



UNIVERSIDAD DE CHILE  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

ANÁLISIS DE RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN EN LA ZONA SUR DE CHILE:  
VERTIMIENTOS Y PROPUESTA DE SOLUCIONES

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

JOSÉ IGNACIO CORNEJO BARREDO

PROFESOR GUÍA:  
PABLO FERNÁNDEZ ULLOA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
PABLO GONZÁLEZ INOSTROZA  
ANDRÉS CABA RUTTE

SANTIAGO DE CHILE  
2021

**RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR  
AL TÍTULO DE:** Ingeniero Civil Eléctrico  
**POR:** José Ignacio Cornejo Barredo  
**FECHA:** 02/09/2021  
**PROFESOR GUÍA:** Pablo Fernández Ulloa

## **ANÁLISIS DE RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN EN LA ZONA SUR DE CHILE: VERTIMIENTOS Y PROPUESTA DE SOLUCIONES**

Durante la última década, Chile se ha comprometido con aumentar la conexión de parques renovables que permitan suministrar energías más limpias. Frente a esto, el Coordinador Eléctrico Nacional desarrolla una planificación a fin de aumentar la capacidad del sistema de transmisión de forma eficiente. Sin embargo, para la zona al sur de la SE Charrúa 220kV se prevé que esta ampliación será insuficiente y se presentarán sobrecargas.

En este contexto, el objetivo general de esta memoria es identificar sobrecargas en el sistema de transmisión entorno a la Subestación Charrúa 220kV y proponer soluciones a esta problemática. Para esto se desarrolla una metodología que considera la variabilidad e incertidumbre del recurso eólico, además de la demanda y generación a lo largo del año, caracterizando cada uno en la base de datos del sistema eléctrico chileno actualizado hasta fines de 2023. Se realiza un diagnóstico de la red para un periodo entre los años 2021 y 2023. Luego se estudian los efectos de implementar 3 medidas para suprimir las sobrecargas: reducción de generación renovable, esquema de reducción/desconexión de generación (ERAG-EDAG) y un sistema de almacenamiento en baterías (BESS). Finalmente, se comparan con respecto a los vertimientos de energía producidos al implementar cada una.

Los resultados del diagnóstico muestran que existe una conexión de parques eólicos disonante con la planificación del sistema de transmisión. Esta diferencia disminuye con la puesta en servicio de SE Los Notros y 4 nuevos circuitos que reducen las sobrecargas en las líneas que evacúan hacia el centro del país. El análisis de soluciones propuestas indica que la conexión de sistemas BESS (hasta 250 MWh) resulta insuficiente para resolver de forma independiente las sobrecargas en la zona y sólo puede aportar como solución complementaria. Por otra parte, la integración de un ERAG-EDAG sería la solución más eficiente ya que permitiría generar un 92% más de energía eólica con respecto a las medidas que toma el operador en la actualidad.

Finalmente, dado que esta metodología se puede aplicar a cualquier zona del país, este trabajo resulta de gran utilidad para empresas generadoras que requieran realizar estudios de prefactibilidad en zonas con alta penetración renovable. De esta forma, es posible determinar si la operación a plena carga de sus proyectos estará condicionada por la implementación de medidas para mitigar sobrecargas en el sistema de transmisión.

A mis papás, mi hermana, mi abuela  
y amigos de la U.

# Agradecimientos

En primer lugar, agradezco el enorme esfuerzo y sacrificio hecho por mi madre. Gracias a su coraje, curiosidad e integridad me he convertido en la persona que soy y he tenido la oportunidad de vivir todas las cosas que me han llevado a escribir esto.

Agradezco a mi hermana por su interés y participación en una de las mejores y más importantes decisiones que he tomado en mi vida, entrar a bachi.

Agradezco a mi viejo por haber nutrido mi interés por la mecánica y el “Do It Yourself”. Por siempre creer en mí y por las constantes plegarias cada vez que me veía enfrentado a un desafío en este largo trayecto.

A los Cucarachos, mi segunda familia, definitivamente este viaje no habría sido lo mismo sin ellos. Cada uno jugó un papel fundamental en toda esta historia, desde la primera semana en la sección B hasta la permanente compañía a distancia durante la pandemia. Agradezco a Pallejas y Brunández por las risas compartidas. Al Pocho por cada changa de basket y las salidas en bici a las 2am. A Aiyon, Richi y Tomi, quienes han estado prácticamente en cada momento de ocio presencial y pandémico de los últimos años.

Agradezco enormemente a mi jermu, Gabriela, por su infinito amor, apoyo y paciencia. Por todas las risas y hermosos momentos que me ha regalado. Por ayudarme a crecer como persona, remando conmigo en cada proyecto que me he puesto por delante en los últimos años.

Agradezco a aquellos amigos que aparecen con menor frecuencia pero que siempre están ahí para reafirmar que son de verdad. En especial a Rintin por acompañarme los últimos 10 años. A Perro, Ñancupil, Voglio, Paz, Lomes y toda la gente de eléctrica que marcó positivamente esta experiencia.

Agradezco a los Pablos y Andrés por guiar este trabajo. A cada uno por su oportuno consejo, tanto en lo académico-profesional como en la vida misma. También a Pipe Briceño por su amistad y apoyo, que hacen del teletrabajo algo mucho más llevadero.

Por último, quiero agradecer a Estudios Eléctricos por haberme provisto de las herramientas necesarias para llevar a cabo este trabajo, por confiar en mí y brindarme todas las oportunidades que me han permitido seguir creciendo humana y profesionalmente.

# Tabla de Contenido

<b>1. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
1.1. MOTIVACIÓN .....	1
1.2. OBJETIVOS .....	3
1.3. ALCANCE .....	3
<b>2. MARCO TEÓRICO .....</b>	<b>4</b>
2.1. CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO EÓLICO .....	4
2.2. SOLUCIONES A SOBRECARGAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN .....	5
2.3. SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO.....	9
2.4. SIMULACIONES .....	12
<b>3. METODOLOGÍA .....</b>	<b>13</b>
3.1. ACONDICIONAMIENTO DE BASE DE DATOS PF DIGSILENT.....	14
3.2. SIMULACIONES DE DIAGNÓSTICO.....	15
3.3. SOBREPASOS DE LÍMITES DE TRANSMISIÓN .....	18
3.4. SOLUCIONES A SOBREPASOS DE LÍMITES DE TRANSMISIÓN .....	19
3.5. CÁLCULO DE VERTIMIENTOS .....	20
3.6. ANÁLISIS Y CONCLUSIONES .....	21
<b>4. CASO DE ESTUDIO .....</b>	<b>22</b>
4.1. ZONA DE ESTUDIO .....	22
4.2. PROYECTOS DE GENERACIÓN .....	23
4.3. OBRAS DE TRANSMISIÓN .....	24
4.4. RESTRICCIONES EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN .....	25
4.5. PREVISIÓN DE DEMANDA .....	25
<b>5. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE SIMULACIONES .....</b>	<b>26</b>
5.1. SIMULACIÓN DIAGNÓSTICA .....	26
5.2. SOLUCIÓN 1: REDUCCIÓN DE GENERACIÓN SIN AUTOMATISMO .....	31
5.3. SOLUCIÓN 2: REDUCCIÓN CON AUTOMATISMO ERAG/EDAG .....	34
5.4. SOLUCIÓN 3: SISTEMA DE ALMACENAMIENTO BESS .....	37
5.5. CÁLCULO DE VERTIMIENTOS.....	41
<b>6. CONCLUSIONES .....</b>	<b>44</b>
6.1. TRABAJO FUTURO .....	45
<b>7. BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>46</b>
<b>8. ANEXO 1: GRÁFICOS POWERFACTORY DIGSILENT .....</b>	<b>49</b>
8.1. PERFILES BD DIGSILENT .....	49
8.2. OCUPACIÓN DE LÍNEAS: CASO BASE .....	58
8.3. OCUPACIÓN DE LÍNEAS: SOLUCIÓN 1 .....	65
8.4. OCUPACIÓN DE LÍNEAS: SOLUCIÓN 2 .....	75
8.5. DESPACHO DE PARQUES EÓLICOS: CASO BASE.....	85
8.6. DESPACHO DE PARQUES EÓLICOS: SOLUCIÓN 1.....	86

8.7.	DESPACHO DE PARQUES EÓLICOS: SOLUCIÓN 2.....	89
8.8.	DESPACHO DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN LA ZONA DE INTERÉS .....	92
<b>9. ANEXO 2: GRÁFICOS ESTADÍSTICOS OCUPACIÓN MULCHÉN</b>		
<b>CHARRÚA.....</b>		<b>94</b>
9.1.	OCUPACIÓN DE C1 CHARRÚA – MULCHÉN: CASO BASE .....	94
9.2.	OCUPACIÓN DE C1 CHARRÚA – MULCHÉN: SOLUCIÓN 1 .....	96
9.3.	OCUPACIÓN DE C1 CHARRÚA – MULCHÉN: SOLUCIÓN 2 .....	98
<b>10. ANEXO 3: COMPORTAMIENTO BESS Y OCUPACIÓN DE C1</b>		
<b>CHARRÚA – MULCHÉN .....</b>		<b>100</b>
10.1.	COMPLEMENTO CON REDUCCIÓN SIN AUTOMATISMO (SOLUCIÓN 1) .....	100
10.2.	COMPLEMENTO CON REDUCCIÓN CON AUTOMATISMO (SOLUCIÓN 2) ....	103

# Índice de Tablas

TABLA 1: BENEFICIOS DE IMPLEMENTAR UN ESQUEMA DE PROTECCIÓN DE INTEGRIDAD DEL SISTEMA. ....	7
TABLA 2: CLASIFICACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO. ....	10
TABLA 3: SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO INSTALADOS EN CHILE. ....	11
TABLA 4: DURACIÓN DE SIMULACIÓN CUASI-DINÁMICA SEGÚN EL TIPO DE FLUJO DE POTENCIA UTILIZADO. ....	16
TABLA 5: FUENTES DE INFORMACIÓN. ....	22
TABLA 6: NUEVOS PROYECTOS DE GENERACIÓN. ....	23
TABLA 7: OBRAS DE TRANSMISIÓN CONTEMPLADAS EN LA ZONA DE INTERÉS. ....	24
TABLA 8: CAPACIDAD DE SOBRECARGA ADMISIBLE LT 2X220kV CHARRÚA-MULCHÉN. ..	25
TABLA 9: PROYECCIÓN DE DEMANDA CONSIDERADA EN EL ITD DE JULIO 2020. ....	25
TABLA 10: COMPARACIÓN DE SOBREPASOS EN 2 ESCENARIOS HIDROLÓGICOS PARA EL PERIODO COMPLETO. ....	28
TABLA 11: COMPARACIÓN DE RESULTADOS DIAGNÓSTICOS ANUALES Y EL IMPACTO DE SE LOS NOTROS. ....	31
TABLA 12: SOBREPASOS CONSIDERANDO UNA REDUCCIÓN SIN AUTOMATISMO. ....	32
TABLA 13: SOBREPASOS CONSIDERANDO REDUCCIONES CON LA ACCIÓN DE UN AUTOMATISMO. ....	35
TABLA 14: FRECUENCIA CON LA QUE SE ENCUENTRAN SOBRECARGAS MIENTRAS EL BESS SE ENCUENTRA A PLENA CAPACIDAD. ....	38
TABLA 15: SOBREPASOS CONSIDERANDO SISTEMAS BESS DE DISTINTA CAPACIDAD, SIN AUTOMATISMO. ....	39
TABLA 16: SOBREPASOS CONSIDERANDO SISTEMAS BESS DE DISTINTA CAPACIDAD, CON AUTOMATISMO. ....	40
TABLA 17: VERTIMIENTOS DE ENERGÍA PARA TODO EL PERIODO DE ESTUDIO, SOLUCIÓN 1-CASO BASE. ....	41
TABLA 18: VERTIMIENTOS DE ENERGÍA DE SOLUCIÓN 1 Y 2 DURANTE EL AÑO 2023. ....	41
TABLA 19: VERTIMIENTOS DE ENERGÍA DE SOLUCIONES 1 Y 2 DURANTE EL AÑO 2023, CONSIDERANDO ACCIÓN COMPLEMENTARIA DE SOLUCIÓN 3 (BESS). ....	42
TABLA 20: COMPARACIÓN DE VERTIMIENTOS DE ENERGÍA DE SOLUCIONES 1 Y 2, CONSIDERANDO TODAS LAS COMBINACIONES ESTUDIADAS. ....	42

# Índice de Figuras

FIGURA 1: ZONA DE INTERÉS ACTUALIZADA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020.....	2
FIGURA 2: DIAGRAMA UNILINEAL SIMPLIFICADO DE ZONA ESTUDIADA PARA AUTOMATISMO ERAG/EDAG GUACOLDA.....	8
FIGURA 3: DIAGRAMA DE METODOLOGÍA DE ESTUDIO. ....	13
FIGURA 4: CONFIGURACIÓN BÁSICA FLUJO DE CARGA DC EN DIGSILENT. ....	17
FIGURA 5: CONTROL DE POTENCIA ACTIVA EN FLUJO DE CARGA DC EN DIGSILENT. ....	17
FIGURA 6: CONFIGURACIÓN SIMULACIÓN CUASI-DINÁMICA EN DIGSILENT. ....	18
FIGURA 7: ZONA DE INTERÉS ACTUALIZADA HASTA EL 31/12/2023. ....	23
FIGURA 8: OCUPACIÓN 2021-23, C1 LT 2X220KV CHARRÚA – MULCHÉN, HIDROLOGÍA HÚMEDA.....	27
FIGURA 9: OCUPACIÓN 2021-23, C1 LT 2X220KV CHARRÚA – MULCHÉN, HIDROLOGÍA SECA. ....	27
FIGURA 10: GRÁFICO DE CAJA DE OCUPACIÓN DE LÍNEA CHARRÚA-MULCHÉN POR MES, HIDROLOGÍA HÚMEDA 2021. ....	29
FIGURA 11: GRÁFICO DE CAJA DE OCUPACIÓN DE LÍNEA CHARRÚA-MULCHÉN POR MES, HIDROLOGÍA HÚMEDA 2022. ....	30
FIGURA 12: GRÁFICO DE CAJA DE OCUPACIÓN DE LÍNEA CHARRÚA-MULCHÉN POR MES, HIDROLOGÍA HÚMEDA 2023. ....	30
FIGURA 13: OCUPACIÓN 2021-23, C1 LT 2X220KV CHARRÚA – MULCHÉN, HIDROLOGÍA HÚMEDA, SOLUCIÓN 1. ....	32
FIGURA 14: GRÁFICO DE CAJA OCUPACIÓN DE LÍNEA CHARRÚA-MULCHÉN, HIDROLOGÍA HÚMEDA 2023, SOLUCIÓN 1. ....	33
FIGURA 15: OCUPACIÓN 2021-23, C1 LT 2X220KV CHARRÚA – MULCHÉN, HIDROLOGÍA HÚMEDA, SOLUCIÓN 2. ....	34
FIGURA 16: GRÁFICO DE CAJA OCUPACIÓN DE LÍNEA CHARRÚA-MULCHÉN, HIDROLOGÍA HÚMEDA 2023, SOLUCIÓN 2. ....	36
FIGURA 17: COMPORTAMIENTO DE SISTEMAS BESS DE DISTINTA CAPACIDAD EN SE MULCHÉN, SIN ESQUEMA RAG-DAG. ....	37
FIGURA 18: COMPORTAMIENTO DE UN SISTEMA BESS DE 250MWh EN SE MULCHÉN Y OCUPACIÓN RESULTANTE DE LA LT 2X220KV MULCHÉN CHARRÚA, SIN ESQUEMA RAG-DAG. ....	38
FIGURA 19: COMPORTAMIENTO DE SISTEMAS BESS DE DISTINTA CAPACIDAD EN SE MULCHÉN, CON ESQUEMA RAG-DAG. ....	39
FIGURA 20: COMPORTAMIENTO DE UN SISTEMA BESS DE 250MWh EN SE MULCHÉN Y OCUPACIÓN RESULTANTE DE LA LT 2X220KV MULCHÉN CHARRÚA, CON ESQUEMA RAG-DAG. ....	40

