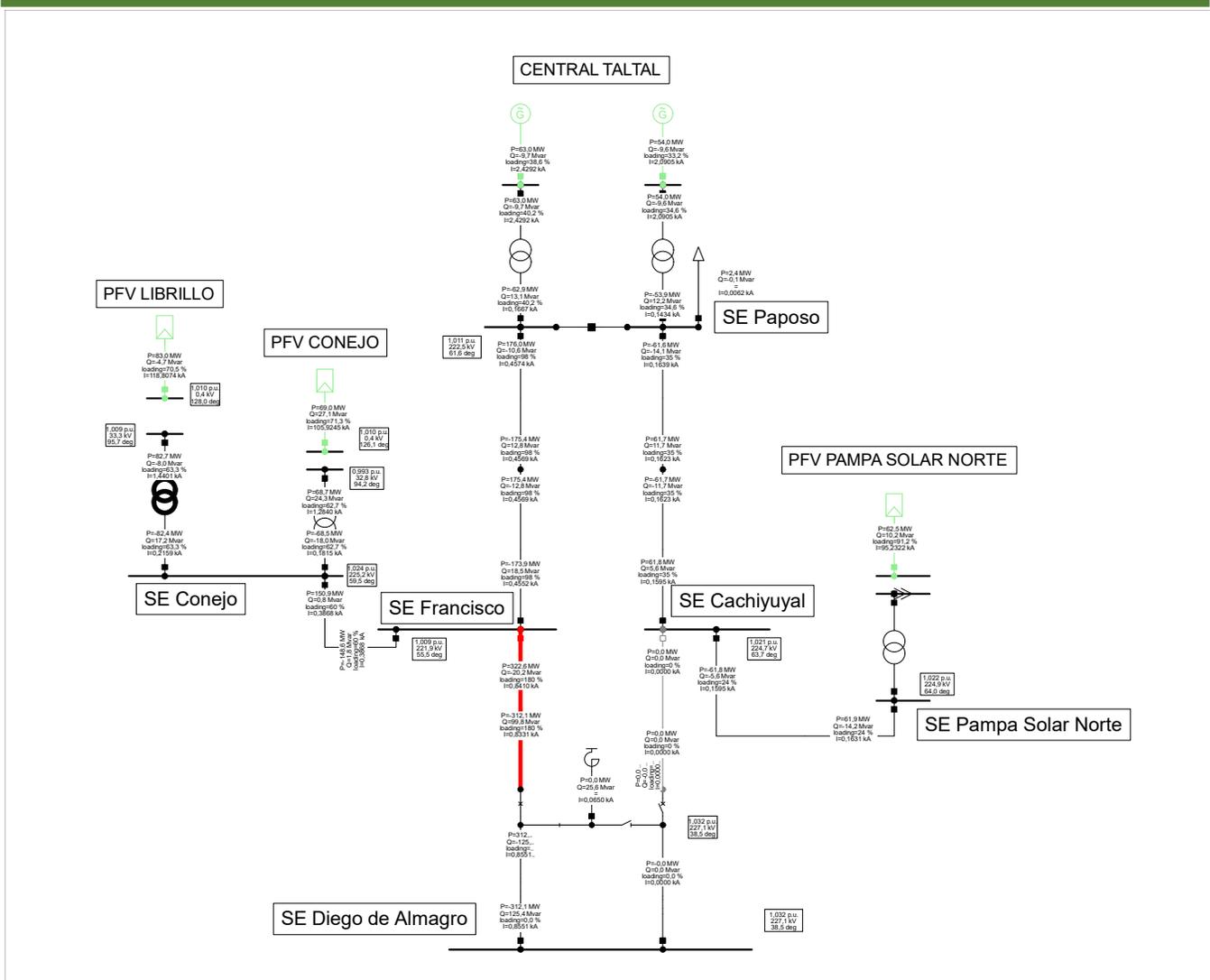


Figura 7: Flujo de potencia de la zona de influencia en condición de Red N-1 para la contingencia N°1 sin activación del automatismo para el escenario base 35°C.

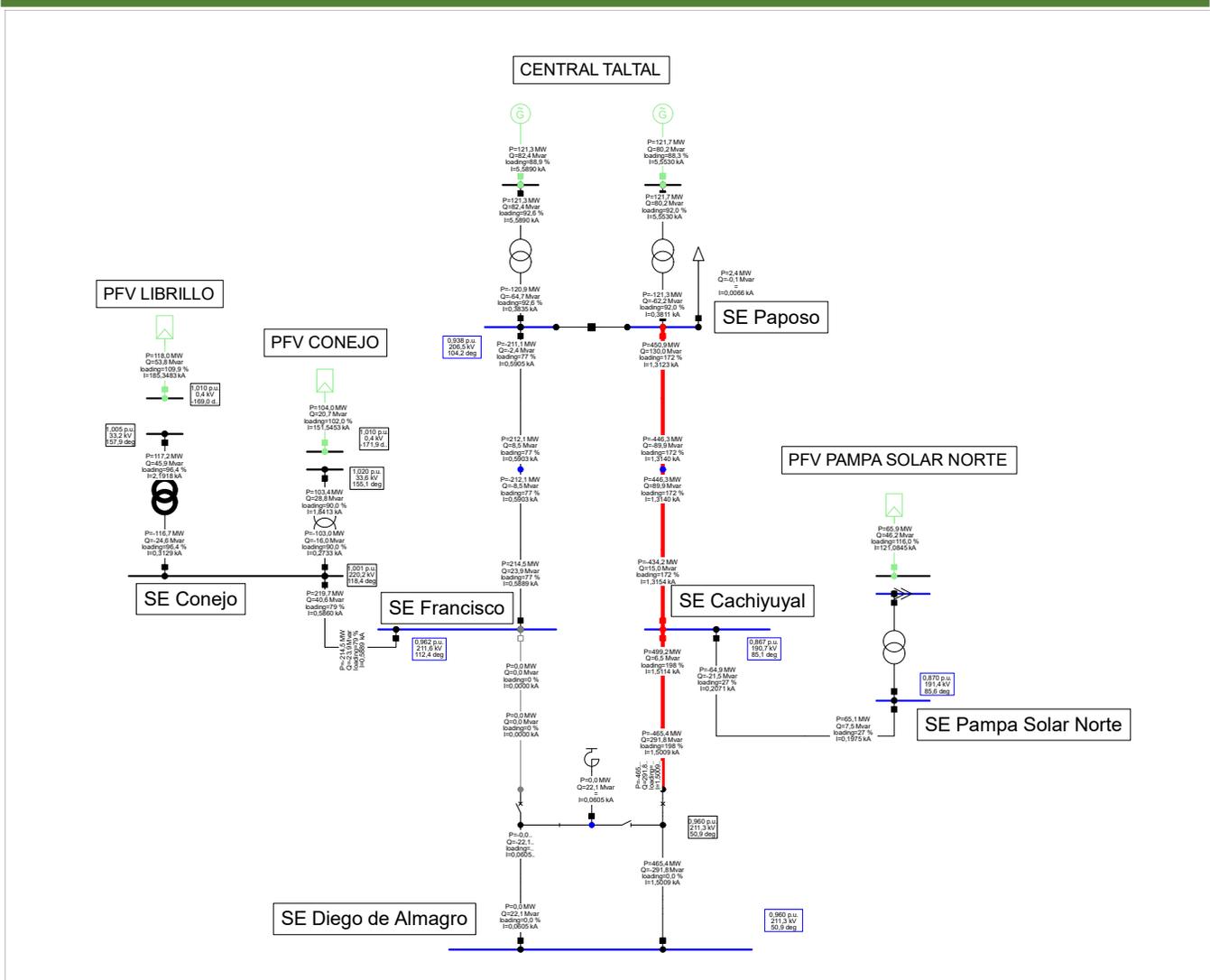


Figura 8: Flujo de potencia de la zona de influencia en condición de Red N-1 para la contingencia N°2 sin activación del automatismo para el escenario base 25°C.

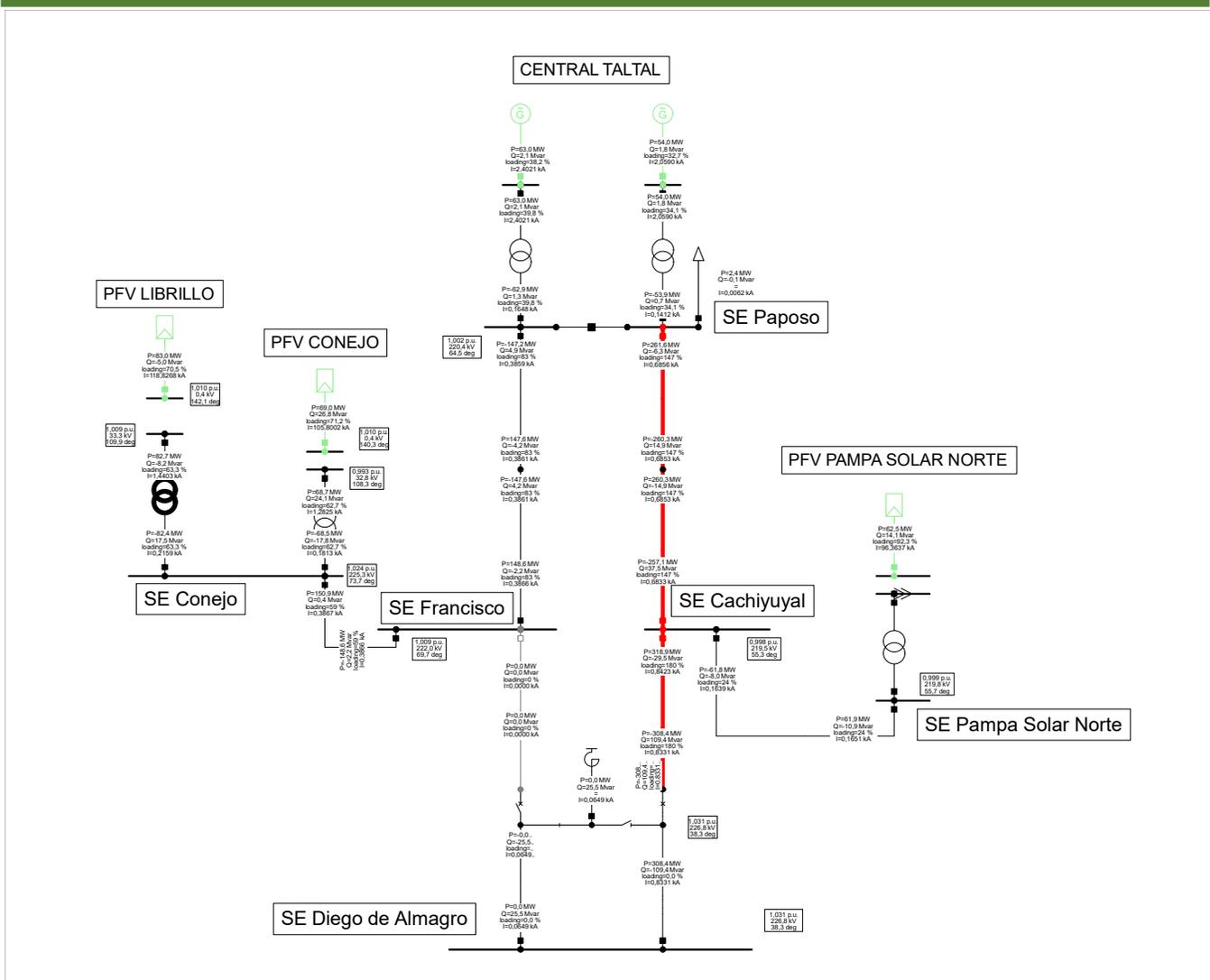


Figura 9: Flujo de potencia de la zona de influencia en condición de Red N-1 para la contingencia N°2 sin activación del automatismo para el escenario base 35°C.

En virtud de las imágenes mostradas previamente, se muestra que los tramos de línea más sobrecargados corresponden a los segmentos Diego de Almagro-Cachiyyual y Diego de Almagro-Francisco, alcanzando cargabilidades del 198% y 187%, respectivamente. Por lo cual, se hace indispensable la implementación de un Automatismo EDAG/ERAG.

Para mitigar las sobrecargas en los tramos de línea de la zona suscitadas por contingencias, se calcularon montos de generación para reducir/desconectar en función de la capacidad térmica de los mismos, tanto para una temperatura ambiente de 25°C como a 35°C con sol, con el objetivo de que, una vez ocurrida una contingencia, el tramo de línea más sobrecargado alcance un nivel final de cargabilidad de, al menos, un 95% de su capacidad nominal.

La Tabla 15 presenta la potencia en MW de generación a ser reducidos/desconectados ante la desconexión no simultánea de alguno de los 4 tramos de línea, considerando un escenario de máxima generación en la zona.

Tabla 15: Potencia a desconectar/reducir por el nuevo esquema para cada contingencia considerando temperatura ambiente de 25°C y 35°C.

Elemento fuera de servicio	Contingencia	Monto de generación a reducir/desconectar [MW]	
		25°C	35°C
Diego de Almagro-Cachiyuyal	C1	243	154
Diego de Almagro-Francisco	C2	246	153
Paposo-Cachiyuyal	C3	179	94
Paposo-Francisco	C4	28	0

En caso de requerir una reducción de generación por parte del automatismo, es crucial conocer el límite térmico para sobrecargas de corta duración de la línea 2x220kV Paposo-Diego de Almagro. Esto permitirá mantener un nivel de sobrecarga durante un periodo de 15 minutos antes de que la temperatura del conductor supere su máxima temperatura permitida. Durante este tiempo, se deben tomar medidas para restablecer la corriente que fluye a través del elemento en serie sobrecargado a su capacidad operativa permanente.

Debido a que los escenarios base consideran el despacho a plena carga de las unidades de generación de la zona, el caso más conservador a la hora de conocer el límite térmico para sobrecargas de corta duración sería considerar una cargabilidad pre-contingencia del 100% a la temperatura de diseño. Según la "Minuta ORSE N°/2018" [4], la temperatura máxima de operación del conductor es de 80°C, junto con una temperatura de diseño informada en INFOTÉCNICA de 50°C. Asimismo, los tramos poseen el mismo tipo de conductor, es decir, un ACAR 1400MCM 48/13, cuyos datos fueron extraídos de [4].

La Tabla 16 presenta el límite térmico de sobrecarga de corta duración de la línea 2x220 kV Paposo-Diego de Almagro, para una temperatura ambiente de 25°C y 35°C con sol.

Tabla 16: Límite térmico para sobrecargas de corta duración de la línea 2x220kV Paposo-Diego de Almagro.

Tipo de conductor	Valores en [kA]	(Con Sol y T° diseño conductor)				
		Temperatura ambiente °C	% Corriente Inicial a Máx T° de diseño			
			0%	50%	75%	100%
ACAR 1400 MCM 43/18	25°C	1.671	1.641	1.602	1.545	
	35°C	1.471	1.438	1.395	1.332	

Como se puede apreciar, la corriente máxima que puede circular por el conductor de la línea 2x220kV Paposo-Diego de Almagro, cuando la cargabilidad inicial del mismo conductor está al 100% de su capacidad nominal, para llegar a la temperatura máxima de operación en un tiempo de 15 minutos, es de 1.545 kA (588,7 MVA@220 kV) y 1.332 kA (507 MVA@220 kV) para condiciones de temperatura ambiente de 25°C y 35°C, respectivamente.

El detalle de los datos considerados en el cálculo se presenta en el Anexo 12.3 del presente informe.

## 8.2.2 Con Actuación del EDAG/ERAG.

Como se mencionó previamente, al evaluar los escenarios base frente a contingencias no simultáneas según lo descrito en la sección 6.3.3, se observan diferentes niveles de sobrecarga en los tramos de línea que componen la línea 2x220 kV Paposo-Diego de Almagro. Esto se debe a que la operación actual de la línea excede el nivel de cargabilidad establecido por el criterio N-1. En esta sección, presentamos una evaluación en estado estable de las acciones propuestas para el nuevo automatismo, presentado en la sección 9.1.2, siguiendo la filosofía de operación actual. Estas acciones tienen como objetivo mitigar los niveles de sobrecarga que se producen durante condiciones de falla. Además, en la sección 1, analizamos el comportamiento dinámico del sistema considerando estas mismas acciones correctivas.

La Figura 10 muestra las máximas y mínimas tensiones en cada una de las barras de la zona de influencia del proyecto ante fallas que activan el EDAG/ERAG propuesto bajo las condiciones de temperatura ambiente de 25°C y 35°C con sol, dichas acciones se presentan en la Tabla 19.

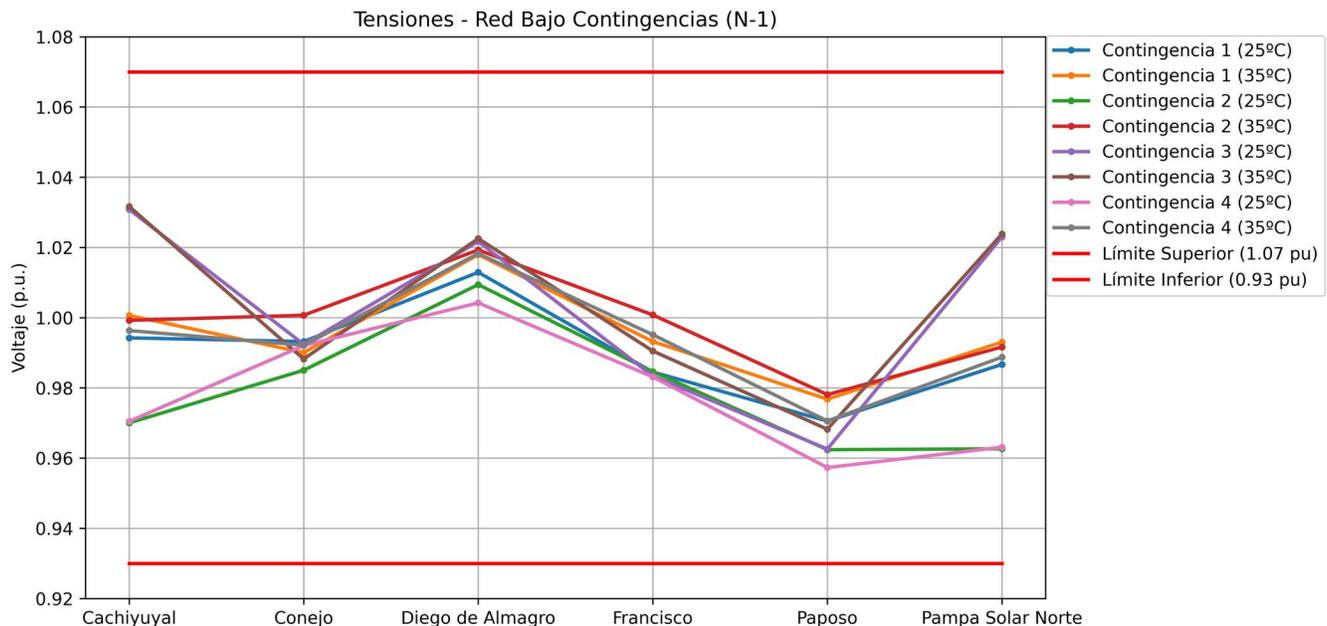


Figura 10: Tensiones en [pu] de las barras de la zona de influencia del proyecto en condición bajo contingencias, post actuación del automatismo, calculadas en base a las tensiones de servicio [3].

Tal como se puede apreciar, para todas las contingencias no simultáneas analizadas, las tensiones de las barras se encuentran dentro del rango normativo para una condición de operación de emergencia, con la posterior actuación del EDAG/ERAG actualizado.

Por otro lado, los niveles de cargabilidad de los elementos serie de la zona de influencia post actuación del automatismo se muestran en las Figura 11, Figura 12, Figura 13 y Figura 14, las cuales representan a los escenarios de mayor desconexión/reducción de generación en la zona, ante las contingencias N<sup>o</sup>1 y N<sup>o</sup>2.

Para la contingencia N<sup>o</sup>1, que considera la salida de operación del tramo de línea 1x220 kV Cachiyuyal-Diego de Almagro, suscita una sobrecarga del 187% en el tramo de línea 1x220 kV Francisco-Diego de

Almagro, para lo cual el automatismo ordena la desconexión del PFV Pampa Solar Norte. Posterior a dicha acción, el automatismo ordena la reducción de generación en los PFV Librillo y PFV Conejo, cuyo redespacho llega a un valor de 31MW y 17MW, respectivamente. Por otro lado, para la contingencia N°2, que considera la salida de operación del tramo de línea 1x220kV Francisco-Diego de Almagro, suscita una sobrecarga del 198% en el tramo de línea 1x220kV Cachiyuyal-Diego de Almagro, para lo cual el automatismo ordena la desconexión del PFV Librillo Solar. Posterior a dicha acción, el automatismo ordena la reducción de generación en los PFV Conejo y PFV Pampa Solar Norte, cuyo redespacho llega a un valor de 42 MW y 3 MW, respectivamente.

Los despachos finales de cada parque fotovoltaico, para cada contingencia, se presentan en la Tabla 17 del presente informe.

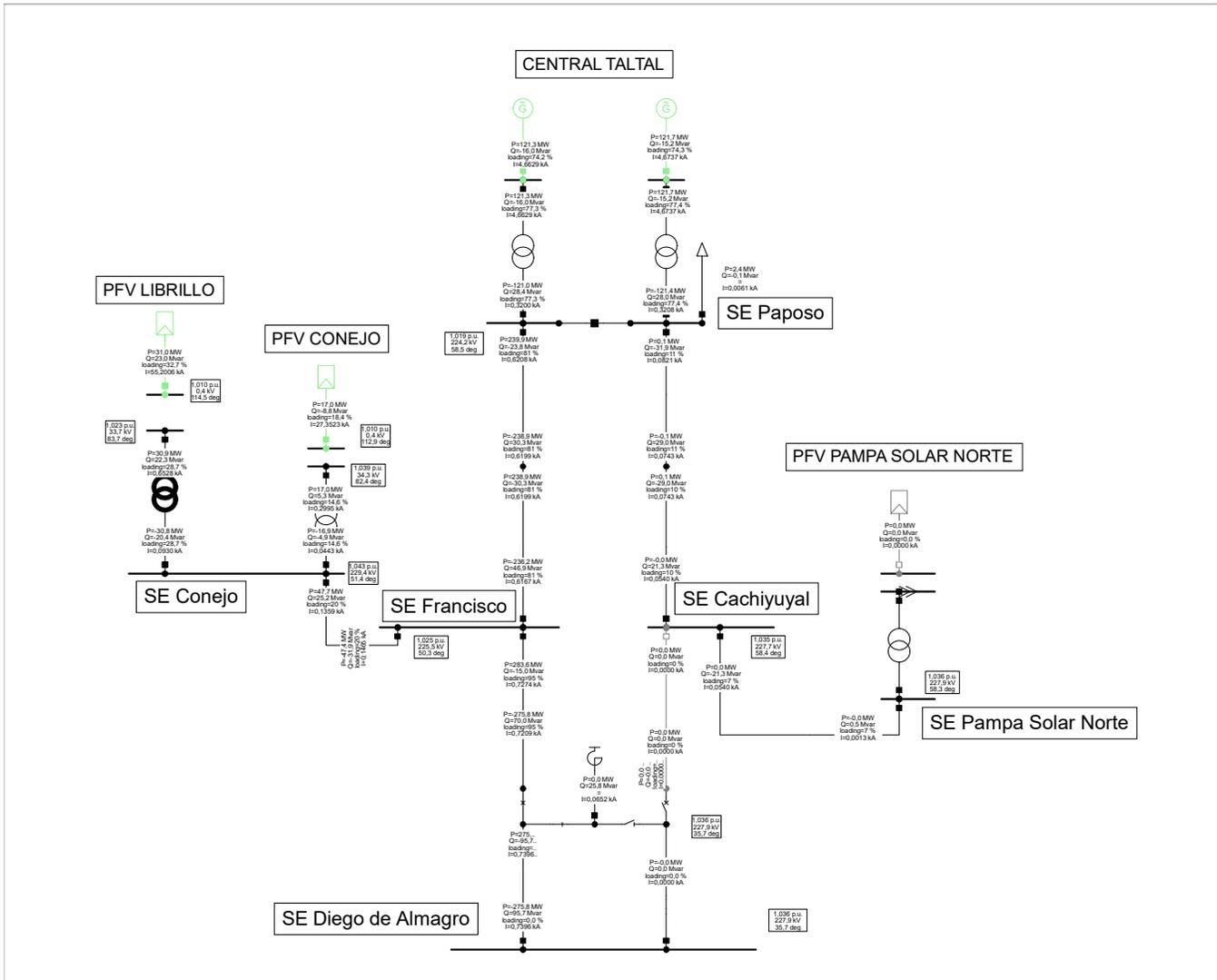


Figura 11: Flujo de potencia de la zona de influencia en condición de Red N-1 para la contingencia N°1 con activación del automatismo para el escenario base 25°C.

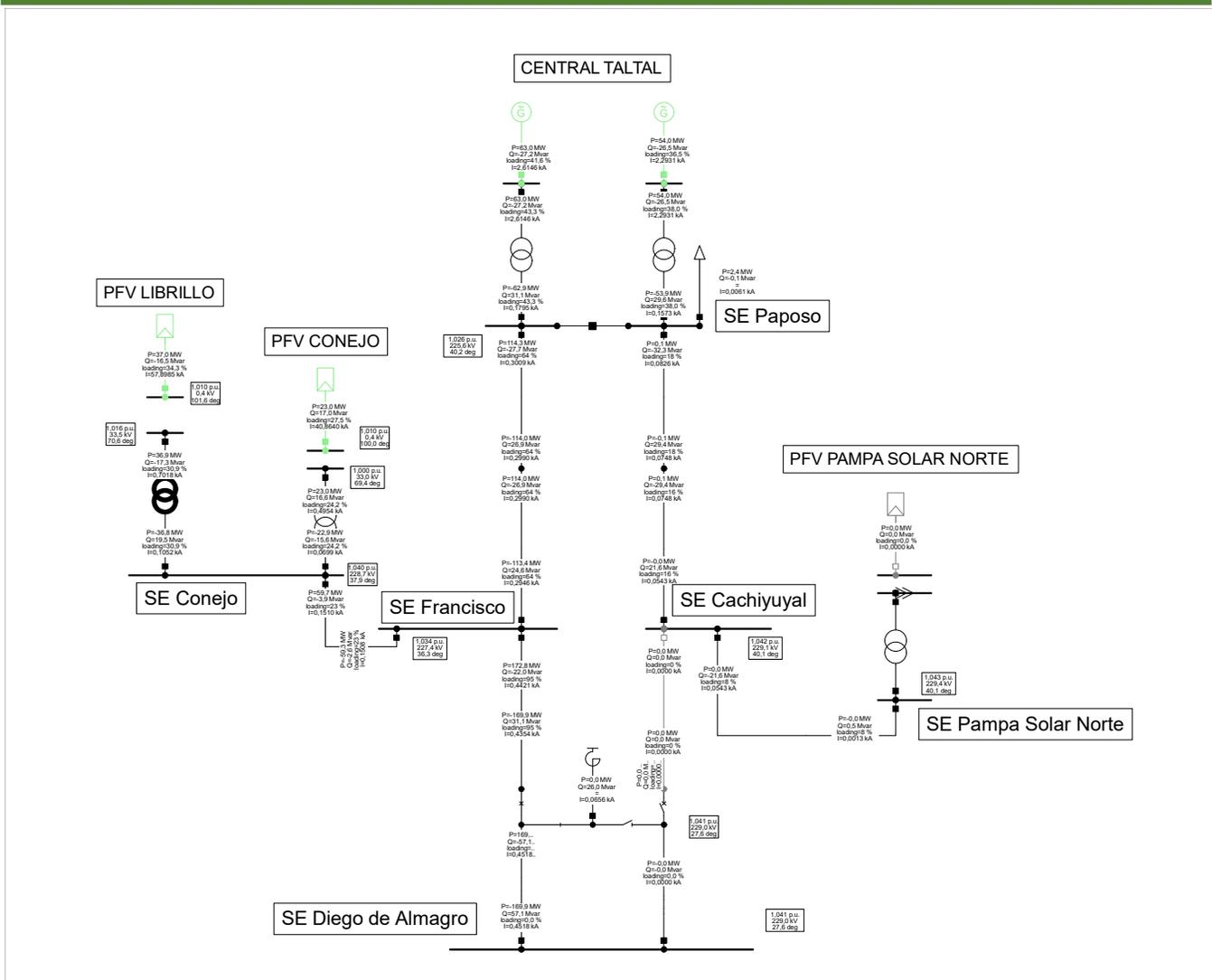


Figura 12: Flujo de potencia de la zona de influencia en condición de Red N-1 para la contingencia N°1 con activación del automatismo para el escenario base 35°C.

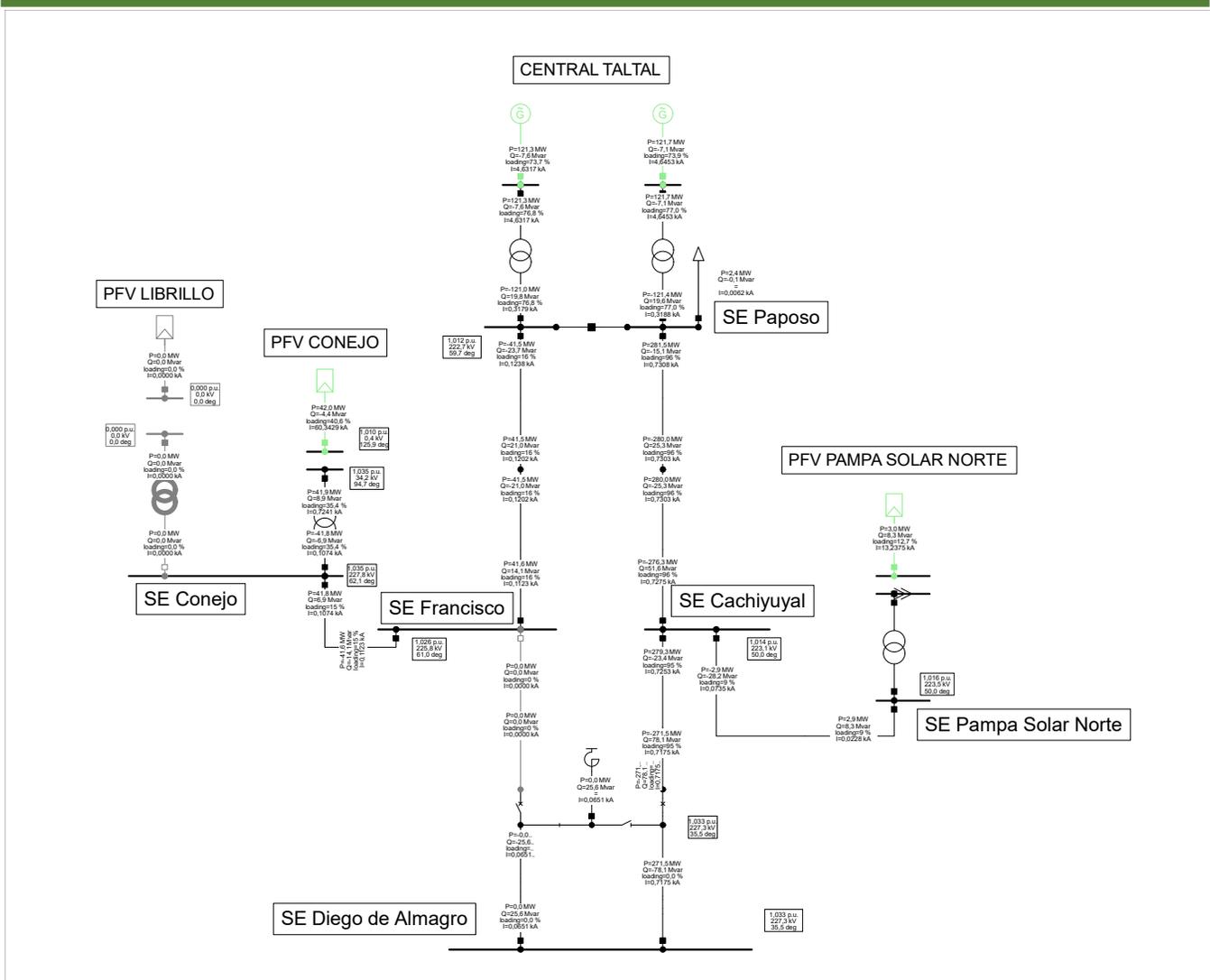


Figura 13: Flujo de potencia de la zona de influencia en condición de Red N-1 para la contingencia N°2 con activación del automatismo para el escenario base 25°C.

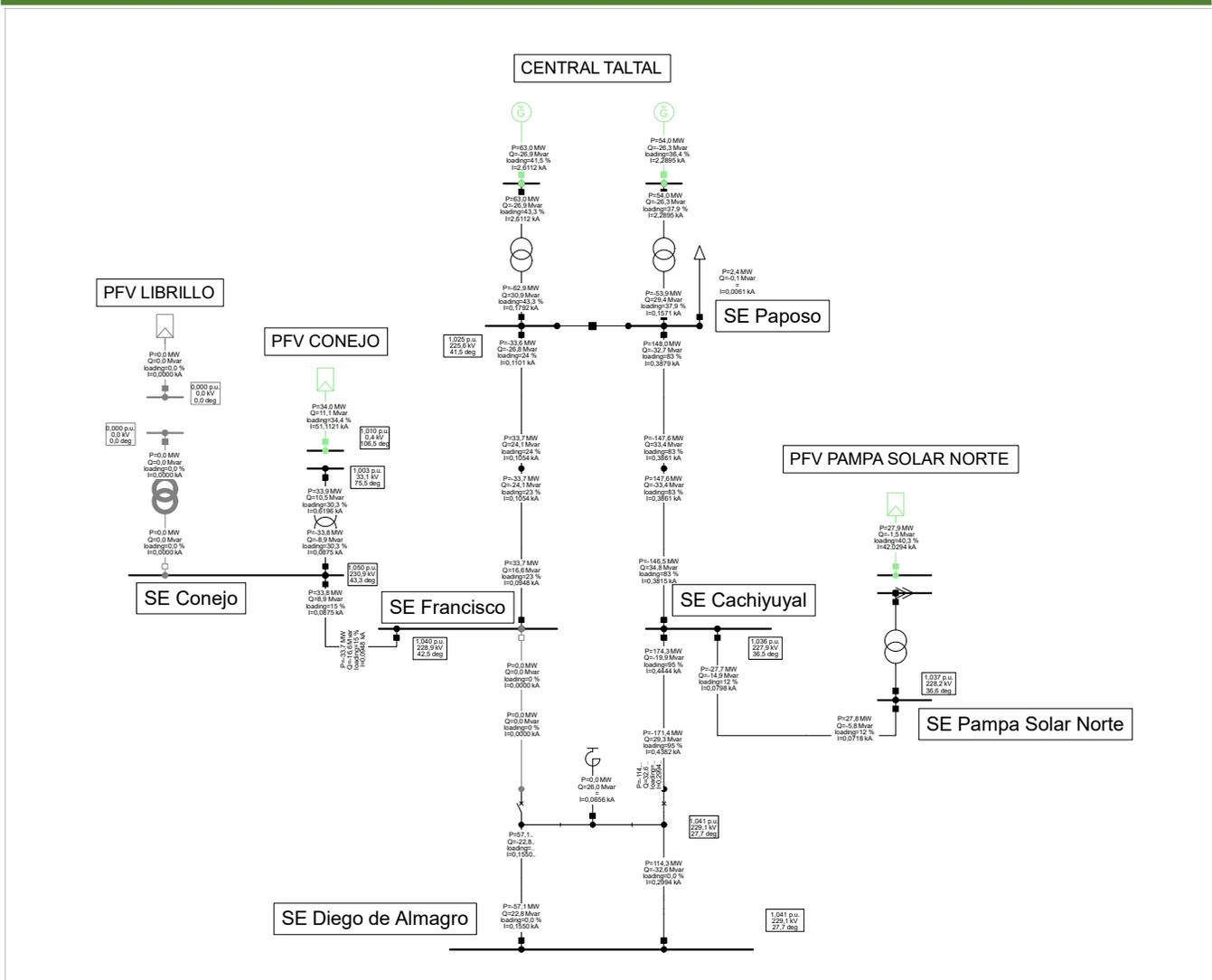


Figura 14: Flujo de potencia de la zona de influencia en condición de Red N-1 para la contingencia N°2 con activación del automatismo para el escenario base 35°C.

Como se puede observar en las imágenes previas, la actuación del EDAG/ERAG permite reducir correctamente los niveles de carga por los tramos de línea que presentaban las máximas sobrecargas ante las distintas contingencias evaluadas, vale decir, los segmentos 1x220kV Diego de Almagro-Cachiyyul y 1x220kV Diego de Almagro-Francisco.

Además, se observa que el resto de las líneas y transformadores del entorno eléctrico presentan niveles de cargabilidad por debajo de sus valores nominales.

La Tabla 17 presenta los despachos finales de cada una de las centrales renovables post acción de EDAG/ERAG propuesto para cada una de las contingencias no simultaneas evaluadas, para una temperatura de 25°C y 35°C con sol, junto con la desvinculación total de potencia para cada caso.

Tabla 17: Potencia [MW] a desconectar y/o reducir por el nuevo automatismo considerando un escenario de máxima generación en la zona de influencia.

Centrales de Generación PFV			Contingencias							
Nombres	Despacho		C1: CAC-DAL		C2: FCO-DAL		C3: PAP-CAC		C4: PAP-FCO	
	25°C	35°C	25°C	35°C	25°C	35°C	25°C	35°C	25°C	35°C
PFV Conejo	104	69	17	23	42	34	16	22	104	69
PFV Librillo	118	83	31	37	0	0	30	36	118	83
PFV Pampa Solar Norte	69	62	0	0	3	28	66	63	41	63
Potencia generada inicial MW	291	214								
Total Desvinculado MW			243	154	246	153	179	94	28	0

Desde de Tabla anterior, se puede apreciar que los casos donde se propone una mayor desvinculación de generación de parte de las centrales renovables de la zona de influencia, para mitigar los niveles de sobrecarga, son para las contingencias N°1 y N°2, para la condición de temperatura ambiente de 25°C con sol. Cabe mencionar que los despachos cero corresponden a desconexiones de las respectivas centrales. Por ejemplo, para la contingencia N°1, donde se deja fuera de servicio el tramo de línea 1x220 kV Cachiyuyal-Diego de Almagro, para la condición de temperatura ambiente de 25°C con sol, se requiere la desconexión del PFV Pampa Solar Norte, junto con una disminución en la generación de parte de los PFV Conejo y PFV Librillo hasta una potencia despachada de 17 MW y 31 MW, respectivamente. Cabe mencionar que el criterio de elección de qué central fotovoltaica se va a desconectar, se presenta en la sección 9.1.2 del presente informe.