# Índice de Anexos

ANEXO 1: PERFIL DE GENERACIÓN CH ANGOSTURA, HIDROLOGÍA HÚMEDA. ....	49
ANEXO 2: PERFIL DE GENERACIÓN CH CANUTILLAR, HIDROLOGÍA HÚMEDA. ....	50
ANEXO 3: PERFIL DE GENERACIÓN CH RUCATAYO, HIDROLOGÍA HÚMEDA. ....	50
ANEXO 4: PERFIL DE GENERACIÓN CH ANGOSTURA, HIDROLOGÍA SECA. ....	51
ANEXO 5: PERFIL DE GENERACIÓN CH CANUTILLAR, HIDROLOGÍA SECA. ....	51
ANEXO 6: PERFIL DE GENERACIÓN CH RUCATAYO, HIDROLOGÍA SECA. ....	52
ANEXO 7: PERFIL DE GENERACIÓN PARQUE EÓLICO RENAICO. ....	52
ANEXO 8: PERFIL DE GENERACIÓN PARQUE EÓLICO AURORA. ....	53
ANEXO 9: PERFIL DE CONSUMO PARA DEMANDAS EN ARAUCANÍA SIN PERFIL ESPECÍFICO. ....	53
ANEXO 10: PERFIL DE CONSUMO PARA DEMANDAS EN BARRA SE CHIVILCAN.....	54
ANEXO 11: PERFIL DE CONSUMO PARA DEMANDAS EN BARRA SE IMPERIAL.....	54
ANEXO 12: PERFIL DE CONSUMO PARA DEMANDAS EN BARRA SE ENCINAS. ....	55
ANEXO 13: PERFIL DE CONSUMO PARA DEMANDAS EN BARRA SE OSORNO. ....	55
ANEXO 14: PERFIL DE CONSUMO PARA DEMANDAS EN BARRA SE PADRE LAS CASAS. ....	56
ANEXO 15: PERFIL DE CONSUMO PARA DEMANDAS EN BARRA SE PANGUIPULLI. ....	56
ANEXO 16: PERFIL DE CONSUMO PARA DEMANDAS EN BARRA SE PICARTE.....	57
ANEXO 17: PERFIL DE CONSUMO PARA DEMANDAS EN BARRA SE PUERTO VARAS.....	57
ANEXO 18: DIAGNOSTICO C1 LT 2x220kV CHARRÚA – MULCHÉN, HIDROLOGÍA HÚMEDA, PERIODO COMPLETO. ....	58
ANEXO 19: DIAGNOSTICO C1 LT 2x220kV CHARRÚA – MULCHÉN, HIDROLOGÍA SECA, PERIODO COMPLETO. ....	59
ANEXO 20: DIAGNOSTICO C1 LT 2x220kV MULCHÉN – CAUTÍN, HIDROLOGÍA HÚMEDA, PERIODO COMPLETO. ....	59
ANEXO 21: DIAGNOSTICO C1 LT 2x220kV MULCHÉN – CAUTÍN, HIDROLOGÍA SECA, PERIODO COMPLETO. ....	60
ANEXO 22: DIAGNOSTICO C1 LT 2x220kV TEMUCO – CAUTÍN, HIDROLOGÍA HÚMEDA, PERIODO COMPLETO. ....	60
ANEXO 23: DIAGNOSTICO C1 LT 2x220kV TEMUCO – CAUTÍN, HIDROLOGÍA SECA, PERIODO COMPLETO. ....	61
ANEXO 24: DIAGNOSTICO C1 LT 2x220kV CIRUELOS – PICHIRROPULLI, HIDROLOGÍA HÚMEDA, PERIODO COMPLETO.....	61
ANEXO 25: DIAGNOSTICO C1 LT 2x220kV CIRUELOS – PICHIRROPULLI, HIDROLOGÍA SECA, PERIODO COMPLETO. ....	62
ANEXO 26: DIAGNOSTICO C1 LT 2x220kV RAHUE – PUERTO MONTT, HIDROLOGÍA HÚMEDA, PERIODO COMPLETO.....	62
ANEXO 27: DIAGNOSTICO C1 LT 2x220kV RAHUE – PUERTO MONTT, HIDROLOGÍA SECA, PERIODO COMPLETO. ....	63
ANEXO 28: DIAGNOSTICO C1 LT 2x220kV PICHIRROPULLI – NVA PTO MONTT, HIDROLOGÍA HÚMEDA, PERIODO COMPLETO. ....	63
ANEXO 29: DIAGNOSTICO C1 LT 2x220kV PICHIRROPULLI – NVA PTO MONTT, HIDROLOGÍA SECA, PERIODO COMPLETO. ....	64
ANEXO 30: OCUPACIÓN C1 LT 2x220kV CHARRÚA – MULCHÉN, HH, 2021-2023, REDUCCIÓN SIN AUTOMATISMO. ....	65

ANEXO 31: OCUPACIÓN C1 LT 2X220kV CHARRÚA – MULCHÉN, HH, AÑO 2021, REDUCCIÓN SIN AUTOMATISMO. ....	66
ANEXO 32: OCUPACIÓN C1 LT 2X220kV CHARRÚA – MULCHÉN, HH, AÑO 2022, REDUCCIÓN SIN AUTOMATISMO. ....	66
ANEXO 33: OCUPACIÓN C1 LT 2X220kV CHARRÚA – MULCHÉN, HH, AÑO 2023, REDUCCIÓN SIN AUTOMATISMO. ....	67
ANEXO 34: OCUPACIÓN C1 LT 2X220kV MULCHÉN – CAUTÍN, HH, AÑO 2021, REDUCCIÓN SIN AUTOMATISMO. ....	67
ANEXO 35: OCUPACIÓN C1 LT 2X220kV MULCHÉN – CAUTÍN, HH, AÑO 2022, REDUCCIÓN SIN AUTOMATISMO. ....	68
ANEXO 36: OCUPACIÓN C1 LT 2X220kV MULCHÉN – CAUTÍN, HH, AÑO 2023, REDUCCIÓN SIN AUTOMATISMO. ....	68
ANEXO 37: OCUPACIÓN C1 LT 2X220kV TEMUCO – CAUTÍN, HH, AÑO 2021, REDUCCIÓN SIN AUTOMATISMO. ....	69
ANEXO 38: OCUPACIÓN C1 LT 2X220kV TEMUCO – CAUTÍN, HH, AÑO 2022, REDUCCIÓN SIN AUTOMATISMO. ....	69
ANEXO 39: OCUPACIÓN C1 LT 2X220kV TEMUCO – CAUTÍN, HH, AÑO 2023, REDUCCIÓN SIN AUTOMATISMO. ....	70
ANEXO 40: OCUPACIÓN C1 2X220kV CIRUELOS – PICHIRROPULLI, HH, AÑO 2021, REDUCCIÓN SIN AUTOMATISMO. ....	70
ANEXO 41: OCUPACIÓN C1 2X220kV CIRUELOS – PICHIRROPULLI, HH, AÑO 2022, REDUCCIÓN SIN AUTOMATISMO. ....	71
ANEXO 42: OCUPACIÓN C1 2X220kV CIRUELOS – PICHIRROPULLI, HH, AÑO 2023, REDUCCIÓN SIN AUTOMATISMO. ....	71
ANEXO 43: OCUPACIÓN C1 2X220kV RAHUE – PUERTO MONTT, HH, AÑO 2021, REDUCCIÓN SIN AUTOMATISMO. ....	72
ANEXO 44: OCUPACIÓN C1 2X220kV RAHUE – PUERTO MONTT, HH, AÑO 2022, REDUCCIÓN SIN AUTOMATISMO. ....	72
ANEXO 45: OCUPACIÓN C1 2X220kV RAHUE – PUERTO MONTT, HH, AÑO 2023, REDUCCIÓN SIN AUTOMATISMO. ....	73
ANEXO 46: OCUPACIÓN C1 2X220kV PICHIRROPULLI – NVA PTO MONTT, HH, AÑO 2022, REDUCCIÓN SIN AUTOMATISMO. ....	73
ANEXO 47: OCUPACIÓN C1 2X220kV PICHIRROPULLI – NVA PTO MONTT, HH, AÑO 2023, REDUCCIÓN SIN AUTOMATISMO. ....	74
ANEXO 48: OCUPACIÓN C1 LT 2X220kV CHARRÚA – LOS NOTROS, HH, AÑO 2023, ESQUEMA RAG-DAG. ....	75
ANEXO 49: OCUPACIÓN C1 LT 2X220kV CHARRÚA – MULCHÉN, HH, 2021-2023, ESQUEMA RAG-DAG. ....	76
ANEXO 50: OCUPACIÓN C1 LT 2X220kV CHARRÚA – MULCHÉN, HH, AÑO 2021, ESQUEMA RAG-DAG. ....	76
ANEXO 51: OCUPACIÓN C1 LT 2X220kV CHARRÚA – MULCHÉN, HH, AÑO 2022, ESQUEMA RAG-DAG. ....	77
ANEXO 52: OCUPACIÓN C1 LT 2X220kV CHARRÚA – MULCHÉN, HH, AÑO 2023, ESQUEMA RAG-DAG. ....	77
ANEXO 53: OCUPACIÓN C1 LT 2X220kV MULCHÉN – CAUTÍN, HH, AÑO 2021, ESQUEMA RAG-DAG. ....	78

ANEXO 54: OCUPACIÓN C1 LT 2X220kV MULCHÉN – CAUTÍN, HH, AÑO 2022, ESQUEMA RAG-DAG. ....	78
ANEXO 55: OCUPACIÓN C1 LT 2X220kV MULCHÉN – CAUTÍN, HH, AÑO 2023, ESQUEMA RAG-DAG. ....	79
ANEXO 56: OCUPACIÓN C1 LT 2X220kV TEMUCO – CAUTÍN, HH, AÑO 2021, ESQUEMA RAG-DAG. ....	79
ANEXO 57: OCUPACIÓN C1 LT 2X220kV TEMUCO – CAUTÍN, HH, AÑO 2022, ESQUEMA RAG-DAG. ....	80
ANEXO 58: OCUPACIÓN C1 LT 2X220kV TEMUCO – CAUTÍN, HH, AÑO 2023, ESQUEMA RAG-DAG. ....	80
ANEXO 59: OCUPACIÓN C1 2X220kV CIRUELOS – PICHIRROPULLI, HH, AÑO 2021, ESQUEMA RAG-DAG. ....	81
ANEXO 60: OCUPACIÓN C1 2X220kV CIRUELOS – PICHIRROPULLI, HH, AÑO 2022, ESQUEMA RAG-DAG. ....	81
ANEXO 61: OCUPACIÓN C1 2X220kV CIRUELOS – PICHIRROPULLI, HH, AÑO 2023, ESQUEMA RAG-DAG. ....	82
ANEXO 62: OCUPACIÓN C1 2X220kV RAHUE – PUERTO MONTT, HH, AÑO 2021, ESQUEMA RAG-DAG. ....	82
ANEXO 63: OCUPACIÓN C1 2X220kV RAHUE – PUERTO MONTT, HH, AÑO 2022, ESQUEMA RAG-DAG. ....	83
ANEXO 64: OCUPACIÓN C1 2X220kV RAHUE – PUERTO MONTT, HH, AÑO 2023, ESQUEMA RAG-DAG. ....	83
ANEXO 65: OCUPACIÓN C1 2X220kV PICHIRROPULLI – NVA PTO MONTT, HH, AÑO 2022, ESQUEMA RAG-DAG. ....	84
ANEXO 66: OCUPACIÓN C1 2X220kV PICHIRROPULLI – NVA PTO MONTT, HH, AÑO 2023, ESQUEMA RAG-DAG. ....	84
ANEXO 67: DESPACHO PE RENAICO Y PE AURORA, PERIODO COMPLETO, SIN REDUCCIÓN. ....	85
ANEXO 68: DESPACHO PE RENAICO, PERIODO COMPLETO, REDUCCIÓN SIN AUTOMATISMO. ....	86
ANEXO 69: DESPACHO PE RENAICO, AÑO 2021, REDUCCIÓN SIN AUTOMATISMO. ....	87
ANEXO 70: DESPACHO PE RENAICO, AÑO 2022, REDUCCIÓN SIN AUTOMATISMO. ....	87
ANEXO 71: DESPACHO PE RENAICO, AÑO 2023, REDUCCIÓN SIN AUTOMATISMO. ....	88
ANEXO 72: DESPACHO PE RENAICO, PERIODO COMPLETO, ESQUEMA RAG-DAG. ....	89
ANEXO 73: DESPACHO PE RENAICO, AÑO 2021, ESQUEMA RAG-DAG. ....	90
ANEXO 74: DESPACHO PE RENAICO, AÑO 2022, ESQUEMA RAG-DAG. ....	90
ANEXO 75: DESPACHO PE RENAICO, AÑO 2023, ESQUEMA RAG-DAG. ....	91
ANEXO 76: DESPACHO CH ANGOSTURA – CH CANUTILLAR – CH RUCATAYO, HIDROLOGÍA HÚMEDA, PERIODO COMPLETO. ....	92
ANEXO 77: DESPACHO CH ANGOSTURA – CH CANUTILLAR – CH RUCATAYO, HIDROLOGÍA SECA, PERIODO COMPLETO. ....	93
ANEXO 78: ESTADÍSTICAS DIAGNOSTICO C1 2X220kV CHARRÚA – MULCHÉN, HH, AÑO 2021. ....	94
ANEXO 79: ESTADÍSTICAS DIAGNOSTICO C1 2X220kV CHARRÚA – MULCHÉN, HH, AÑO 2022. ....	95