El detalle de todos los valores de los flujos de potencia en estado estable de cada una de las contingencias no simultaneas analizadas, con la actuación del EDAG/ERAG propuesto, se presentan en el Anexo 12.2.2.

## 9. ESTUDIO DE ESTABILIDAD TRANSITORIA.

En esta sección se realiza el análisis del comportamiento dinámico del sistema en el dominio del tiempo para las acciones del EDAG/ERAG propuesto, el cual se expone en la Tabla 19 del presente informe, para la mitigación de las sobrecargas suscitadas en los tramos de línea que conforman la línea 2x220 kV Paposo-Diego de Almagro ante las distintas contingencias no simultaneas consideradas.

### 9.1 Simulaciones Dinámicas

El análisis dinámico se realiza bajo un escenario de máxima generación en la zona de influencia del proyecto, considerando la entrada en operación del PFV Librillo, mediante el monitoreo de la evolución temporal de las variables de frecuencia, tensión, desfase angular del rotor de las unidades síncronas respecto al eje inercial del sistema y el cálculo de los factores de amortiguamiento, durante un periodo de 20 segundos luego de despejada la perturbación, las cuales deberán estar en total cumplimiento con los criterios de evaluación normativos expuestos en la sección 6.2 del presente informe.

Las perturbaciones más exigentes corresponden a las contingencias N°1 (Salida de 1x220 kV Cachiyyul-Diego de Almagro) y N°2 (Salida de 1x220 kV Francisco-Diego de Almagro), puesto que, ante la salida de alguno de estos tramos de línea, toda la generación proveniente de la central Taltal y los parques fotovoltaicos de la zona se evacúa por un único tramo de línea restante que se conecta con la SE Diego de Almagro, suscitando las mayores sobrecargas.

Para las simulaciones se consideran los siguientes eventos:

- Tiempo = 0,00 segundo: generación de una falla bifásica a tierra en la línea en cuestión, al 5% o al 95%.
- Tiempo =0,120 segundos: despeje de la falla bifásica y apertura de la línea por acción de las protecciones.
- Tiempo=0,270 segundos: de considerarse una desconexión de algún parque fotovoltaico, esta se realizará en un tiempo no mayor a 0,150 seg, criterio en el cual se basa el automatismo que se encuentra actualmente implementado conforme al estudio realizado en 2015 [5], el cual a juicio de este Consultor, y según los estudios realizados, es adecuado.

Cabe mencionar que la acción de la reducción de generación de parte de los parques fotovoltaicos de la zona no es contemplada en las simulaciones dinámicas en el dominio del tiempo, puesto que, debido a sus rampas de disminución de generación, los tiempos de simulación se extenderían significativamente. Por lo tanto, solo se contemplan los eventos de desconexión, de manera de demostrar que el sistema es estable desde el punto de vista dinámico, donde las sobrecargas que pudiesen persistir puedan mitigarse mediante reducción de generación en un tiempo máximo de 15 minutos en conformidad a la NTSyCS [2].

### 9.1.1 Contingencia 1: Cachiyuyal-Diego de Almagro, Extremo Cachiyuyal

En esta sección, se presentan las evoluciones temporales de las variables de interés considerando una falla bifásica a tierra en el tramo de línea 1x220kV Cachiyuyal-Diego de Almagro, extremo Cachiyuyal, considerando la desconexión del PFV Pampa Solar Norte en un tiempo de 150 ms después del despeje de la falla.

La Figura 15 muestra la evolución temporal de las tensiones y la frecuencia en las barras de la zona de influencia del proyecto durante los primeros 20 segundos de simulación. A partir de esta figura, se puede observar que la acción del automatismo (desconexión del PFV Pampa Solar Norte) produce un comportamiento admisible en las tensiones y frecuencias medidas en las barras de la zona, constatando que las tensiones se estabilizan en un valor que se encuentra dentro del umbral permitido ( $\pm 10\%$  en torno a 1.0 pu). Asimismo, se observa que en todo momento la frecuencia se mantiene por sobre el valor mínimo de 48.30 Hz, cumpliendo el criterio normativo estipulado en la NTSyCS [2].

Por otro lado, la Figura 16 muestra el comportamiento dinámico de la potencia que fluye por el tramo de línea disponible 1x220kV Francisco-Diego de Almagro y las excursiones angulares de las unidades de generación de Central Taltal medidos respecto a la máquina de referencia del sistema. A partir de esta figura, se puede observar una evolución temporal admisible de parte de ambas variables, donde el factor de amortiguamiento para la línea durante las oscilaciones de potencia alcanzó un valor del 12.4%. Cabe mencionar que, para el cálculo de este factor, se utilizaron los valores peak demarcados en el gráfico de potencia, instancia donde la curva adopta un comportamiento amortiguado regular.

En la Figura 18 se presenta el comportamiento dinámico de las variables de potencia activa y reactiva de las centrales de generación de la zona de influencia, donde se observan variaciones transitorias de potencia activa y reactiva, las cuales son suscitadas por las caídas en las tensiones de la zona suscitadas por la perturbación (cortocircuito).

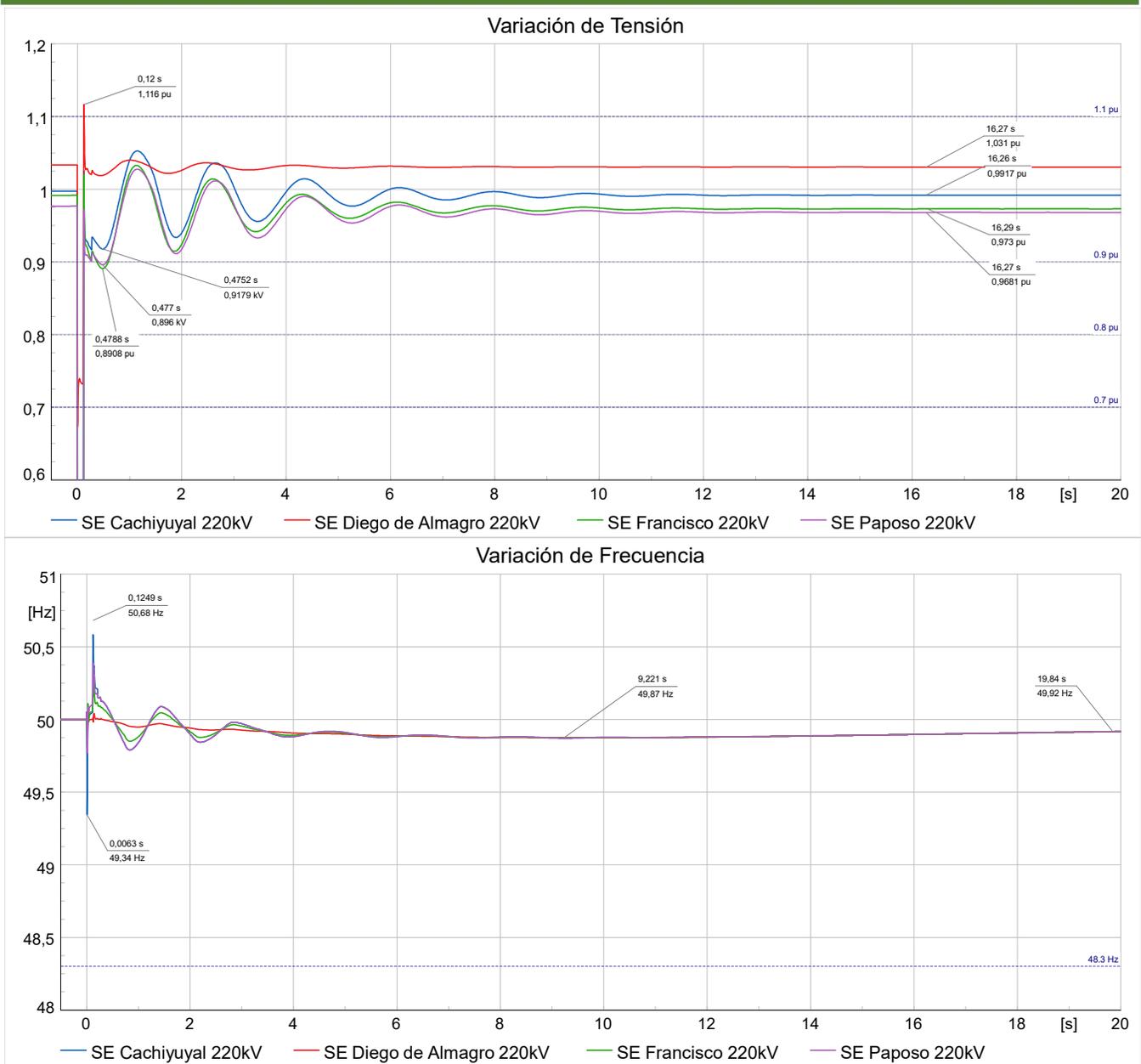


Figura 15: Comportamiento dinámico de las tensiones y frecuencias de las barras de la zona de influencia del proyecto.

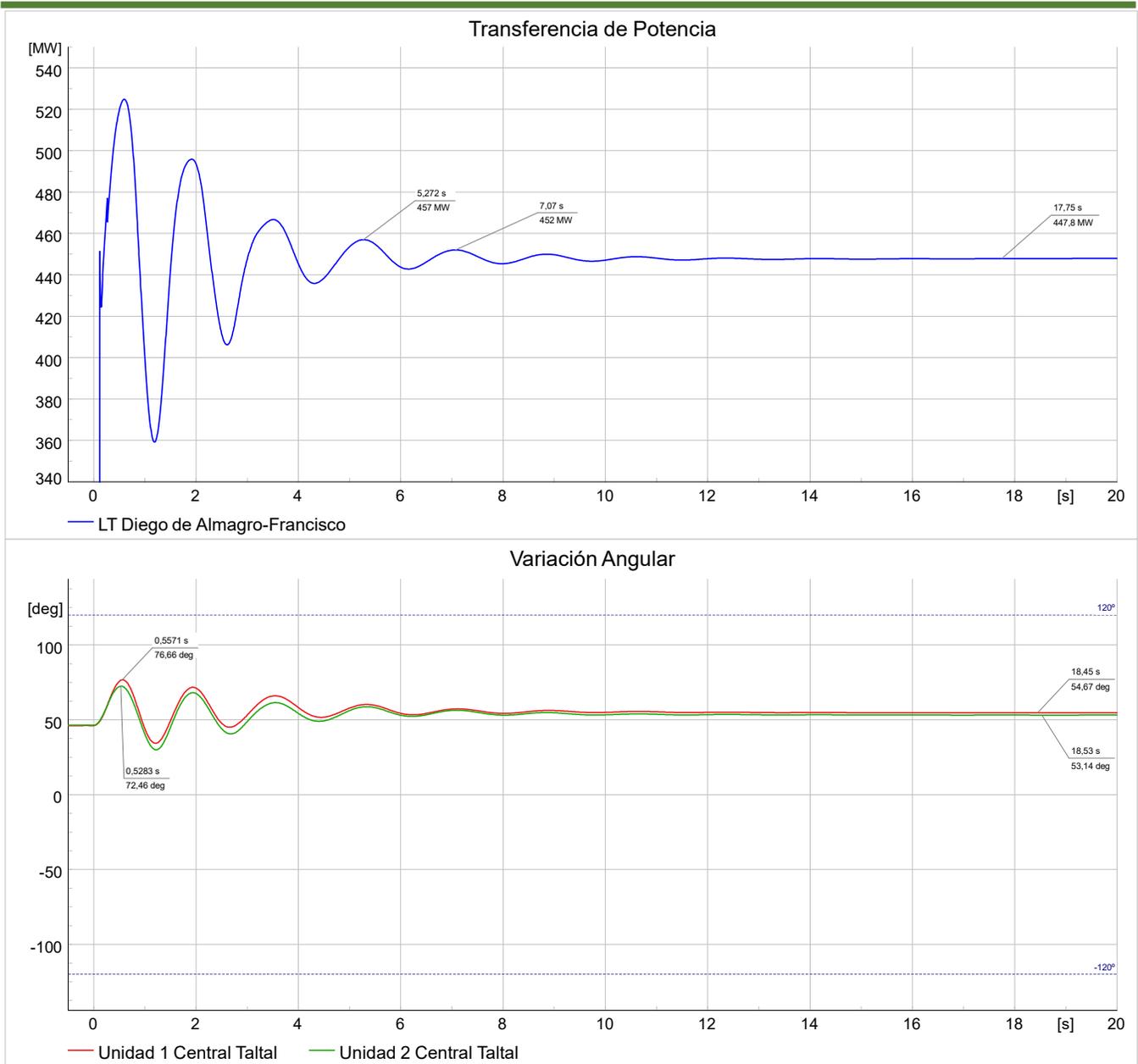


Figura 16: Comportamiento dinámico de la potencia que fluye por la línea Diego de Almagro-Francisco y los ángulos rotóricos de las unidades de generación de la Central Taltal.

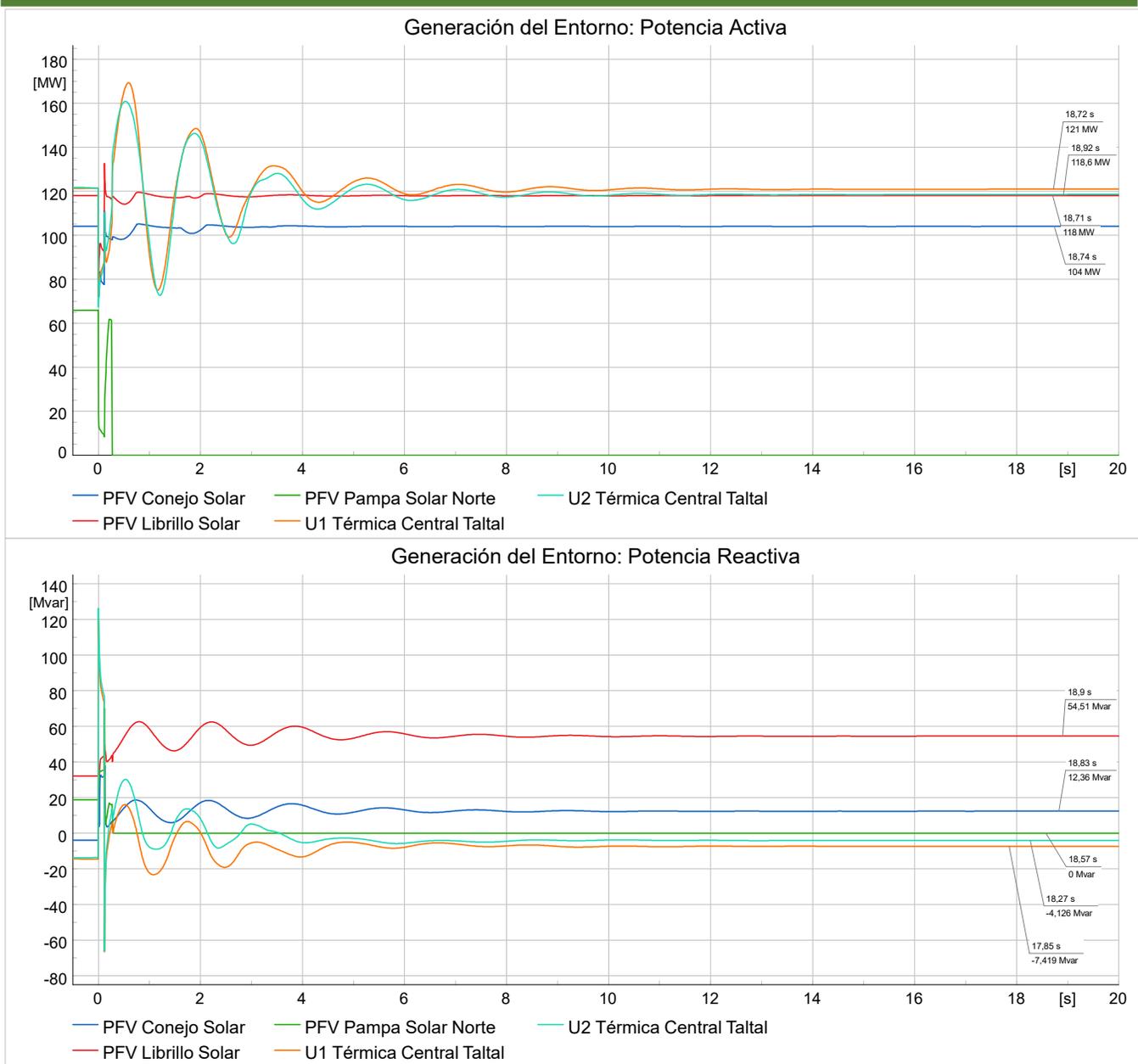


Figura 17: Comportamiento dinámico de la generación de potencia activa y reactiva de las centrales de generación de la zona de influencia.

### 9.1.2 Contingencia 1: Cachiyuyal-Diego de Almagro, Extremo Diego de Almagro.

En esta sección, se presentan las evoluciones temporales de las variables de interés considerando una falla bifásica a tierra en el tramo de línea 1x220kV Cachiyuyal-Diego de Almagro, extremo Diego de Almagro, considerando la desconexión del PFV Pampa Solar Norte en un tiempo de 150 ms después del despeje de la falla.

La Figura 18 muestra la evolución temporal de las tensiones y la frecuencia en las barras de la zona de influencia del proyecto durante los primeros 20 segundos. Al igual que el caso anterior, se puede observar que la acción del EDAG (desconexión del PFV Pampa Solar Norte) produce un comportamiento admisible en las tensiones y frecuencias medidas en las barras de la zona, constatando que las tensiones se estabilizan en un valor que se encuentra dentro del umbral permitido ( $\pm 10\%$  en torno a 1.0 pu). Asimismo, se observa que en todo momento la frecuencia se mantiene por sobre el valor mínimo de 48.30 Hz, cumpliendo el criterio normativo estipulado en la NTSyCS [2].

La Figura 19 muestra el comportamiento dinámico de la potencia que fluye por el tramo de línea disponible 1x220kV Francisco-Diego de Almagro y los ángulos rotóricos de las unidades de generación de Central Taltal medidos respecto a la máquina de referencia del sistema. A partir de esta figura, se puede observar una evolución temporal admisible de ambas variables, donde el factor de amortiguamiento para dicha línea ante las oscilaciones de potencia alcanzó un valor de 18.6%, el cual se mantiene por sobre el mínimo del 5% estipulado en la NTSyCS [2]. Cabe mencionar que, para el cálculo de dicho factor, se utilizaron los peak demarcados en la gráfica de potencia, donde la curva adopta un comportamiento amortiguado regular, cumpliendo en cabalidad con la normativa vigente [2].

La Figura 20 presenta el comportamiento dinámico de las variables de potencia activa y reactiva de las centrales de generación de la zona de influencia durante el periodo de simulación. A partir de esta figura, se detecta un comportamiento atípico de parte de la unidad 1 de Central Taltal, donde para una falla bifásica a tierra, al 95% de la línea 220 kV Cachiyuyal-Diego de Almagro, la unidad de generación opera como un condensador sincrónico, absorbiendo una potencia reactiva constante de -17.12MVAR. Si bien este comportamiento no es deseable, no implica en una inestabilidad de parte del SEN ante la acción de EDAG analizada. Cabe destacar que se realizaron simulaciones con fallas al 90% y 98% de la línea, sin apreciar dicho comportamiento ante ese evento.

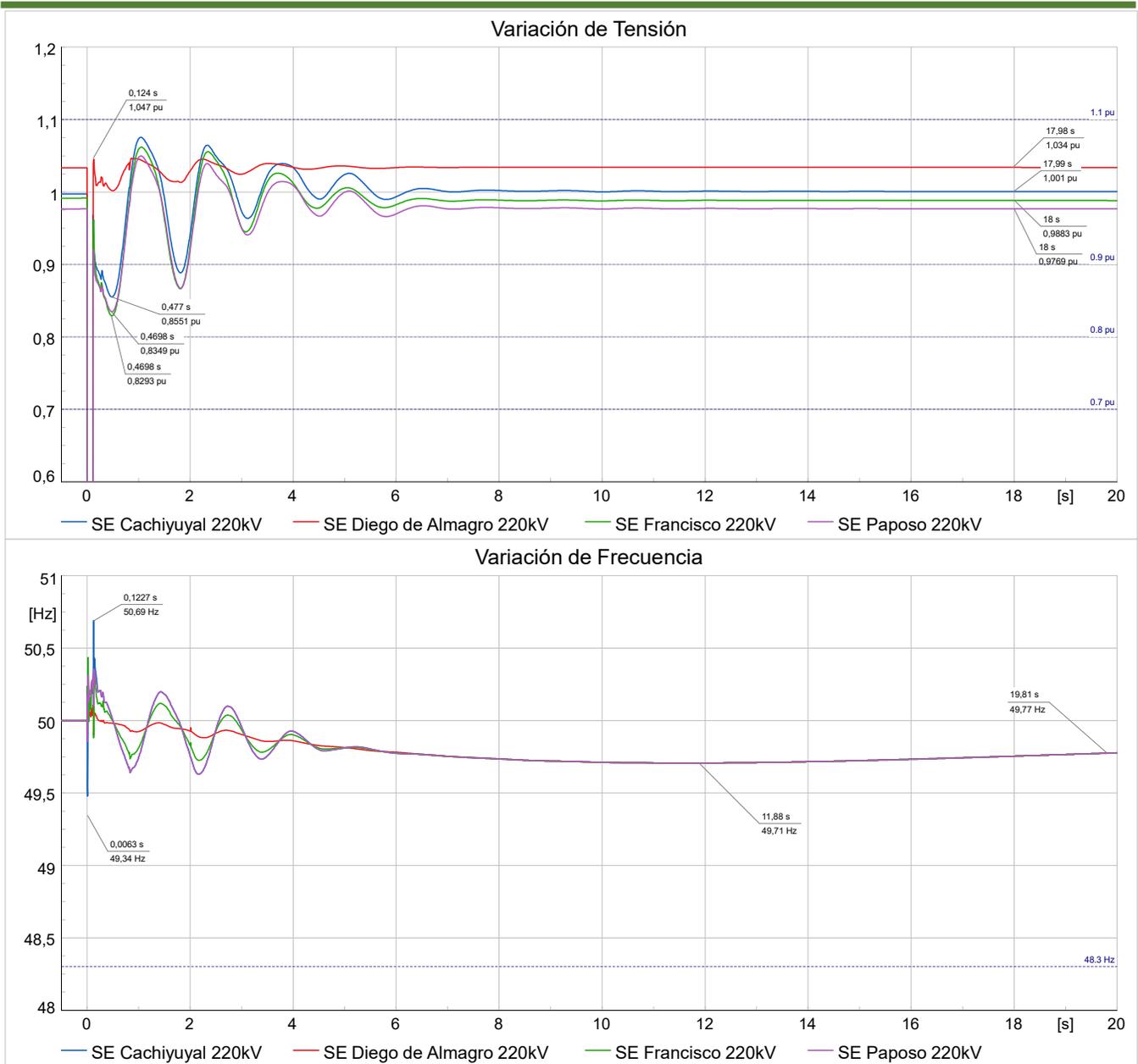


Figura 18: Comportamiento dinámico de las tensiones y frecuencias de las barras de la zona de influencia del proyecto.

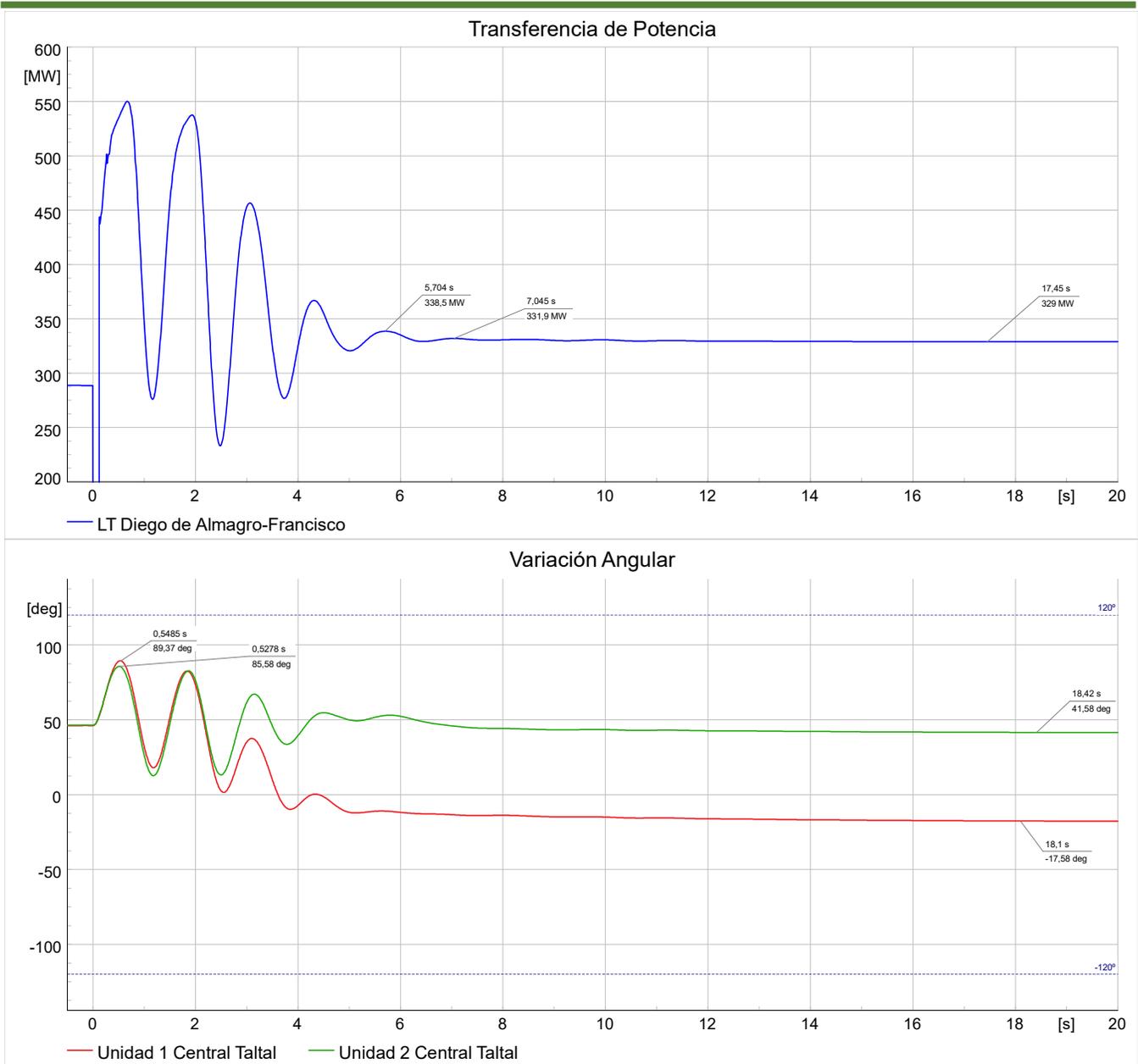


Figura 19: Comportamiento dinámico de la potencia que fluye por la línea Diego de Almagro-Francisco y los ángulos rotóricos de las unidades de generación de la Central Taltal.

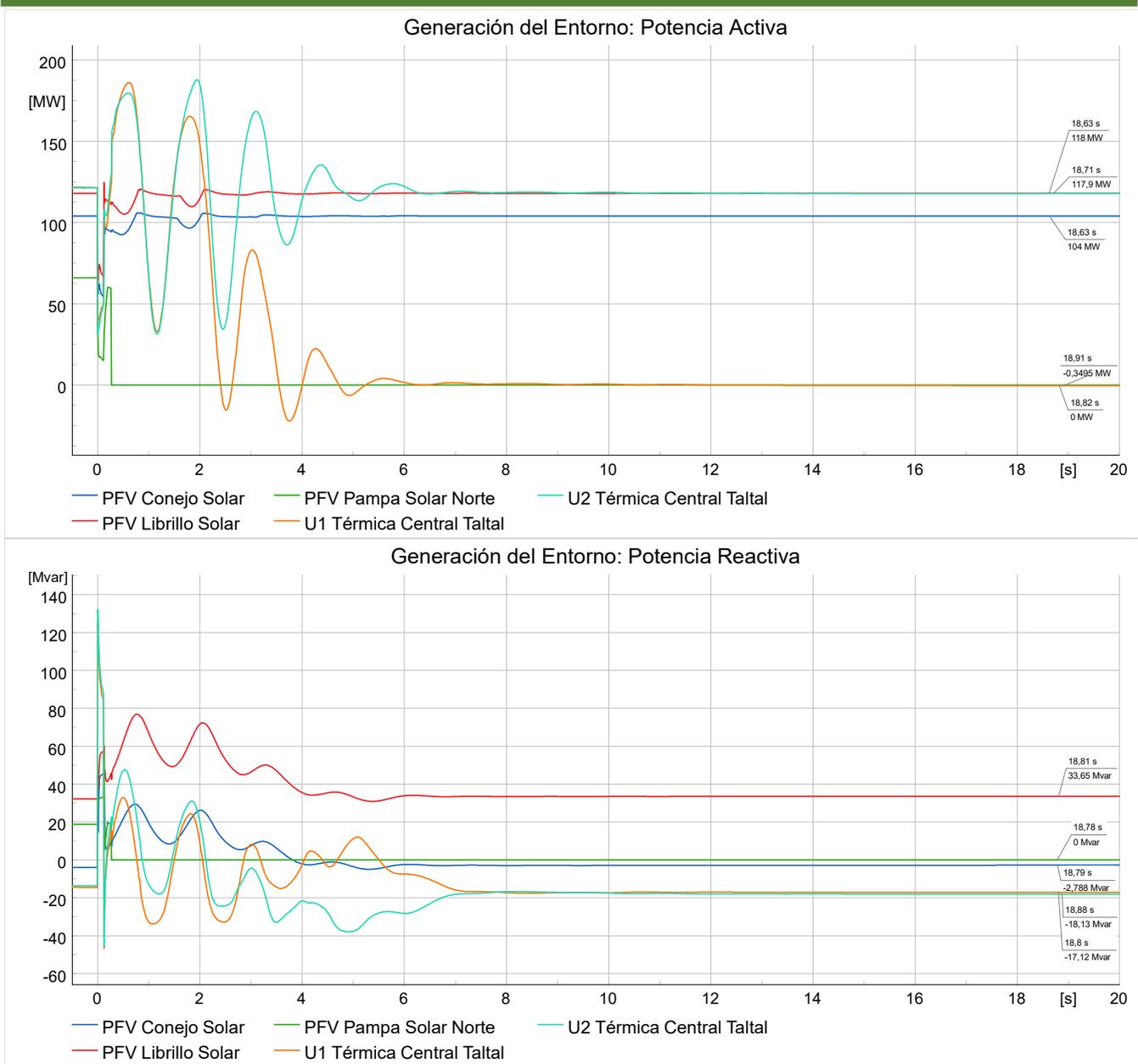


Figura 20: Comportamiento dinámico de la generación de potencia activa y reactiva de las centrales de generación de la zona de influencia.

### 9.1.3 Contingencia 2: Francisco-Diego de Almagro, Extremo Francisco.

En esta sección, se presentan las evoluciones temporales de las variables de interés considerando una falla bifásica a tierra en el tramo de línea 1x220kV Francisco-Diego de Almagro, extremo Francisco, considerando la desconexión del PFV Librillo en un tiempo de 150 ms después del despeje de la falla.

La Figura 21 muestra la evolución temporal de las tensiones y la frecuencia en las barras de la zona de influencia del proyecto durante los primeros 20 segundos de simulación. A partir de esta figura, se puede observar que la acción del EDAG (desconexión del PFV Librillo) produce un comportamiento admisible en las tensiones y frecuencias medidas en las barras de la zona, constatando que las tensiones se estabilizan en un valor que se encuentra dentro del umbral permitido ( $\pm 10\%$  en torno a 1 pu). Asimismo, se observa que en todo momento la frecuencia se mantiene por sobre el valor mínimo de 48.30 Hz, cumpliendo el criterio normativo estipulado en la NTSyCS [2].

La Figura 22 muestra el comportamiento dinámico de la potencia que fluye por el tramo de línea disponible 1x220kV Cachiyuyal-Diego de Almagro y los ángulos rotóricos de ambas unidades de generación de Central Taltal, medidos respecto a la máquina de referencia del sistema. A partir de esta figura, se puede observar una respuesta amortiguada de parte de la línea ante el fenómeno de oscilación de potencia. Debido a su forma irregular al comienzo de la oscilación, se determinó el factor de amortiguamiento desde los 8 segundos en adelante, instante donde se aprecia una oscilación amortiguada regular, donde el factor de amortiguamiento alcanzó un valor de 8.9%, cumpliendo con el requerimiento mínimo del 5%. Finalmente, se observa una evolución temporal admisible de los ángulos rotóricos de las unidades térmicas de central Taltal, alcanzando la estabilidad a los 16 segundos.

En la Figura 23 se presenta el comportamiento dinámico de las variables de potencia activa y reactiva de las centrales de generación de la zona de influencia, observándose variaciones transitorias de potencia activa y reactiva durante los primeros instantes de simulación, producidas por las caídas en las tensiones de la zona suscitadas por la perturbación (cortocircuito). Asimismo, se aprecia que, una vez superado el evento, la potencia inyectada por cada generación tiende a un comportamiento constante y estable, salvo el PFV Librillo, cuya generación es cero al ser desconectado por el automatismo.

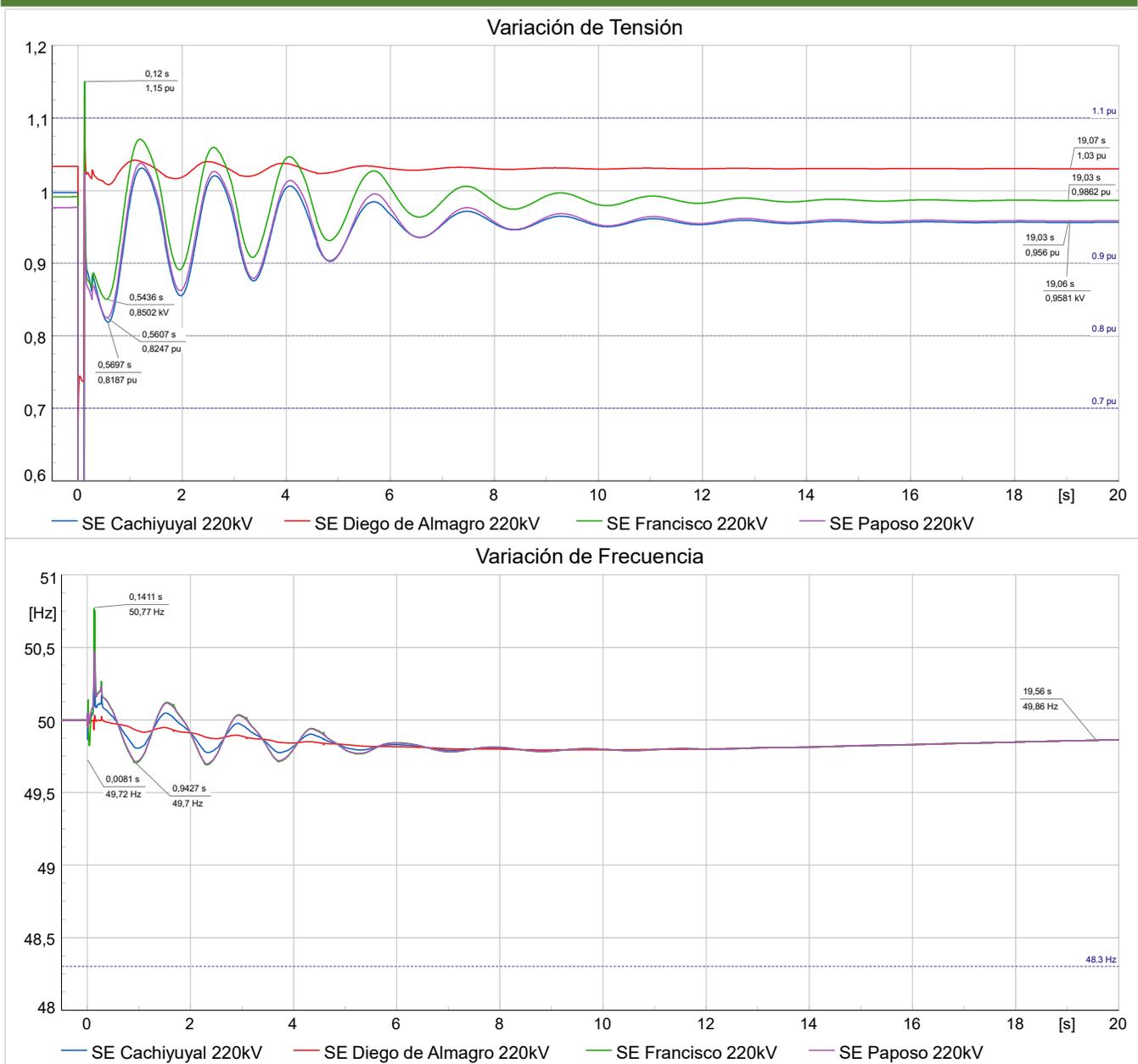


Figura 21: Comportamiento dinámico de las tensiones y frecuencias de las barras de la zona de influencia del proyecto.