ANEXO 80: ESTADÍSTICAS DIAGNOSTICO C1 2x220kV CHARRÚA – MULCHÉN, HH, AÑO 2023. ....	95
ANEXO 81: ESTADÍSTICAS C1 2x220kV CHARRÚA – MULCHÉN, HH, AÑO 2021, REDUCCIÓN SIN AUTOMATISMO. ....	96
ANEXO 82: ESTADÍSTICAS C1 2x220kV CHARRÚA – MULCHÉN, HH, AÑO 2022, REDUCCIÓN SIN AUTOMATISMO. ....	97
ANEXO 83: ESTADÍSTICAS C1 2x220kV CHARRÚA – MULCHÉN, HH, AÑO 2023, REDUCCIÓN SIN AUTOMATISMO. ....	97
ANEXO 84: ESTADÍSTICAS C1 2x220kV CHARRÚA – MULCHÉN, HH, AÑO 2021, ESQUEMA RAG - DAG. ....	98
ANEXO 85: ESTADÍSTICAS C1 2x220kV CHARRÚA – MULCHÉN, HH, AÑO 2022, ESQUEMA RAG - DAG. ....	99
ANEXO 86: ESTADÍSTICAS C1 2x220kV CHARRÚA – MULCHÉN, HH, AÑO 2023, ESQUEMA RAG - DAG. ....	99
ANEXO 87: COMPORTAMIENTO DE SISTEMAS BESS DE DISTINTA CAPACIDAD EN SE MULCHÉN, SIN ESQUEMA RAG-DAG. ....	100
ANEXO 88: COMPORTAMIENTO DE UN SISTEMA BESS DE 10 MWH EN SE MULCHÉN Y OCUPACIÓN RESULTANTE DE LA LT 2x220kV MULCHÉN CHARRÚA, SIN ESQUEMA RAG-DAG. ....	101
ANEXO 89: COMPORTAMIENTO DE UN SISTEMA BESS DE 50 MWH EN SE MULCHÉN Y OCUPACIÓN RESULTANTE DE LA LT 2x220kV MULCHÉN CHARRÚA, SIN ESQUEMA RAG-DAG. ....	101
ANEXO 90: COMPORTAMIENTO DE UN SISTEMA BESS DE 100 MWH EN SE MULCHÉN Y OCUPACIÓN RESULTANTE DE LA LT 2x220kV MULCHÉN CHARRÚA, SIN ESQUEMA RAG-DAG. ....	102
ANEXO 91: COMPORTAMIENTO DE UN SISTEMA BESS DE 250 MWH EN SE MULCHÉN Y OCUPACIÓN RESULTANTE DE LA LT 2x220kV MULCHÉN CHARRÚA, SIN ESQUEMA RAG-DAG. ....	102
ANEXO 92: COMPORTAMIENTO DE SISTEMAS BESS DE DISTINTA CAPACIDAD EN SE MULCHÉN, CON ESQUEMA RAG-DAG. ....	103
ANEXO 93: COMPORTAMIENTO DE UN SISTEMA BESS DE 10 MWH EN SE MULCHÉN Y OCUPACIÓN RESULTANTE DE LA LT 2x220kV MULCHÉN CHARRÚA, CON ESQUEMA RAG-DAG. ....	104
ANEXO 94: COMPORTAMIENTO DE UN SISTEMA BESS DE 50 MWH EN SE MULCHÉN Y OCUPACIÓN RESULTANTE DE LA LT 2x220kV MULCHÉN CHARRÚA, CON ESQUEMA RAG-DAG. ....	104
ANEXO 95: COMPORTAMIENTO DE UN SISTEMA BESS DE 100 MWH EN SE MULCHÉN Y OCUPACIÓN RESULTANTE DE LA LT 2x220kV MULCHÉN CHARRÚA, CON ESQUEMA RAG-DAG. ....	105
ANEXO 96: COMPORTAMIENTO DE UN SISTEMA BESS DE 250 MWH EN SE MULCHÉN Y OCUPACIÓN RESULTANTE DE LA LT 2x220kV MULCHÉN CHARRÚA, CON ESQUEMA RAG-DAG. ....	105

# **1.Introducción**

## **1.1. Motivación**

Durante la última década, Chile se ha comprometido a impulsar políticas de desarrollo sustentable y sostenible para combatir el cambio climático. En particular, en 2015 se presentó la primera hoja de ruta energética chilena, donde se fijó la meta de alcanzar una matriz de generación cuya penetración renovable alcance un mínimo de 70% al año 2050 [1]. Así mismo, el año 2018 se dio partida al plan de descarbonización para sacar de servicio las centrales generadoras en base a carbón [2], con el objetivo de abastecer las necesidades energéticas actuales y futuras provenientes de nuevas tecnologías con energía limpia y sustentable.

En este contexto, los medios de generación renovables han aumentado en forma sustancial su presencia en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Según el reporte anual de desempeño sistémico del Coordinador Eléctrico Nacional [3], hasta fines del año 2020 aproximadamente el 23,2% de la matriz energética chilena estaba compuesta por generación solar y eólica.

Según el Coordinador en su Reporte de Proyectos en Gestión de Conexión Declarados en Construcción de diciembre de 2020 [4], hay 59 proyectos de generación solar y eólica con una capacidad mayor a 7 MW que se encuentran en vías de conexión al Sistema Eléctrico Nacional, sumando un total aproximado de 6234 MW. De los proyectos mencionados, aproximadamente 830 MW corresponden a parques eólicos conectados directamente a instalaciones al sur de la Subestación Charrúa 220kV. Esto último sin considerar parques que se encuentran en proceso de planificación.

Frente a dicho proceso de expansión de generación, el Coordinador Eléctrico Nacional desarrolla anualmente una planificación de expansión de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional [5], para los distintos segmentos que lo componen, con el objetivo de aumentar su capacidad y así encauzar de forma eficiente la energía inyectada por los nuevos medios de generación. El resultado de esta planificación se puede encontrar en el Informe Técnico Definitivo de Julio de 2020 [6], cuyo resumen se presenta en la Tabla 7.

En la Figura 1 se puede ver la zona de interés de este estudio, la cual se encuentra entre las SSEE Charrúa y Puerto Montt. En el mismo diagrama se muestra cómo las Subestaciones Charrúa y Cautín se encuentran conectadas a través de dos enlaces en paralelo. Por un lado, se conectan mediante una línea de doble circuito a través de la SE Mulchén, con una capacidad de conductor total de 581 MVA bajo el criterio de indisponibilidad N-1. Paralelamente, se conectan mediante una línea circuito simple desde SE Charrúa hasta SE Temuco, con una capacidad de conductor total de 264 MVA, para luego pasar a una línea de doble circuito desde la SE Temuco hasta SE Cautín con una capacidad de conductor total de 191 MVA bajo criterio de indisponibilidad N-1.

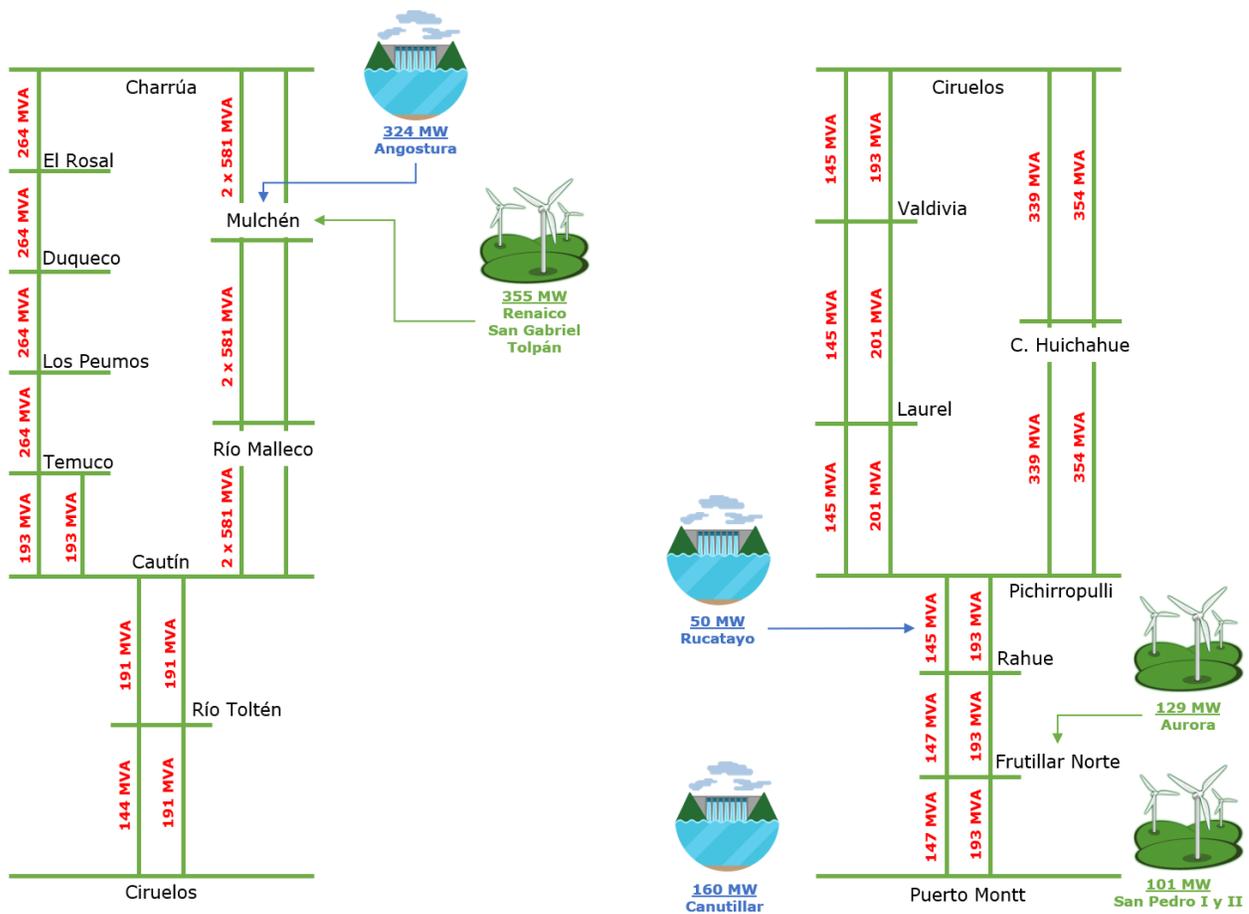


Figura 1: Zona de interés actualizada al 31 de diciembre de 2020.

Según la base de datos de diciembre 2020 del Coordinador Eléctrico Nacional [7], la SE Mulchén cuenta con una capacidad de generación instalada en torno a 678 MW, compuesto por energía eólica e hidroeléctrica. A partir de los documentos referenciados anteriormente, se espera que la incorporación de nuevos proyectos aumente a 1116 MW la capacidad de generación eólica únicamente en esa subestación. De esta forma, a partir de las propuestas de expansión del Coordinador Eléctrico Nacional, se prevé un aumento insuficiente en la capacidad de transmisión en esta zona.

Considerando los antecedentes expuestos, este trabajo propone una metodología y herramientas para estudiar sobrecargas y niveles de vertimiento en zonas del SEN con alta penetración renovable, además de proveer directrices sobre tecnologías para solucionar esta problemática.

## **1.2. Objetivos**

### **1.2.1. Objetivo general**

Identificar sobrecargas en el sistema de transmisión de la zona sur de Chile, con énfasis en el entorno de la Subestación Charrúa 220kV, contemplando obras hasta el año 2023, y proponer soluciones a esta problemática.

### **1.2.2. Objetivos específicos**

- Caracterizar medios de generación y consumo mediante registros históricos y estudios emitidos por el Coordinador Eléctrico Nacional.
- Desarrollar una base de datos que permita simular flujos de carga en el tiempo, considerando obras futuras en el Sistema Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre del año 2023.
- Identificar sobrepasos a los límites de transmisión en los enlaces de la zona y proponer soluciones a estos.
- Cuantificar vertimientos de energía renovable en la zona para evaluar la eficacia y eficiencia de las soluciones propuestas.

## **1.3. Alcance**

Para el desarrollo de esta memoria se consideran los resultados de procesos de planificación de generación y transmisión publicados al 31 de diciembre del año 2020 por la CNE o el Coordinador Eléctrico Nacional, contemplando obras cuya puesta en servicio sea antes del 31 de diciembre de 2023. Por otra parte, debido a que la base de datos oficial del Sistema Eléctrico Nacional está en el software de sistemas de potencia PowerFactory DlgSILENT, las simulaciones se llevarán a cabo en este programa y sólo se utilizarán los módulos que lo componen. De esta manera, la metodología desarrollada podrá ser replicada en otras zonas en el Sistema Eléctrico Nacional.

Este trabajo no incluye una evaluación económica de cada solución propuesta. No obstante, se utilizará la cantidad de energía restringida como un indicador comparador para evaluar la eficacia de cada una de ellas.

## **2.Marco teórico**

En este capítulo se revisan materias que permiten comprender el proceso del trabajo realizado, así como las problemáticas planteadas y el desarrollo de posibles soluciones.

### **2.1. Caracterización del recurso eólico**

Según [8], la alta penetración de energía renovable a partir de recursos intermitentes ha aumentado la incertidumbre en los sistemas de potencia. El mismo autor señala que, al igual que otros medios de generación a partir de recursos renovables dependientes del clima, los parques eólicos presentan patrones diarios y por temporada. Frente a este problema, H. Louie [9] muestra que, en el contexto de un estudio de simulación, resulta útil considerar un perfil de generación característico en lugar de sólo un valor de potencia nominal para representar la conexión de un parque eólico en un gran sistema de potencia. Frente a esto, diversos autores [10] [11] [12] plantean que la caracterización de la incertidumbre, variabilidad y la fuerza con la que se marcan los patrones de generación eólica son influenciadas por muchos factores, siendo la más relevante la dispersión geográfica de los parques eólicos en el sistema eléctrico.

En [11] se propone la creación de características de generación eólica a partir de series de tiempo de registros de viento. Estas series se construyen en base a medidas en terreno o simulaciones numéricas de modelos climáticos. Sin embargo, según el mismo autor, el paso adicional que requiere esta metodología, para convertir los registros de viento a potencia generada por un parque, inyecta un error adicional a los datos debido a que ambos parámetros poseen una curva de distribución distinta.

Por otra parte, en un estudio de Montecarlo [12], se recomienda la síntesis de características para parques eólicos, a partir de modelos autorregresivos de media móvil, considerando como datos de entrada los registros de viento o generación de parques que ya se encuentran en servicio. El resultado de esta metodología es un modelo estadístico capaz de predecir el comportamiento del viento, lo cual puede proporcionar información relevante para estudios de corto plazo. Según el mismo autor, esto ha dado resultados satisfactorios para parques eólicos emplazados en la misma zona.

Según [13], debido a las limitaciones en métodos como los mencionados anteriormente, se ha vuelto cada vez más atractivo crear características normalizadas de generación eólica a partir de la clasificación de registros históricos. El mismo autor plantea que el procedimiento de escalar una característica normalizada es razonable siempre y cuando se cumplan dos condiciones. En primer lugar, la diversidad geográfica entre los parques eólicos debe ser similar, ya que en caso contrario su característica de generación no sería representativa. En segundo lugar, la capacidad nominal del parque que proporciona el registro histórico debe ser conocida durante todo el periodo de registro, es decir, se debe contemplar la posible entrada de nuevos aerogeneradores al mismo parque. Esto último se considera de vital importancia ya que un aumento no reconocido en la capacidad nominal del parque, y por consecuencia un aumento en la generación con el mismo viento desestimaría para todos los efectos el proceso de escalar una característica normalizada.

## **2.2. Soluciones a sobrecargas en líneas de transmisión**

### **2.2.1. Vertimientos de energía**

Según [14], los vertimientos corresponden a reducciones intencionales de producción energética debido a distintas condiciones de operación en la red tales como restricciones en la red de transmisión o distribución, cotas de embalse, estabilidad de red, incertidumbre respecto al medio de generación, entre otros. En la actualidad, el Coordinador Eléctrico Nacional ha utilizado este concepto para referirse a reducciones deliberadas en la generación de energía solar y eólica en el Sistema Eléctrico Nacional. Según la misma institución en su Informe Mensual de diciembre 2020 [15], al final de dicho periodo la reducción acumulada de ERNC fue de 239 GWh, siendo esto un 20,2% mayor con respecto al mismo mes en 2019.