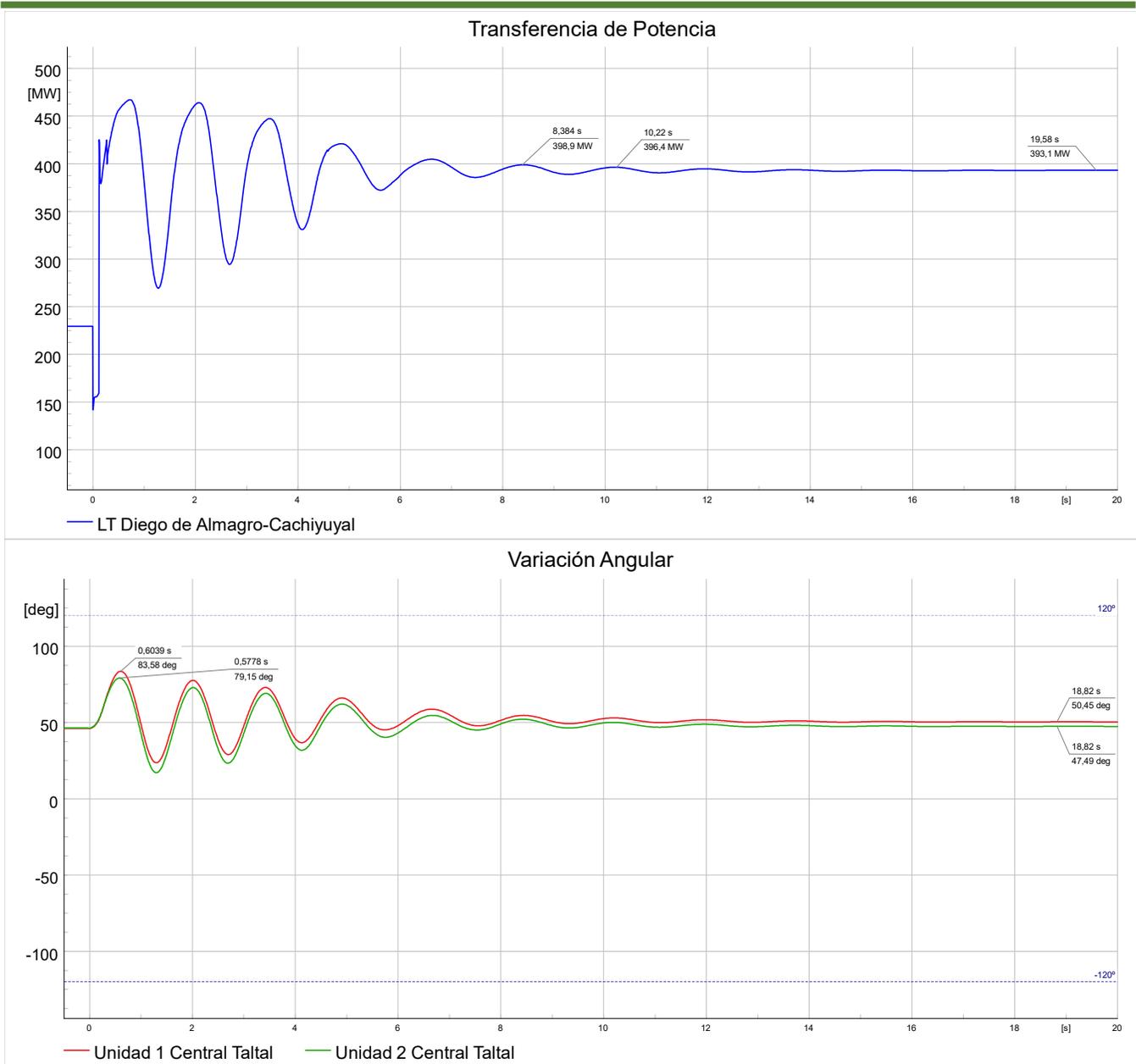


Figura 22: Comportamiento dinámico de los ángulos de los rotores de central taltal.

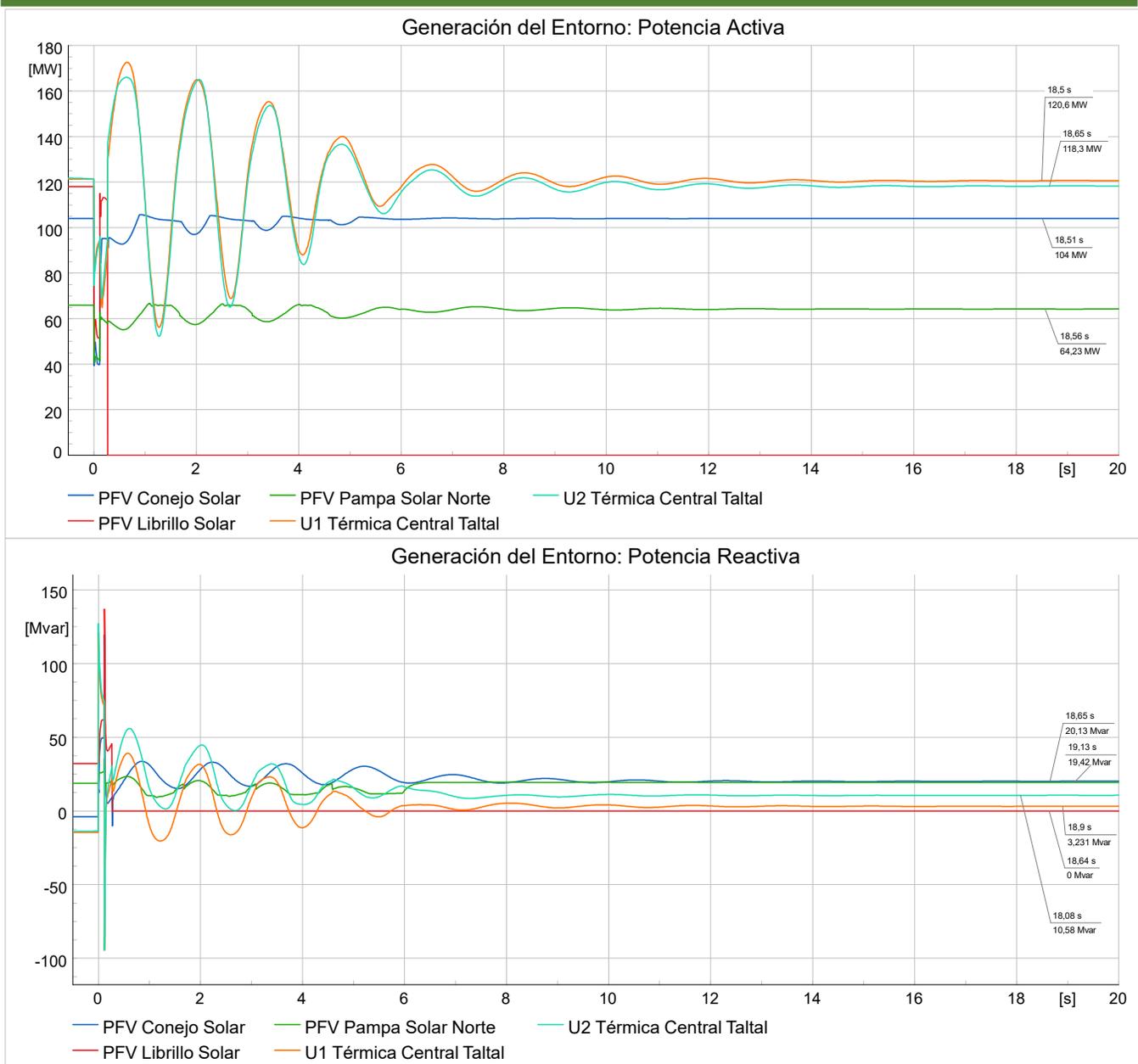


Figura 23: Comportamiento dinámico de la generación de potencia activa y reactiva de las centrales de generación de la zona de influencia.

#### 9.1.4 Contingencia 2: Francisco-Diego de Almagro, Extremo Diego de Almagro.

En esta sección, se presentan las evoluciones temporales de las variables de interés considerando una falla bifásica a tierra en el tramo de línea 1x220kV Francisco-Diego de Almagro, extremo Diego de

Almagro, considerando la desconexión del PFV Librillo en un tiempo de 150 ms después del despeje de la falla.

La Figura 24 muestra la evolución temporal de las tensiones y la frecuencia en las barras de la zona de influencia del proyecto durante los primeros 20 segundos. A partir de esta figura, se puede observar que la acción del EDAG (desconexión del PFV Librillo) produce un comportamiento admisible en las tensiones y frecuencias medidas en las barras de la zona, constatando que las tensiones se estabilizan en un valor que se encuentra dentro del umbral permitido ( $\pm 10\%$  en torno a 1 pu). Asimismo, se observa que, si bien presenta una oscilación que se mantiene hasta los 10 segundos, la frecuencia se mantiene por sobre el valor mínimo de 48.30 Hz en todo momento, cumpliendo el criterio normativo estipulado en la NTSyCS [2].

La Figura 25 muestra el comportamiento dinámico de la potencia que fluye por el tramo de línea disponible 1x220kV Cachiyuyal-Diego de Almagro y los ángulos rotóricos de ambas unidades de generación de Central Taltal, medidos respecto a la máquina de referencia del sistema. A partir de esta figura, se puede observar una respuesta amortiguada de parte de la línea ante el fenómeno de oscilación de potencia. Debido a su forma irregular al comienzo de la oscilación, se determinó el factor de amortiguamiento desde los 12 segundos en adelante, instante donde se aprecia una oscilación amortiguada regular, donde el factor de amortiguamiento alcanzó un valor de 11.5%, cumpliendo con el requerimiento mínimo del 5%. Finalmente, se observa una evolución temporal admisible de los ángulos rotóricos de las unidades térmicas de central Taltal, alcanzando la estabilidad a los 16 segundos.

En la Figura 27 se presenta el comportamiento dinámico de las variables de potencia activa y reactiva de las centrales de generación de la zona de influencia, observándose variaciones transitorias durante los primeros instantes de simulación, producidas por las caídas en las tensiones de la zona suscitadas por la perturbación (cortocircuito). Asimismo, se aprecia que, una vez superado el evento, la potencia inyectada por cada generación tiende a un comportamiento constante y estable, salvo el PFV Librillo, cuya generación es cero al ser desconectado por el automatismo.

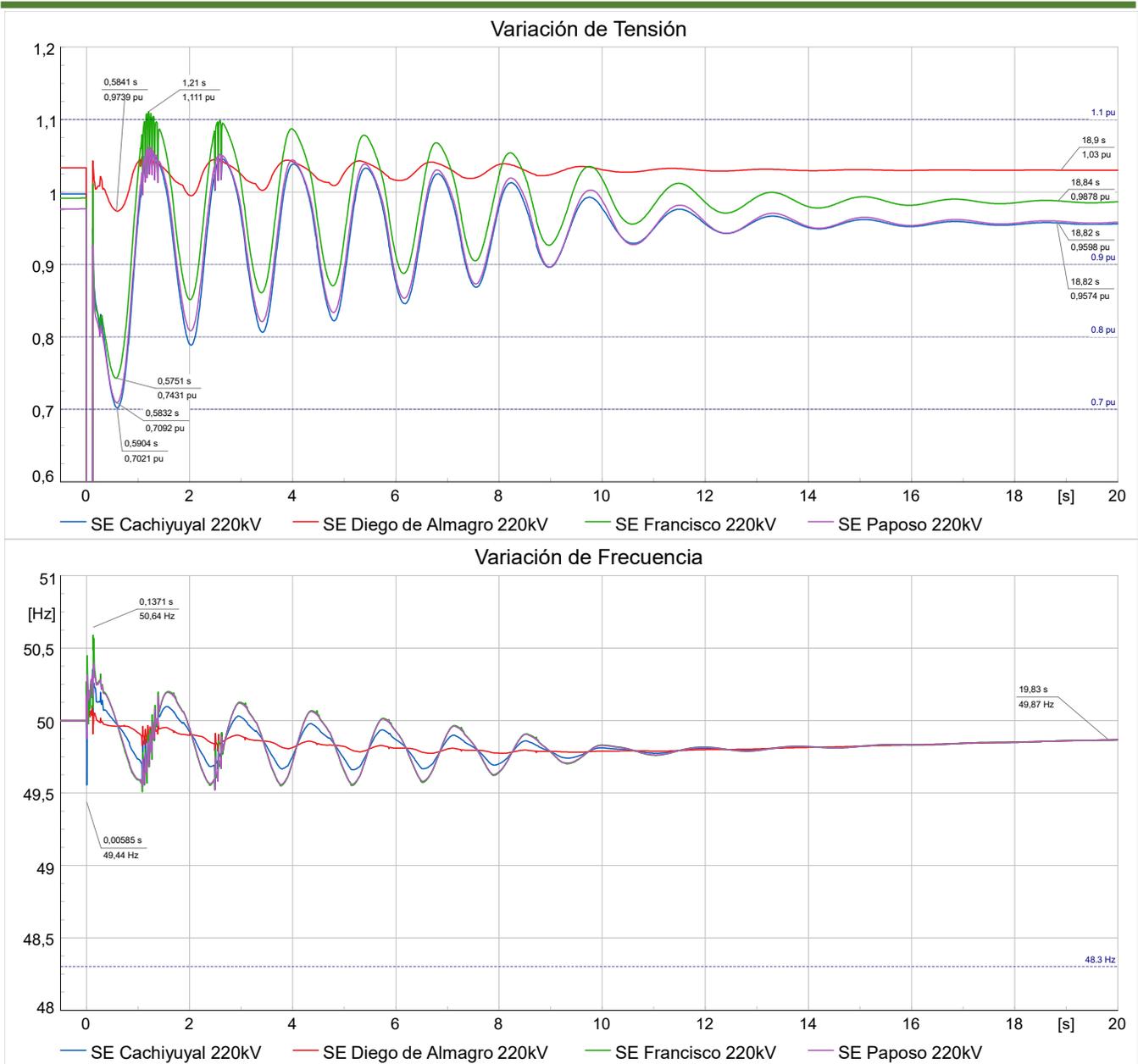


Figura 24: Comportamiento dinámico de las tensiones y frecuencias de las barras de la zona de influencia del proyecto.

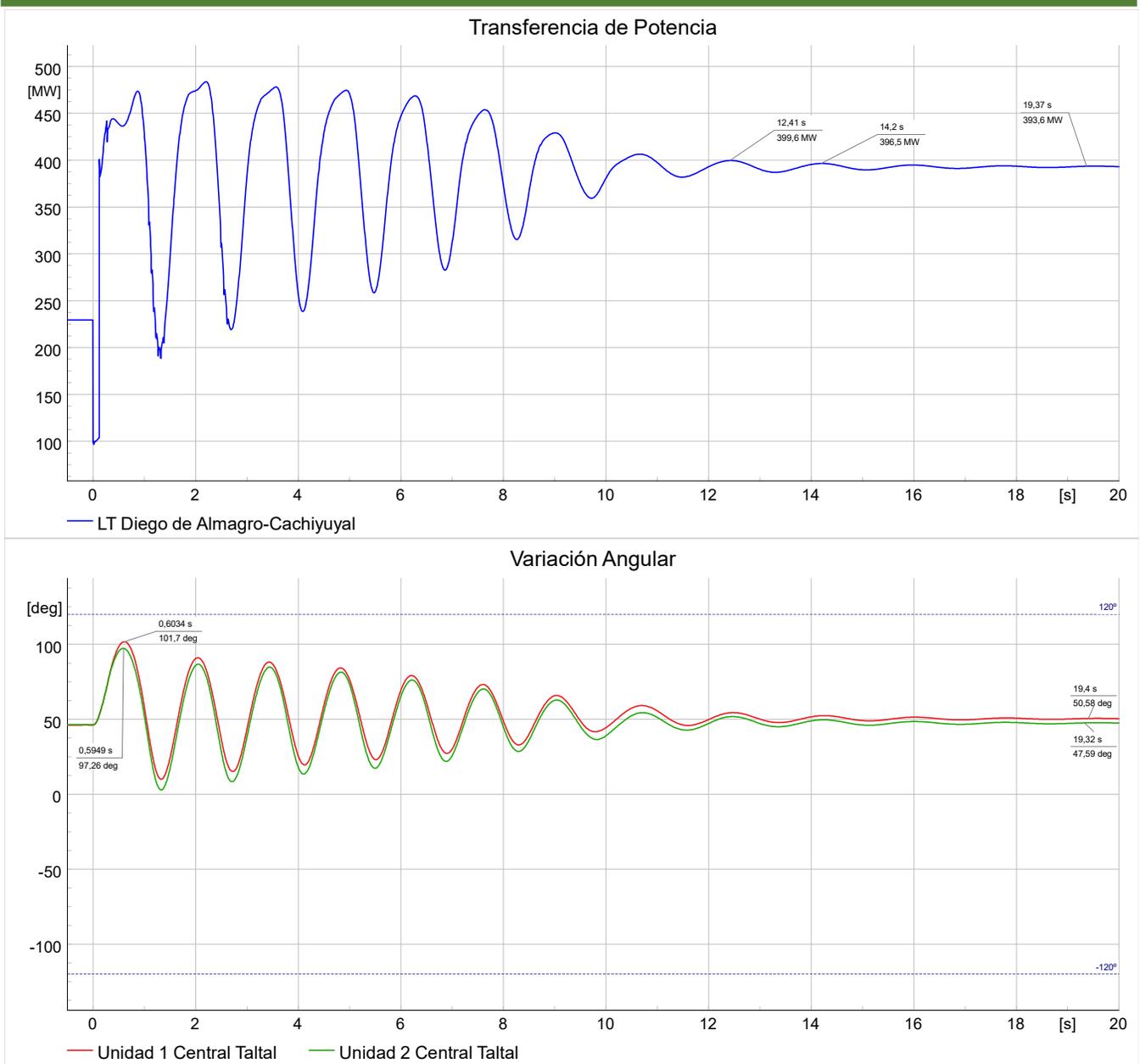


Figura 25: Comportamiento dinámico de los ángulos de los rotores de central Taltal.

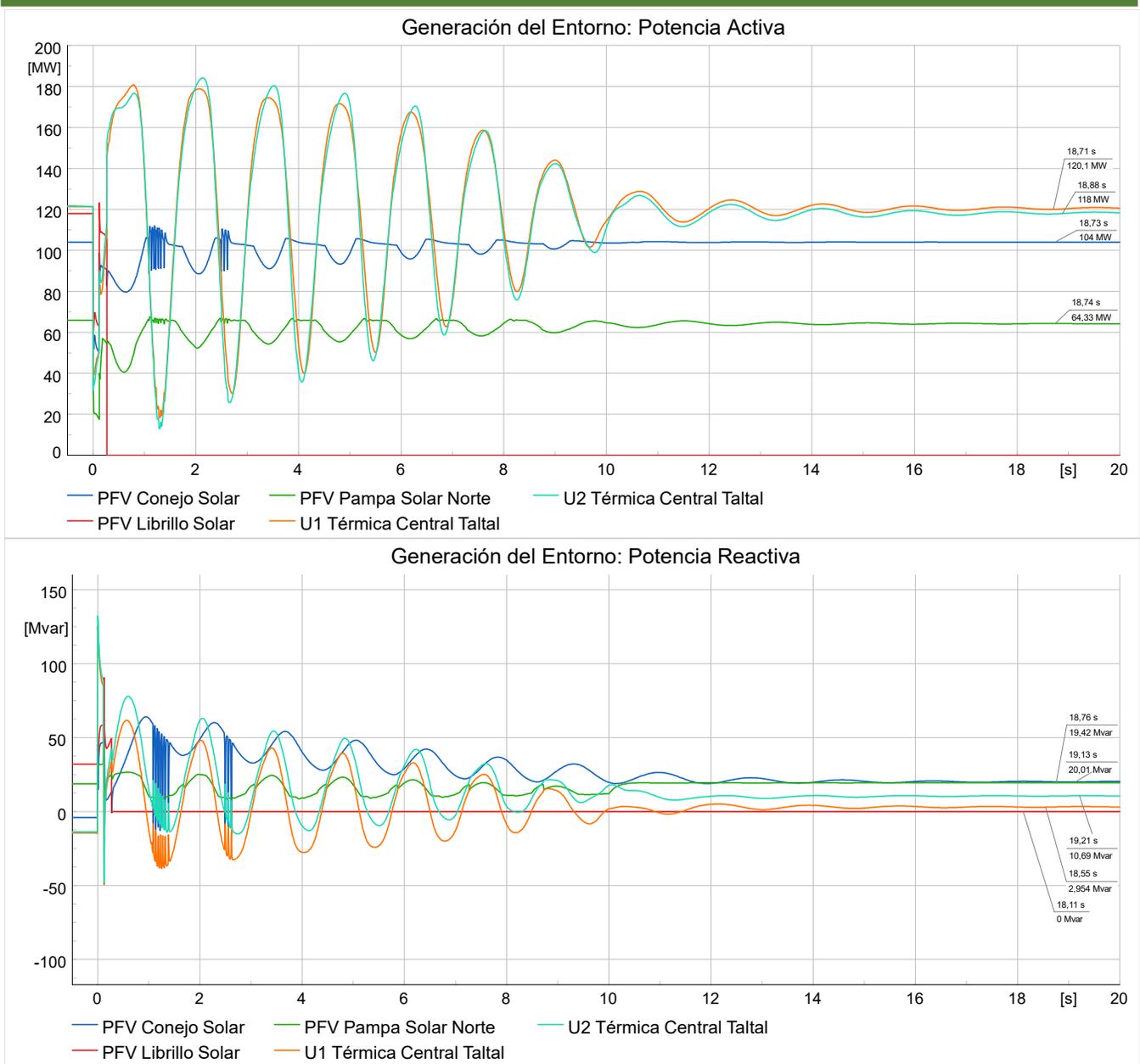


Figura 26: Comportamiento dinámico de la generación de potencia activa y reactiva de las centrales de generación de la zona de influencia.

### 9.1.5 Contingencia 3: Paposo-Cachiyuyal, Extremo Paposo.

En esta sección, se presentan las evoluciones temporales de las variables de interés considerando una falla bifásica a tierra en el tramo de línea 1x220 kV Paposo-Cachiyuyal, extremo Paposo, sin considerar desconexión de centrales de generación post despeje de la falla.

La Figura 27 muestra la evolución temporal de las tensiones y la frecuencia en las barras de la zona de influencia del proyecto durante los primeros 20 segundos de simulación. A partir de esta figura, se puede observar que la acción del EDAG (sin desconexión de generación) produce un comportamiento admisible en las tensiones y frecuencias medidas en las barras de la zona, constatando que las tensiones se estabilizan en un valor que se encuentra dentro del umbral permitido ( $\pm 10\%$  en torno a 1 pu). Asimismo, se observa que, en todo momento, la frecuencia se mantiene por sobre el valor mínimo de 48.30 Hz, cumpliendo el criterio normativo estipulado en la NTSyCS [2], alcanzando un valor final de 49.98 Hz.

La Figura 28 muestra el comportamiento dinámico de la potencia que fluye por los tramos de línea disponibles 1x220kV Francisco-Diego de Almagro y 1x220kV Cachiyuyal-Diego de Almagro y los ángulos rotóricos de ambas unidades de generación de Central Taltal, medidos respecto a la máquina de referencia del sistema. Desde esta figura, se puede apreciar que el tramo de línea 1x220kV Cachiyuyal-Diego de Almagro, prácticamente, no experimenta una osculación de potencia sostenida. En contraste, el tramo de línea 1x220kV Francisco-Diego de Almagro presenta una oscilación de potencia más notoria, con un factor de amortiguamiento que alcanza un valor del 12.3%. Finalmente, se observa una evolución temporal admisible de los ángulos rotóricos de las unidades térmicas de central Taltal, alcanzando su punto de estabilidad a los 13 segundos.

En la Figura 29 se presenta el comportamiento dinámico de las variables de potencia activa y reactiva de las centrales de generación de la zona de influencia, observándose variaciones transitorias durante los primeros instantes de simulación, producidas por las caídas en las tensiones de la zona suscitadas por la perturbación (cortocircuito). Asimismo, se constata que ninguna central de generación sale de servicio por la ocurrencia de la contingencia.

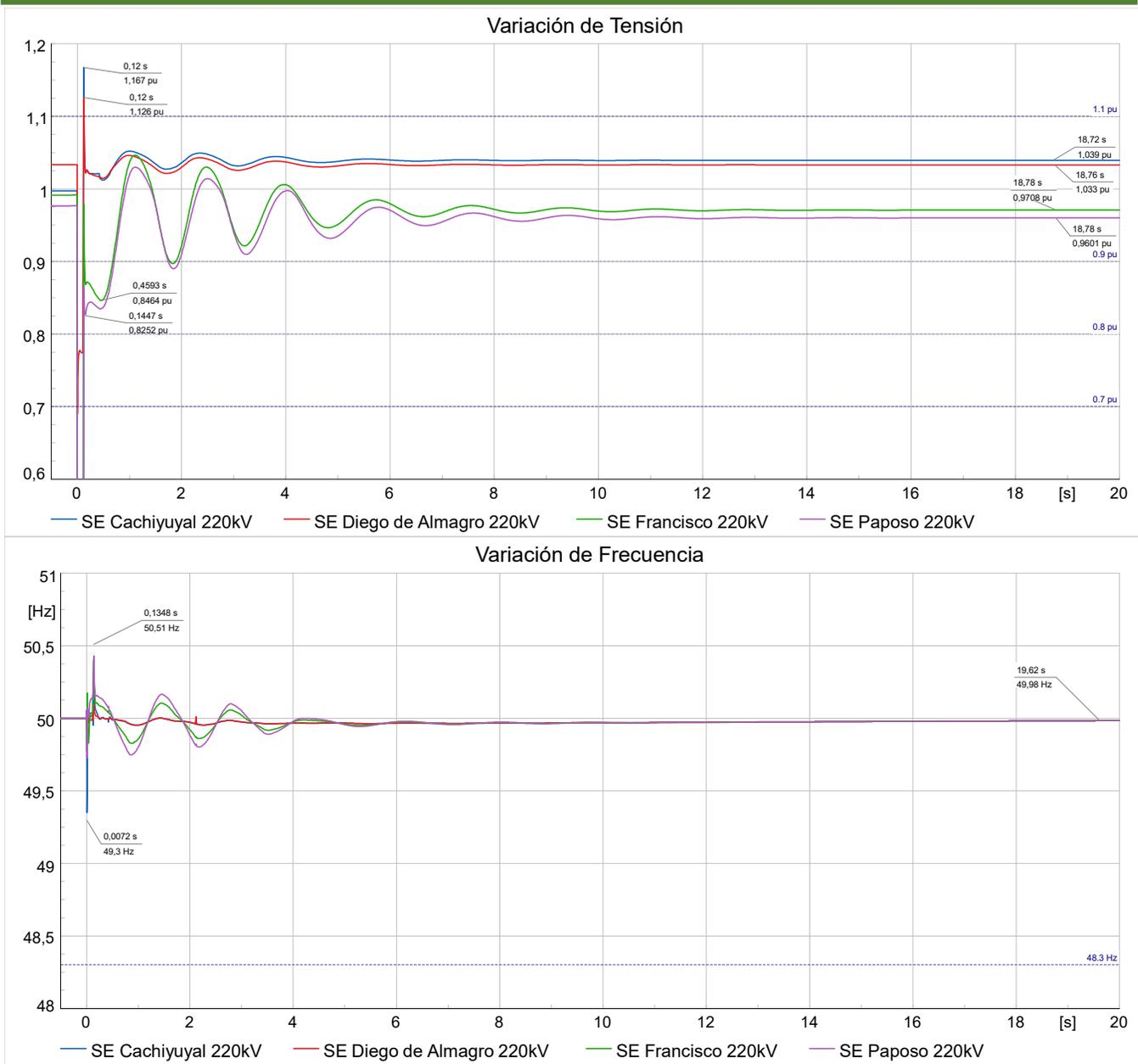


Figura 27: Comportamiento dinámico de las tensiones y frecuencias de las barras de la zona de influencia del proyecto.

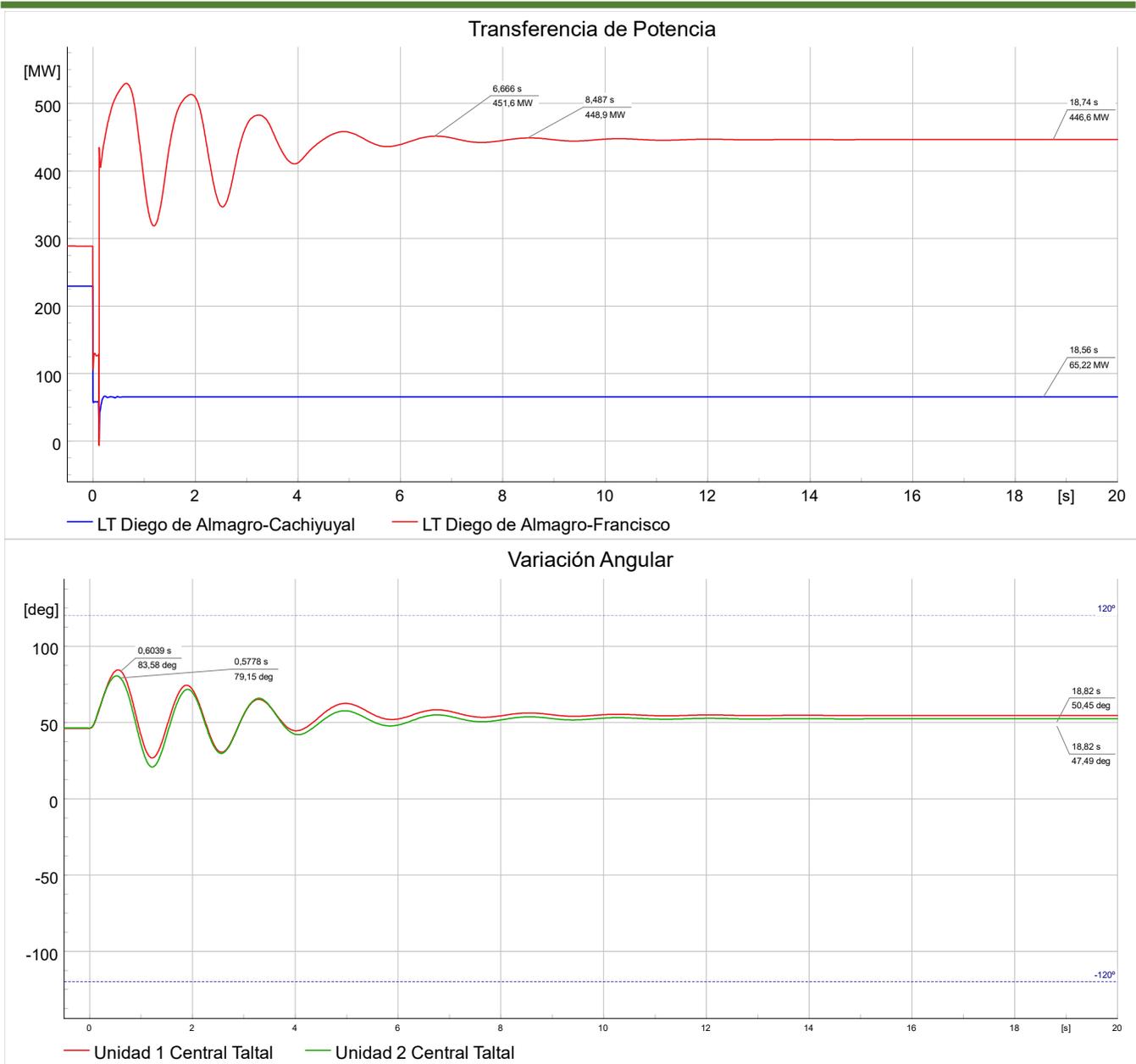


Figura 28: Comportamiento dinámico de los ángulos de los rotores de central Taltal.

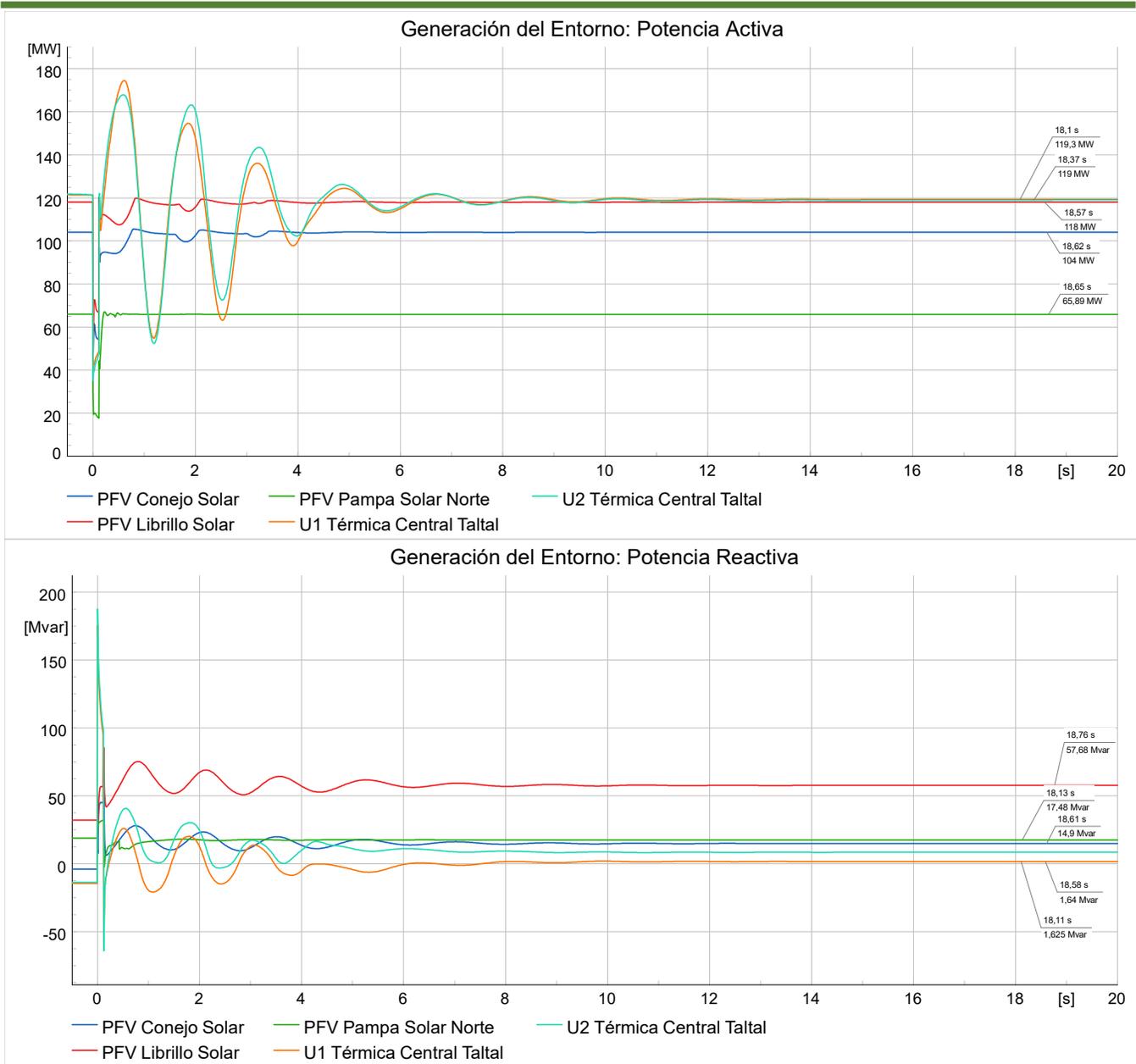


Figura 29: Comportamiento dinámico de la generación de potencia activa y reactiva de las centrales de generación de la zona de influencia.

### 9.1.6 Contingencia 3: Paposo-Cachiyuyal, Extremo Cachiyuyal.

En esta sección, se presentan las evoluciones temporales de las variables de interés considerando una falla bifásica a tierra en el tramo de línea 1x220 kV Paposo-Cachiyuyal, extremo Cachiyuyal, sin considerar desconexión de centrales de generación post despeje de la falla.

La Figura 30 muestra la evolución temporal de las tensiones y la frecuencia en las barras de la zona de influencia del proyecto durante los primeros 20 segundos. A partir de esta figura, se puede observar que la acción del EDAG (sin desconexión de generación) produce un comportamiento admisible en las tensiones y frecuencias medidas en las barras de la zona, constatando que las tensiones se estabilizan en un valor que se encuentra dentro del umbral permitido ( $\pm 10\%$  en torno a 1 pu). Asimismo, se observa que, en todo momento, la frecuencia se mantiene por sobre el valor mínimo de 48.30 Hz, cumpliendo el criterio normativo estipulado en la NTSyCS [2]

La Figura 31 muestra el comportamiento dinámico de la potencia que fluye por los tramos de línea disponibles 1x220kV Francisco-Diego de Almagro y 1x220kV Cachiyuyal-Diego de Almagro y los ángulos rotóricos de ambas unidades de generación de Central Taltal, medidos respecto a la máquina de referencia del sistema. Desde esta figura, se puede apreciar que el tramo de línea 1x220kV Cachiyuyal-Diego de Almagro, prácticamente, no experimenta una oscilación de potencia sostenida. En contraste, el tramo de línea 1x220kV Francisco-Diego de Almagro presenta una oscilación de potencia más notoria, con un factor de amortiguamiento que alcanza un valor del 11.6%. Finalmente, se observa una evolución temporal admisible de los ángulos rotóricos de las unidades térmicas de central Taltal, alcanzando su punto de estabilidad a los 13 segundos.

En la Figura 32 se presenta el comportamiento dinámico de las variables de potencia activa y reactiva de las centrales de generación de la zona de influencia, observándose variaciones transitorias durante los primeros instantes de simulación, producidas por las caídas en las tensiones de la zona suscitadas por la perturbación (cortocircuito). Asimismo, se constata que ninguna central de generación sale de servicio por la ocurrencia de la contingencia.

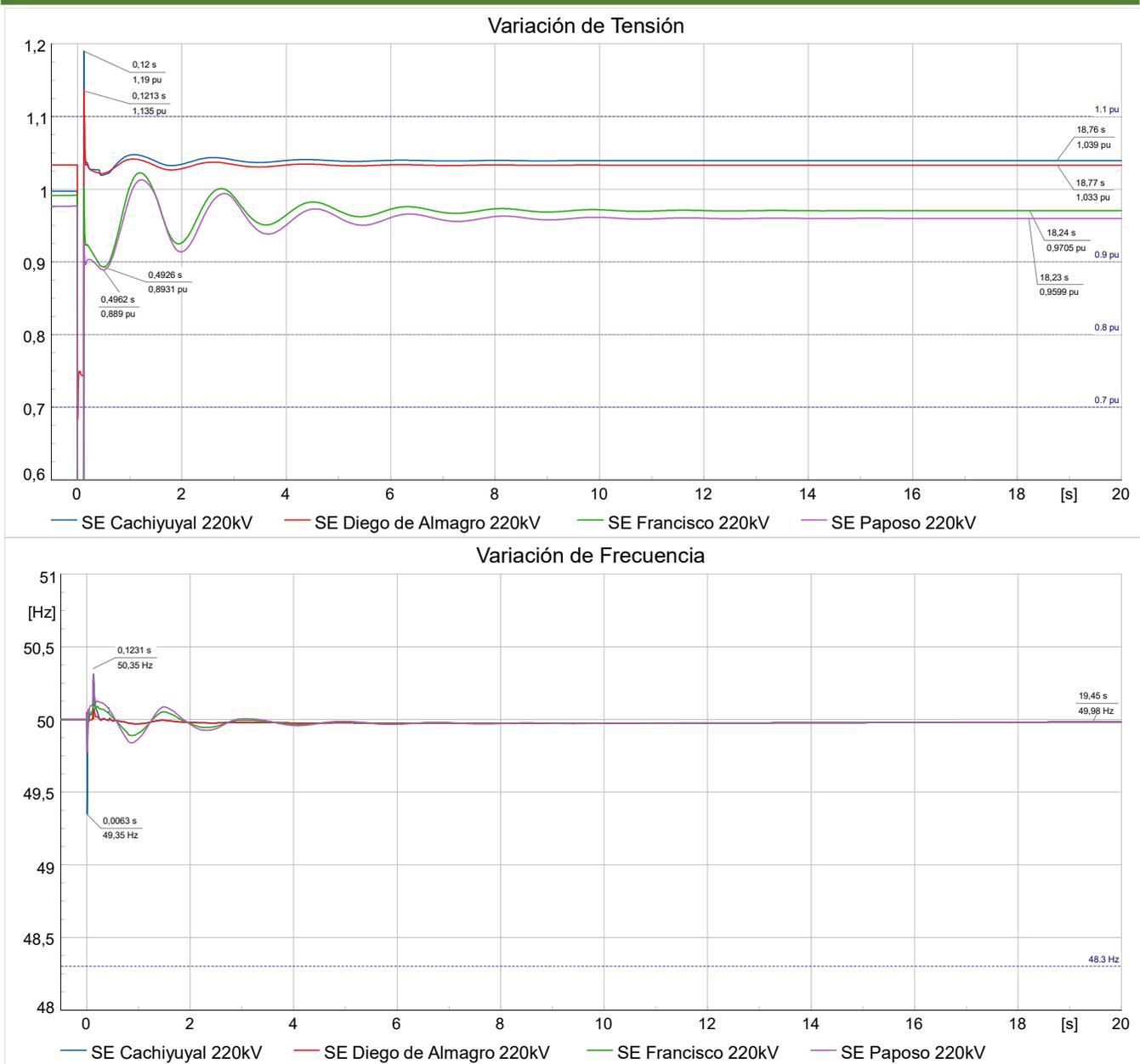


Figura 30: Comportamiento dinámico de las tensiones y frecuencias de las barras de la zona de influencia del proyecto.

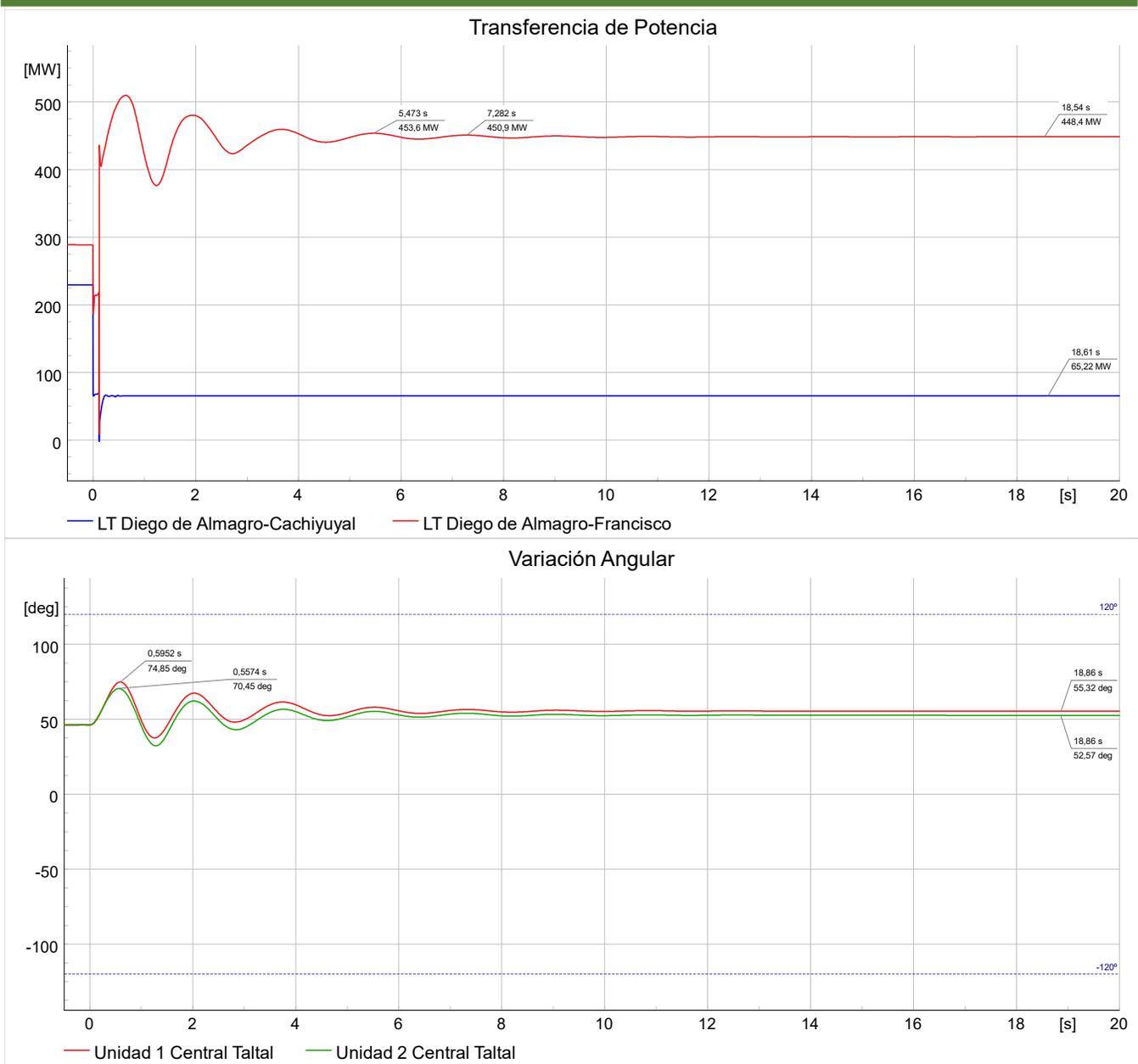


Figura 31: Comportamiento dinámico de los ángulos de los rotores de central Taltal.

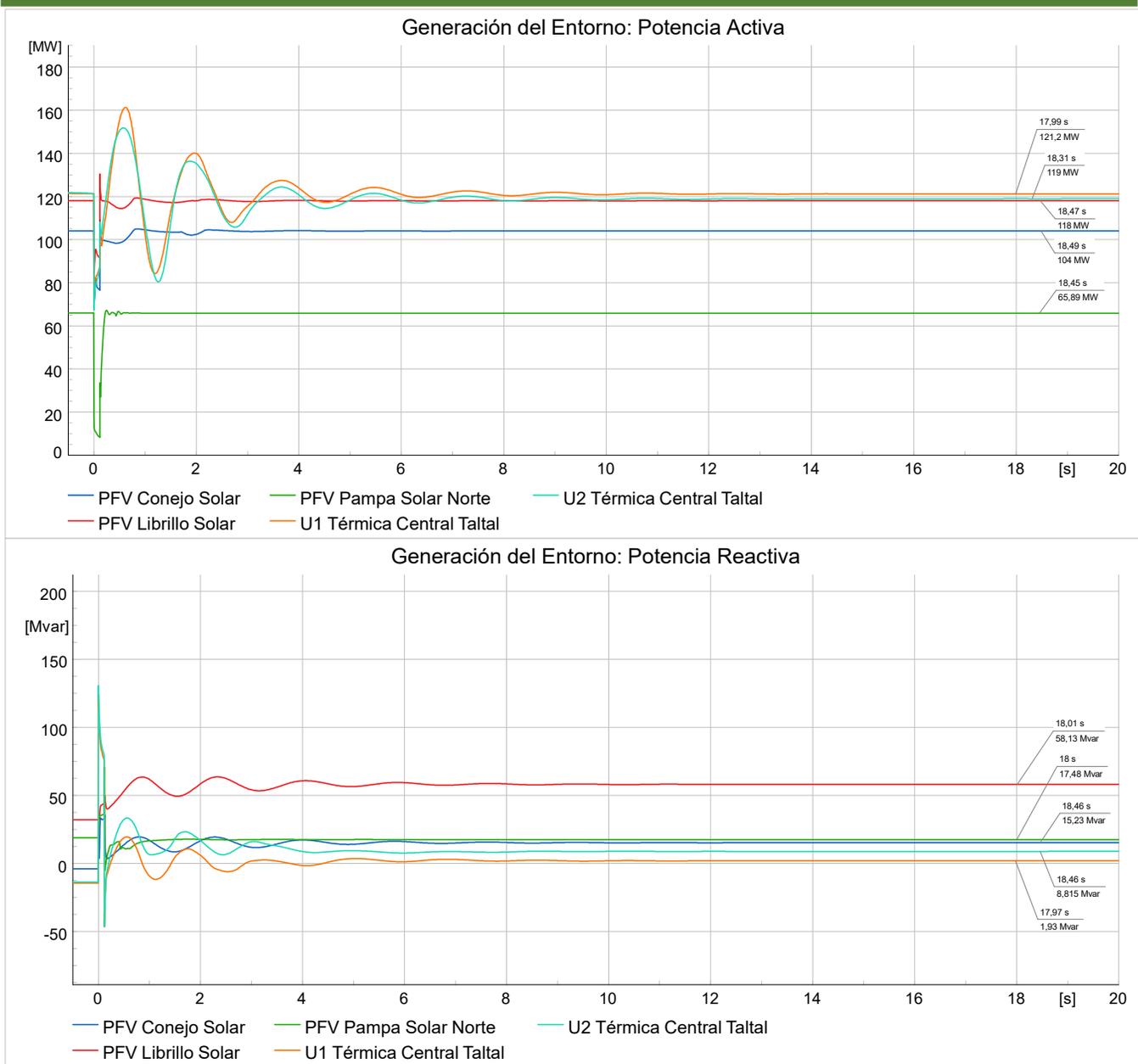


Figura 32: Comportamiento dinámico de la generación de potencia activa y reactiva de las centrales de generación de la zona de influencia.

### 9.1.7 Contingencia 4: Paposo-Francisco, Extremo Paposo.

En esta sección, se presentan las evoluciones temporales de las variables de interés considerando una falla bifásica a tierra en el tramo de línea 1x220 kV Paposo-Francisco, extremo Paposo, sin considerar desconexión de centrales de generación post despeje de la falla.

La Figura 33 muestra la evolución temporal de las tensiones y la frecuencia en las barras de la zona de influencia del proyecto durante los primeros 20 segundos de simulación. A partir de esta figura, se puede observar que la acción del EDAG (sin desconexión de generación) produce un comportamiento admisible en las tensiones y frecuencias medidas en las barras de la zona, constatando que las tensiones se estabilizan en un valor que se encuentra dentro del umbral permitido ( $\pm 10\%$  en torno a 1 pu). Asimismo, se observa que, en todo momento, la frecuencia se mantiene por sobre el valor mínimo de 48.30 Hz, cumpliendo el criterio normativo estipulado en la NTSyCS [2]

La Figura 34 muestra el comportamiento dinámico de la potencia que fluye por los tramos de línea disponibles 1x220kV Francisco-Diego de Almagro y 1x220kV Cachiyuyal-Diego de Almagro y los ángulos rotóricos de ambas unidades de generación de Central Taltal, medidos respecto a la máquina de referencia del sistema. Desde esta figura, se puede apreciar que el tramo de línea 1x220kV Francisco-Diego de Almagro, prácticamente, no experimenta una oscilación de potencia sostenida. En contraste, el tramo de línea 1x220kV Cachiyuyal-Diego de Almagro presenta una oscilación de potencia más notoria, con un factor de amortiguamiento que alcanza un valor del 14.2%. Finalmente, se observa una evolución temporal admisible de los ángulos rotóricos de las unidades térmicas de central Taltal, alcanzando su punto de estabilidad a los 13 segundos.

En la Figura 32 se presenta el comportamiento dinámico de las variables de potencia activa y reactiva de las centrales de generación de la zona de influencia, observándose variaciones transitorias durante los primeros instantes de simulación, producidas por las caídas en las tensiones de la zona suscitadas por la perturbación (cortocircuito). Asimismo, se constata que ninguna central de generación sale de servicio por la ocurrencia de la contingencia.

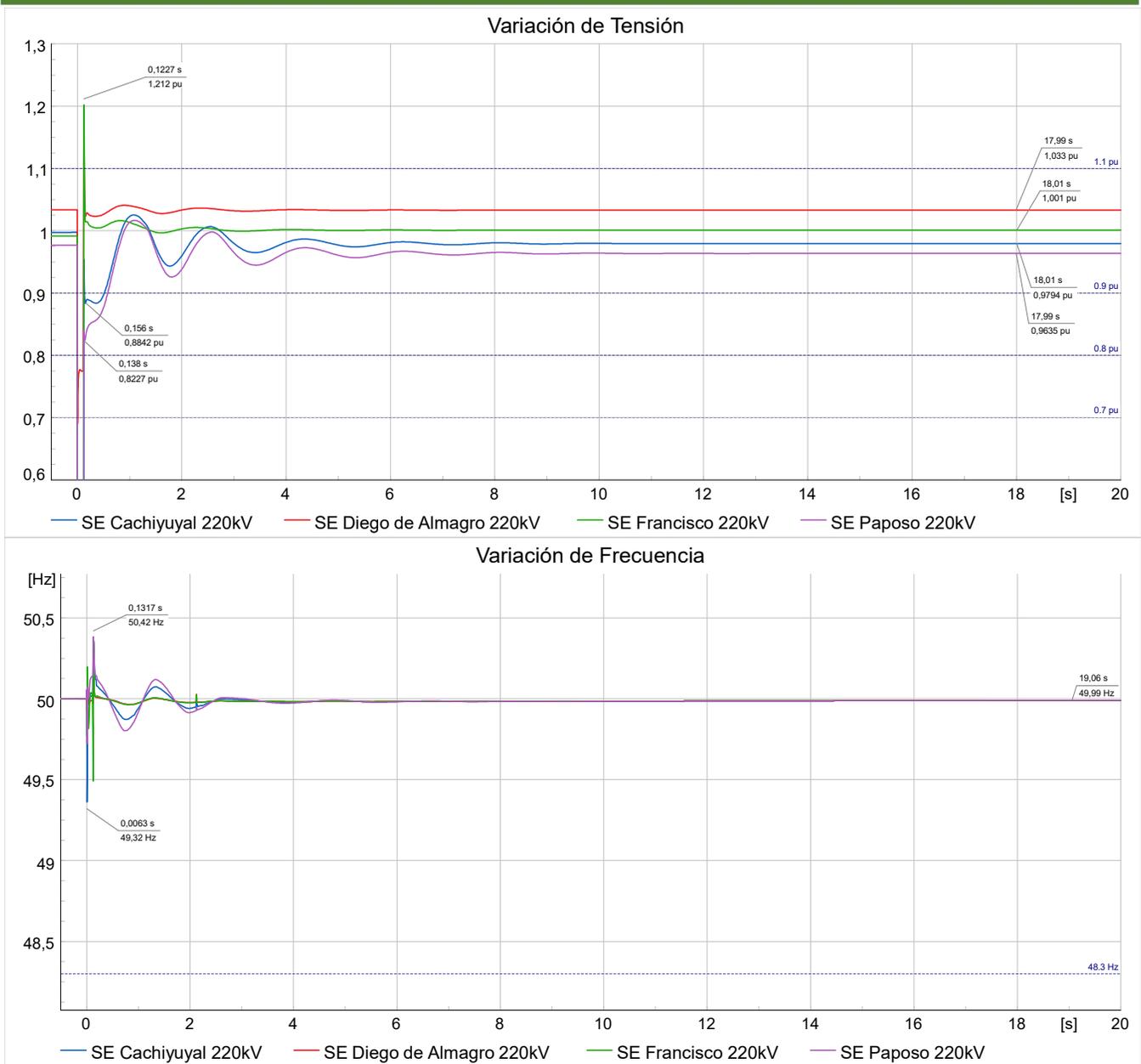


Figura 33: Comportamiento dinámico de las tensiones y frecuencias de las barras de la zona de influencia del proyecto.

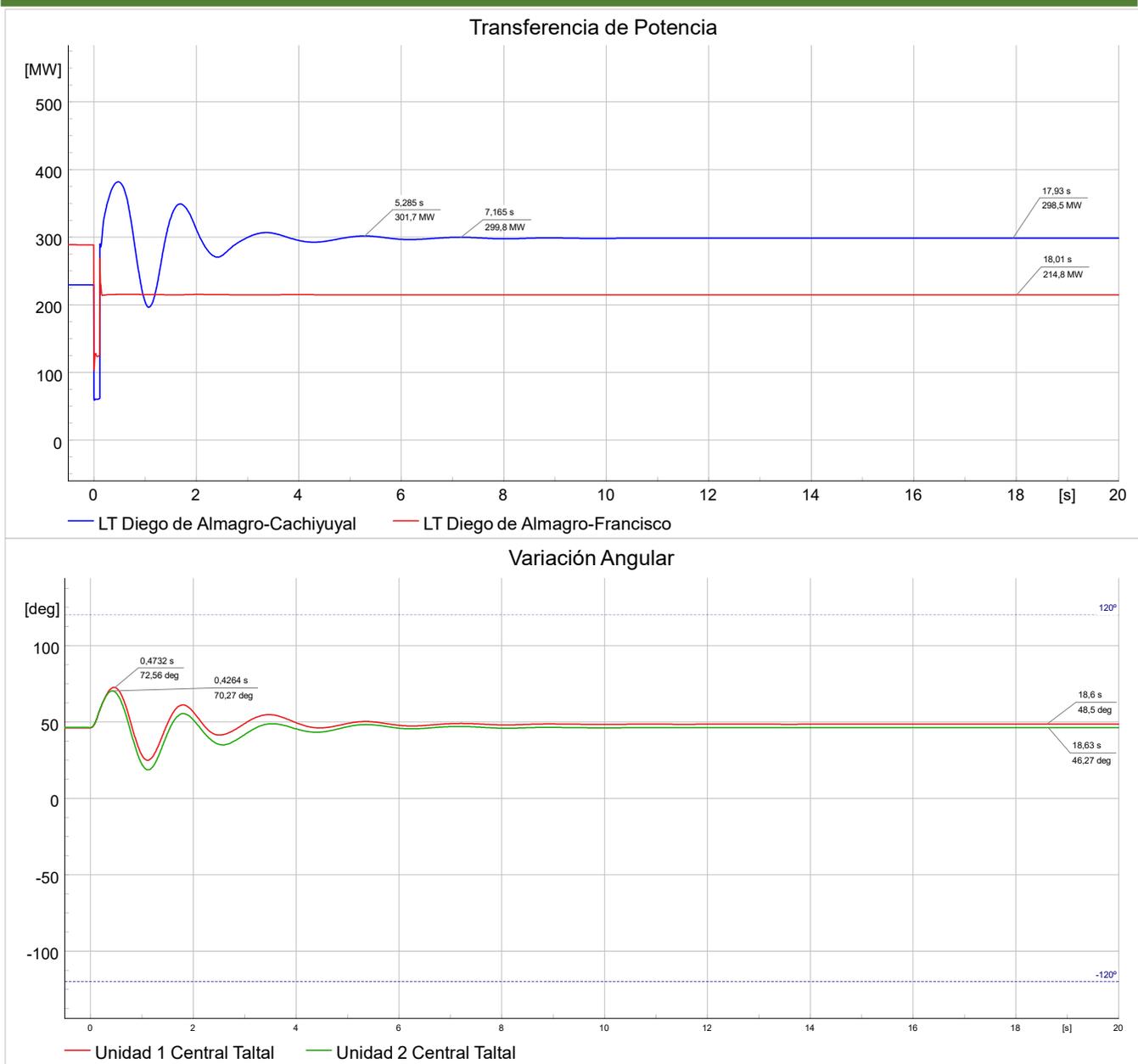


Figura 34: Comportamiento dinámico de los ángulos de los rotores de central Taltal.

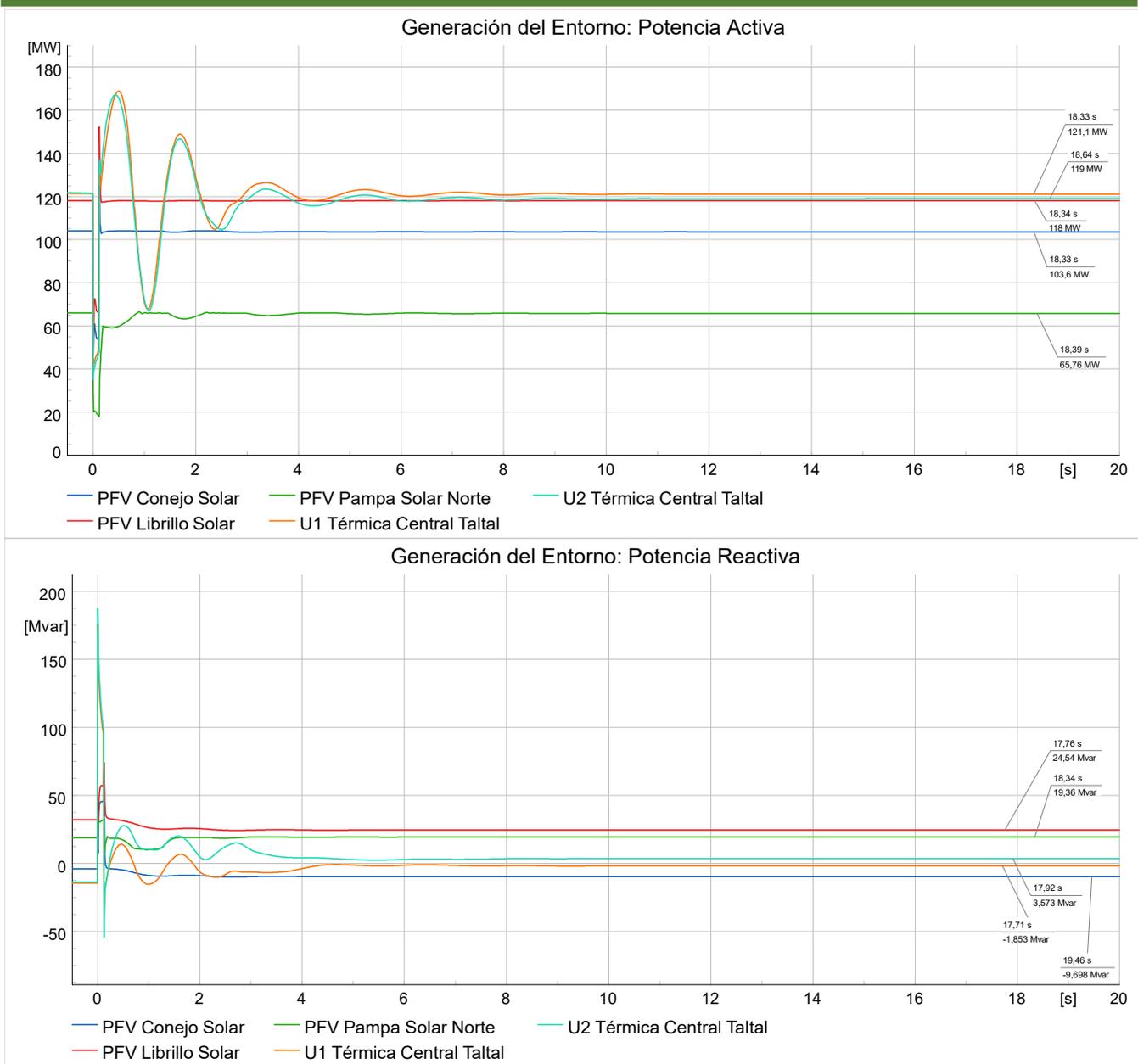


Figura 35: Comportamiento dinámico de la generación de potencia activa y reactiva de las centrales de generación de la zona de influencia.

### 9.1.8 Contingencia 4: Paposo-Francisco, Extremo Francisco.

En esta sección, se presentan las evoluciones temporales de las variables de interés considerando una falla bifásica a tierra en el tramo de línea 1x220kV Paposo-Francisco, extremo Francisco, sin considerar desconexión de centrales de generación post despeje de la falla.

La Figura 36 muestra la evolución temporal de las tensiones y la frecuencia en las barras de la zona de influencia del proyecto durante los primeros 20 segundos de simulación. A partir de esta figura, se puede observar que la acción del EDAG (sin desconexión de generación) produce un comportamiento admisible en las tensiones y frecuencias medidas en las barras de la zona, constatando que las tensiones se estabilizan en un valor que se encuentra dentro del umbral permitido ( $\pm 10\%$  en torno a 1 pu). Asimismo, se observa que, en todo momento, la frecuencia se mantiene por sobre el valor mínimo de 48.30 Hz, cumpliendo el criterio normativo estipulado en la NTSyCS [2]

La Figura 37 muestra el comportamiento dinámico de la potencia que fluye por los tramos de línea disponibles 1x220kV Francisco-Diego de Almagro y 1x220kV Cachiyuyal-Diego de Almagro y los ángulos rotóricos de ambas unidades de generación de Central Taltal, medidos respecto a la máquina de referencia del sistema. Desde esta figura, se puede apreciar que el tramo de línea 1x220kV Francisco-Diego de Almagro, prácticamente, no experimenta una oscilación de potencia sostenida. En contraste, el tramo de línea 1x220kV Cachiyuyal-Diego de Almagro presenta una oscilación de potencia más notoria, con un factor de amortiguamiento que alcanza un valor del 16.6%. Finalmente, se observa una evolución temporal admisible de los ángulos rotóricos de las unidades térmicas de central Taltal, alcanzando su punto de estabilidad a los 7 segundos.

En la Figura 38 se presenta el comportamiento dinámico de las variables de potencia activa y reactiva de las centrales de generación de la zona de influencia, observándose variaciones transitorias durante los primeros instantes de simulación, producidas por las caídas en las tensiones de la zona suscitadas por la perturbación (cortocircuito). Asimismo, se constata que ninguna central de generación sale de servicio por la ocurrencia de la contingencia.

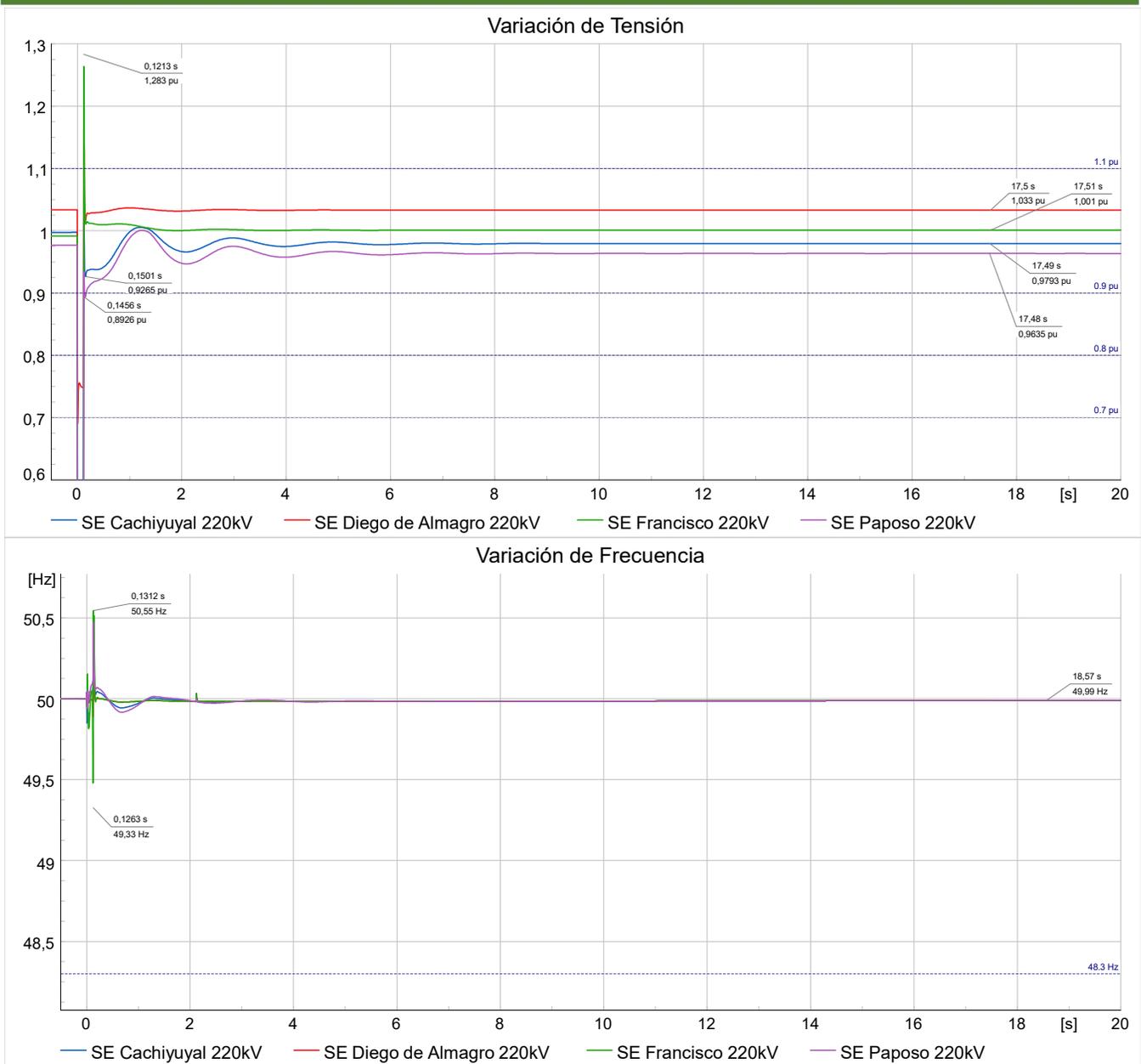


Figura 36: Comportamiento dinámico de las tensiones y frecuencias de las barras de la zona de influencia del proyecto.

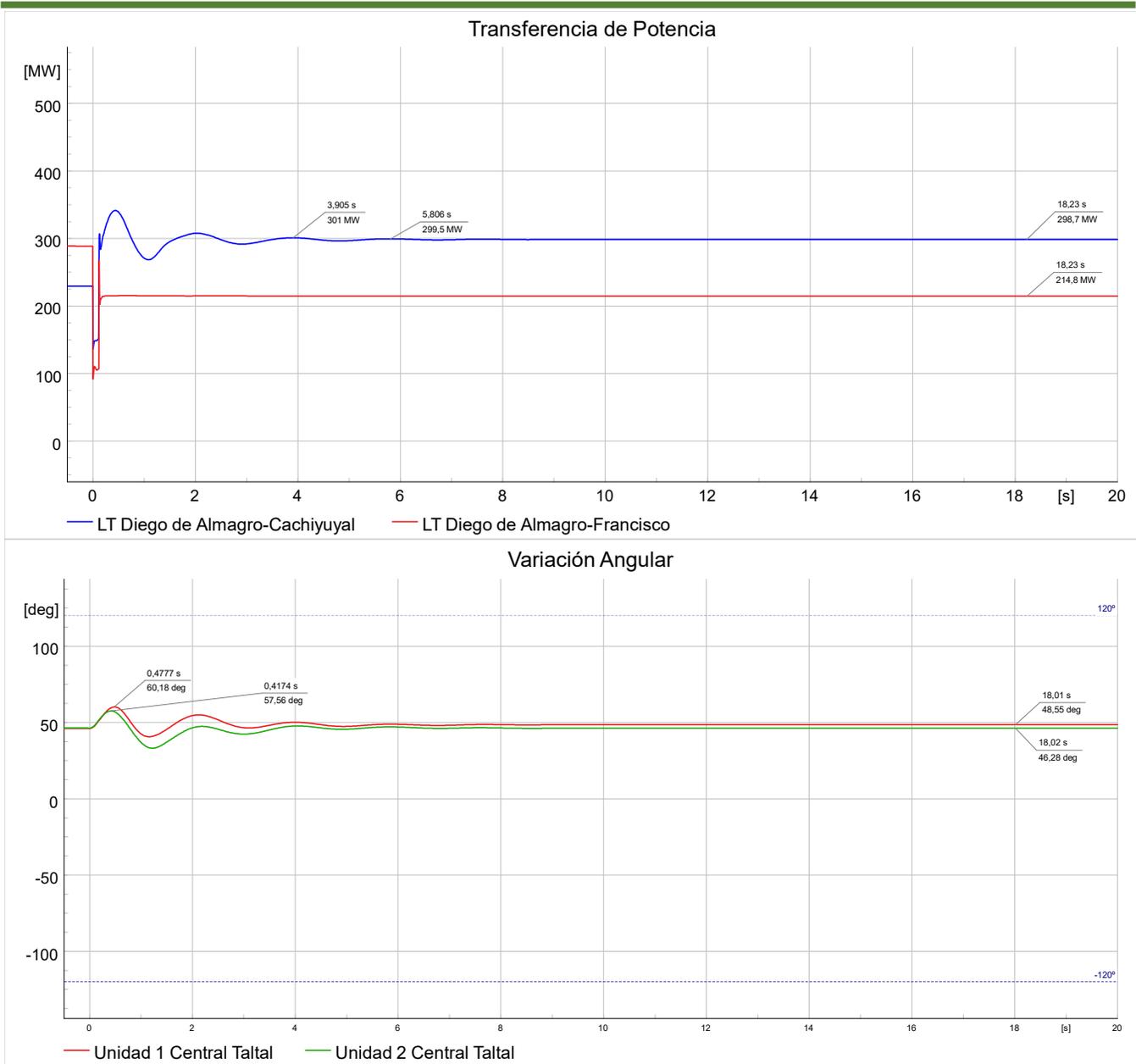


Figura 37: Comportamiento dinámico de los ángulos de los rotores de central Taltal.

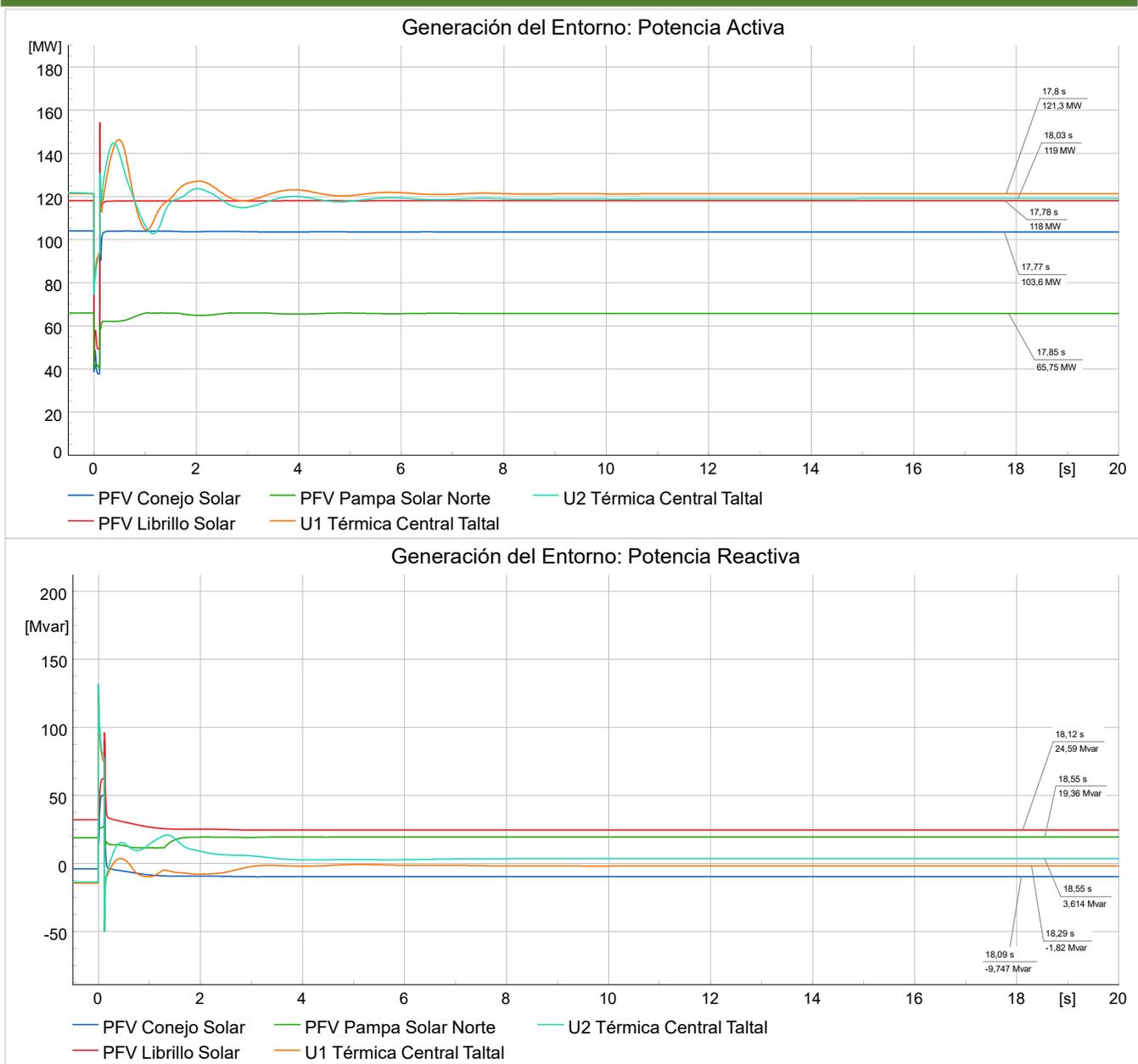


Figura 38: Comportamiento dinámico de la generación de potencia activa y reactiva de las centrales de generación de la zona de influencia.