La zona de interés de este estudio no se encuentra ajena a esta situación. Según el CEN en su Estudio de Integración de ERNC de 2016 [16], los vertimientos de energía eólica de todo el sistema expresados como relación porcentual del total generado alcanzaron en torno a un 9,5%, justificando una parte importante de los vertimientos con las restricciones de transmisión en la zona al sur de la S/E Charrúa 220kV.

Si bien el vertimiento de energía renovable constituye una solución a congestiones debido a una red de transmisión con capacidad insuficiente, en la actualidad estos no representan una respuesta eficiente. Es por esto que en este trabajo se evalúa la factibilidad de soluciones alternativas que, si bien poseen un costo de implementación (a diferencia de una reducción simple de generación), disminuyen significativamente el costo operativo del sistema.

## **2.2.2. Esquema de protección de integridad del sistema (SIPS)**

Según [17] los esquemas de protección especiales son aquellos diseñados para detectar condiciones sistémicas propias de una red que podrían causarle un alto nivel de estrés, poner en riesgo su integridad y/o estabilidad. Los SIPS están programados para contrarrestar dichas condiciones a través de medidas controladas, entre estas usualmente se encuentra la reducción/desconexión de carga/generación o apertura de interruptores en una línea. Todo esto en orden de mantener la operación del sistema eléctrico de manera óptima y segura.

En [18] se muestra que los SIPS pueden ser clasificados a partir de las acciones que realizan para contener el sistema, esto dependiendo de los efectos provocados por una contingencia o estado de operación particular. A continuación, se presenta una lista de categorías con las acciones más recurrentes en SIPS.

- Desconexión de carga por subtensión
- Desconexión de carga por subfrecuencia
- Desconexión de generación
- Conexión o desconexión automática de reactores o capacitores
- Aislamiento de centrales con cargas locales
- Freno dinámico de generadores
- Reducción de generación renovable
- Bloqueo automático de generación (AGC)
- Reducción rápida de potencia en turbinas
- Cierre o apertura automática de líneas de transmisión

Al igual que en el diseño de un sistema de protecciones común, en la elaboración conceptual de un esquema de protección especial se deben mantener principios básicos de funcionamiento que maximicen los beneficios de su implementación [18] de acuerdo a lo dispuesto a continuación.

- Confiabilidad y disponibilidad: La operación ocurrirá siempre cuando se requiera.
- Seguridad: No operará cuando no sea necesario.
- Selectividad: La estabilidad del sistema se obtendrá con la mínima cantidad de acciones e indisponibilidades posibles.
- Robustez: La operación será confiable, segura y selectiva en todo el rango de operación del sistema.

A partir de la experiencia vista en [17] y [19], considerando el contexto de este estudio, se presentan los beneficios que podría traer esta solución operativa a la zona de interés.

Tabla 1: Beneficios de implementar un esquema de protección de integridad del sistema.

<b>Seguridad</b>	Operación segura del sistema eléctrico ante un desbalance en la planificación de generación y transmisión
	Uso de la capacidad máxima teórica de las líneas sin pérdida de seguridad
	Aislamiento de zonas con problemas, reduciendo la probabilidad de un corte total de energía.
<b>Economía</b>	Posibilidad de acceso a generación más económica (ERNC).
	Evita utilizar centrales cuya operación es más ineficiente.

#### 2.2.2.1. Caso de éxito: ERAG/EDAG Guacolda

En [20] se presenta el caso de éxito del esquema RAG/DAG de la Central Guacolda, el cual fue implementado para optimizar la transferencia de energía en los tramos de línea entre la Subestación Maitencillo 220kV y Subestación Nogales 220kV, desconectando y/o reduciendo generación en la Central Guacolda y medios renovables en la zona, al detectar contingencias o sobrecargas. En principio, la necesidad de poner en funcionamiento este automatismo yace en la entrada de dos nuevas unidades de la Central Guacolda, además de la proyección de un aumento en la generación térmica y eólica al norte de la S/E Pan de Azúcar que bajo ciertas condiciones de generación y demanda podría superar el límite N-1 de las líneas ya mencionadas.

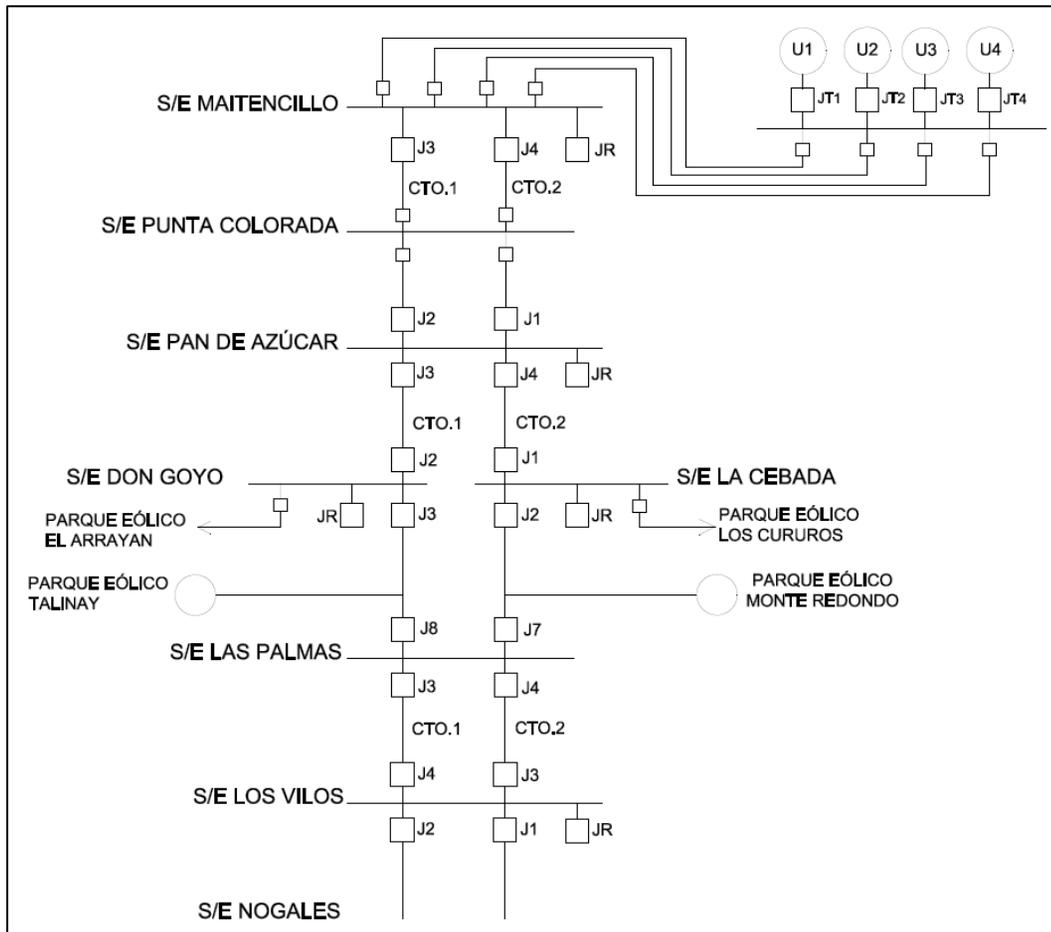


Figura 2: Diagrama unilínea simplificado de zona estudiada para automatismo ERAG/EDAG Guacolda.

Según [20], este sistema está compuesto por Celdas de Control en la S/E CT Guacolda y Celdas de Monitoreo en las SS/EE en la zona de interés. Estas últimas se encargan de captar el estado de interruptores, mediciones de parámetros eléctricos y ambientales, con la finalidad de determinar si las transferencias por las líneas de interés se encuentran al interior de un umbral ajustable, de no satisfacer este criterio el esquema debe operar estando en presencia de alguna de las siguientes condiciones:

- Transferencia de potencia supera el umbral definido por el límite térmico del tramo. Este límite térmico es dinámico y dependerá de condiciones ambientales como temperatura o radiación solar.
- Desvinculación de una línea por la apertura de interruptores.
- Disminución de transferencia de potencia a un valor aproximadamente nulo. Esta situación indica la presencia de una contingencia en algún circuito del tramo de interés.

Según [20] la magnitud de la acción que gatillará el SIPS de Central Guacolda dependerá de la estabilidad de la red y la naturaleza del incumplimiento, para lo cual se crean dos umbrales de operación para las líneas de la zona.

1. Máxima Potencia de Transmisión (MPT): Corresponde al umbral de potencia que puede ser transmitido por los dos circuitos de la línea sin la operación de un automatismo, es decir, el umbral de operación N-1.
2. Máxima Potencia con Reducción de Generación (MPRG): Corresponde al umbral dinámico de potencia que puede ser transmitido considerando la reducción de generación en unidades de la CT Guacolda. Su magnitud dependerá de la cantidad de unidades operativas al momento de recibir la señal de las celdas de monitoreo.

Cabe destacar que, en caso de encontrarse condiciones de inestabilidad debido a sobrecargas con corto tiempo de tolerancia, se procede a la desconexión de generación en orden de llegar al desempeño estable en todas las variables del sistema.

Con respecto a los tiempos de actuación del esquema, según [20], para la red de interés en torno a CT Guacolda existe un umbral de 800 ms antes de provocar la actuación del sistema de protecciones. Este último antecedente será utilizado para determinar la nueva capacidad de los principales tramos en estudio.

### **2.3. Sistemas de almacenamiento**

En [21] se define un sistema de almacenamiento como aquel compuesto por un conjunto de equipos y dispositivos que a partir de conversión energética permite su almacenamiento, de forma tal que pueda utilizarse según conveniencia. En la Tabla 2 se presentan los distintos métodos de conversión de energía mediante los cuales se pueden clasificar los sistemas de almacenamiento [22].

Tabla 2: Clasificación de tecnologías de almacenamiento.

<b>Almacenamiento Mecánico</b>	<b>Centrales de Bombeo</b>
	<b>Sistemas de Aire Comprimido</b>
	<b>Volantes de Inercia</b>
<b>Almacenamiento Térmico</b>	<b>Sales Fundidas</b>
	<b>Calor Sensible</b>
	<b>Bombas de Calor</b>
	<b>Aire Comprimido Adiabático</b>
<b>Almacenamiento Electromagnético</b>	<b>Supercapacitores</b>
	<b>Superconductores Magnéticos</b>
<b>Almacenamiento Químico</b>	<b>Bancos de Baterías</b> (Ion-Litio, Pb-Acid, Nickel, etc)
	<b>Hidrógeno, Metano, Gas Natural Sintético</b>
	<b>Batería de Flujo</b> (Vanadio-Redox, Zinc-Bromo, etc)

Teniendo en cuenta el contexto del presente estudio, sólo se considerará la operación de sistemas de almacenamiento BESS tipo Ion-Litio. Estas poseen una densidad de energía y potencia más alta que las baterías convencionales, llegando a ordenes de 200-620 Wh/L y 100-10000 W/L respectivamente [23]. Además, su costo de inversión se ha reducido gradualmente y su eficiencia alcanza ordenes entre 86 y 96%. A nivel internacional existe vasta experiencia en aplicaciones de sistemas de almacenamiento para entregar soluciones al sistema de transmisión y servicios complementarios [24] [25] [26]. En los siguientes apartados se presentan tres aplicaciones que resultan relevantes y se deben tener en consideración para este estudio.

### **2.3.1. Aplicaciones de sistemas de almacenamiento en baterías (BESS)**

#### **2.3.1.1. Regulación de Frecuencia**

En orden de mantener la estabilidad, seguridad e integridad de un sistema de potencia, es necesario balancear su frecuencia en torno a un umbral la mayor cantidad de tiempo posible. Para esto se requieren variaciones de consumo y generación de forma contrapuesta, es decir, frente a un aumento en el consumo se exige una respuesta proporcional de generación en el sistema. Un sistema BESS tiene la capacidad de actuar oportunamente, dependiendo de su tecnología, desde ambos frentes [24].

### 2.3.1.2. Operación frente a congestiones

En [26] se estudia cómo la conexión de un sistema de almacenamiento BESS a un nodo con alta penetración de generación renovable puede aumentar la capacidad de transmisión de una línea que presenta congestiones. Ante la ausencia de la línea, el BESS ubicado en el extremo deficitario podría seguir supliendo la demanda temporalmente, mientras que un BESS ubicado en el extremo deficitario podría mitigar los vertimientos absorbiendo durante la contingencia.

### 2.3.1.3. Retraso en la expansión del sistema de transmisión

En [25] se ve que la implementación de proyectos de almacenamiento podría apoyar el proceso de expansión de transmisión, considerando la incertidumbre asociada al crecimiento de generación renovable y demanda. En este contexto, un sistema BESS, dependiendo de su magnitud, podría mitigar congestiones futuras absorbiendo mientras la línea se encuentra a capacidad nominal e inyectando cuando esta se encuentra con capacidad disponible, de esta forma se podría evitar una operación ineficiente debido a un retraso en la expansión de la red.

## 2.3.2. **Experiencia en Chile**

Desde el año 2009 se han puesto en servicio sistemas de almacenamiento BESS en distintos nodos en la zona norte de Chile, pertenecientes a las empresas AES Andes y Engie [27]. En la Tabla 3 se ven todos los dispositivos de compensación activa conectados al SEN según los registros del Coordinador Eléctrico Nacional.

Tabla 3: Sistemas de almacenamiento instalados en Chile.

Puesta en Servicio	Propietario	Subestación	Capacidad [MW]
2009	AES Andes	S/E Andes	12,8
2011	AES Andes	S/E Angamos	20
2016	AES Andes	S/E Cochrane	20
2019	Engie	S/E Arica	2
2019	AES Andes	S/E Central Alfalfal	10

De acuerdo con el portal de información técnica del Coordinador Eléctrico Nacional [27], la capacidad instalada de sistemas de almacenamiento asciende a 64,8 [MW]. Estos sistemas han sido utilizados para proveer reservas que antes debían entregar centrales termoeléctricas, permitiendo así que estas últimas operen a su potencia máxima de forma más eficiente.

## **2.4. Simulaciones**

### **2.4.1. Flujo de carga**

Ya sea para analizar sistemas de potencia existentes, expansiones o futuros sistemas, las herramientas de simulación cumplen un factor fundamental en estudios de operación y planificación. En particular, en [28] se muestra que los flujos de carga son usados para estudiar el comportamiento de sistemas de potencia en estado estacionario, sin condiciones de falla. Según el mismo autor, en PowerFactory este tipo de simulación utiliza el método clásico de Newton-Raphson para la formulación y resolución del problema de flujo de carga.

Según DIgSILENT en [28], en base a las condiciones mencionadas anteriormente, todas las variables y parámetros se asumen constantes durante el periodo de observación, el cual puede ser interpretado como la captura de un instante de la operación del sistema. Considerando lo anterior, analizar el comportamiento de un sistema de potencia en cada hora del día requiere del cálculo de 24 flujos de carga. En el contexto de esta memoria, evaluar el comportamiento del Sistema Eléctrico Nacional en cada hora de tres años requiere del cálculo de 26280 flujos de carga.

### **2.4.2. Simulación cuasi-dinámica**

En [28] se muestra que generalmente el análisis por flujo de carga busca estudiar el sistema en sus peores condiciones de operación. Sin embargo, dependiendo de la complejidad del sistema, puede resultar difícil determinar de forma intuitiva los escenarios, topologías y estado general de operación que constituyen dicha condición. Esto puede resolverse modelando la dependencia de la red en el tiempo, analizando de forma más realista el comportamiento de equipos de almacenamiento, consumos, medios de generación renovable dependientes del clima, etc. Frente a esto, DIgSILENT ha incluido una herramienta específica para estudios de mediano y largo plazo, llamada Quasi-Dynamic Simulation, en este trabajo referida como simulación cuasi-dinámica. Este módulo realiza series de cálculos de flujos de carga espaciados en el tiempo, permitiendo controlar la extensión del periodo de estudio y el largo de cada paso en el tiempo. Al recorrer un periodo de tiempo determinado, a diferencia de los flujos de carga ordinarios, estas simulaciones consideran todos los cambios topológicos que sufre la red y la dependencia en el tiempo de los distintos elementos que la componen, además de eventos de mantención, etc.

### 3. Metodología

En este capítulo se muestra la metodología propuesta para la elaboración de un estudio de congestiones en sistemas de transmisión, la cual ha sido diseñada de manera que pueda ser replicada en otras zonas de la red chilena. Se explicarán las etapas que lo componen, así como también las subetapas que las conforman. En la Figura 3 se resume la metodología.

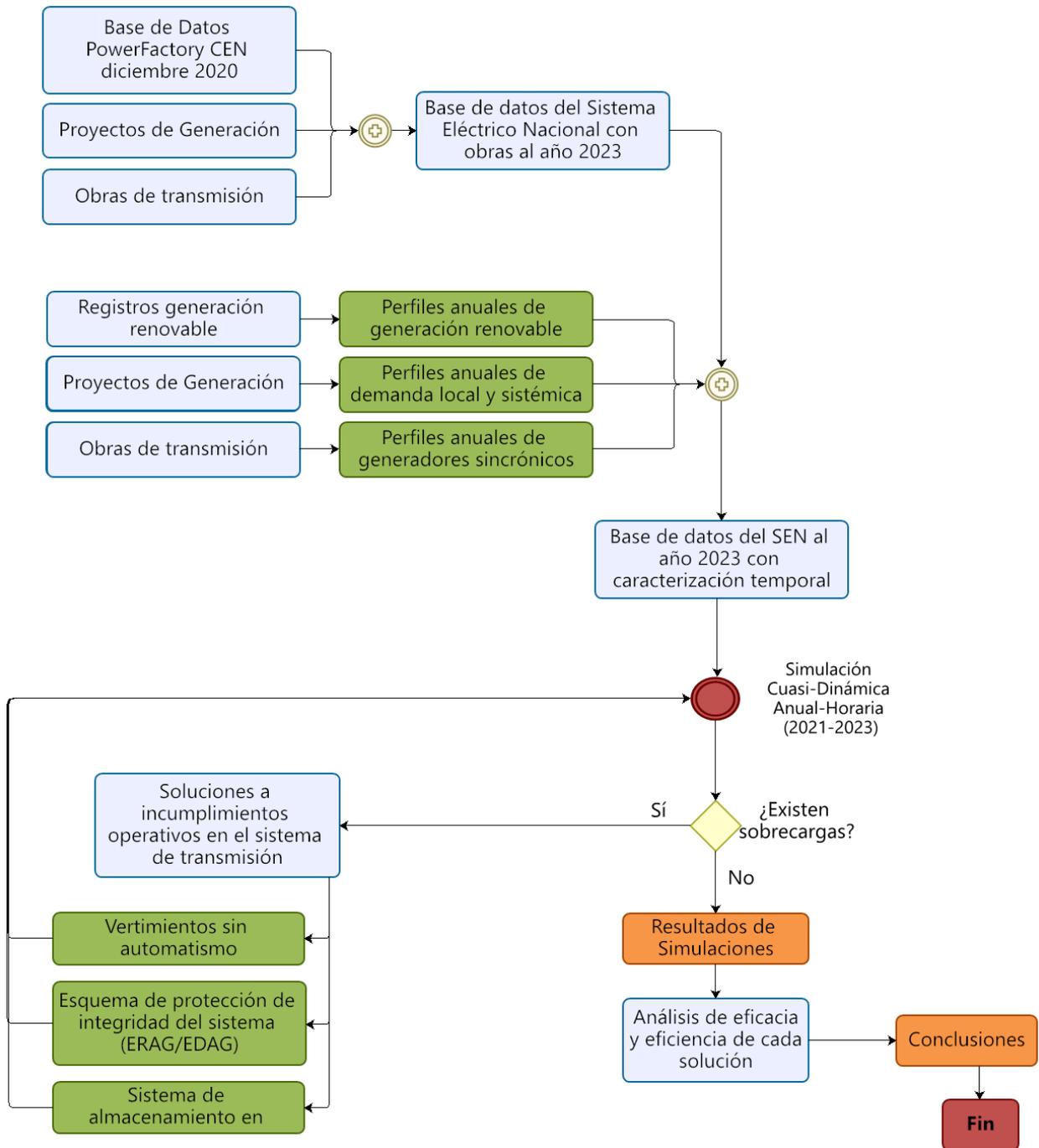


Figura 3: Diagrama de metodología de estudio.

### **3.1. Acondicionamiento de base de datos PF DIgSILENT**

La primera etapa de este estudio contempla la actualización de la base de datos del Sistema Eléctrico Nacional [7], cuyo foco se encuentre en la zona sur del SIC, en particular, al sur de la S/E de Charrúa 220kV. Esta base debe incluir nuevos proyectos de generación, consumos y obras de transmisión programadas dentro del periodo de análisis.

#### **3.1.1. Levantamiento de información**

La primera etapa del acondicionamiento de base de datos consiste en analizar toda la información disponible que se refiera a nuevos proyectos de generación, consumos u obras en el sistema de transmisión. Este levantamiento de información considera los documentos publicados por el Coordinador Eléctrico Nacional y la Comisión Nacional de Energía hasta el día 31 de diciembre del año 2020. A partir de este análisis se crean listados y tablas de proyectos, señalando su entrada en operación, la cual será considerada para el modelado de cada elemento.

#### **3.1.2. Creación de Perfiles**

Adicionalmente, de acuerdo con lo expuesto en el capítulo anterior, se crean perfiles de generación y demanda con resolución horaria, a partir de operaciones pasadas y estudios de planificación del CEN en el caso de las centrales hidroeléctricas. Estos son compilados en archivos .csv, y se construyen a partir de registros de operación del año 2018, de tal forma en que no se consideren operaciones anormales por movimientos sociales o la pandemia de covid-19 del año 2020.

#### **3.1.3. Integración de datos a PF DIgSILENT**

Luego de realizar el levantamiento de información es necesario integrar todos los antecedentes recabados a la base de datos oficial, publicada por el Coordinador Eléctrico Nacional en el mes de diciembre 2020. Para esto se crean Variaciones (.IntScheme) divididas por hidrología y tipo de infraestructura (generación síncrona, transmisión, generación renovable, etc). Al interior de estas se incluyen distintas Etapas de Expansión (.IntSstage), de acuerdo con las fechas de puesta en servicio obtenidas de la sección anterior. Considerando los estudios de restricciones de transmisión mencionados anteriormente, se actualiza la capacidad de conductores o instalaciones involucradas. Por otra parte, para incorporar los perfiles en resolución horaria se crean Características de Tiempo Discreto (.ChaTime), que luego deben ser integradas en cada instalación a través del parámetro de potencia activa (*pgini* o *plini* según corresponda).

### **3.1.4. Escenarios de Operación**

Luego de integrar a la base de datos los antecedentes obtenidos anteriormente, se crean los escenarios de operación que serán utilizados para el estudio. A partir de los escenarios dispuestos por el Coordinador Eléctrico Nacional, teniendo en cuenta la importante presencia de medios de generación hídrica, se elaboran escenarios con distinciones de hidrología húmeda y seca. Considerando que las simulaciones de este proyecto contemplan un barrido de flujos en el tiempo utilizando características de generación y demanda, no se elaboran escenarios evaluando distintos niveles de demanda para un mismo año. Dado que el presente estudio busca analizar específicamente el impacto que tiene la generación eólica en la zona, esta se despachará a máximo posible según el perfil para cada hora, esto de forma transversal para todos los escenarios en la etapa de diagnóstico.

El proceso descrito en el párrafo anterior tendrá como resultado seis escenarios de operación, considerando tres años de estudio, dos hidrologías, demanda y generación convencional variable con resolución horaria y máximo despacho de parques eólicos en la zona.

### **3.1.5. Reducción de Red**

Contemplando la extensión de la zona de estudio utilizada por el Coordinador Eléctrico Nacional y la Comisión Nacional de Energía en todos sus estudios, y considerando además que en este caso una red de menor tamaño proporciona una reducción importante en los recursos computacionales utilizados sin pérdida de información relevante, se hace una reducción de red utilizando la herramienta de Fronteras en DIgSILENT (.ElmBoundary). Esta última entrega un nuevo sistema que considerará sólo las redes al sur de la S/E Charrúa en 220kV, creando equivalentes de impedancia y potencia para los elementos fuera de esta zona.

El producto de todos los puntos anteriores es una nueva base de datos de DIgSILENT (.pfd), con instalaciones actualizadas hasta el 31 de diciembre de 2023 y 6 escenarios de estudio.

## **3.2. Simulaciones de diagnóstico**

Una vez terminado el proceso de modelamiento de base de datos, se estudian los escenarios definidos utilizando simulaciones cuasi-dinámicas. Considerando lo presentado en el capítulo anterior, se deben definir parámetros en dos comandos distintos: Flujo de Carga (.ComLdf) y Simulación Cuasi-Dinámica (.ComStatsim). Esta etapa es muy importante ya que aquí se definirán los criterios bajo los cuales las simulaciones encontrarán convergencia en esta red.

### 3.2.1. Configuración de flujo de carga

DIgSILENT ha desarrollado un método de flujo de carga denominado DC. Este no fue concebido para simular en sistemas de corriente continua, sino que, para ofrecer una simplificación, recurso-eficiente, al tradicional flujo AC. El flujo DC permite llevar a la resolución del problema únicamente a ecuaciones lineales, facilitando así su convergencia. El resultado de esta simulación son la potencia activa circulante y los ángulos de tensión en barras, descartando el cálculo de pérdidas en el sistema.

Considerando lo expuesto en el párrafo anterior, a partir de cálculos preliminares, se contrasta el desempeño de simulaciones cuasi-dinámicas con flujos de carga AC y DC, para un periodo de un mes e intervalos de una hora en la base de datos del Sistema Eléctrico Nacional del CEN. En la Tabla 4, se puede ver que existe un error cuadrático medio en torno a un 3% entre la ocupación de líneas utilizando ambas metodologías. Por otra parte, se puede ver que las simulaciones DC toman sólo un 8% del tiempo que requiere una AC. Considerando estos antecedentes, se determina que las simulaciones con flujo de carga DC son más eficientes y no constituyen una pérdida de información relevante.

Tabla 4: Duración de simulación cuasi-dinámica según el tipo de flujo de potencia utilizado.

Tipo de Simulación	Tiempo [mm:ss]	Error
AC	5:22:00	3%
DC	00:26	

Dado que uno de los objetivos de esta memoria es determinar los niveles de congestión en las líneas de la zona sur del sistema, es necesario que la regulación de potencia activa del flujo de carga considere los límites definidos en todos los elementos de la red. Para facilitar la convergencia en la red modelada por el Coordinador Eléctrico Nacional, se mantendrán sin modificar los parámetros de Control de Potencia Activa definidos por el Coordinador Eléctricos Nacional. En la Figura 4 y Figura 5 se resume la configuración del flujo de potencia.

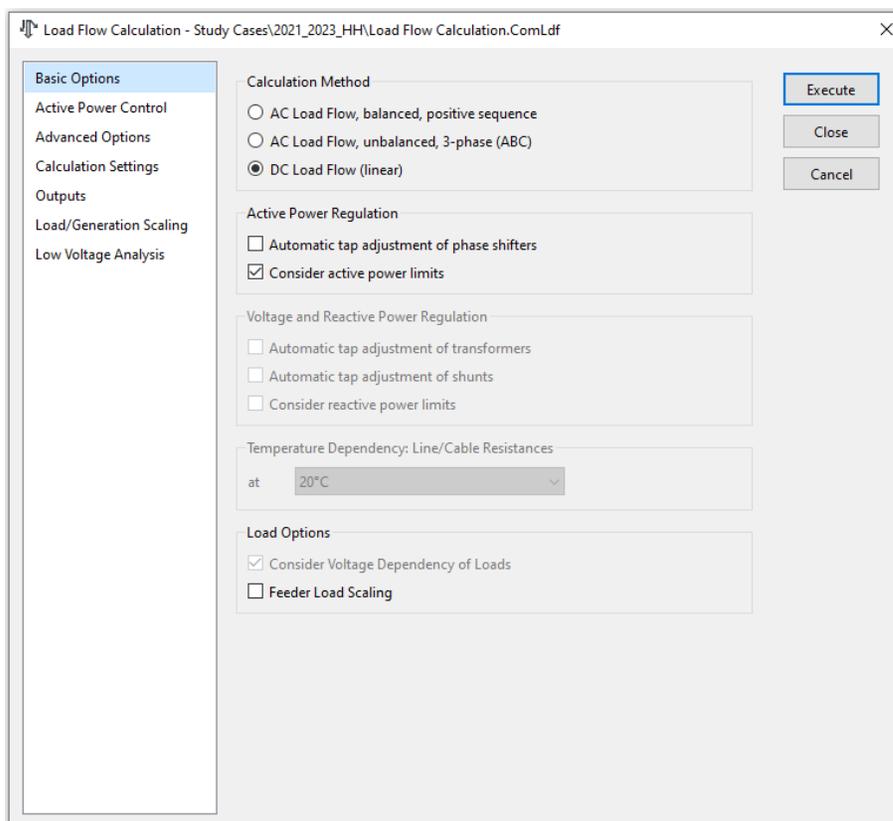


Figura 4: Configuración básica Flujo de Carga DC en DIgSILENT.

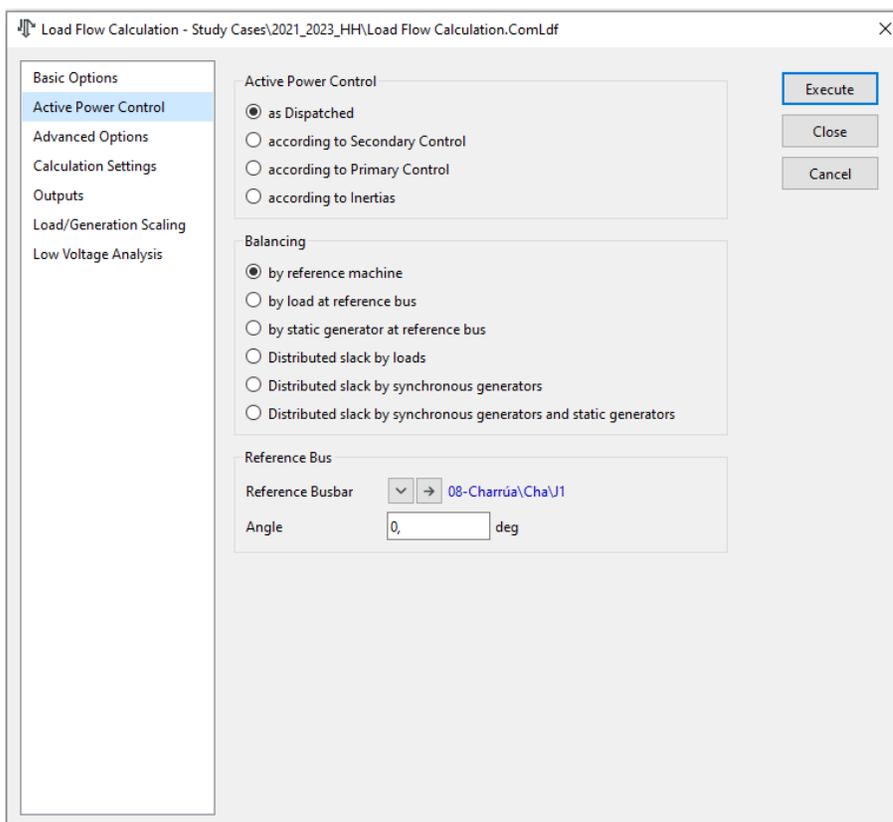


Figura 5: Control de potencia activa en Flujo de Carga DC en DIgSILENT.