Finalmente, en la Tabla 19 se presentan un resumen de los valores utilizados para calcular los factores de amortiguamiento de las líneas más cargadas de la zona de influencia del proyecto para cada contingencia aplicada, considerando el escenario de máxima generación local, bajo condiciones de temperatura ambiente de 25°C, con sol, donde se evidencian que cumplen con el valor mínimo del 5% exigido en la NTSyCS [2].

Tabla 18: Cálculo del factor de amortiguamiento en la línea más cargada de la zona de influencia.

Elemento FS	Contingencia	Extremo de Línea	Línea más cargada del entorno	A1	A2	Referencia	Factor de Amortiguamiento [%]
				MW	MW	MW	
DAL-CAC	C1	CAC	Francisco-Diego de Almagro	457	452	447,8	12,4
DAL-CAC	C1	DAL	Francisco-Diego de Almagro	338,5	331,9	329	18,6
DAL-FCO	C2	FOC	Cachiyuyal-Diego de Almagro	398,9	396,4	393,1	8,9
DAL-FCO	C2	DAL	Cachiyuyal-Diego de Almagro	399,6	396,5	393,6	11,5
PAP-FCO	C3	FCO	Cachiyuyal-Diego de Almagro	301	299,5	298,7	16,6
PAP-FCO	C3	PAP	Cachiyuyal-Diego de Almagro	301,7	299,8	298,5	14,2
PAP-CAC	C4	PAP	Francisco-Diego de Almagro	451,6	448,9	446,6	12,3
PAP-CAC	C4	CAC	Francisco-Diego de Almagro	453,6	450,9	448,4	11,6

La Tabla 19 muestra las acciones del EDAG/ERAG tanto cuando ambas unidades de generación de Central Taltal están en servicio como cuando hay menos de dos unidades de generación operativas. En virtud de esto último, en el Anexo 12.4 se presentan las simulaciones dinámicas para cuando existe una sola unidad térmica en servicio y sin considerar acciones de desconexión de generación, donde se demuestra que, en dichas condiciones, el sistema es estable y para mitigar las sobrecargas suscitadas por cada contingencia, basta con acciones de reducción de generación de parte de los PFV de la zona de influencia en un periodo de tiempo de 15 minutos.

## 10. PROPUESTA EDAG/ERAG.

En la Tabla 19 se presentan las acciones del nuevo EDAG/ERAG propuesto y actualizado, tomando como base la filosofía de operación del esquema actual, considerando el cambio del punto de conexión de los PE Taltal y PFV Lalackama en SE Parinas, junto con la incorporación futura del nuevo PFV Librillo a conectarse en la SE Conejo durante mayo de 2027. Tales acciones fueron validadas tanto en estado permanente como en estado transitorio, en las secciones 8 (estudio de flujo de potencia) y 1 (estudio de estabilidad transitoria), respectivamente.

Cabe mencionar que, en el caso de falla en la línea 1x220kV Cachiyuyal-Diego de Almagro, se mantuvo la opción de desconectar el PFV Pampa Solar Norte para cuando se tienen las dos unidades de la Central Taltal en servicio, puesto que, es el generador que queda más alejado al tramo de línea disponible para evacuar la energía hacia el SEN. Por otro lado, para el caso de falla en la línea 1x220kV Francisco-Paposo, se dejó como opción de desconexión al PFV Librillo, por ser la nueva central generadora en incorporarse al SEN.

Tabla 19: Acciones del EDAG/ERAG propuesto.

Proyecto	Acción ante contingencia	
	2 unidades de la CT Taltal en servicio	Menos de 2 unidades de la CT Taltal en servicio
<b>1 - Apertura del tramo de línea 1x220kV CAC-DAL</b>		
PFV Pampa Solar Norte	<b>DAG</b> (t < 150ms)	<b>RAG</b> (si existe sobrecarga)
PFV Conejo Solar	<b>RAG</b> (si existe sobrecarga)	<b>RAG</b> (si existe sobrecarga)
PFV Librillo	<b>RAG</b> (si existe sobrecarga)	<b>RAG</b> (si existe sobrecarga)
<b>2 - Apertura del tramo de línea 1x220kV FCO-DAL</b>		
PFV Pampa Solar Norte	<b>RAG</b> (si existe sobrecarga)	<b>RAG</b> (si existe sobrecarga)
PFV Conejo Solar	<b>RAG</b> (si existe sobrecarga)	<b>RAG</b> (si existe sobrecarga)
PFV Librillo	<b>DAG</b> (t < 150ms)	<b>RAG</b> (si existe sobrecarga)
<b>3 - Apertura del tramo de línea 1x220kV PAP-CAC</b>		
PFV Pampa Solar Norte	<b>RAG</b> (si existe sobrecarga)	<b>RAG</b> (si existe sobrecarga)
PFV Conejo Solar	<b>RAG</b> (si existe sobrecarga)	<b>RAG</b> (si existe sobrecarga)

PFV Librillo	<b>RAG</b> (si existe sobrecarga)	<b>RAG</b> (si existe sobrecarga)
<b>2 - Apertura del tramo de línea 1x220kV PAP-FCO</b>		
PFV Pampa Solar Norte	<b>RAG</b> (si existe sobrecarga)	<b>RAG</b> (si existe sobrecarga)
PFV Conejo Solar	<b>RAG</b> (si existe sobrecarga)	<b>RAG</b> (si existe sobrecarga)
PFV Librillo	<b>RAG</b> (si existe sobrecarga)	<b>RAG</b> (si existe sobrecarga)

## 11. CONCLUSIONES.

En el presente documento se han realizado estudios para evaluar la operatividad del actual automatismo Paposo – Diego de Almagro, dado el ingreso de PFV Librillo y el retiro de PE Taltal y PFV Lalackama. Al respecto, se ha realizado un estudio de flujo de potencia con el objetivo de evaluar el impacto sistémico de la red, específicamente en los niveles de cargabilidad de los elementos en serie del sistema de transmisión y en el cumplimiento de los niveles de tensión de las barras en la zona de influencia del proyecto. Este análisis abarca tanto las condiciones de operación normal como las de emergencia debido a contingencias no simultáneas, junto con la actuación del esquema de desconexión y reducción automática de generación propuesta para mitigar sobrecargas en la línea 2x220kV Paposo-Diego de Almagro. Cabe mencionar que, para la propuesta del automatismo, se utilizó como base la filosofía de operación que se tiene implementado hoy en día, con la intención de no introducir cambios significativos.

Se han analizado un total de 10 escenarios, donde 2 de ellos corresponden a escenarios bases (máxima generación despachada en la zona de influencia, considerando una temperatura ambiente de 25°C y 35°C con sol) y los 8 escenarios restantes corresponden a los escenarios bases con indisponibilidad de algún tramo de la línea 2x220kV Paposo-Diego de Almagro. Los escenarios base consideraron un nivel de demanda alta día laboral de la BD del CEN, por considerarse el peor caso puesto que es para esta demanda donde se encuentran todas las centrales de generación de la zona en servicio.

Los principales resultados obtenidos del estudio de flujo de potencia del EDAG/ERAG se presentan a continuación:

- Las contingencias específicas que ocasionan la activación del EDAG/ERAG corresponden a las siguientes:
  - **Contingencia 1:** Desconexión intempestiva del tramo de línea 1x220 kV Diego de Almagro-Cachiyuyal, donde toda la generación del PFV Pampa Solar Norte y las dos unidades de Central Taltal, se evacúan hacia el SEN a través de los tramos de línea que siguen en servicio, alcanzando una cargabilidad máxima del 187% y 180% en el tramo de línea 1x220kV Diego de Almagro-Francisco, con respecto a la capacidad nominal del conductor a temperatura ambiente de 25°C y 35°C con sol, respectivamente.
  - **Contingencia 2:** Desconexión intempestiva del tramo de línea 1x220kV Diego de Almagro-Francisco, donde toda la generación del PFV Conejo, PFV Librillo y las dos unidades de Central Taltal, se evacúan hacia el SEN a través de los tramos de línea que siguen en servicio, alcanzando una cargabilidad máxima del 198% y 180% en el tramo de línea 1x220kV Diego de Almagro-Cachiyuyal, con respecto a la capacidad nominal del conductor a una temperatura ambiente de 25°C y 35°C con sol, respectivamente.
  - **Contingencia 3:** Desconexión intempestiva del tramo de línea 1x220kV Paposo-Cachiyuyal, donde la generación de las dos unidades de la Central Taltal se evacúa al SEN mediante los tramos 1x220kV Paposo-Francisco y 1x220kV Diego de Almagro-Francisco, suscitando en este último una cargabilidad máxima del 159% y 146%, con respecto a la capacidad nominal del conductor a una temperatura ambiente de 25°C y 35°C con sol, respectivamente.
  - **Contingencia 4:** Desconexión intempestiva del tramo de línea 1x220kV Paposo-Francisco, donde la generación de las dos unidades de la Central Taltal se evacúa al SEN mediante los tramos 1x220kV Paposo-Cachiyuyal y 1x220kV Diego de Almagro-Cachiyuyal,

suscitando en este último una cargabilidad máxima del 104%, con respecto a su capacidad nominal del conductor a una temperatura ambiente de 25°C.

- Los montos de generación a **desvincular** del sistema ante la ocurrencia de alguna de las contingencias evaluadas, que se presentan en la Tabla 17 del presente informe, logran mitigar las sobrecargas suscitadas en los tramos que conforman la línea 2x220kV Paposo-Diego de Almagro, donde los máximos montos a desvincular corresponden a 243 MW y 246 MW para las contingencias 1 y 2, respectivamente.
- En virtud del análisis del límite térmico de corta duración de la línea 2x220kV Paposo-Diego de Almagro, se determina que las acciones del EDAG/ERAG se deberán ejecutar en un tiempo no superior a 15 minutos, especialmente en el caso de sobrecarga del 198% (25°C temperatura ambiente con sol) del tramo de línea 1x220kV Diego de Almagro-Cachiyuyal, donde cuya corriente alcanzó un valor de 1.511 kA, el cual se encuentra por debajo de los 1.545kA calculados.

En la segunda parte de este informe, se realizó un estudio de estabilidad transitoria del SEN con el objetivo de verificar si los montos de generación que se desvincularán del SEN mediante la desconexión de centrales por acción de EDAG propuestos para el automatismo, presentados en la Tabla 19, son suficientes para garantizar que el sistema eléctrico converja a un nuevo punto de equilibrio, el cual permita desvincular los montos de generación restantes mediante la reducción de generación de centrales según la acción del ERAG propuesto para el automatismo durante un periodo de 15 minutos desde el momento de la sobrecarga.

Los principales resultados obtenidos del estudio de estabilidad transitoria del EDAG/ERAG se presentan a continuación:

- **Contingencia 1:** Se comprueba que para la desconexión intempestiva del tramo de línea 1x220kV Cachiyuyal-Diego de Almagro, la desvinculación de 65.93 MW mediante la desconexión del PFV Pampa Solar Norte, permiten que el SEN llegue a un punto de equilibrio estable.
  - **Contingencia 2:** Se comprueba que para la desconexión intempestiva del tramo de línea 1x220kV Diego de Almagro-Francisco, la desvinculación de 118MW mediante la desconexión del PFV Librillo Solar, permiten que el SEN llegue a un punto de equilibrio estable.
  - **Contingencia 3:** Se comprueba que para la desconexión intempestiva del tramo de línea 1x220kV Paposo-Cachiyuyal, no se requiere desvincular generación mediante desconexión de centrales para que el SEN llegue a un punto de equilibrio estable.
  - **Contingencia 4:** Se comprueba que para la desconexión intempestiva del tramo de línea 1x220kV Paposo-Francisco, no se requiere desvincular generación mediante desconexión de centrales para que el SEN llegue a un punto de equilibrio estable.
- Asimismo, se comprueba que, en el caso de que exista una sola unidad térmica de central Taltal en servicio, no se requiere desvincular generación mediante la desconexión de centrales para que el sistema converja a un punto de equilibrio estable.
  - El tiempo efectivo de actuación del automatismo no podrá ser mayor a 150 ms.

- En vista de los resultados expuestos en este informe, se concluye que la modificación del esquema EDAG/ERAG propuesto para la zona comprendida entre las SSEE Paposo y Diego de Almagro, mitigan correctamente las eventuales sobrecargas por los tramos de línea que conforman la línea 2x220kV Paposo-Diego de Almagro ante las contingencias analizadas bajo un escenario de máxima generación local, manteniendo los niveles de tensión y transferencias de potencia a través de las líneas y transformadores dentro de los límites nominales, junto con un comportamiento temporal admisible de las variables de tensión, frecuencia, factores de amortiguamiento y ángulos rotóricos de las unidades generadores de la Central Taltal, donde no se evidencian problemas de estabilidad ante las contingencias analizadas, cumpliendo con los estándares normativos de la NTSyCS [2].
- Desde el punto de vista de diseño y filosofía de control del Automatismo (Sistema de Control) Paposo – Diego de Almagro (Ver anexo 12.5), en términos generales se requiere efectuar las siguientes modificaciones:
  - Reconfigurar Celda de Monitoreo y Mitigación en Seccionadora Francisco como Celda de Control.
  - Eliminar del sistema, las lógicas de control asociadas a PE Taltal y PFV Lalackama.
  - Implementar Celda de Monitoreo y Mitigación en S/E Conejo, de modo de Supervisar estado de interruptores de S/E Conejo, y emitir señal de desenganche a interruptor 52JT2 asociado a PFV Librillo
  - Eliminar del Automatismo, información de los niveles de generación de los parques ERNC: PFV Lalackama y PE Taltal.
  - Eliminar de la lógica de Control de la Celda de Medida y Mitigación de S/E Francisco (futura Celda de Control) señal de desenganche (Trip) hacia el interruptor 52J1 de S/E Francisco.

El esquema propuesto es posible apreciarlo como Diagrama Unilineal en el anexo 12.6 de este informe.



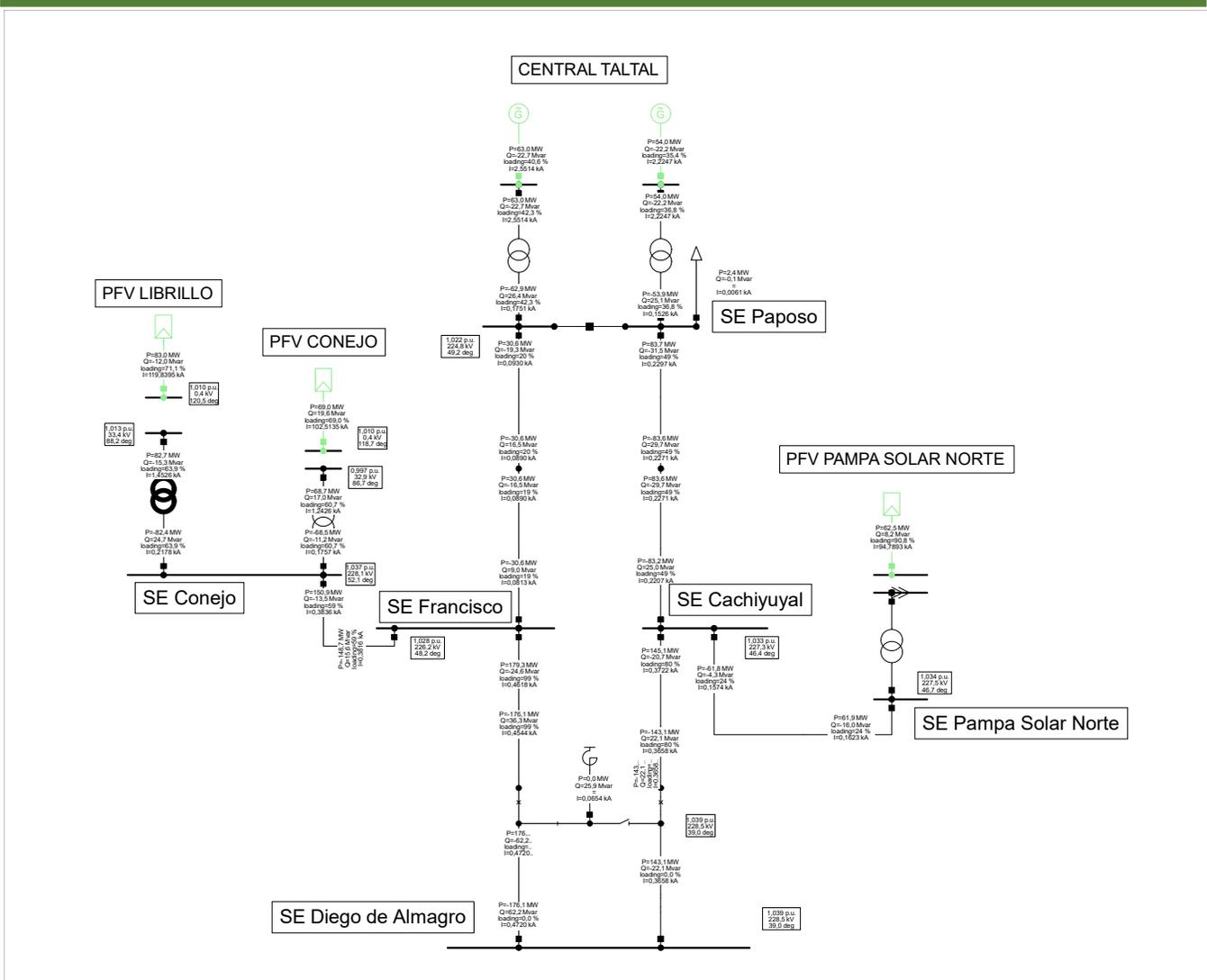


Figura 40: Flujo de potencia zona de influencia en condición de Red N para el escenario base 35°C.

## 12.2 Flujo de Potencia Red En Condición N-1.

### 12.2.1 Sin Activación del Automatismo.

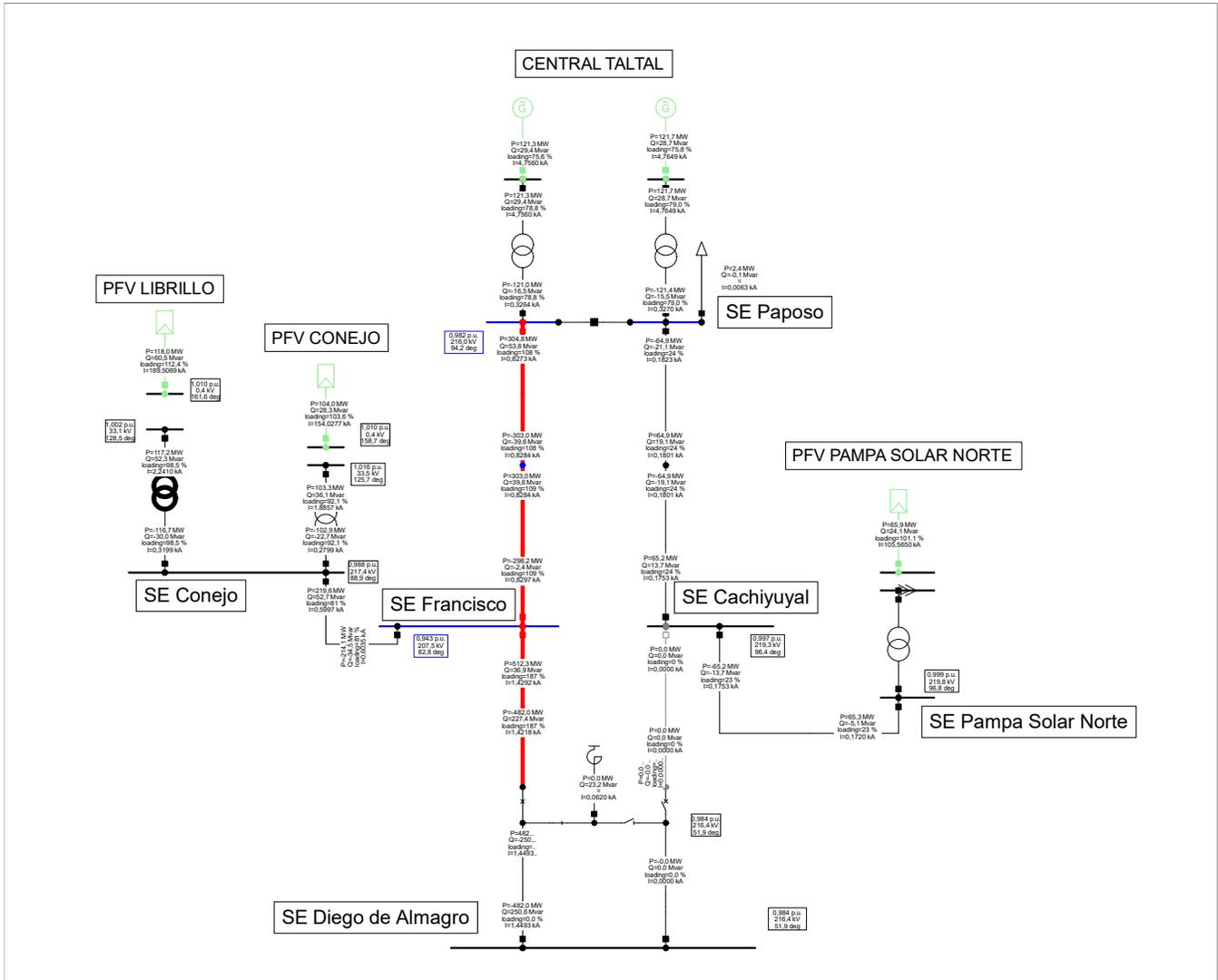


Figura 41: Flujo de potencia de la zona de influencia en condición de Red N-1 para la contingencia N°1 sin activación del automatismo para el escenario base 25°C.

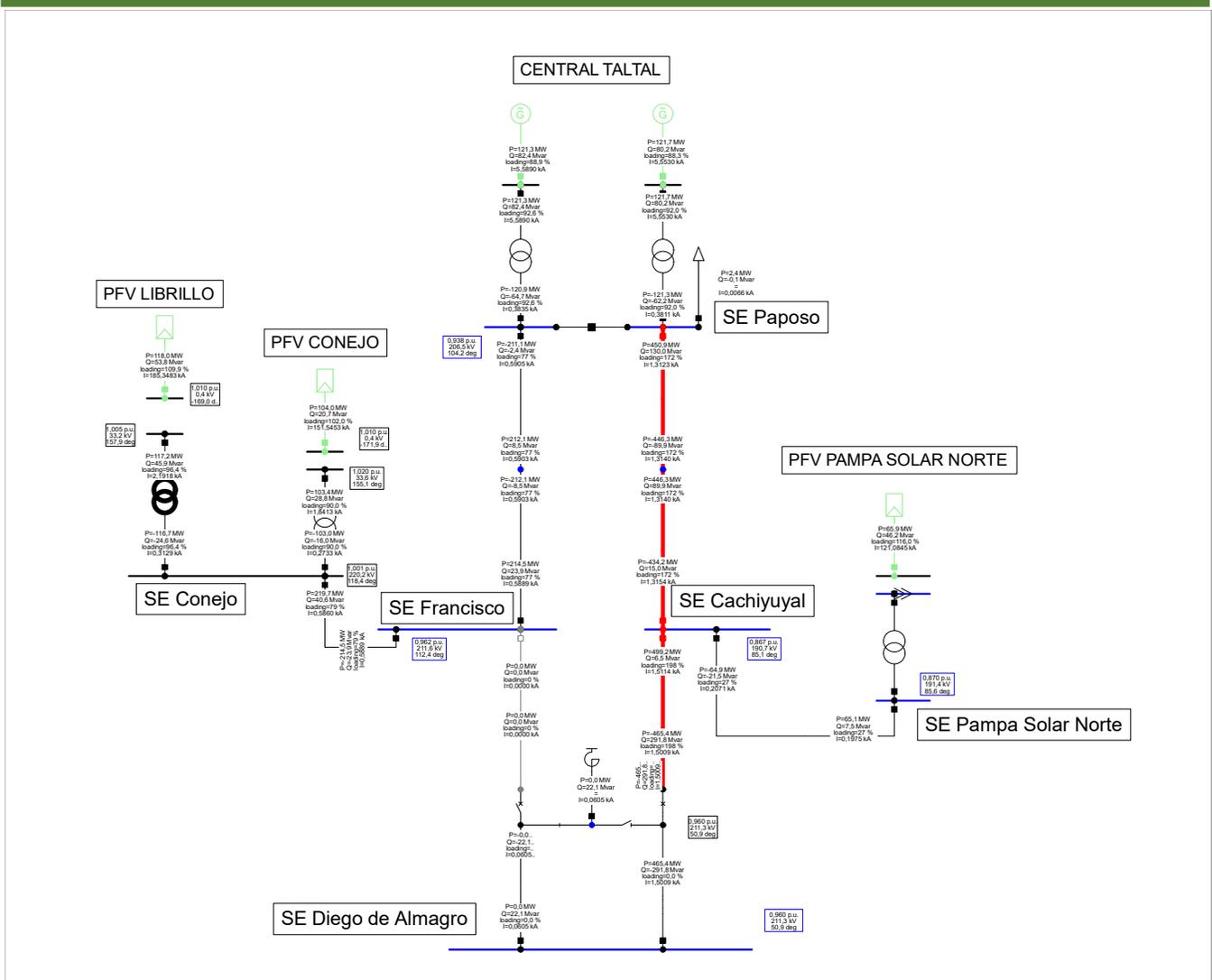


Figura 42: Flujo de potencia de la zona de influencia en condición de Red N-1 para la contingencia N°2 sin activación del automatismo para el escenario base 25°C.

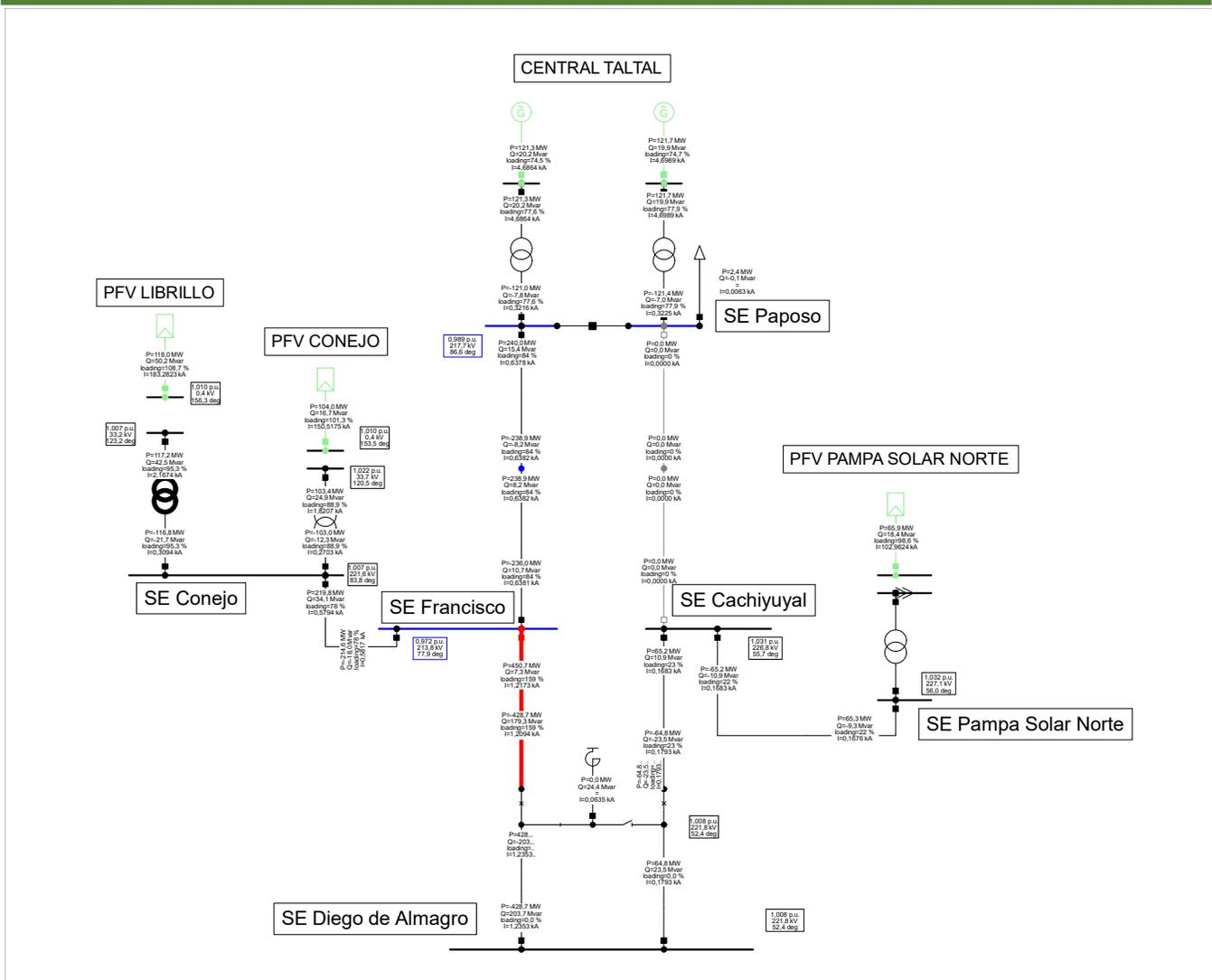


Figura 43: Flujo de potencia de la zona de influencia en condición de Red N-1 para la contingencia N°3 sin activación del automatismo para el escenario base 25°C.

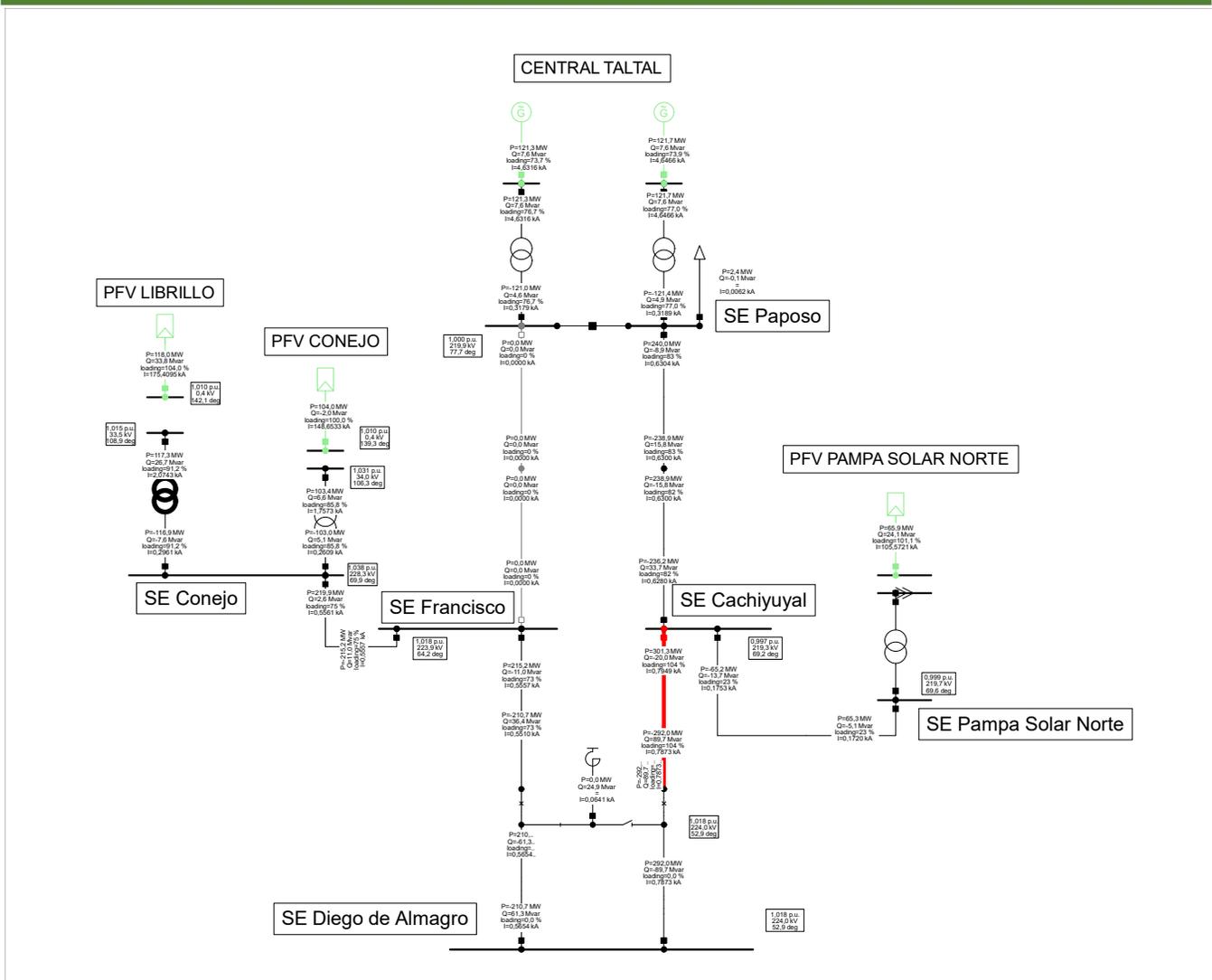


Figura 44: Flujo de potencia de la zona de influencia en condición de Red N-1 para la contingencia N<sup>o</sup>4 sin activación del automatismo para el escenario base 25°C.

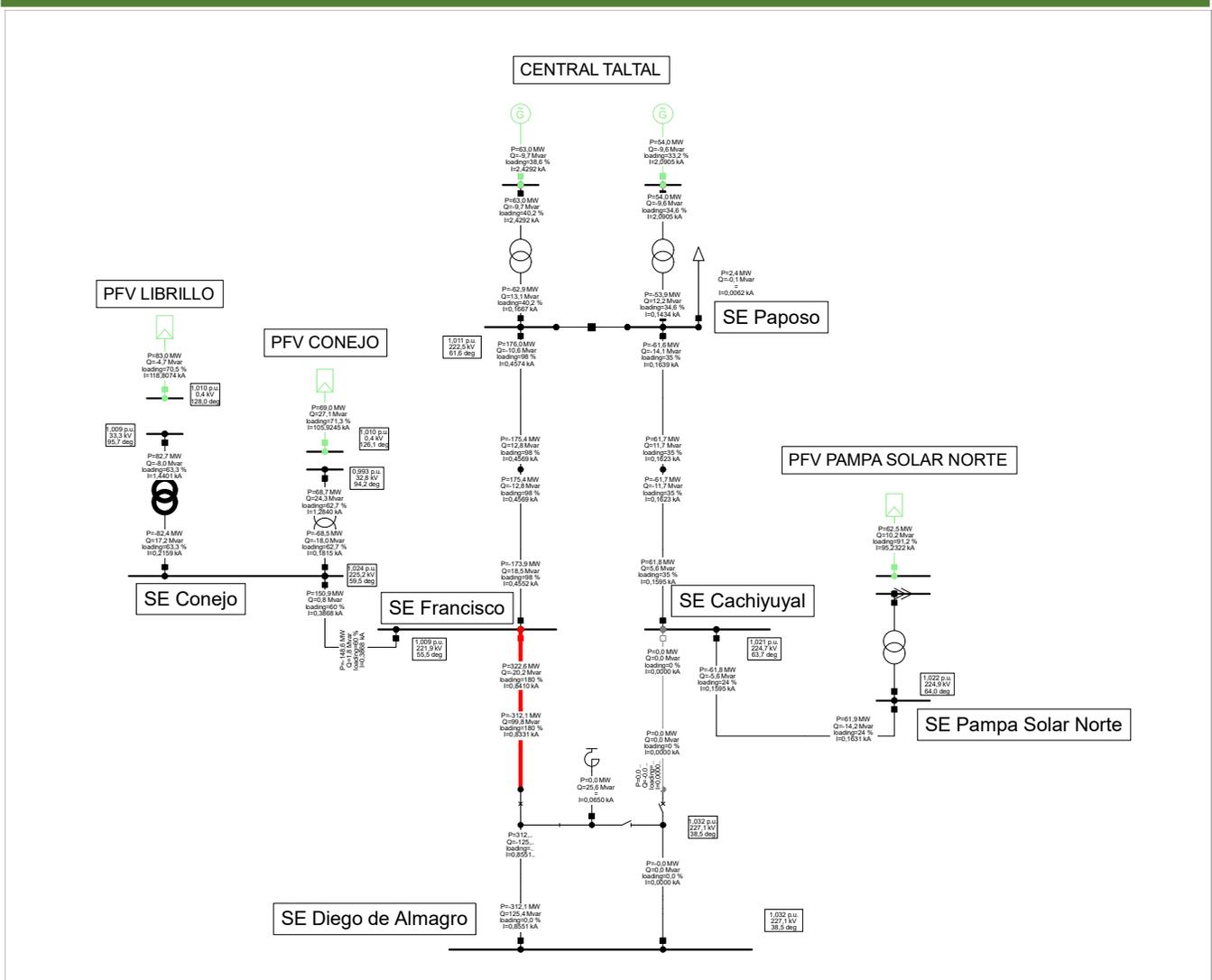


Figura 45: Flujo de potencia de la zona de influencia en condición de Red N-1 para la contingencia N°1 sin activación del automatismo para el escenario base 35°C.

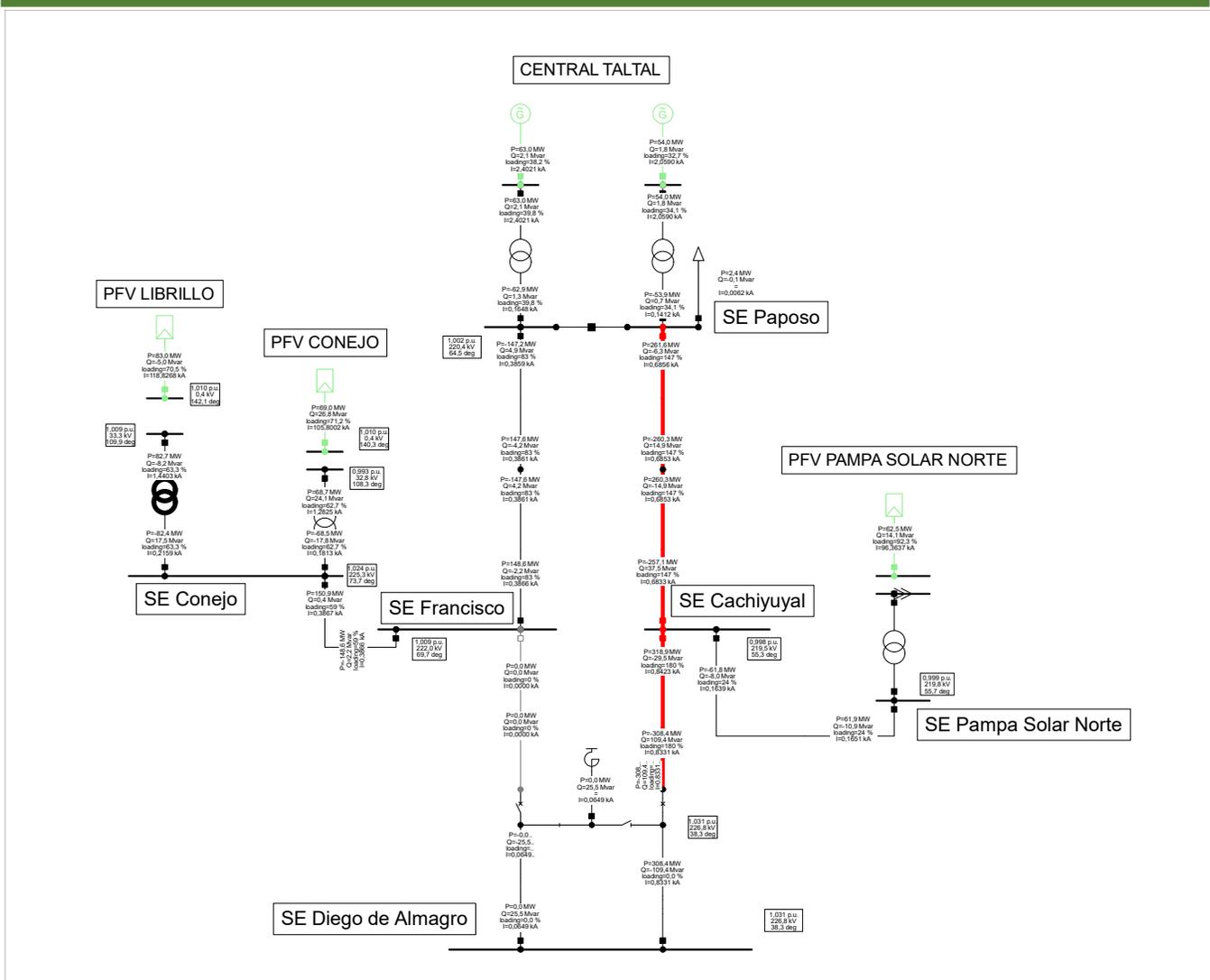


Figura 46: Flujo de potencia de la zona de influencia en condición de Red N-1 para la contingencia N°2 sin activación del automatismo para el escenario base 35°C.

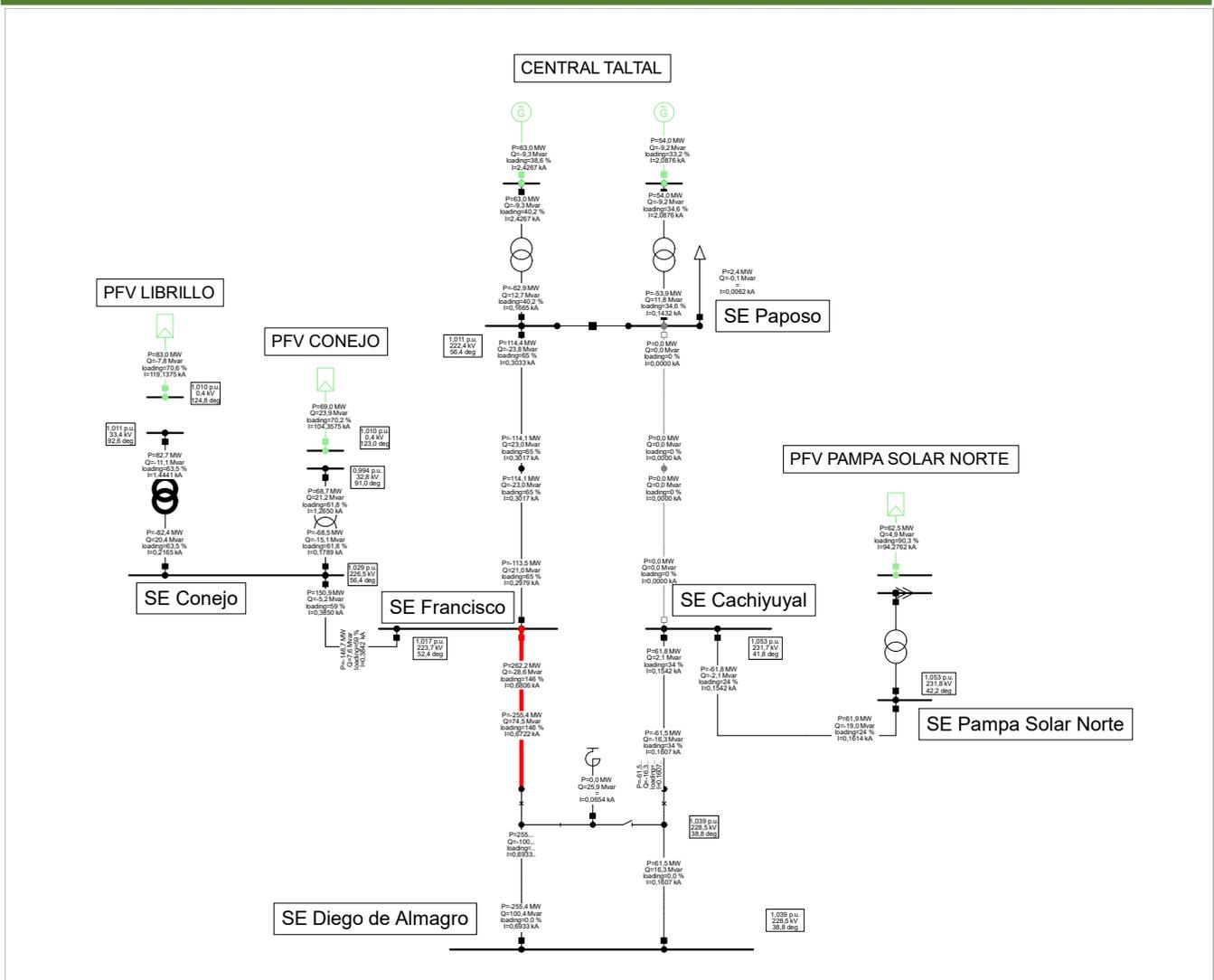


Figura 47: Flujo de potencia de la zona de influencia en condición de Red N-1 para la contingencia N°3 sin activación del automatismo para el escenario base 35°C.

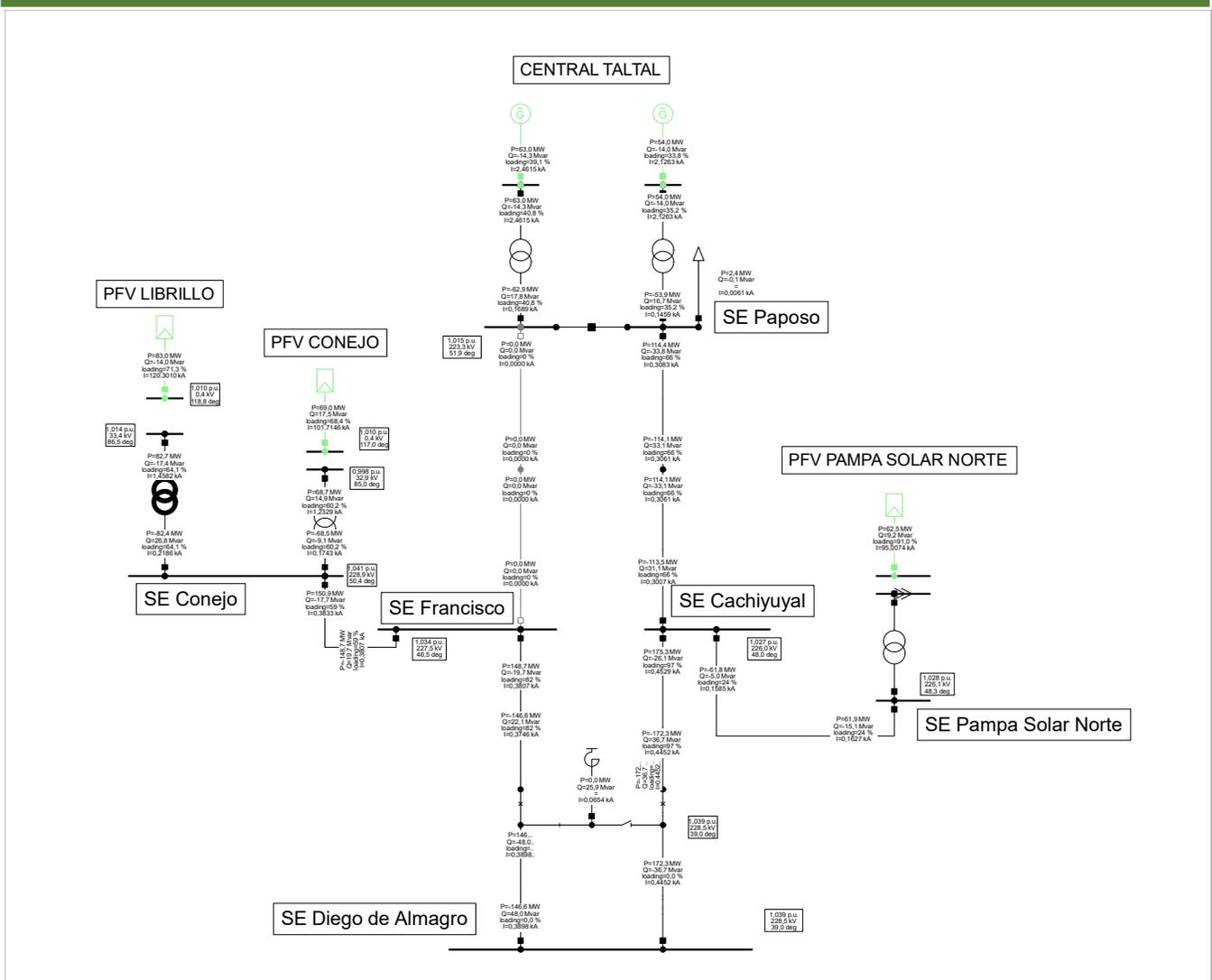


Figura 48: Flujo de potencia de la zona de influencia en condición de Red N-1 para la contingencia N°4 sin activación del automatismo para el escenario base 35°C.

12.2.2 Con Activación del Automatismo.

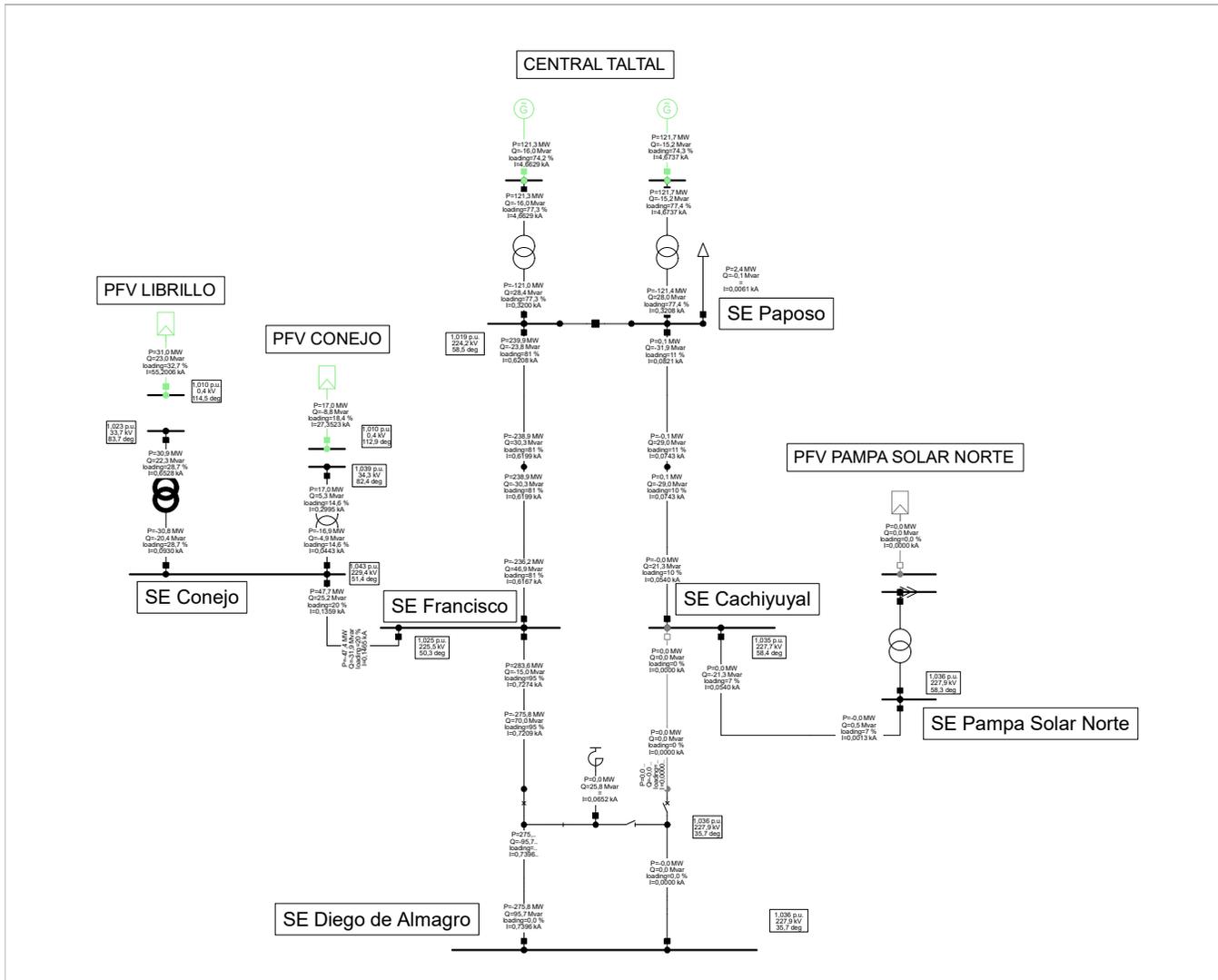


Figura 49: Flujo de potencia de la zona de influencia en condición de Red N-1 para la contingencia N°1 sin activación del automatismo para el escenario base 25°C.

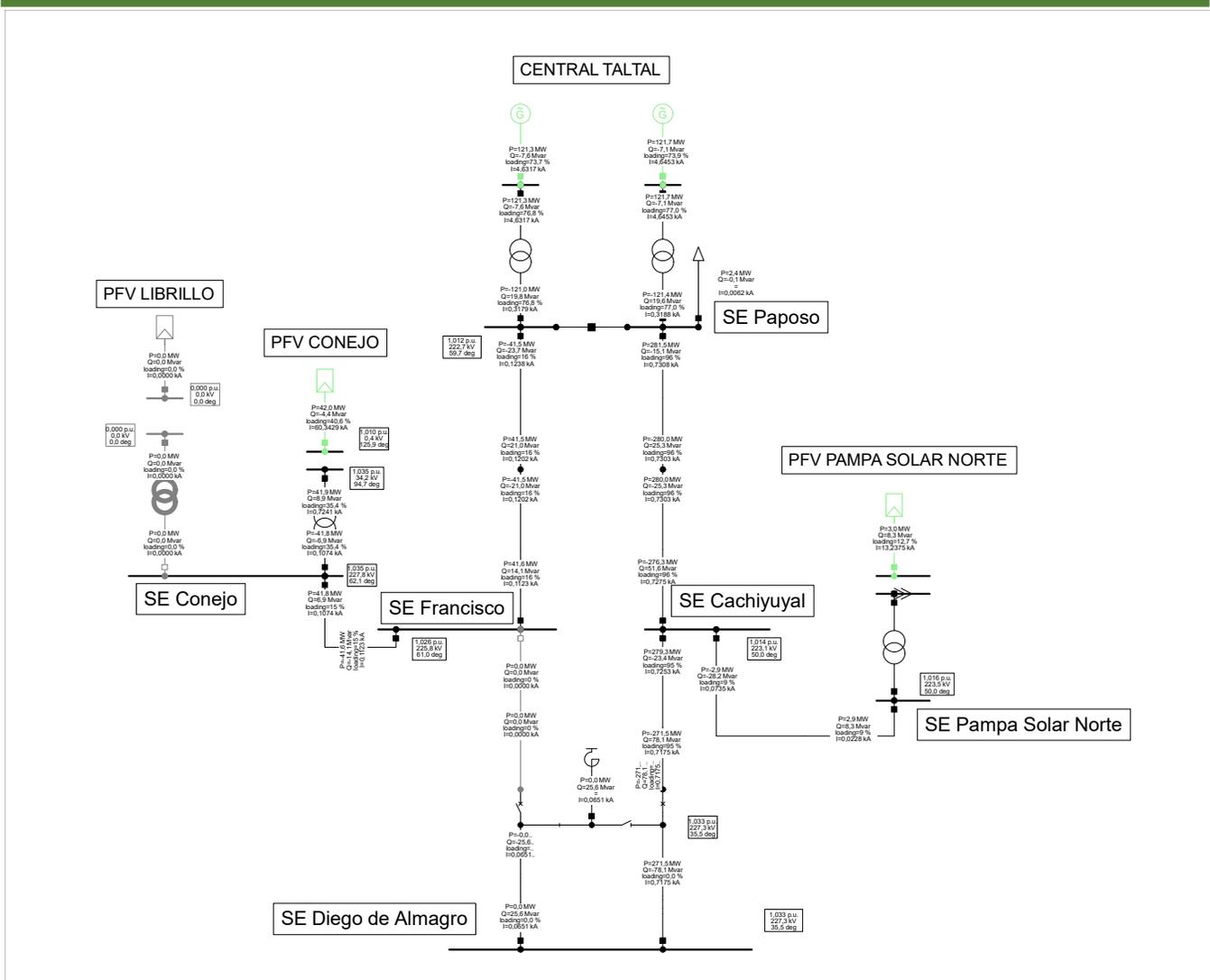


Figura 50: Flujo de potencia de la zona de influencia en condición de Red N-1 para la contingencia N°2 sin activación del automatismo para el escenario base 25°C.

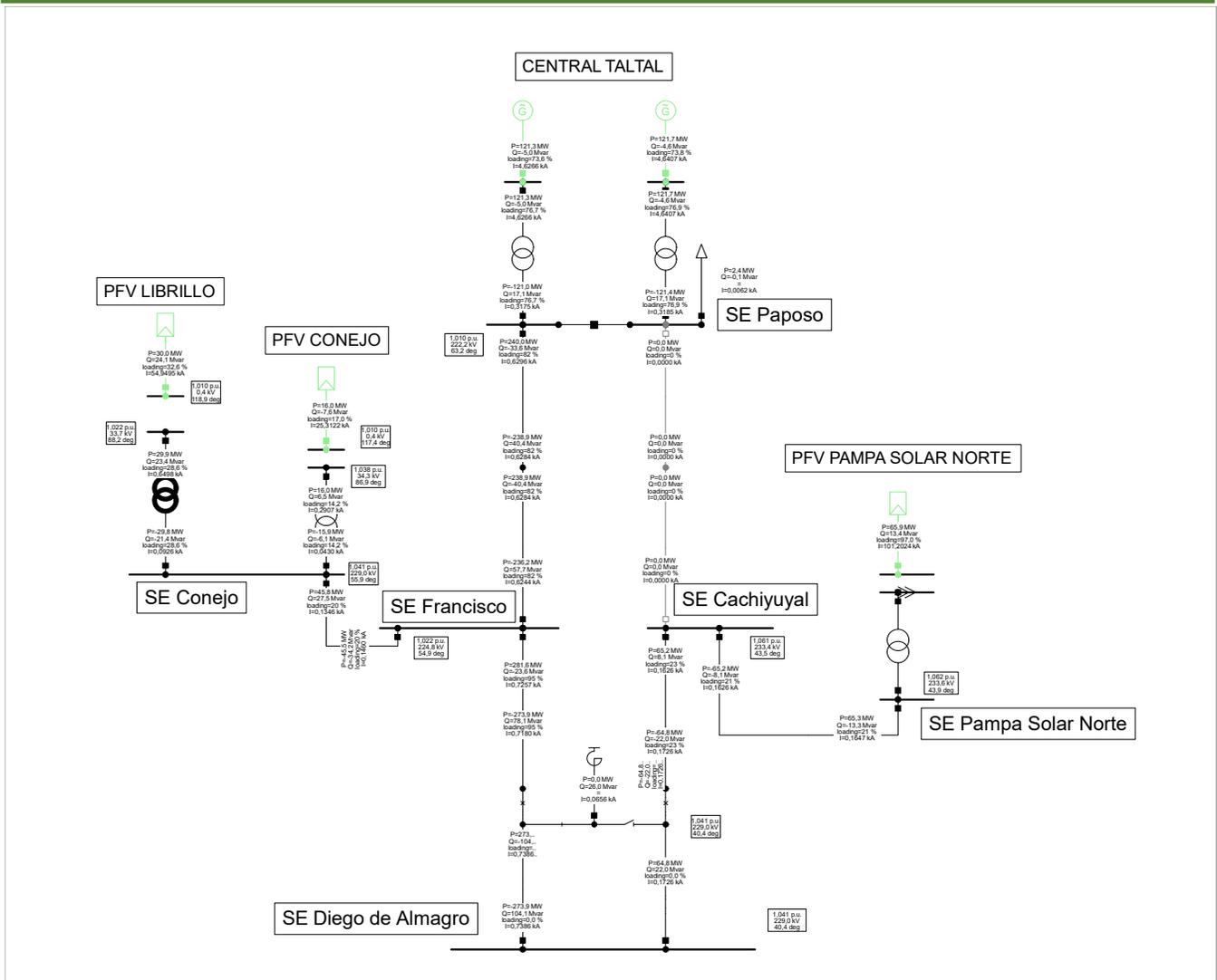


Figura 51: Flujo de potencia de la zona de influencia en condición de Red N-1 para la contingencia N°3 sin activación del automatismo para el escenario base 25°C.

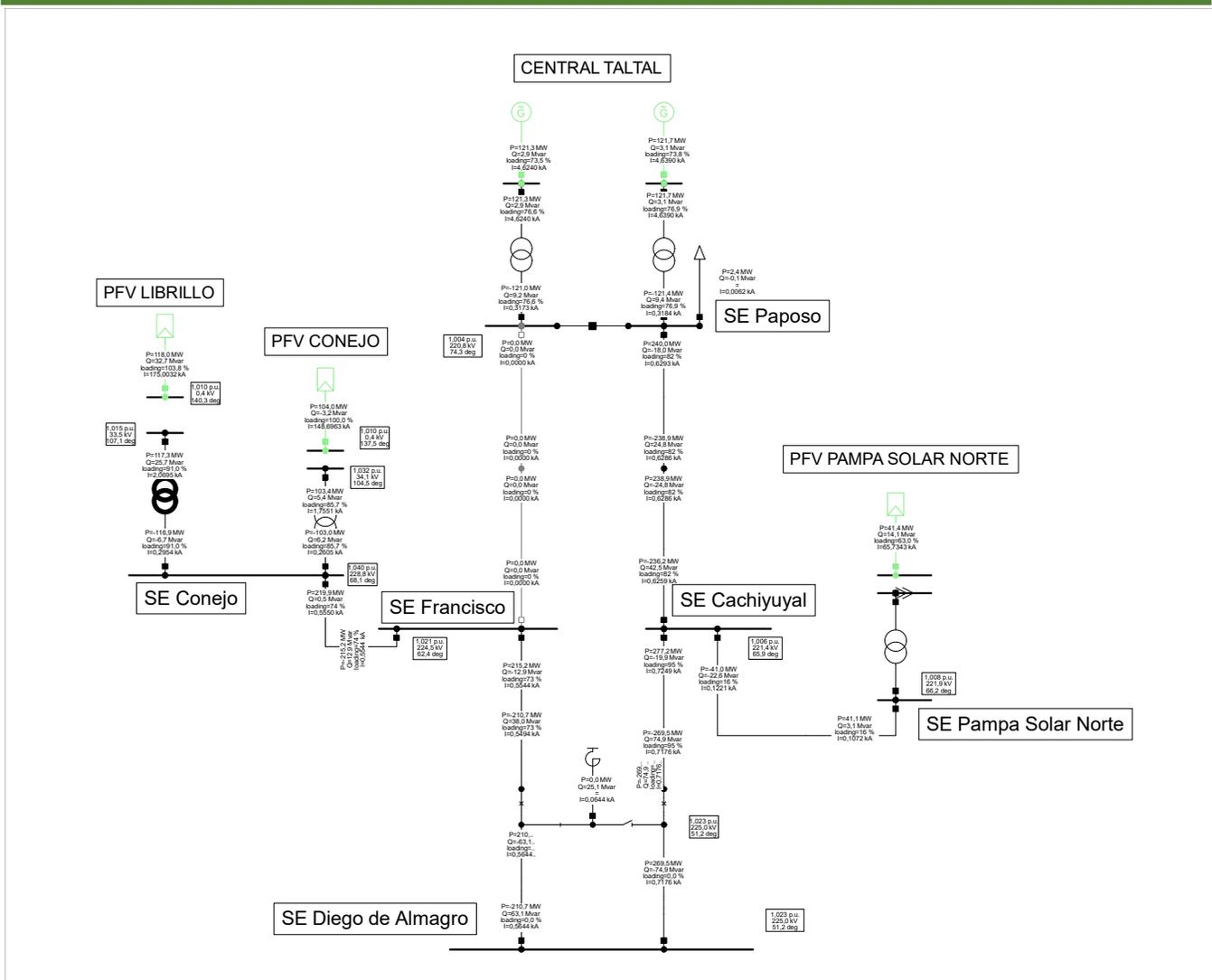


Figura 52: Flujo de potencia de la zona de influencia en condición de Red N-1 para la contingencia N°4 sin activación del automatismo para el escenario base 25°C.

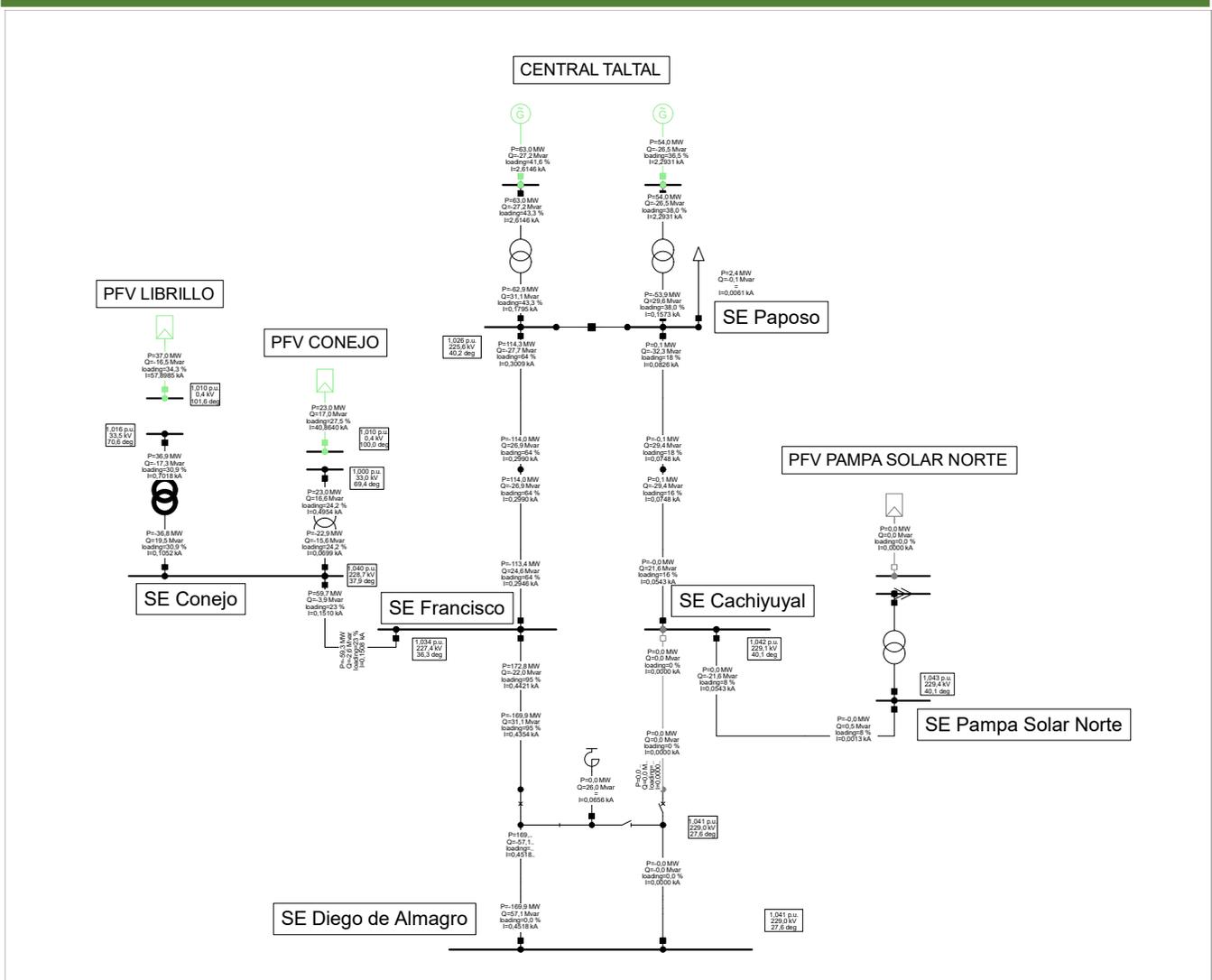


Figura 53: Flujo de potencia de la zona de influencia en condición de Red N-1 para la contingencia N°1 sin activación del automatismo para el escenario base 35°C.

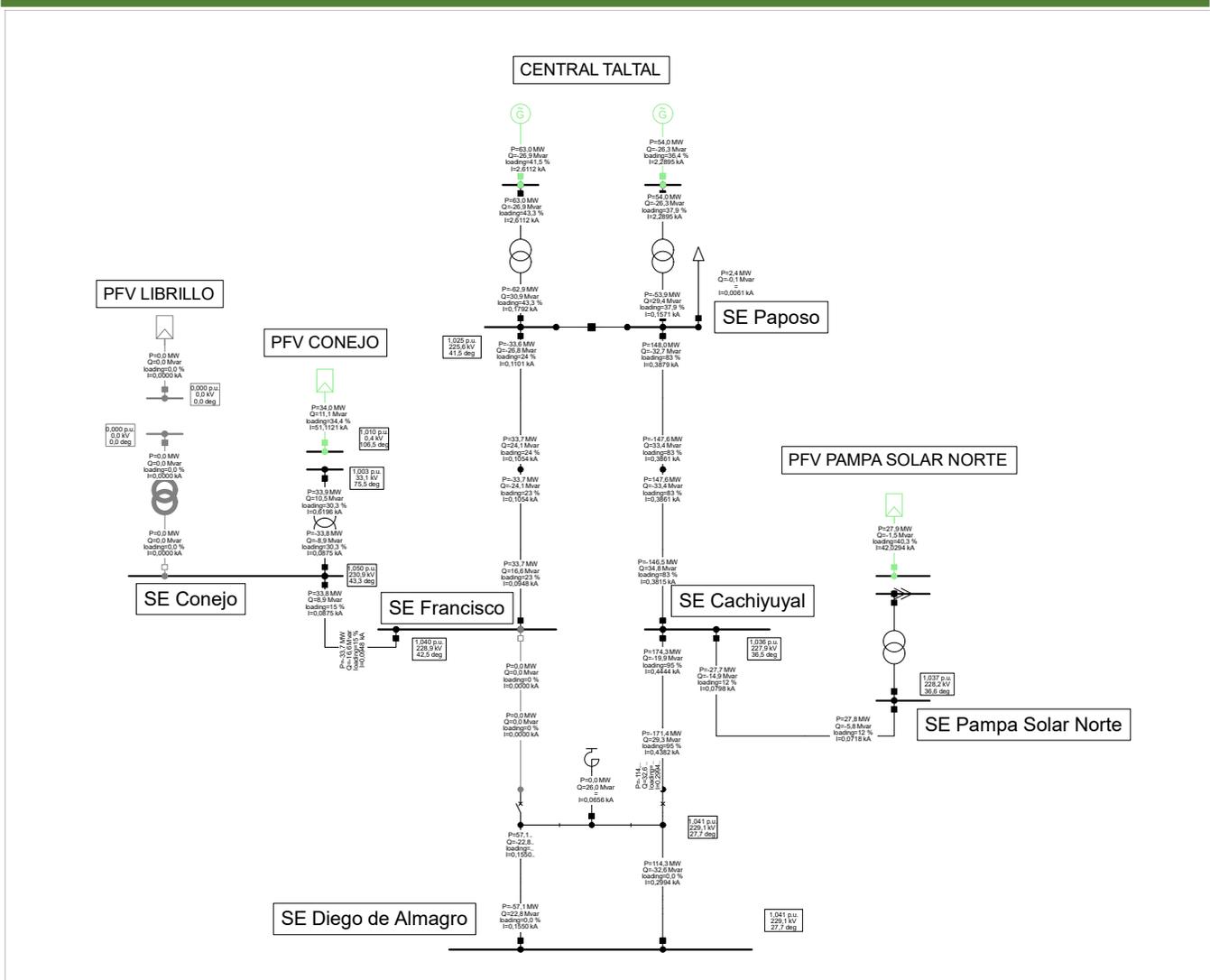


Figura 54: Flujo de potencia de la zona de influencia en condición de Red N-1 para la contingencia N°2 sin activación del automatismo para el escenario base 35°C.

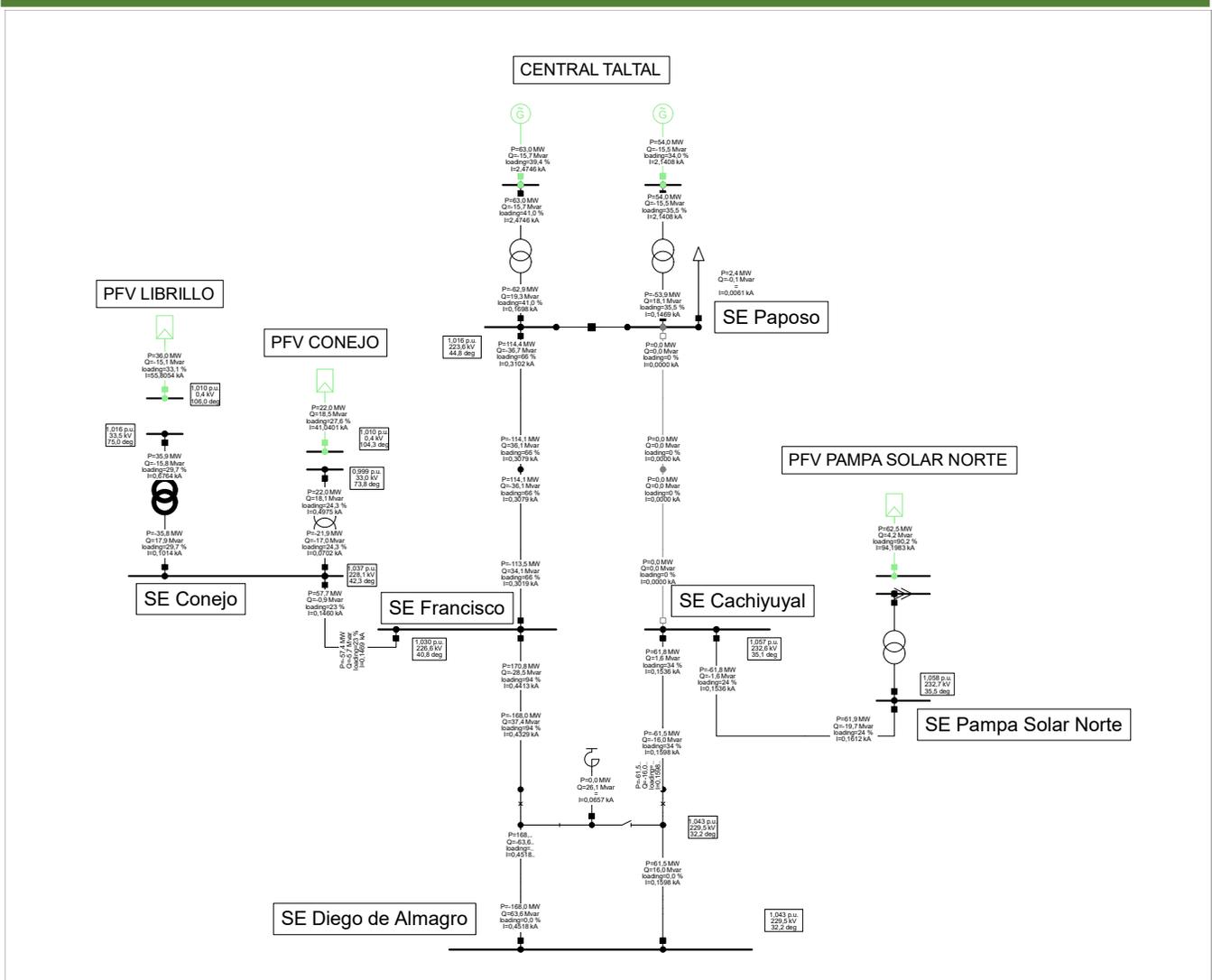


Figura 55: Flujo de potencia de la zona de influencia en condición de Red N-1 para la contingencia N°3 sin activación del automatismo para el escenario base 35°C.