### 3.2.2. Configuración de simulación cuasi-dinámica

Una vez que se han definido los parámetros para el comando de flujos de carga, se deben indicar los parámetros faltantes para la simulación cuasi-dinámica y se debe crear una caja de resultados con todas las variables que se desean estudiar. De esta forma, los resultados de las simulaciones pueden ser exportados fácilmente en un archivo .csv. En la Figura 6 se resumen los parámetros ingresados.

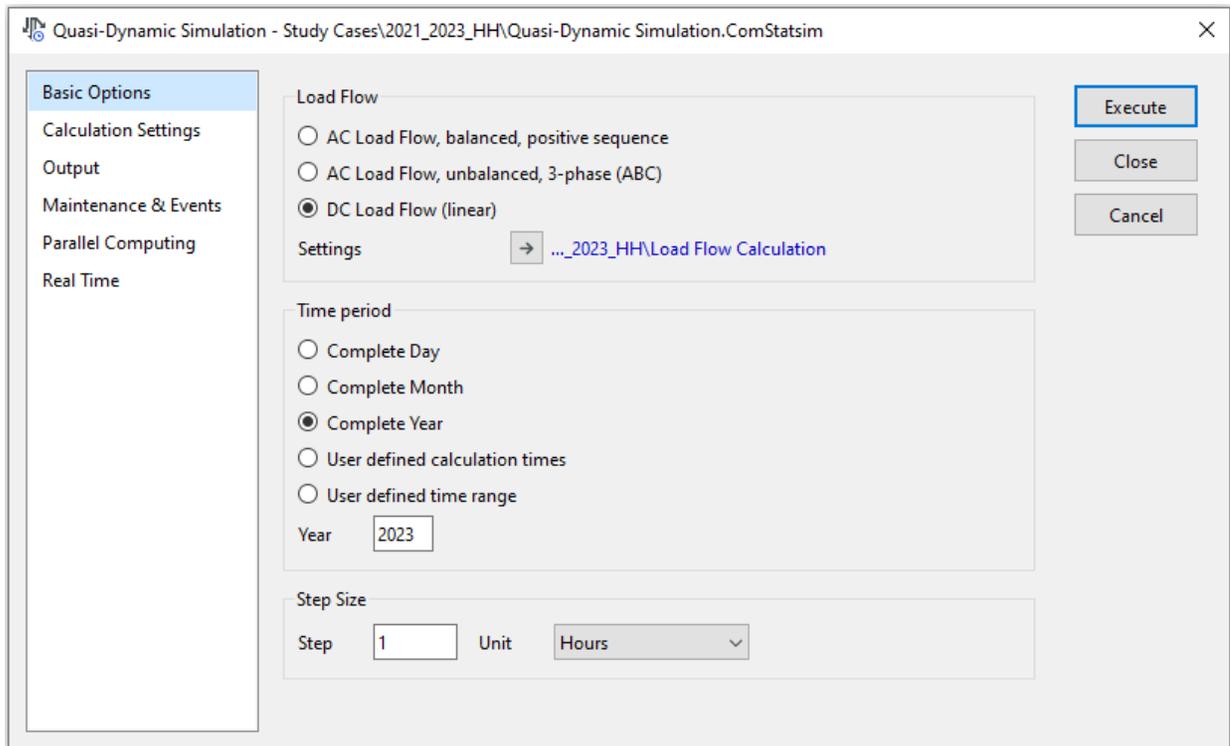


Figura 6: Configuración simulación cuasi-dinámica en DIgSILENT.

Posterior a esto se deben ejecutar las simulaciones, lo cual se hará a partir de automatismos creados con DPL (DIgSILENT PROGRAMMING LANGUAGE) que permiten recorrer todos los escenarios definidos con anterioridad. El producto de esta etapa es un conjunto de gráficas de PF DIgSILENT y archivos en formato .csv con los resultados de las simulaciones cuasi-dinámicas de diagnóstico.

### 3.3. Sobrepasos de límites de transmisión

A partir de los resultados obtenidos en las simulaciones de diagnóstico, se identifica la existencia de sobrepasos a límites operativos en el sistema de transmisión de la zona de interés. El nivel de ocupación y posibles sobrecargas en las líneas se obtiene directamente del programa PowerFactory DIgSILENT y es calculado en base a la información dispuesta en el capítulo Caso de Estudio.

### **3.4. Soluciones a sobrepasos de límites de transmisión**

Luego de identificar la presencia de sobrecargas en las líneas de la zona, se proponen soluciones para los enlaces que posean las congestiones de mayor severidad. Para esto se implementan 3 alternativas con la finalidad de determinar su factibilidad operativa, eficacia y eficiencia.

#### **3.4.1. Reducción de generación**

De acuerdo con los antecedentes revisados en 2.2.1, se implementa una política de reducción de energía que permita mantener la ocupación de todas las líneas en un rango inferior a 50%, velando por el cumplimiento del criterio de indisponibilidad N-1. El orden de prioridad bajo el cual se realizan las reducciones de energía se presenta a continuación.

1. Diesel
2. Gas
3. Carbón
4. Biogás
5. Parques Eólicos

El resultado de implementar y simular esta solución es una red libre de sobrepasos a límites de transmisión, además de nuevos perfiles de generación convencional y renovable, a través de estos últimos se calculan vertimientos de energía.

#### **3.4.2. Esquema de protección de integridad del sistema (ERAG/EDAG)**

Considerando los antecedentes vistos en 2.2.2, el tiempo de respuesta de los medios de generación en la zona, además de la capacidad de sobrecarga en los circuitos que vinculan las subestaciones Charrúa y Mulchén, se implementa de forma estática la presencia de un automatismo de reducción y desconexión de generación. La operación de este esquema se percute con la detección de sobrecargas en los circuitos bajo estudio, y su acción se gatilla en los parques eólicos conectados la S/E Mulchén.

En base al máximo tiempo de operación para el esquema de Central Guacolda visto en 2.2.2, extraído de [20], considerando además los tiempos de sobrecarga soportados por el enlace 2x220 kV Charrúa – Mulchén [34], y la cantidad de parques asociados al esquema propuesto para este proyecto, se define 80% como el nuevo límite de transmisión para líneas de al menos 2 circuitos en la zona de interés. Esto último dado que el tiempo que tardaría el enlace en alcanzar su límite térmico, a 160% de ocupación, es aproximadamente 68 veces el tiempo máximo de activación del esquema.

Al igual que la solución sin automatismo, el resultado de implementar y simular esta solución es una red libre de sobrepasos a límites de transmisión, además de nuevos perfiles de generación convencional y renovable. A través de estos últimos se calculan vertimientos de energía.

### **3.4.3. Sistema de almacenamiento en baterías (BESS)**

Se propone un análisis de datos que permita modelar el efecto de un sistema de almacenamiento en baterías, como una solución independiente y complementaria, considerando 4 capacidades distintas: 10 MWh, 50 MWh, 100 MWh y 250 MWh. A diferencia de las soluciones propuestas anteriormente esta sólo será implementada para el año 2023, considerando un tiempo realista de implementación y una red más representativa en el mediano plazo. El producto de este desarrollo es un nuevo conjunto de datos de ocupación de la línea que presente más sobrecargas, además de un perfil anual de comportamiento para cada BESS de distinta magnitud.

La eficacia de esta solución como una alternativa independiente se establece a partir de los nuevos niveles de ocupación en la línea. Es decir, se estudia la permanencia de sobrepasos a límites de transmisión que requieran de una reducción de energía renovable y, por lo tanto, vertimientos de energía.

## **3.5. Cálculo de Vertimientos**

Una vez implementadas las soluciones para mitigar sobrepasos a límites operativos en el sistema de transmisión de la zona de interés, se obtienen nuevos perfiles de generación convencional y renovable. Estos perfiles característicos representan versiones reducidas de los registros reales de despacho publicados por el Coordinador Eléctrico Nacional. A partir de la resta entre ambos se calcula la merma de generación eólica que provocan las distintas soluciones propuestas.

### **3.6. Análisis y Conclusiones**

A partir del diagnóstico en la zona de interés, reducciones de generación y vertimientos obtenidos para cada año, se analiza el comportamiento de la red en cada escenario base y con la presencia de soluciones. Contemplando todos los antecedentes y resultados dispuestos se pretende concluir a nivel estático las necesidades de la red y la mejor combinación de soluciones para una operación segura y eficiente. Finalmente se proponen trabajos futuros a partir de este estudio.

## 4. Caso de Estudio

En el presente capítulo se presentan antecedentes relevantes respecto al caso y la zona de estudio, contemplando su estado actual y posibles modificaciones a futuro. La Tabla 5 resume los principales elementos que componen el modelo de análisis, junto con el detalle de la fuente de información aplicada en cada caso.

Tabla 5: Fuentes de Información.

Item	Fuente de información	Ref
Modelamiento de Red	Base de datos DIgSILENT - Coordinador Eléctrico Nacional	[7]
	Informe Técnico Definitivo Precios de Nudo de Corto Plazo	[6]
	Proyectos en Gestión de Conexión	[4]
Límites de Transmisión	Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión	[29]
	Plataforma de Infotécnica Coordinador Eléctrico Nacional	[27]
	Capacidad de las líneas a evaluar Std. 738 IEEE	[30]
Generación Síncrona y Consumo	Retiros físicos por barra en cada hora	[31]
Generación Eólica	Operación real del sistema	[32]

### 4.1. Zona de Estudio

La zona de interés de esta memoria comprende el sistema de transmisión de 220kV presente al sur de la Subestación Charrúa 220kV. Para representar esta zona en el simulador se utiliza la base de datos del Coordinador Eléctrico Nacional del mes de diciembre 2020, en la cual se realizan las adaptaciones necesarias para considerar todos los cambios topológicos que se produzcan en la red. La Figura 7 presenta la zona de interés al final del periodo de estudio.

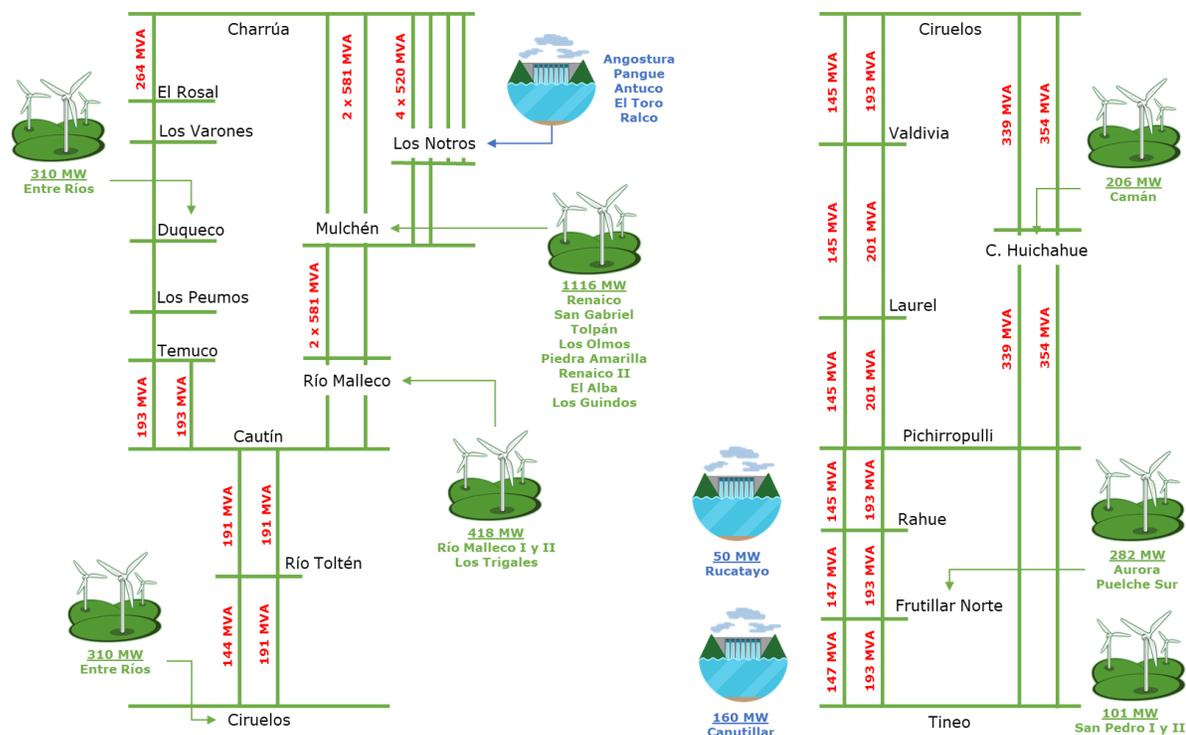


Figura 7: Zona de interés actualizada hasta el 31/12/2023.

## 4.2. Proyectos de generación

La Tabla 6 resume los proyectos de generación eólica contemplados en el periodo de estudio. Para su construcción se consideró el Informe Técnico Definitivo de Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del segundo semestre del 2020 [6] y las obras en trámite del portal de Acceso Abierto del Coordinador Eléctrico Nacional [33].

Tabla 6: Nuevos proyectos de generación.

Parque Eólico	Punto de Conexión	Capacidad [MW]	Puesta en Servicio
Los Olmos	Mulchén	120	Enero 2021
Renaico II	Mulchén	144.7	Marzo 2021
Tolpán	Mulchén	84	Junio 2021
Malleco I	Río Malleco	135	Junio 2021
Malleco II	Río Malleco	138	Junio 2021
Puelche Sur	Frutillar Norte	153	Agosto 2021
Los Trigales	Río Malleco	154.8	Enero 2022
Camán	C. Huinchahué	206	Enero 2022
El Alba	Mulchén	48	Enero 2022
Entre Ríos	Duqueco	310.5	Junio 2022
Los Guindos	Mulchén	376	Enero 2023
Pichilingue	Ciruelos	111	Enero 2023

### 4.3. Obras de Transmisión

La Tabla 7 resume las nuevas obras de transmisión y ampliaciones contempladas en el periodo de estudio. Para su construcción se consideró el Informe Técnico Definitivo de Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del segundo semestre del 2020 [6] y las obras en trámite del portal de Acceso Abierto del Coordinador Eléctrico Nacional [33].

Tabla 7: Obras de transmisión contempladas en la zona de interés.