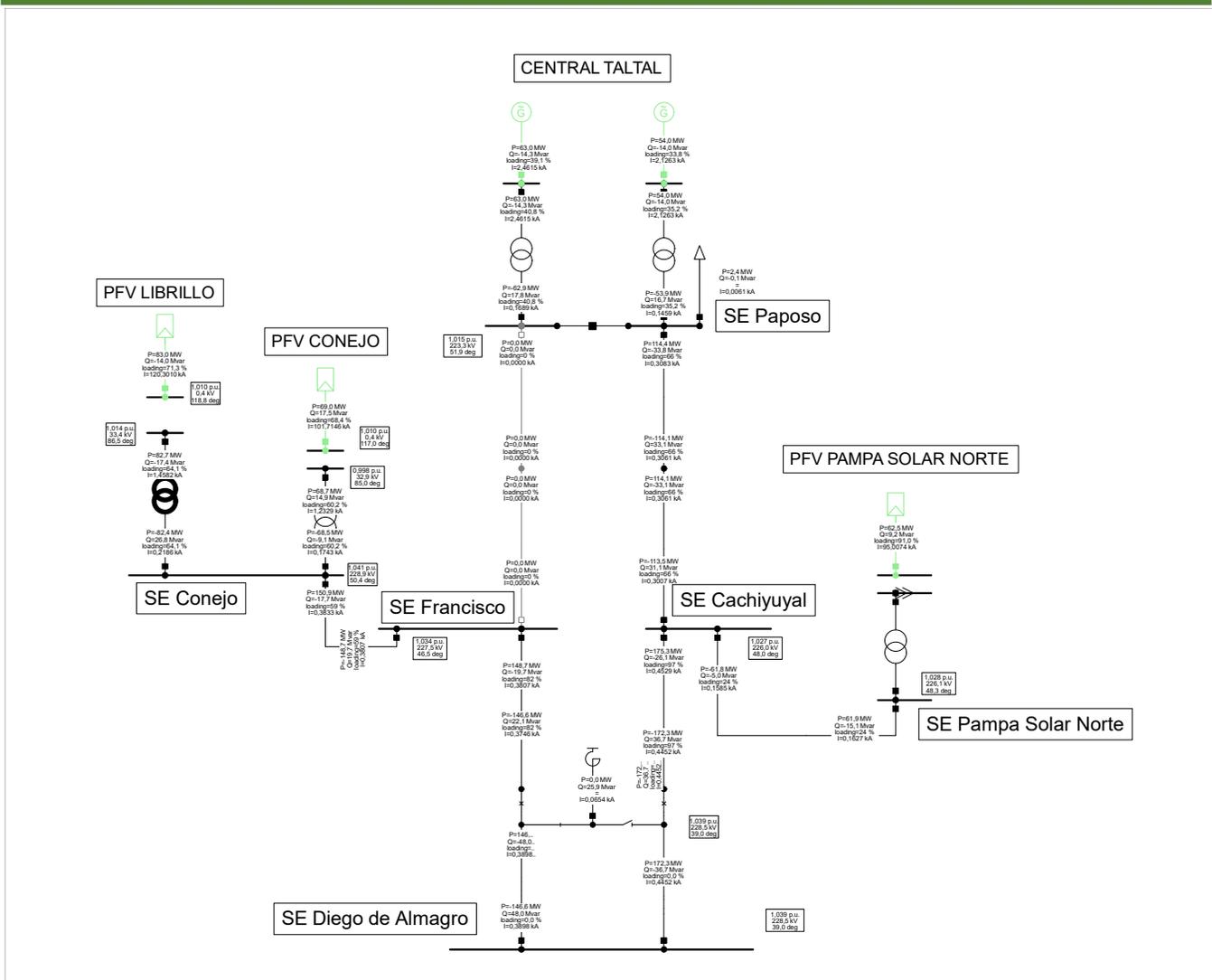


Figura 56: Flujo de potencia de la zona de influencia en condición de Red N-1 para la contingencia N°4 sin activación del automatismo para el escenario base 35°C.

## 12.3 Estimación Límites Térmicos Transitorios LT 2x220kV Paposo-Diego de Almagro.

### 12.3.1 Criterios Utilizados.

A continuación, se presentan los criterios necesarios para la determinación completa de la tabla de límites térmicos transitorios de la Línea 2x220kV Paposo-Diego de Almagro.

### 12.3.2 Resistencia Alterna del Conductor.

Para la obtención de los límites térmicos del conductor es necesario contar con su valor de resistencia alterna, a 50Hz, a una temperatura de 25°C y 75°C. Dicho parámetro puede ser obtenido mediante la siguiente expresión [6]:

$$R_{AC} = R_{DC} * (1 + Y_s + Y_p) \left[ \frac{\Omega}{m} \right]$$

Donde:

- $R_{AC}$ : Resistencia del conductor a la corriente alterna a una temperatura T en  $\left[ \frac{\Omega}{m} \right]$ .
- $R_{DC}$ : Resistencia del conductor a la corriente continua a una temperatura T en  $\left[ \frac{\Omega}{m} \right]$ .
- $Y_s$ : Factor de efecto skin.
- $Y_p$ : Factor de proximidad.

Para obtener el factor de efecto skin, se utiliza la siguiente expresión:

$$Y_s = \frac{X_s^4}{(192 + 0.8 * X_s^4)}$$

$$X_s^2 = \frac{8 * \pi * f * K_s}{R_{DC} * 10^7}$$

Donde

- $f$ : frecuencia de alimentación en [Hz].

Finalmente, para obtener el factor de proximidad, se utiliza la siguiente expresión:

$$Y_p = \frac{X_p^4}{192 + 0.8 * X_p^4} * \left( \frac{d_c}{s} \right)^2 * \left[ 0.312 * \left( \frac{d_c}{s} \right)^2 + \frac{1.18}{\frac{X_p^4}{192 + 0.8 * X_p^4} + 0.27} \right]$$

$$X_p = \frac{8 * \pi * f * K_p}{R_{DC} * 10^7}$$

Donde

- $d_c$ : diámetro del conductor en  $[mm]$  .
- $s$ : Distancia entre los ejes del conductor en  $[mm]$ .
- $Y_s$ : Factor de efecto skin.
- $Y_p$ : Factor de proximidad.

### 12.3.3 Resistencia DC de un Conductor Según la Temperatura.

Por lo general, los catálogos de conductores proporcionan un único valor de resistencia en corriente continua a una temperatura específica (20°C). Sin embargo, si se desea obtener el valor de resistencia a una temperatura diferente de la indicada por el fabricante del conductor, se puede aplicar la siguiente expresión [6]:

$$R_{DC-T_2} = R_{DC-20} * [1 + \alpha_{20} * (T_2 - 20)]$$

Donde

- $R_{DC-T_2}$ : Resistencia del conductor a la corriente continua a una temperatura final  $T_2$  en  $\left[\frac{\Omega}{m}\right]$ .
- $R_{DC-20}$ : Resistencia del conductor a la corriente continua a una temperatura inicial de 20°C en  $\left[\frac{\Omega}{m}\right]$ .
- $\alpha_{20}$ : Coeficiente de temperatura en  $\left[\frac{1}{^{\circ}C}\right]$ .
- $T_2$ : Temperatura final en  $[^{\circ}C]$ .

### 12.3.4 Capacidad Térmica del Conductor.

La capacidad térmica del conductor equivale a la sumatoria del producto entre la masa por unidad de longitud y el valor específico  $C_p$  de todos los materiales que lo componen, tal como se muestra en la siguiente expresión [7]:

$$\text{Capacidad Térmica del Conductor} = \sum_{i=1}^n m_i * C_{p_i} \left[ \frac{W * s}{m * ^{\circ}C} \right]$$

Donde

- $m_i$ : Masa por unidad de longitud del i-ésimo material que conforma al conductor en  $\left[\frac{kg}{m}\right]$ .
- $C_{p_i}$ : Calor específico del i-ésimo material que conforma al conductor en  $\left[\frac{W*s}{kg*^{\circ}C}\right]$ .

### 12.3.5 Condiciones Ambientales.

La Tabla 20 y la

Tabla 21 presentan las condiciones ambientales y los niveles de radiación considerados en el estudio de ampacidad de la línea 2x220kV Paposo-Diego de Almagro, respectivamente.

Tabla 20: Datos ambientales LT 2x220kV Paposo-Diego de Almagro.

ITEM	Unidad	Valor
Coeficiente de Emisividad	-	0,5
Coeficiente de absorción solar	-	0,5
Hora del día	Horas	13:00-13:59
Velocidad del viento	m/s	0,61
Ángulo entre el viento y el eje del conductor	Grados	90
Altura promedio sobre el nivel del mar	msnm	300

Tabla 21: Nivel de radiación LT 2x220kV Paposo-Diego de Almagro.

Ubicación de la línea	Coordenadas		Radiación	
	Latitud	Longitud	Diciembre 13:00-13:59	Junio 13:00-13:59
Inicio	-24,9885	-70,4648	943,9	426,2
Mitad	-25,5436	-70,314	1158,1	668,4
Término	-26,3974	-70,0383	1147,2	626,6
Radiación máxima promedio			1083,07	573,73

Por otro lado, la Tabla 22 presenta los datos técnicos del conductor utilizados en el estudio de ampacidad de la línea.

Tabla 22: Datos Técnicos del Conductor ACAR 1400 MCM.

ITEM	Unidad	Valor
Conductor	-	ACAR 1400 MCM
Conductor por fase	-	1
Sección del conductor	mm <sup>2</sup>	709
diámetro Externo	mm <sup>2</sup>	34,63
Coeficiente de temperatura del aluminio	-	0,00403
Resistencia DC 20°C	ohm/km	0,0419
Resistencia AC 25°C 50Hz	ohm/km	0,04460171
Resistencia AC 75 50Hz	ohm/km	0,05275469
Masa por unidad de longitud	kg/m	1,955
Capacidad Calórica	W*s/kg*°C	954
Capacidad Térmica	W*s/m*°C	1865,07
Temperatura de Diseño	°C	50
Temperatura Máxima de Operación	°C	80

### 12.3.6 Límites Térmicos Transitorios.

La Tabla 23 presenta los límites térmicos transitorios de la línea 2x220kV Paposo-Diego de Almagro, en condición de sol de verano.

Tabla 23: Límites Térmicos Transitorios (con sol-verano) de la Línea 2x220kV Paposo-Diego de Almagro.

Valores Iniciales [kA]		0	0,379	0,5685	0,758
Valores en [kA]		(Con Sol y T° diseño conductor)			
Tipo de conductor	Temperatura ambiente °C	% Corriente Inicial a Máx T° de diseño			
ACAR 1400 MCM		0%	50%	75%	100%
	-5°C	2,181	2,156	2,124	2,077
	-4°C	2,166	2,140	2,108	2,061
	-3°C	2,150	2,125	2,092	2,045
	-2°C	2,134	2,109	2,076	2,029
	-1°C	2,119	2,093	2,060	2,013
	0°C	2,103	2,077	2,044	1,996
	1°C	2,087	2,061	2,028	1,980
	2°C	2,071	2,045	2,011	1,963
	3°C	2,054	2,028	1,995	1,946
	4°C	2,038	2,012	1,978	1,929
	5°C	2,022	1,995	1,962	1,912
	6°C	2,005	1,979	1,945	1,895
	7°C	1,989	1,962	1,928	1,878
	8°C	1,972	1,945	1,911	1,861
	9°C	1,956	1,929	1,894	1,844
	10°C	1,939	1,912	1,877	1,826
	11°C	1,922	1,894	1,859	1,809
	12°C	1,905	1,877	1,842	1,791
	13°C	1,888	1,860	1,824	1,773
	14°C	1,870	1,842	1,807	1,755
	15°C	1,853	1,825	1,789	1,737
	16°C	1,835	1,807	1,771	1,718
	17°C	1,818	1,789	1,753	1,700
	18°C	1,800	1,771	1,735	1,681
	19°C	1,782	1,753	1,716	1,662
	20°C	1,764	1,735	1,698	1,643
	21°C	1,746	1,716	1,679	1,624
	22°C	1,727	1,698	1,660	1,605
	23°C	1,709	1,679	1,641	1,585

24°C	1,690	1,660	1,622	1,565
25°C	<b>1,671</b>	<b>1,641</b>	<b>1,602</b>	<b>1,545</b>
26°C	1,652	1,622	1,582	1,525
27°C	1,633	1,602	1,563	1,505
28°C	1,613	1,582	1,542	1,484
29°C	1,594	1,562	1,522	1,463
30°C	1,574	1,542	1,502	1,442
31°C	1,554	1,522	1,481	1,421
32°C	1,534	1,501	1,460	1,399
33°C	1,513	1,480	1,438	1,377
34°C	1,492	1,459	1,417	1,354
35°C	<b>1,471</b>	<b>1,438</b>	<b>1,395</b>	<b>1,332</b>
36°C	1,450	1,416	1,373	1,309
37°C	1,428	1,394	1,350	1,285
38°C	1,406	1,372	1,327	1,261
39°C	1,384	1,349	1,304	1,237
40°C	1,362	1,326	1,280	1,212
41°C	1,339	1,303	1,256	1,187
42°C	1,316	1,279	1,232	1,162
43°C	1,292	1,255	1,207	1,135
44°C	1,268	1,231	1,182	1,109
45°C	1,244	1,205	1,156	1,081

### 12.3.7 Parámetros de Entrada.



## Cálculo de la Relación Corriente Temperatura de Conductores Aéreos Desnudos

Basado en estandar IEEE 738

Datos del conductor			
Tipo de conductor	ACAR 1400 MCM		
Diámetro ext [mm]	34,63		
Resistencia [Ω/km]-50Hz	0,044602	a [°C]	25
Resistencia [Ω/km]-50Hz	0,052755	a [°C]	75
Cantidad de cables independientes	1		
Coefficiente de emisividad [-]	0,5		
Coefficiente de absorción solar [-]	0,5		
Capacidad térmica cond. Ext. [Watt-s/m <sup>2</sup> -°C]	1.865		
Capacidad térmica del núcleo [Watt-s/m <sup>2</sup> -°C]	0		

Datos de radiación solar		Verano	Invierno
Radiación solar promedio [W/m <sup>2</sup> ]		1083,07	573,73
		Latitud	Longitud
1. Coordenadas extremo Inicial		-24,93	-70,46
Radiación solar P1 [W/m <sup>2</sup> ]		943,90	426,20
2. Coordenadas punto intermedio		-25,54	-70,31
Radiación solar P2 [W/m <sup>2</sup> ]		1158,10	668,40
3. Coordenadas extremo Final		-26,40	-70,04
Radiación solar P3 [W/m <sup>2</sup> ]		1147,20	626,60

Rango de temperatura del conductor		
Temperatura inicial [°C]		0
Temperatura final [°C]		75
Paso inter-temperatura [°C]		5

Información climática		
Velocidad del viento [m/s]		0,61
Angulo entre viento y conductor [°]		90
Elevación del conductor [m.s.n.m.]		300

**Cálculo de corriente en régimen permanente**

Calcular corriente permanente de verano

Calcular corriente permanente de invierno

**Cálculo de corriente en régimen transitorio**

	Verano	Invierno	
Corriente Nominal Día [kA]	0,758	0,869	25°C (w/s) Tmax Con
Corriente Nominal Noche [kA]	1,231		10°C (w/s) Tmax Cond
Temperatura del Cond [°C]	80		Temp Emergencia
Tiempo de sobrecarga [min]	15		

Nota: El intervalo de cálculo utilizado para obtener las corrientes transitorias es de **10** segundos.

Calcular corriente transitoria de verano

Calcular corriente transitoria de invierno

**Nota: Para la escritura de números decimales se debe usar coma no punto.**

"Este programa es una ayuda de verificación referencial, la cual no reemplaza los cálculos y evaluaciones que debe realizar la empresa responsable"

Figura 57: Parámetros de entrada cálculo límites térmicos de la línea 2x220kV Papos-Diego de Almagro.

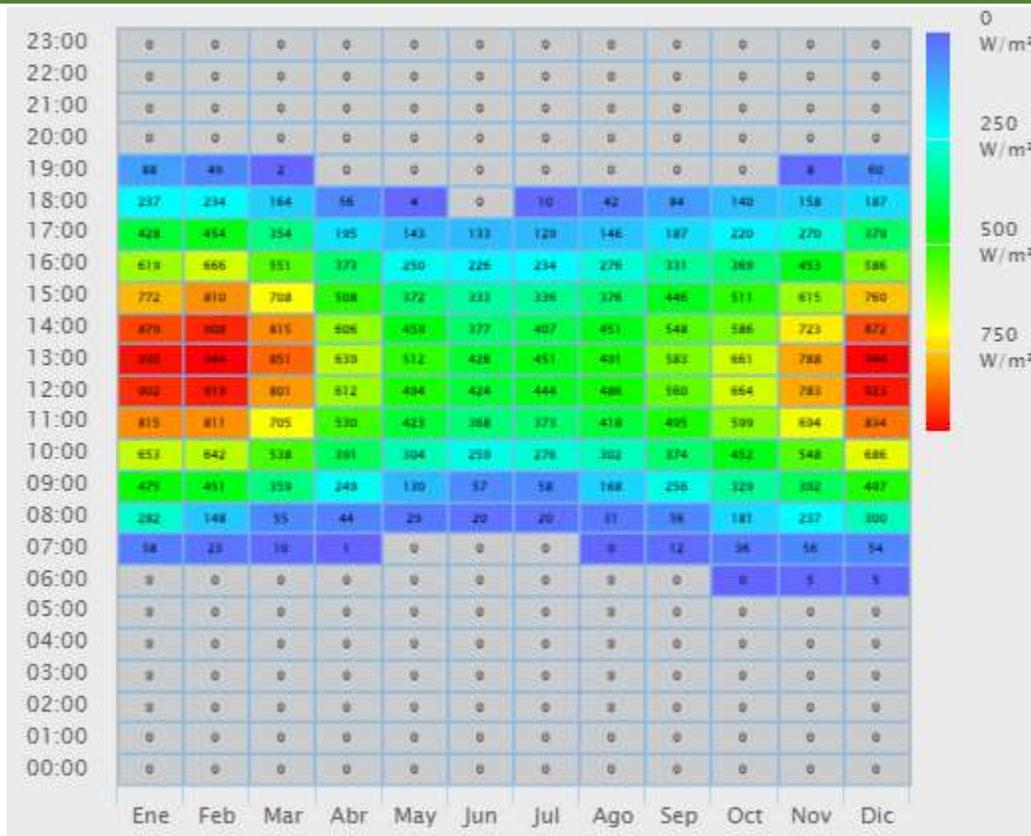


Figura 58: Radiación solar inicio LT 2x220kV Paposo-Diego de Almagro.

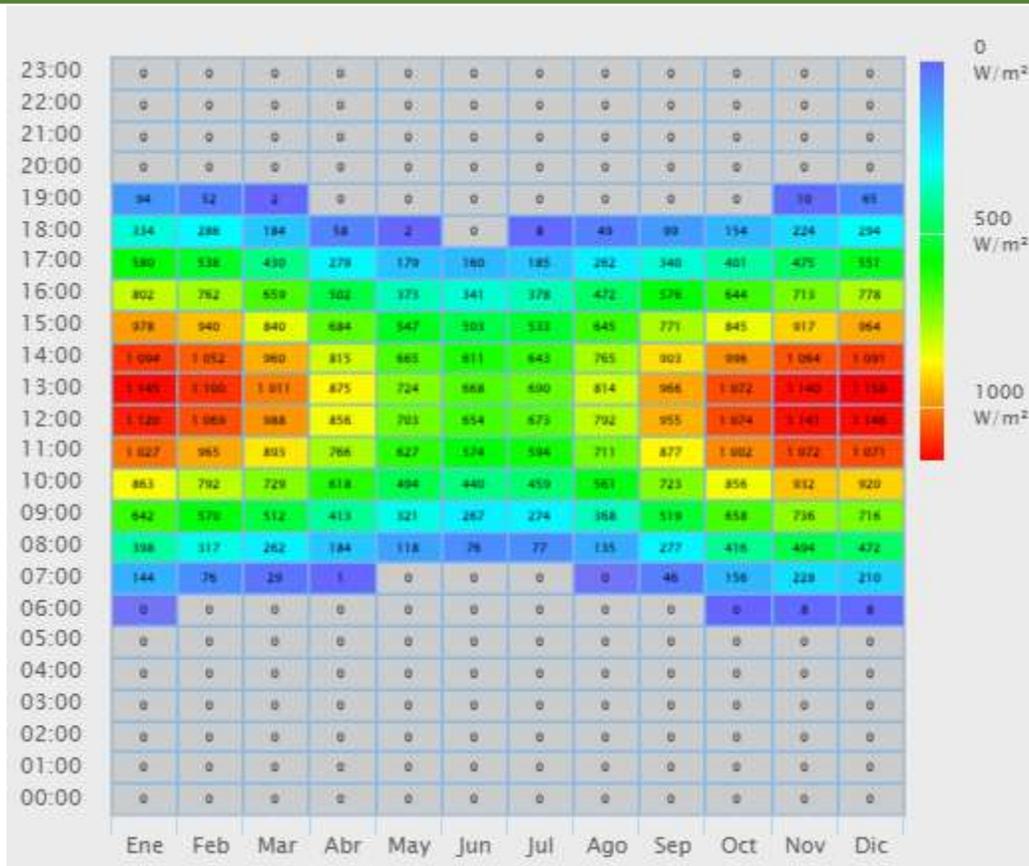


Figura 59: Radiación solar mitad LT 2x220kV Paposo-Diego de Almagro.

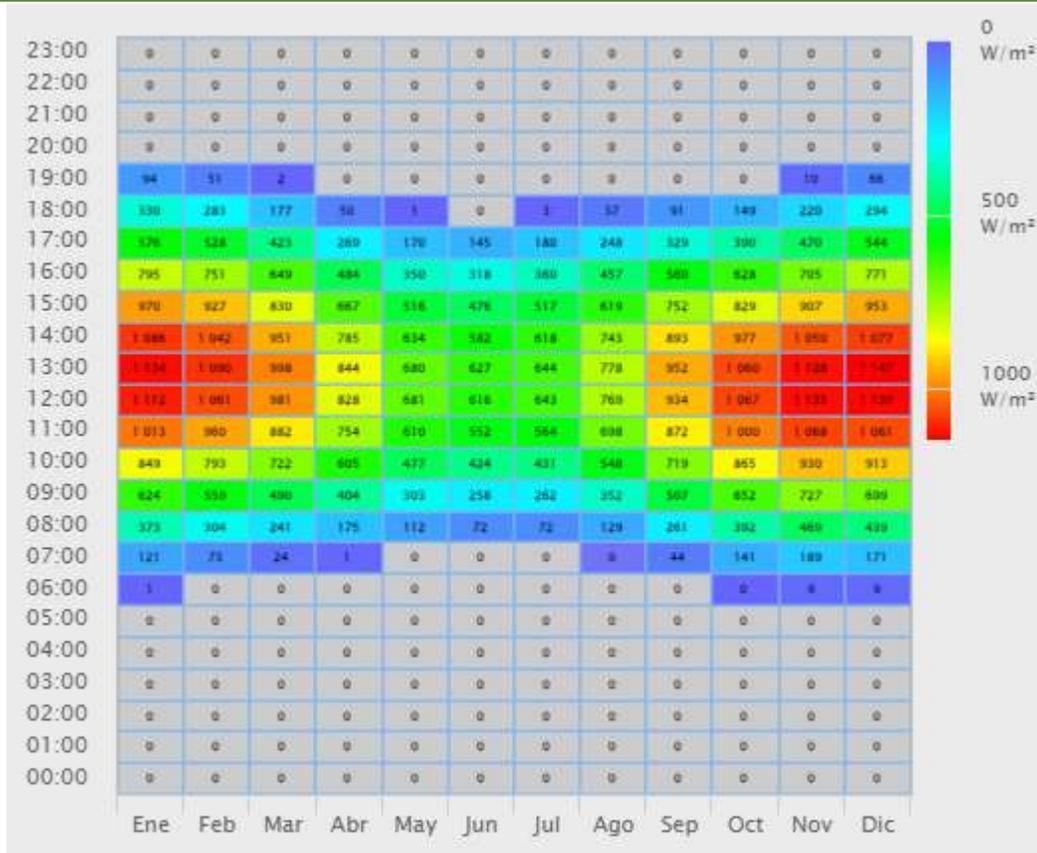


Figura 60: Radiación solar término LT 2x220kV Paposo-Diego de Almagro.

## 12.4 Simulaciones Dinámicas: 1 Unidad Térmica Central Taltal en Servicio.

### 12.4.1 Contingencia 1: Cachiyuyal-Diego de Almagro, Extremo Cachiyuyal.

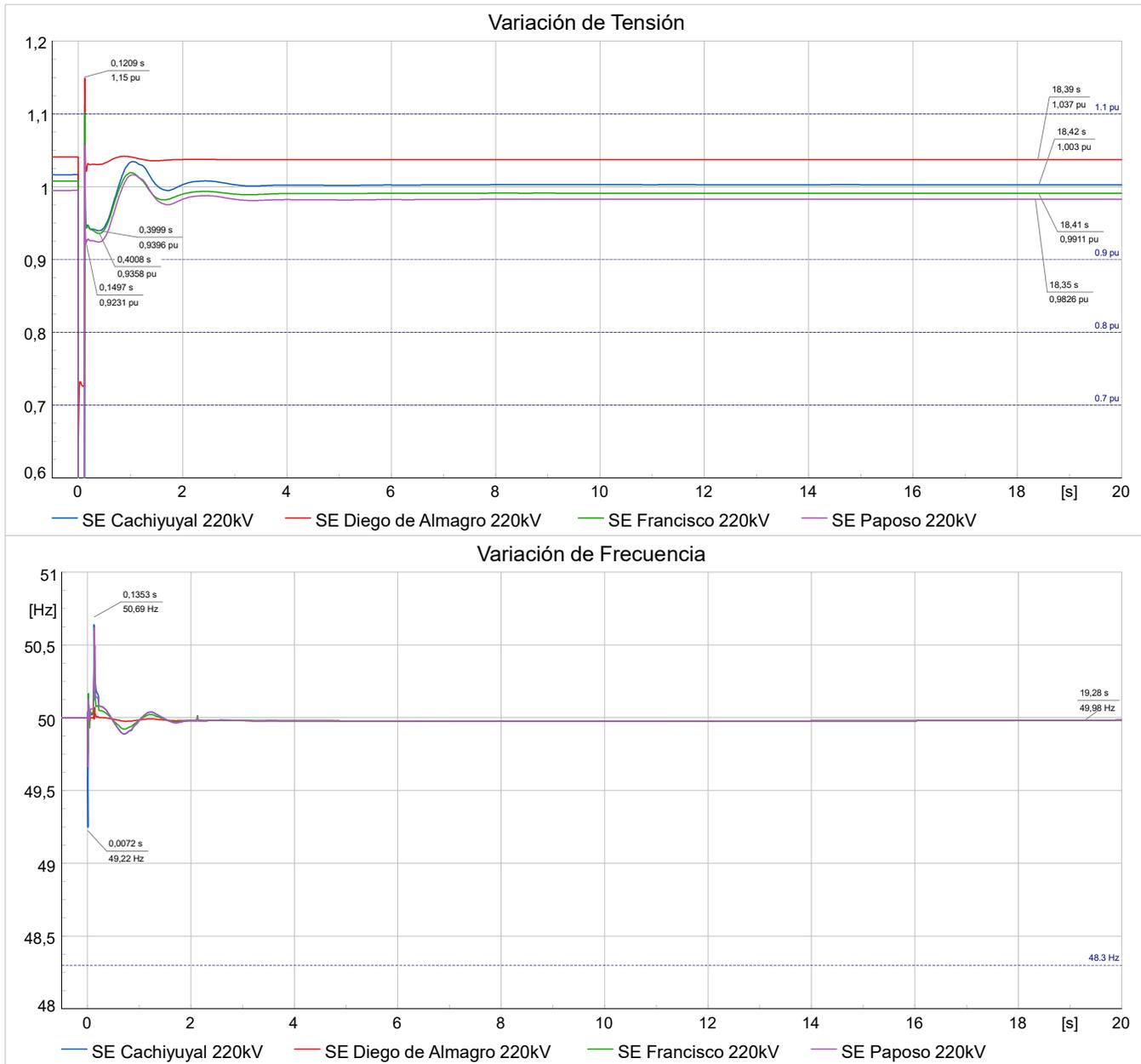


Figura 61: Comportamiento dinámico de las tensiones y frecuencias de las barras de la zona de influencia del proyecto.

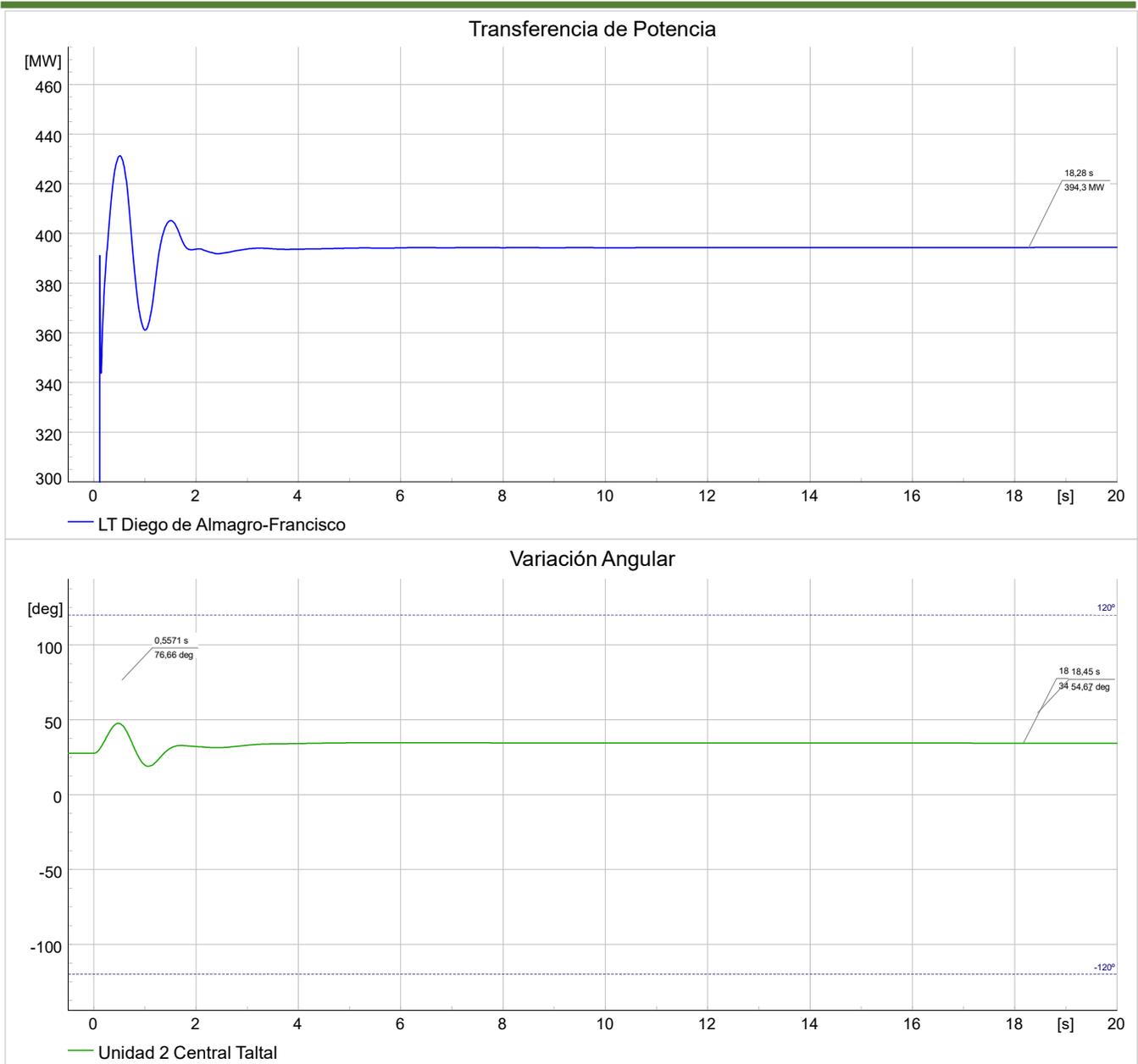


Figura 62: Comportamiento dinámico de la potencia que fluye por la línea Diego de Almagro-Francisco y los ángulos rotóricos de las unidades de generación de la Central Taltal.

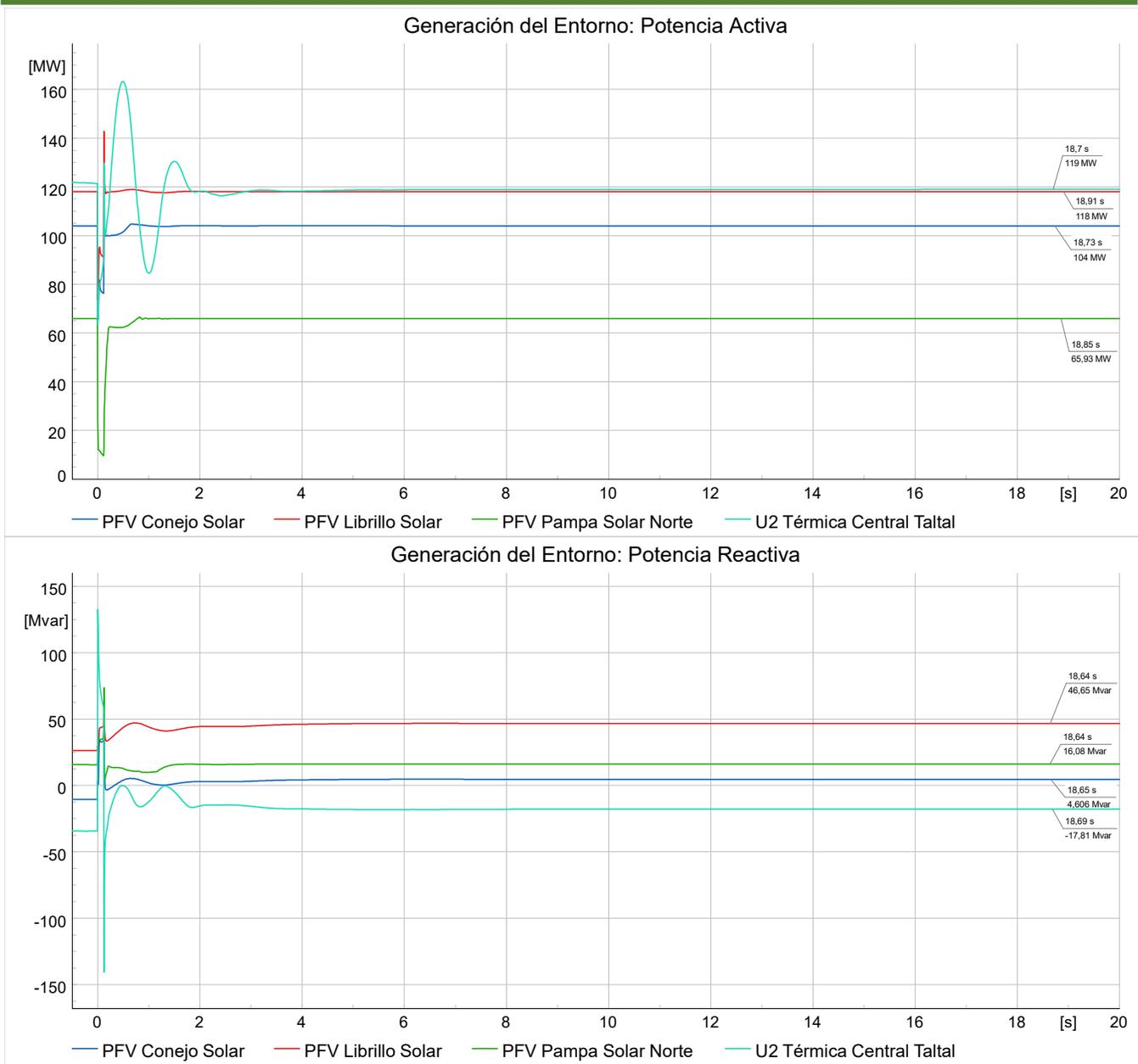


Figura 63: Comportamiento dinámico de la generación de potencia activa y reactiva de las centrales de generación de la zona de influencia.