Proyecto	Puesta en Servicio
S/E Seccionadora Metrenco 220/66kV	Febrero 2021
Nueva S/E Lastarria 220/66kV	Febrero 2021
S/E Nueva Ancud 220kV	Mayo 2021
Línea 2x500kV Pichirropulli - Nueva Puerto Montt, energizada en 220kV (2x660 MVA)	Julio 2021
Nueva S/E Seccionadora Frutilla Norte 220kV	Agosto 2021
Nueva S/E Los Varones 220/66kV	Octubre 2021
Nueva Línea 2x66kV Los Varones - El Avellano	Octubre 2021
Aumento de capacidad de línea Cautín - Ciruelos 2x220 kV (2x420 MVA)	Agosto 2022
Nueva S/E Los Notros (Ex JMA) con 4 nuevos circuitos entre Mulchén y Charrúa	Marzo 2023
Nueva Línea Nueva Puerto Montt-Nueva Ancud 2x500kV (2x1500 MVA)	Julio 2023

#### 4.4. Restricciones en el sistema de transmisión

La Tabla 8 presenta la capacidad de sobrecarga admisible para la LT 2x220kV Charrúa-Mulchén. Se elabora a partir de la información disponible en la plataforma de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional [27] y del Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión [29], elaborado y publicado por la misma institución. Los límites en conductores corresponden al cálculo dado por el estándar IEEE 738/2012 [30], el cual se refiere a su capacidad de transmisión contemplando parámetros ambientales, constructivos y geográficos. En particular, en este caso se consideran los cálculos realizados en [34] y [35] y los parámetros de entrada dispuestos en [36]. Los niveles de tolerancia y tiempos respectivos se indican en la Tabla 8.

Tabla 8: Capacidad de sobrecarga admisible LT 2x220kV Charrúa-Mulchén.

Tiempo de sobrecarga admisibles [25°C con Sol] [mm:ss]			
Ocupación Inicial	Sobrecarga [%]		
	20%	40%	60%
60%	03:50	-	-
70%	-	01:31	-
80%	-	-	00:54

#### 4.5. Previsión de demanda

Para modelar los cambios en la demanda sistémica a lo largo del periodo de estudio, se toma como antecedente la previsión de demanda total del sistema presentada en el Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo de Corto Plazo publicado por la Comisión Nacional de Energía [6]. La Tabla 9 muestra dicha previsión desde el año 2021.

Tabla 9: Proyección de demanda considerada en el ITD de Julio 2020.

Año	Tasa de variación		
	Libre	Regulado	Sistema
2021	4,34%	4,49%	4,40%
2022	4,87%	-1,10%	2,44%
2023	2,34%	1,59%	2,05%

## **5.Resultados y análisis de simulaciones**

En el presente capítulo se exponen los resultados obtenidos de simulaciones cuasi-dinámicas anuales con resolución horaria para un periodo comprendido entre los años 2021 y 2023. Todo lo anterior sobre una base de datos PF DIgSILENT del Sistema Eléctrico Nacional reducido a una red equivalente que abarca desde la Subestación Charrúa hacia el sur. De igual manera, al interior de este capítulo se analizan estos resultados con la finalidad de identificar el impacto que tienen distintos hitos de conexión de proyectos de acuerdo con lo visto en capítulos anteriores.

### **5.1. Simulación de Diagnóstico**

En esta sección se presentan los principales resultados obtenidos de simulaciones diagnósticas. El objetivo de esto es determinar cuáles son los enlaces con mayor ocupación respecto de su capacidad nominal y establecer relaciones entre sobrepasos a límites operativos de las distintas líneas de transmisión.

A partir de los gráficos dispuestos en Anexo 1: Gráficos PowerFactory DIgSILENT se puede notar que, teniendo en consideración los principales enlaces en la zona, la línea de transmisión 2x220kV Charrúa – Mulchén es la conexión que presenta los niveles de ocupación más altos a lo largo del periodo de estudio. Un resultado coherente con la topología de la zona, ya que esta línea corresponde a la principal vía de evacuación de energía en dirección al centro del país.

A partir de estos mismos gráficos se puede notar que existe una relación entre los principales picos de ocupación en los enlaces estudiados. Por este motivo, el análisis en esta etapa de diagnóstico y las sucesivas soluciones propuestas a esta problemática se centrarán en el estudio de la línea con mayor congestión, ya que la amortiguación de los sobrepasos en esta línea sería capaz de suprimir los sobrepasos del resto de los enlaces en la zona.

Considerando la construcción de escenarios descrita en el capítulo anterior, de forma de determinar la condición operativa más conservadora, es decir, aquella que produzca la mayor cantidad de sobrecargas y de mayor magnitud, se comparan los resultados obtenidos de simulaciones cuasi-dinámicas. Dado que estos escenarios se construyeron con demandas y despachos de generación variables a partir de perfiles anuales, el criterio para segregar es el nivel hidrológico.

En las gráficas dispuestas a continuación se muestran los resultados de las simulaciones ya mencionadas, en escenarios de hidrología húmeda e hidrología seca, para todo el periodo de estudio.

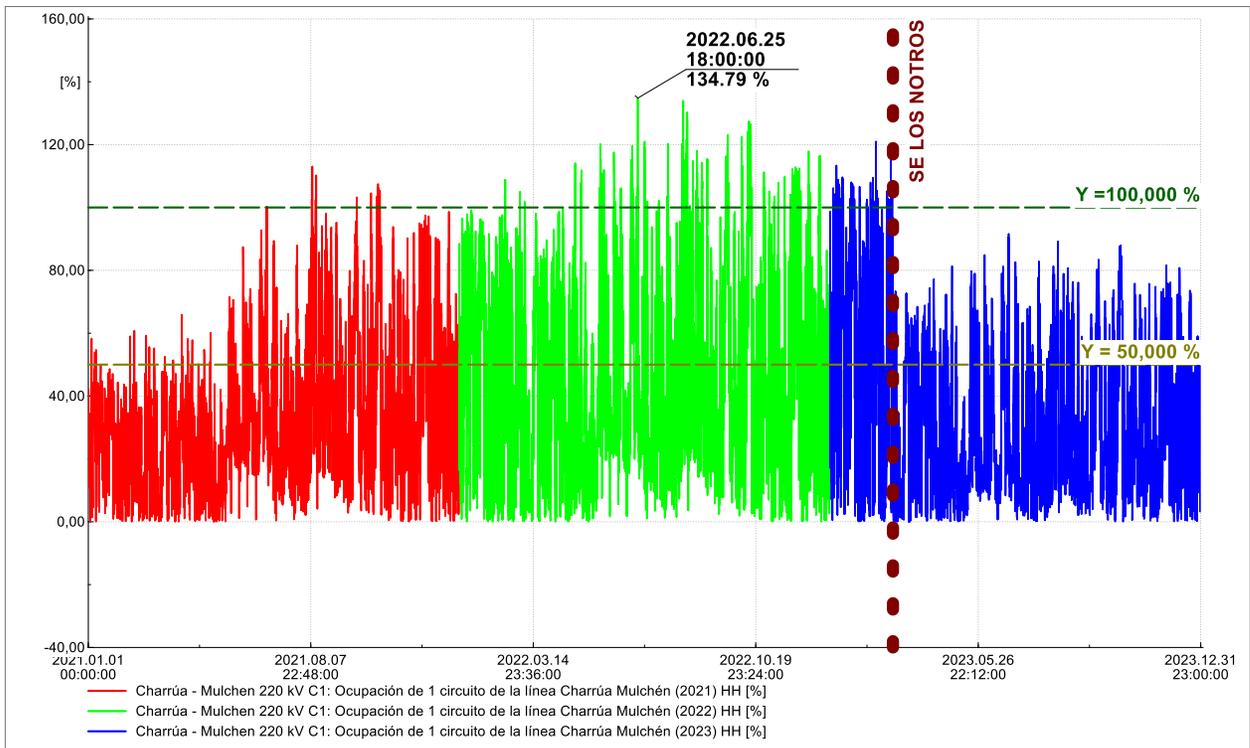


Figura 8: Ocupación 2021-23, C1 LT 2x220kV Charrúa – Mulchén, hidrología húmeda.

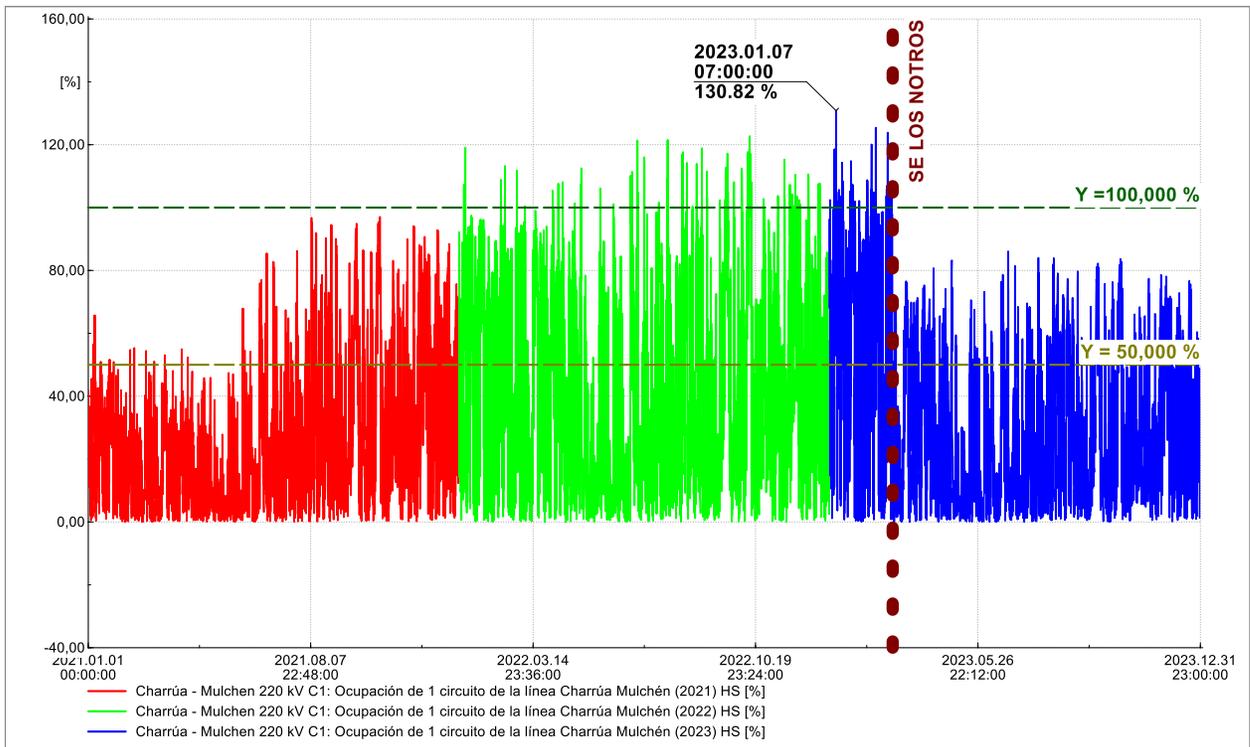


Figura 9: Ocupación 2021-23, C1 LT 2x220kV Charrúa – Mulchén, hidrología seca.

Respecto a la severidad de congestiones encontradas, como se puede ver en la Figura 8 y Figura 9, para la línea de transmisión 2x220kV Charrúa – Mulchén C1, en un escenario de hidrología húmeda se alcanza un valor máximo mayor que en hidrología seca, alcanzando 134,79% de su capacidad. La frecuencia de estos sobrepasos se resume en la Tabla 10, distinguiendo entre criterios de red N y N-1.

Tabla 10: Comparación de sobrepasos en 2 escenarios hidrológicos para el periodo completo.

	Supera criterio N (100%) [frecuencia]	Supera criterio N-1 (50%) [frecuencia]
Hidrología Húmeda	649	7303
Hidrología Seca	422	6738

Como se puede apreciar en la Tabla 10, se presenta una mayor cantidad de congestiones en los escenarios de hidrología húmeda. Esto resulta intuitivo considerando que la zona de interés posee una alta capacidad instalada de generación por medio de centrales hidroeléctricas.

Considerando lo anterior, de aquí adelante todos los resultados presentados y analizados se referirán únicamente a escenarios de hidrología húmeda. Esto dado que estos mismos representan una condición más conservadora, de forma que los resultados de escenarios de hidrología seca se encuentran contenidos por su menor severidad. Es directo también que este criterio puede y será utilizado para el análisis de las soluciones.

A continuación, se presentan 3 gráficos de caja orientados a la ocupación de cada línea con resolución mensual para periodos anuales. Estos son producto de un procesamiento estadístico de los datos extraídos del software PowerFactory DIgSILENT. Cada una de estas cajas corresponde a un mes y muestra información de acuerdo con los siguientes puntos.

- Extremo superior: **valor máximo**
- Cota superior de la caja: **tercer cuartil**
- Línea interior: **mediana**
- Cota inferior de la caja: **primer cuartil**
- Extremo inferior: **valor mínimo**

A partir de las tres figuras, se puede ver una tendencia marcada con respecto al comportamiento de cada mes al interior de cada año. Esto se debe a la participación de los perfiles de generación y demanda en la base de datos que se utilizó para simular.

Considerando lo anterior, en estas mismas figuras se puede desprender la existencia de un aumento general en la ocupación de la línea con el paso de los meses. Este incremento se refleja no sólo en valores máximos, sino también en la mediana de cada mes.

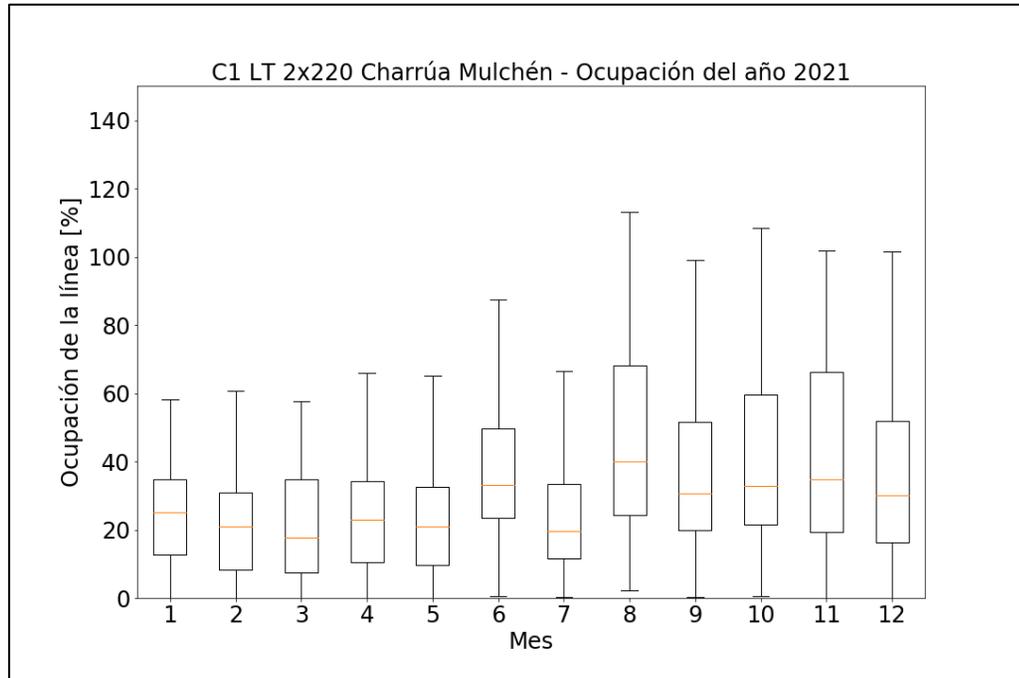


Figura 10: Gráfico de caja de ocupación de línea Charrúa-Mulchén por mes, hidrología húmeda 2021.