12.4.2 Contingencia 1: Cachiyuyal-Diego de Almagro, Extremo Diego de Almagro.

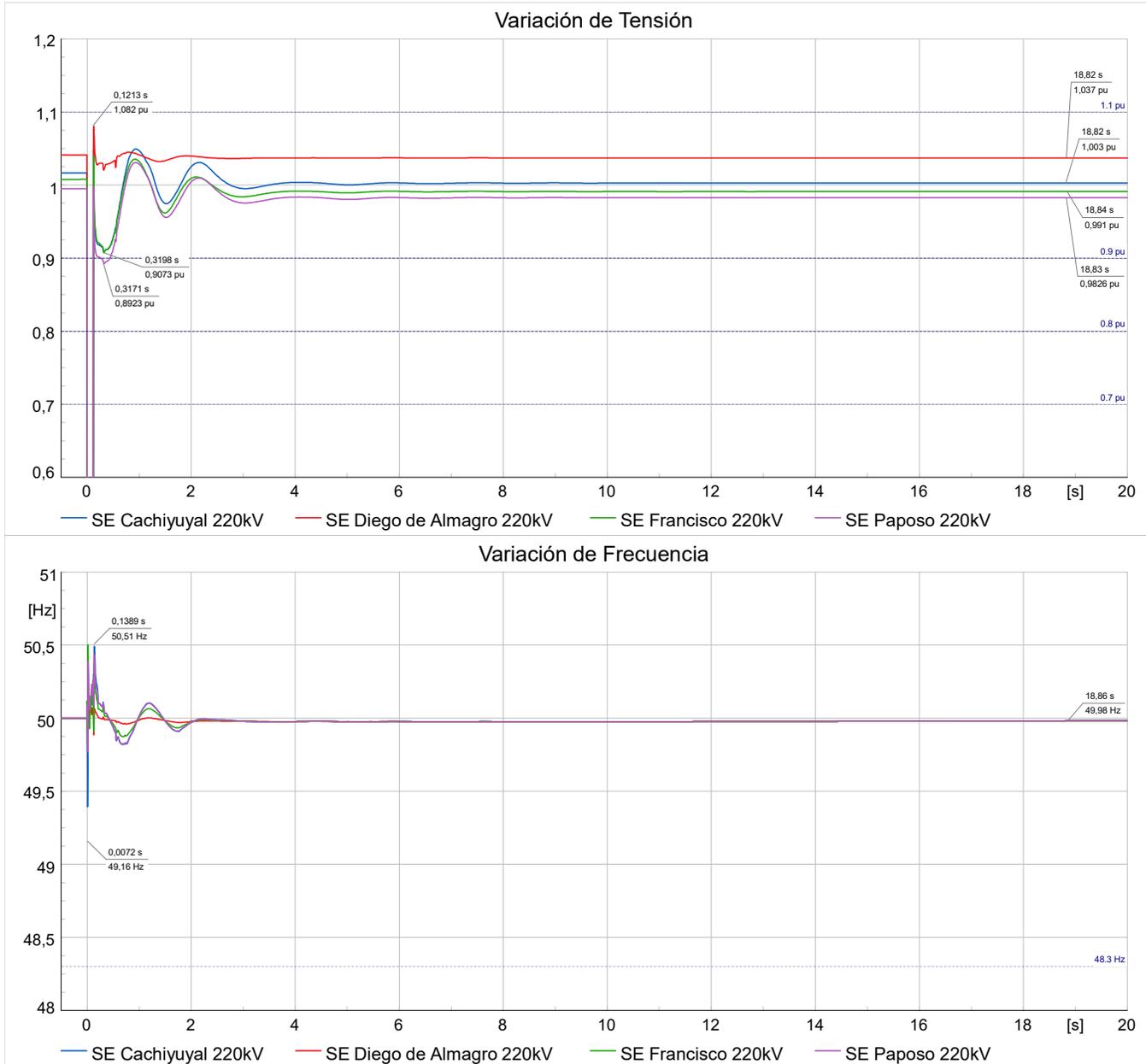


Figura 64: Comportamiento dinámico de las tensiones y frecuencias de las barras de la zona de influencia del proyecto.

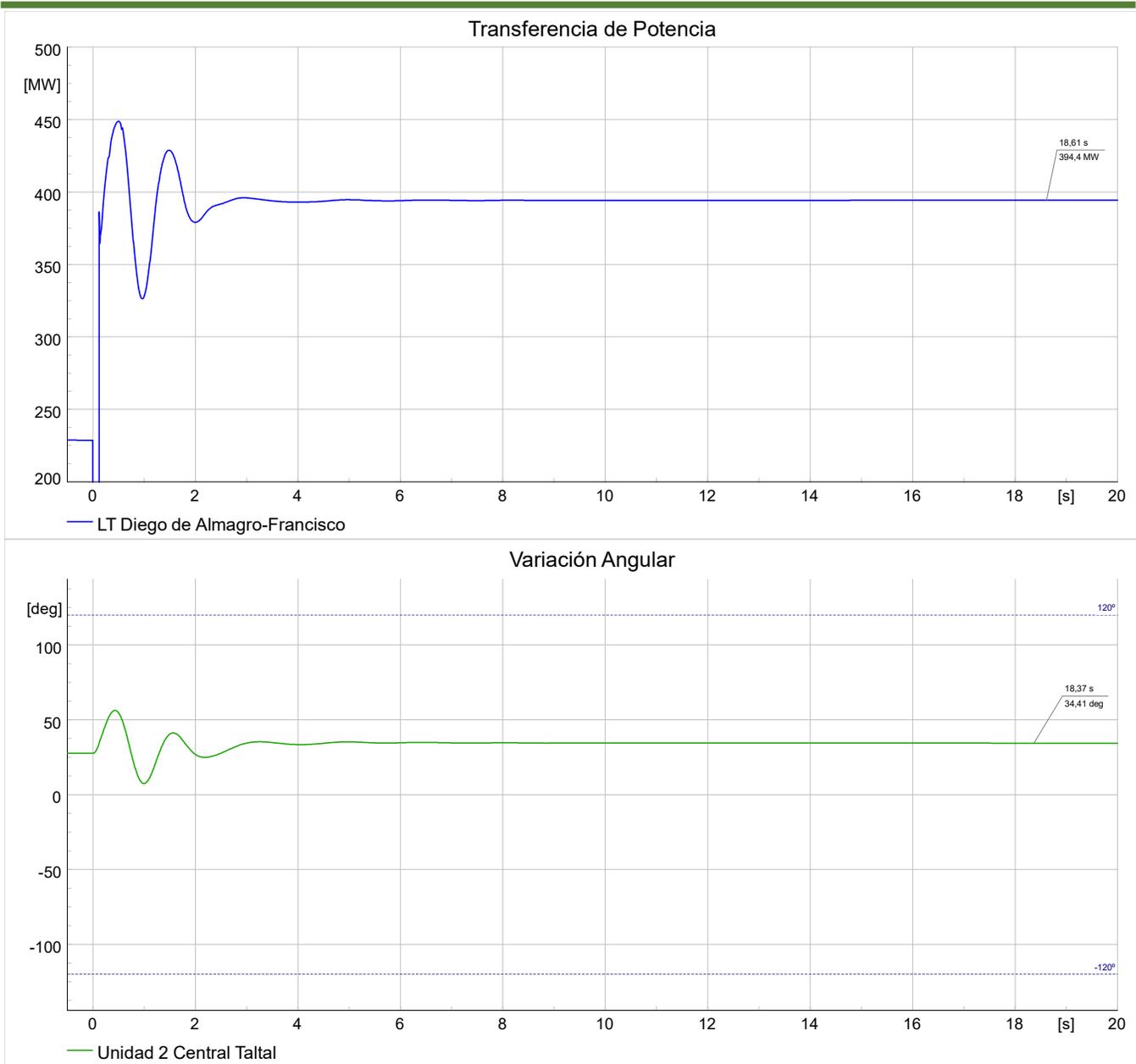


Figura 65: Comportamiento dinámico de la potencia que fluye por la línea Diego de Almagro-Francisco y los ángulos rotóricos de las unidades de generación de la Central Taltal.

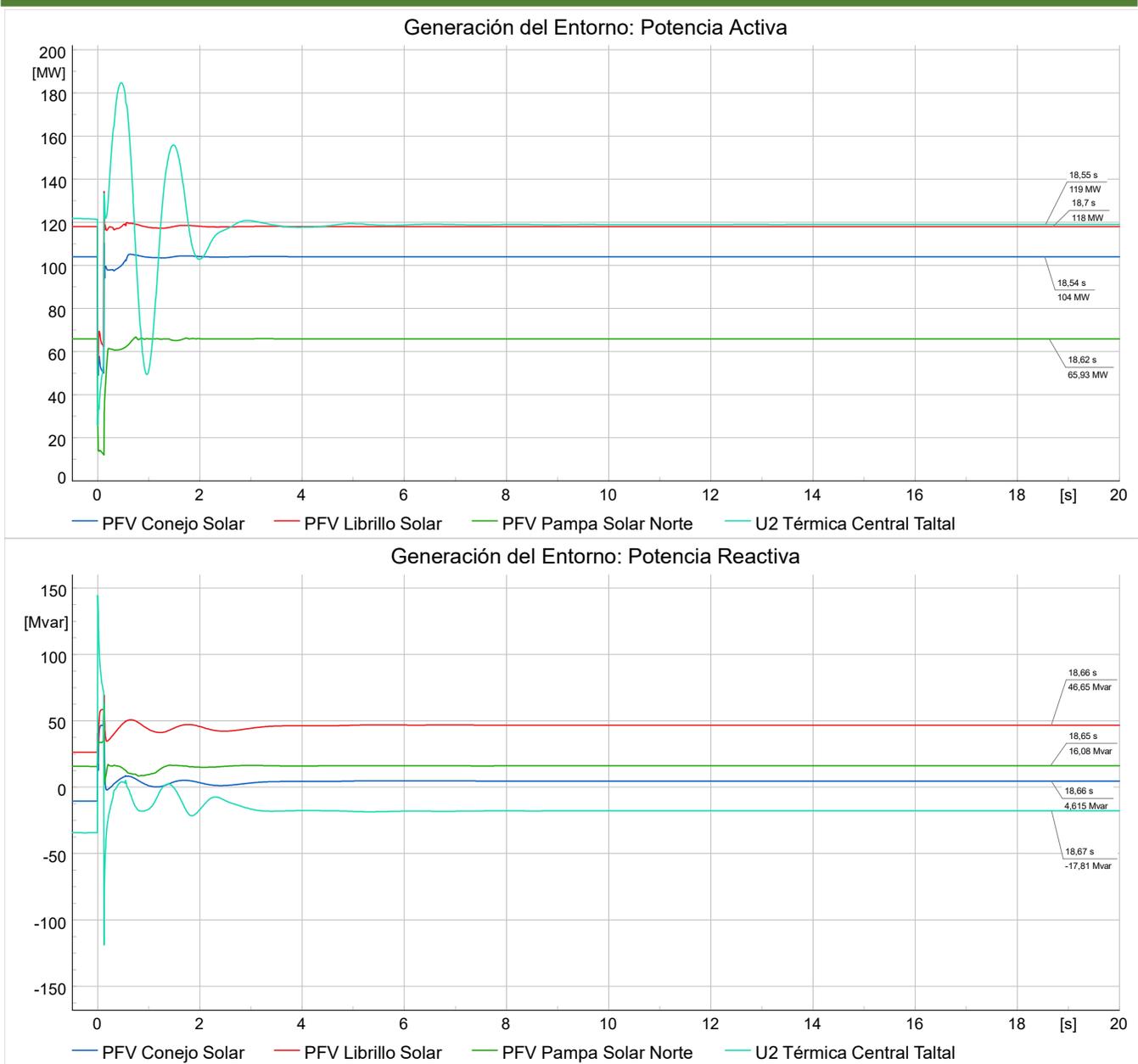


Figura 66: Comportamiento dinámico de la generación de potencia activa y reactiva de las centrales de generación de la zona de influencia.

12.4.3 Contingencia 2: Francisco-Diego de Almagro, Extremo Francisco.

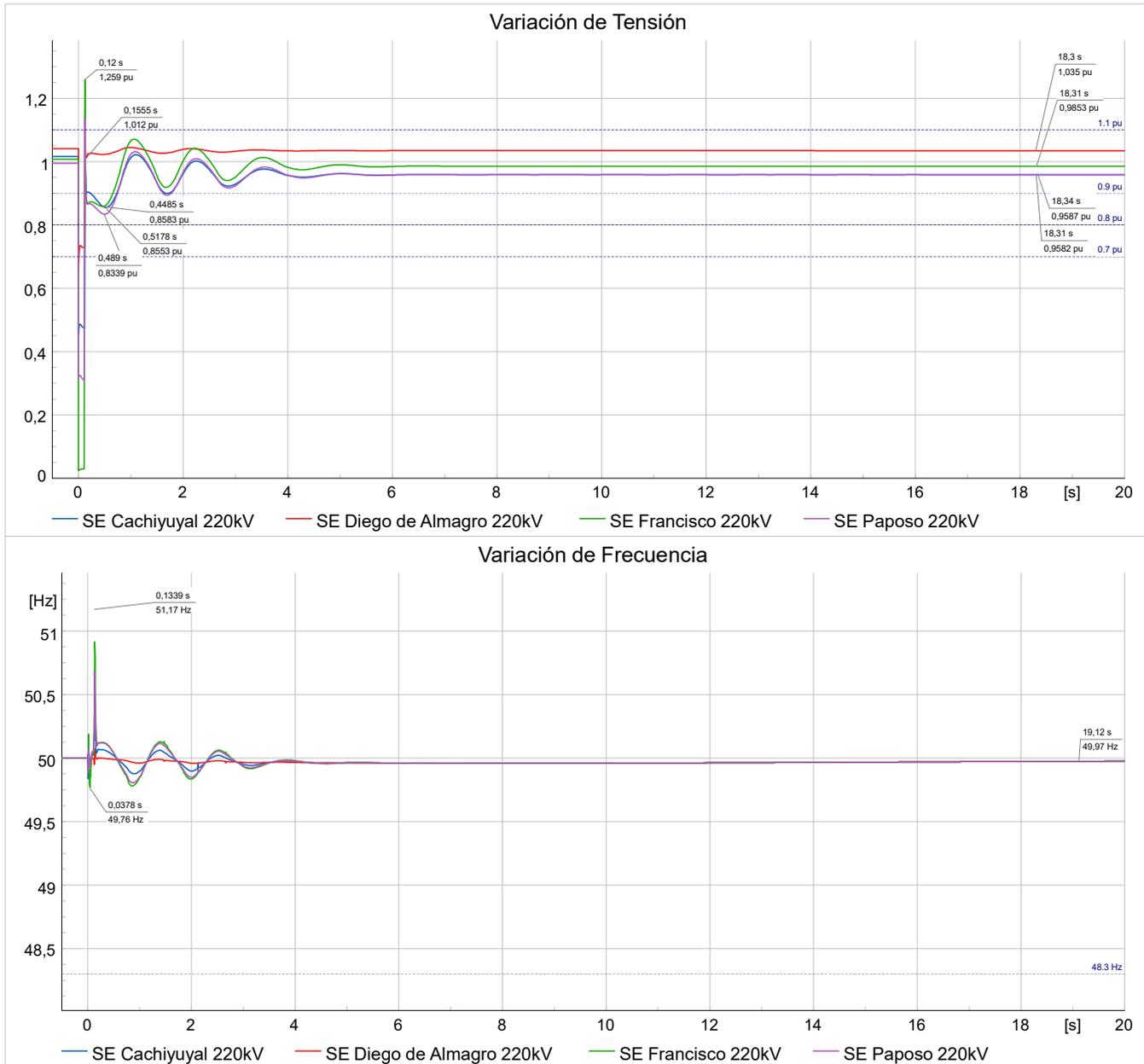


Figura 67: Comportamiento dinámico de las tensiones y frecuencias de las barras de la zona de influencia del proyecto.

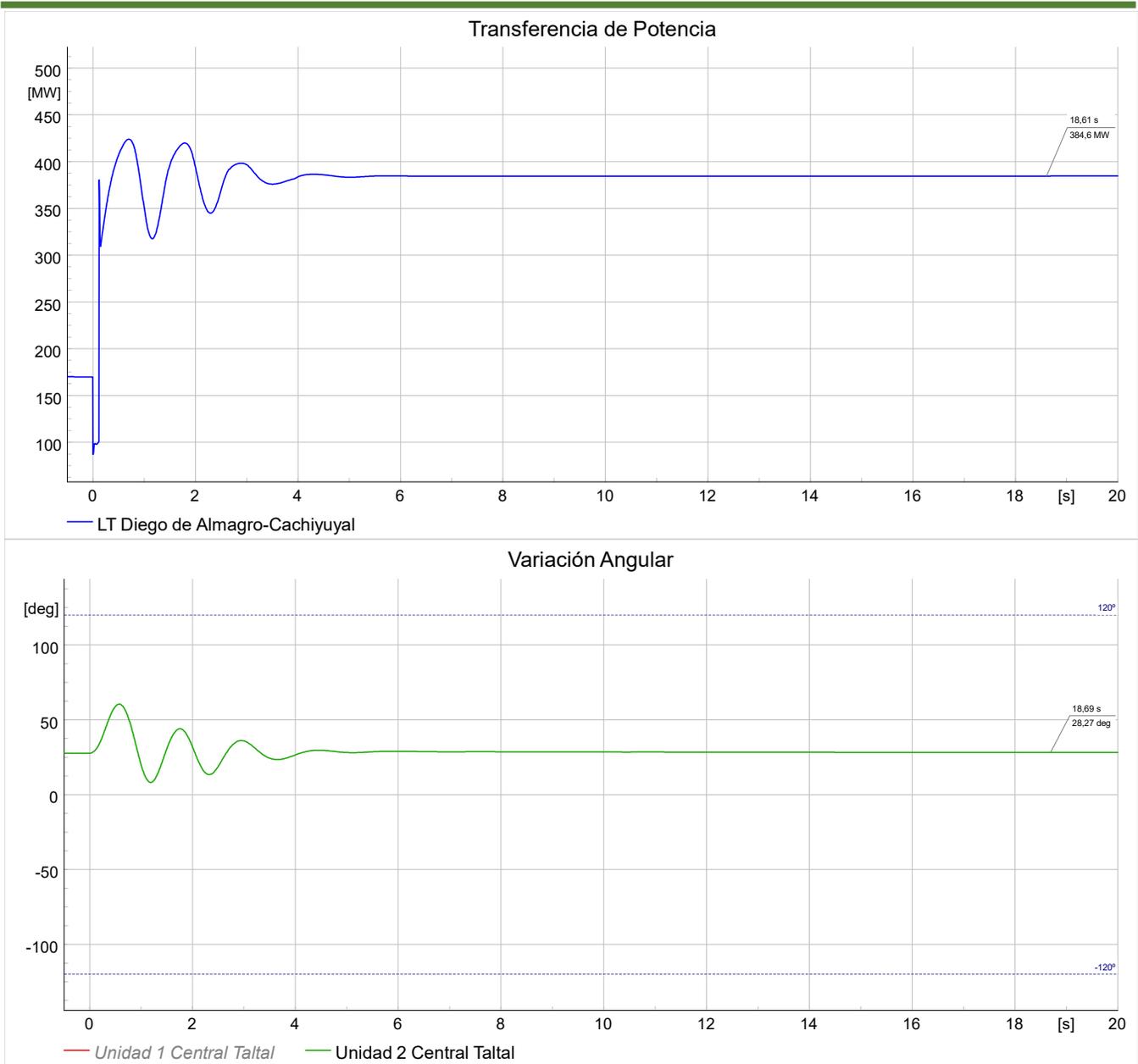


Figura 68: Comportamiento dinámico de la potencia que fluye por la línea Diego de Almagro-Francisco y los ángulos rotóricos de las unidades de generación de la Central Taltal.

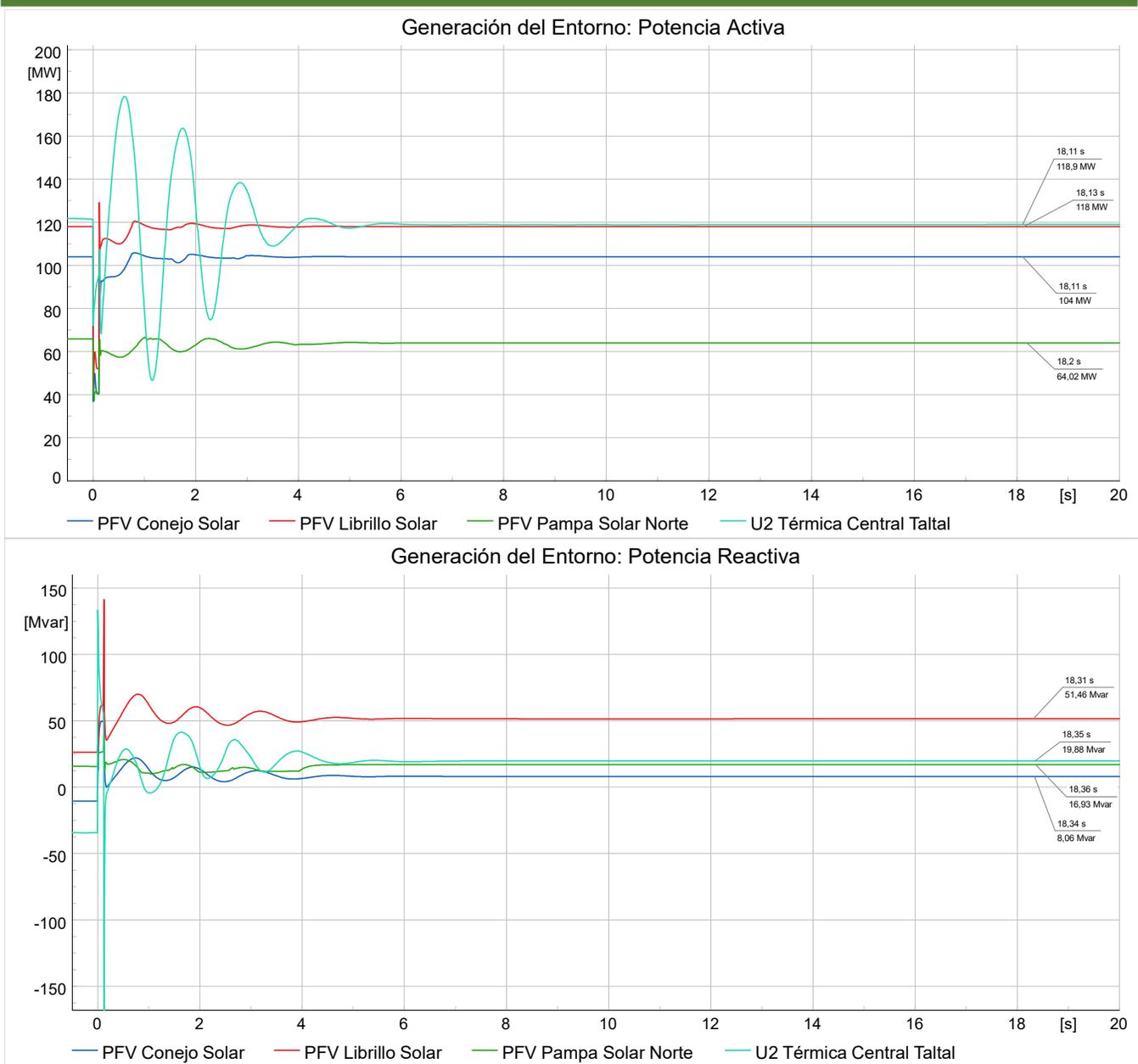


Figura 69: Comportamiento dinámico de la generación de potencia activa y reactiva de las centrales de generación de la zona de influencia.

12.4.4 Contingencia 2: Francisco-Diego de Almagro, Extremo Diego de Almagro.

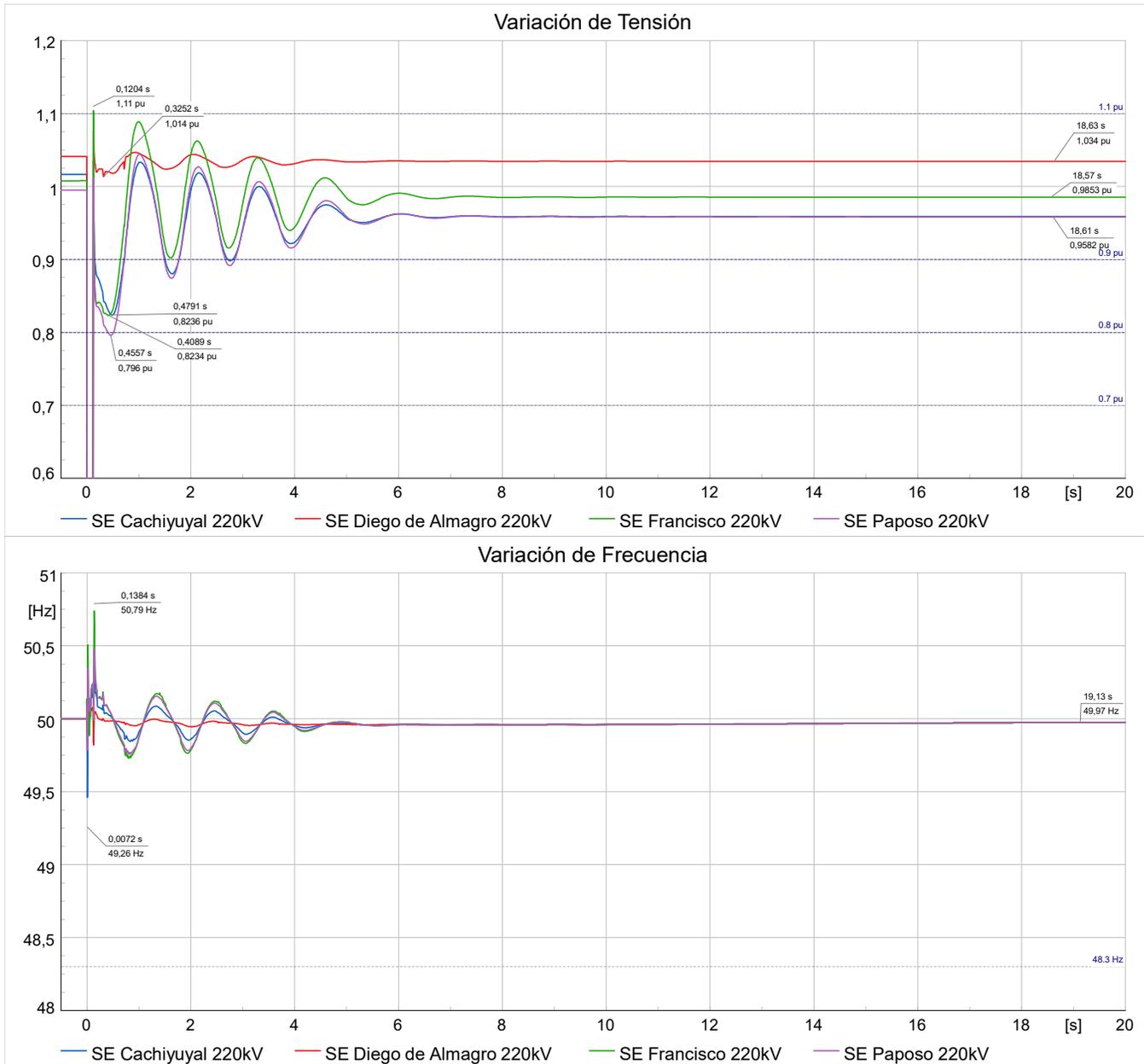


Figura 70: Comportamiento dinámico de las tensiones y frecuencias de las barras de la zona de influencia del proyecto.

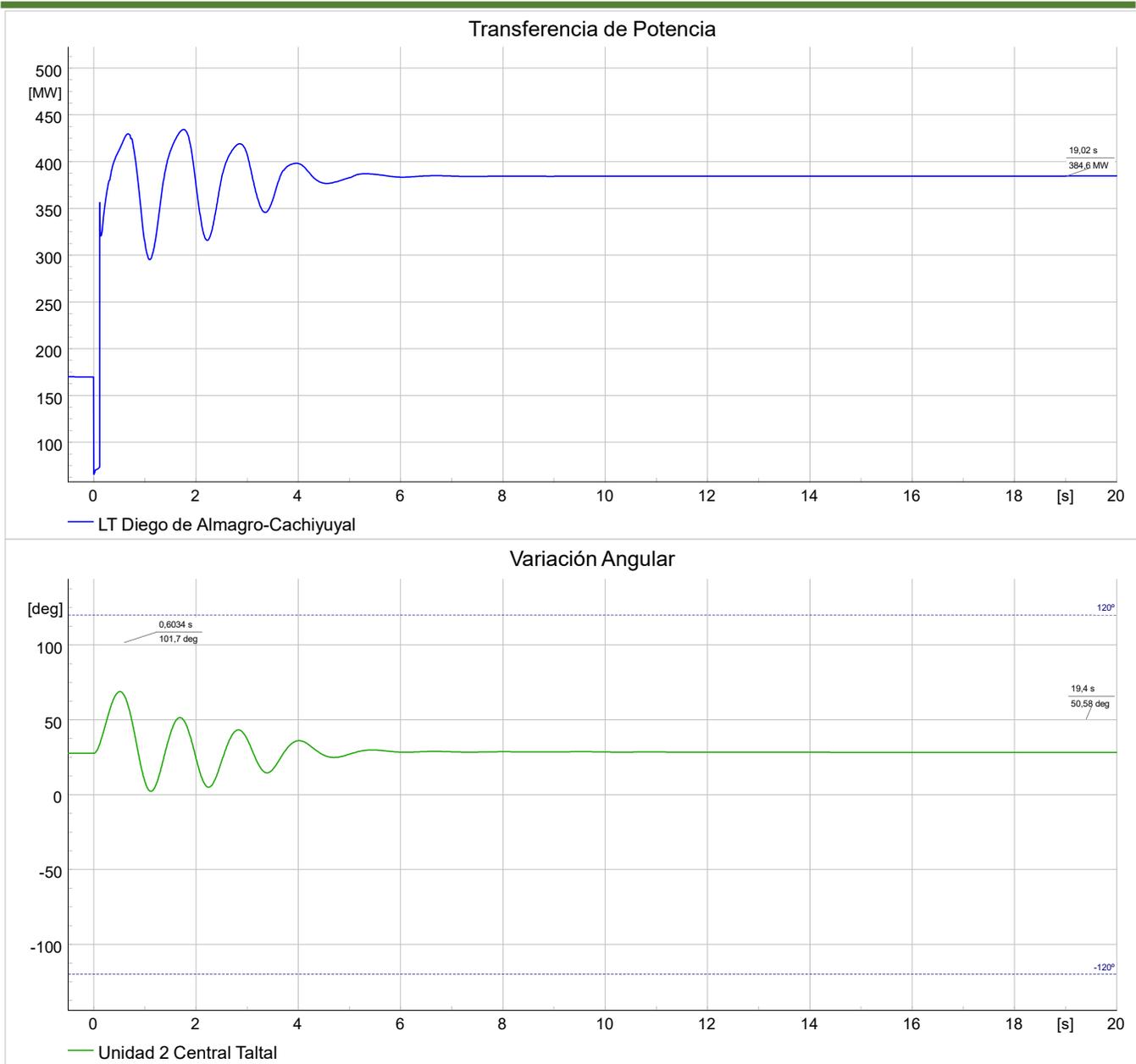


Figura 71: Comportamiento dinámico de la potencia que fluye por la línea Diego de Almagro-Francisco y los ángulos rotóricos de las unidades de generación de la Central Taltal.

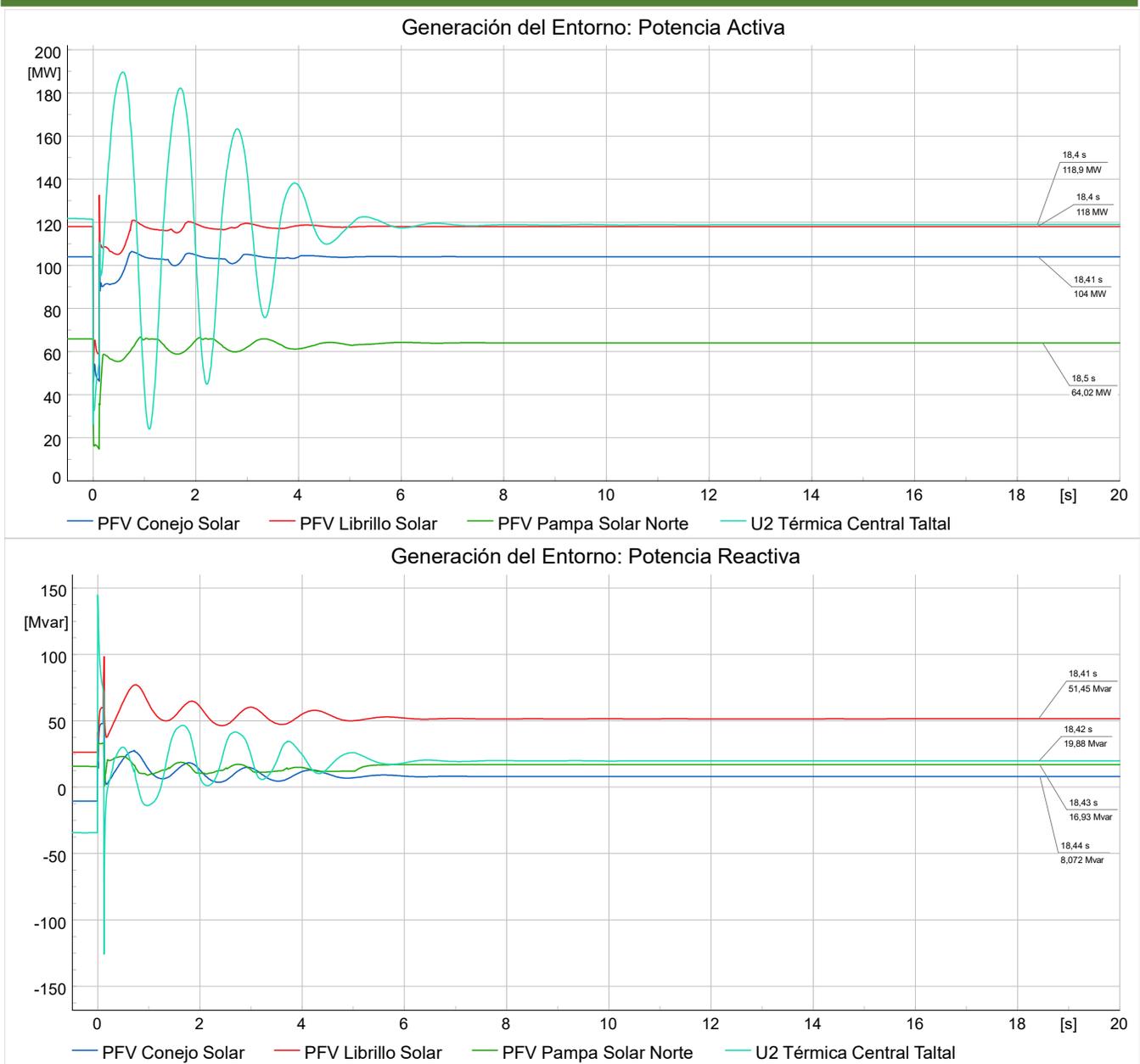
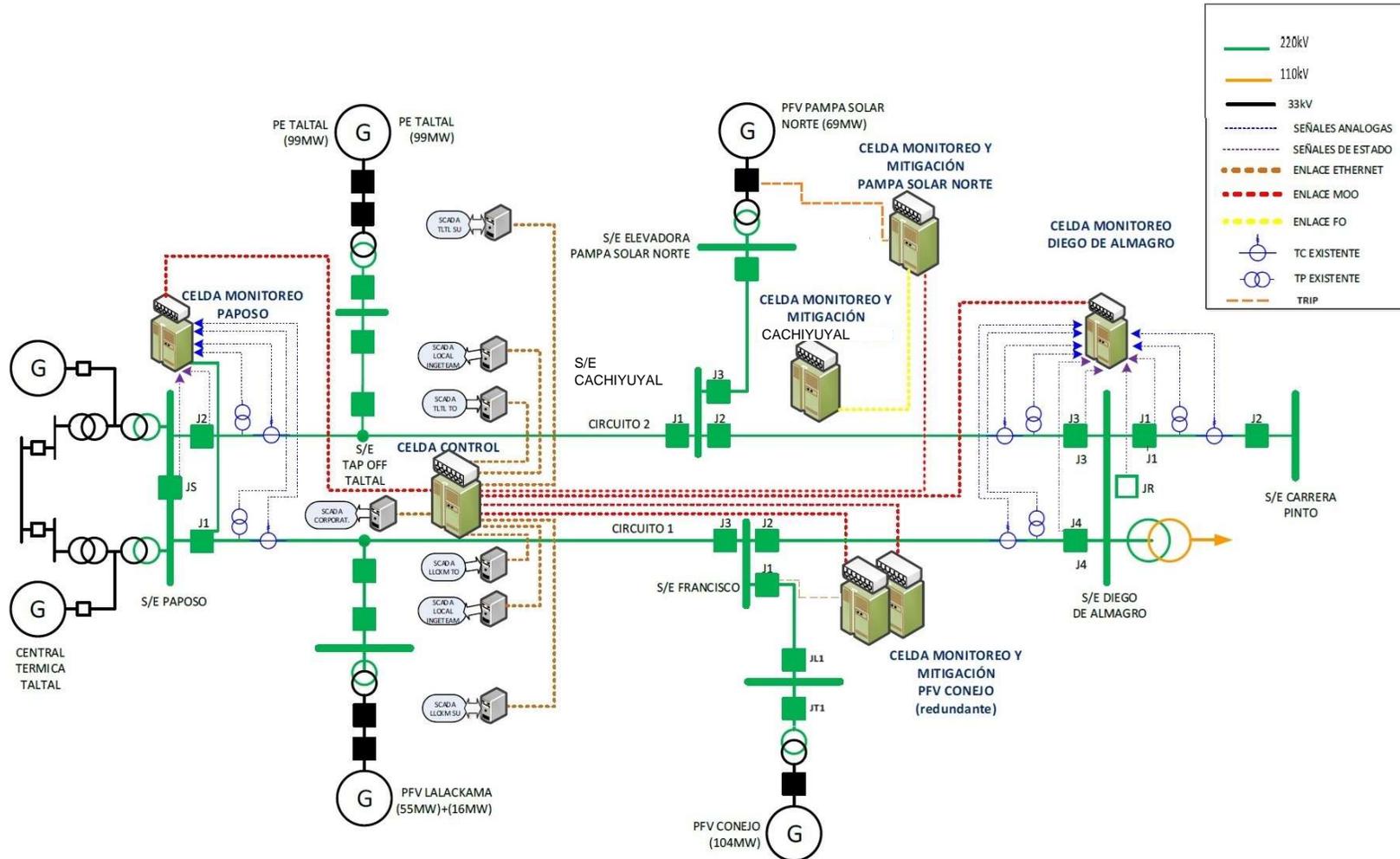


Figura 72: Comportamiento dinámico de la generación de potencia activa y reactiva de las centrales de generación de la zona de influencia.

### 12.5 Sistema de Control (SIPS) Actual Paposo – Diego de Almagro



### 12.6 Sistema de Control (SIPS) Propuesto Paposo – Diego de Almagro