Con respecto a este incremento, se puede notar que los principales aumentos se asocian a la conexión de nuevos parques eólicos en la zona de interés. En particular, se puede ver un ascenso importante en la ocupación de la línea en el mes de junio con respecto al mes de mayo en 2021. Esto último se justifica, entre otras obras, con la conexión del proyecto Malleco I y II, el cual aporta aproximadamente 273 MW en subestaciones adyacentes a SE Mulchén. Además, se pueden apreciar aumentos significativos en el mes de agosto 2021 debido a la conexión del proyecto Parque Eólico Puelche Sur.

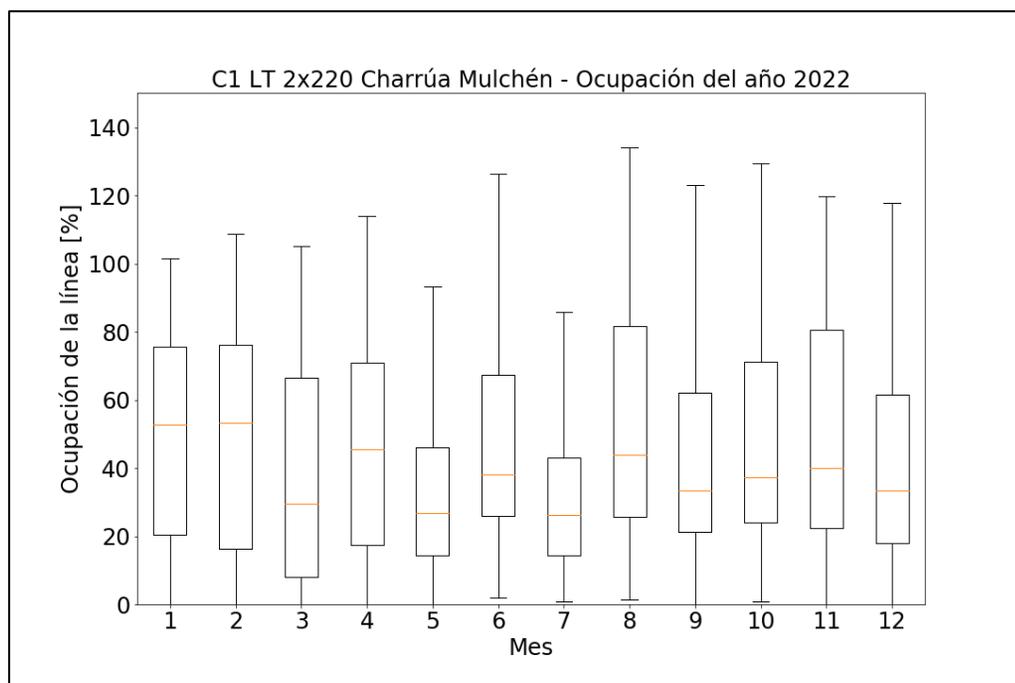


Figura 11: Gráfico de caja de ocupación de línea Charrúa-Mulchén por mes, hidrología húmeda 2022.

De igual forma, en la Figura 11 se ve este mismo efecto en el mes de enero 2022 al conectar los parques eólicos Los Trigales y El Alba. Y finalmente, con respecto a los aumentos de ocupación, en la Figura 12 se puede ver un incremento significativo en el mes de enero 2023 producto de la entrada en operación de PE Los Guindos en SE Mulchén.

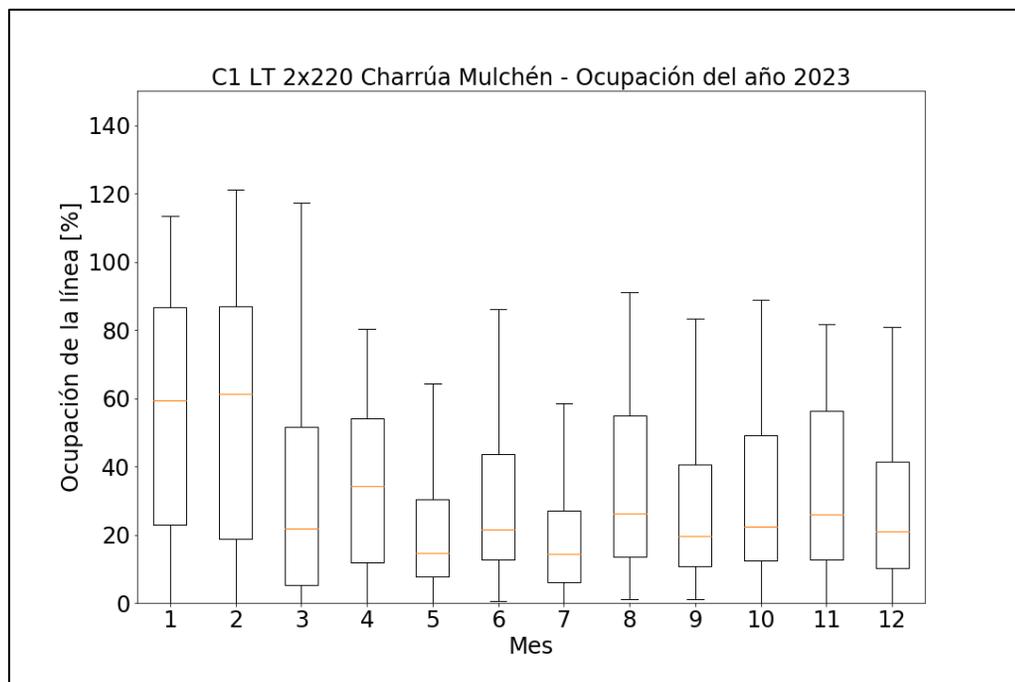


Figura 12: Gráfico de caja de ocupación de línea Charrúa-Mulchén por mes, hidrología húmeda 2023.

Con respecto al efecto que tiene la puesta en servicio de las obras correspondientes al plan de expansión de transmisión, el principal se puede apreciar en el mes de marzo de 2023 ante la entrada en operación de la SE Los Notros, la cual entra a complementar los circuitos que conectan las subestaciones Charrúa y Mulchén en 220kV con 4 nuevos circuitos que permiten evacuar la energía con mayor holgura. En la Tabla 11 se muestra la frecuencia de sobrepasos de límite N y N-1 en la línea mencionada para los años 2022, 2023 y desde la puesta en servicio de la SE Los Notros. Esta muestra que la entrada en operación de dicha subestación anula los sobrepasos del límite de red N y disminuye significativamente los de red N-1.

Tabla 11: Comparación de resultados diagnósticos anuales y el impacto de SE Los Notros.

	<b>Supera criterio N (100%) [frecuencia]</b>	<b>Supera criterio N-1 (50%) [frecuencia]</b>
<b>2022</b>	476	3345
<b>2023</b>	136	2401
<b>Desde SE Los Notros</b>	0	1550

En los siguientes apartados se presentan y analizan los resultados de las soluciones a las congestiones encontradas en la presente sección.

## **5.2. Solución 1: Reducción de generación sin automatismo**

En esta sección se presentan los principales resultados obtenidos de simulaciones sobre la base de datos PF DIgSILENT inicial con un despacho reducido en orden de mitigar las sobrecargas encontradas en la sección anterior. El objetivo de esto es determinar la efectividad que tendría una reducción de generación de acuerdo con los criterios planteados en el capítulo anterior.

Los resultados de las principales líneas de transmisión en la zona se encuentran en Ocupación de Líneas: Solución 1, al interior de Anexo 1: Gráficos PowerFactory DIgSILENT. Dada la relación que existe entre los valores máximos de ocupación entre los distintos enlaces y la severidad encontrada en la línea 2x220kV Charrúa Mulchén, en el presente capítulo se abordarán mayoritariamente los resultados de esta última.

La Figura 13 presenta la ocupación del circuito 1 de la línea Charrúa – Mulchén 220kV para todo el periodo de estudio. En color negro se muestran los resultados de la simulación diagnóstica, mientras que en color rojo se ven los efectos de una reducción de generación a través de un automatismo en Python que escaló la energía eólica en cada hora que esta provocaba una sobrecarga en el sistema de transmisión. En la misma figura se puede ver que la reducción de generación sin la holgura de un automatismo es capaz de suprimir todos los sobrepasos por encima del límite de red N (100%).

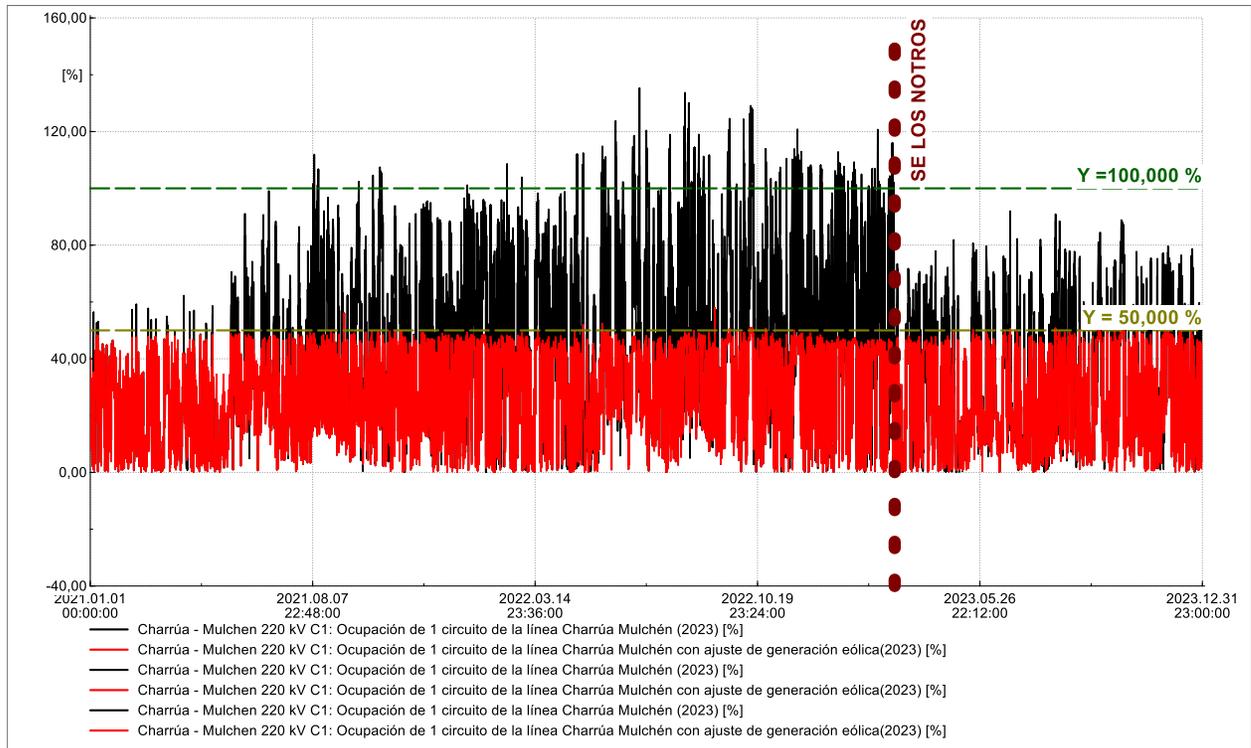


Figura 13: Ocupación 2021-23, C1 LT 2x220kV Charrúa – Mulchén, hidrología húmeda, solución 1.

En la Tabla 12 se puede ver que la reducción de generación termoeléctrica y eólica sin automatismo es capaz de mitigar también los sobrepasos del límite N-1 a un 0,7% del periodo de estudio.

Tabla 12: Sobrepasos considerando una reducción sin automatismo.

LT 2x220kV Charrúa - Mulchén	Supera criterio N (100%) [frec]	Supera criterio N-1 (50%) [frec]	Porcentaje del periodo total con Ocupación > 100%	Porcentaje del periodo total con Ocupación > 50%
Escenario Base	649	7303	3%	28%
Reducción S/ Automatismo	0	188	0,0%	0,7%

A continuación, en la Figura 14 se presenta un gráfico de la ocupación de la línea Mulchén – Charrúa producto de un procesamiento estadístico de los datos extraídos del software PowerFactory DIgSILENT. En ella se puede ver que la reducción de generación en la zona no tiene un efecto significativo en la mediana y los cuartiles 1 y 3, sino que su efecto se evidencia exclusivamente en los valores extremos de la ocupación.

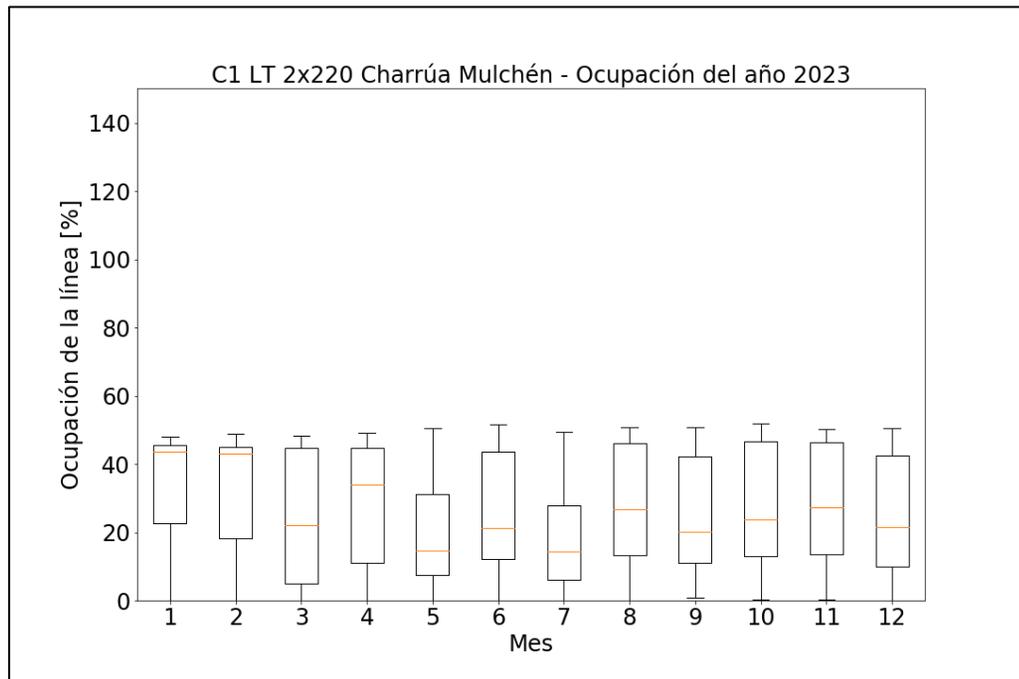


Figura 14: Gráfico de caja ocupación de línea Charrúa-Mulchén, hidrología húmeda 2023, solución 1.

En el capítulo Anexo 1: Gráficos PowerFactory DIgSILENT se puede ver la ocupación de otras líneas al sur de SE Charrúa, durante el año 2023. Al igual que en la Figura 13, se muestran los resultados de la simulación de diagnóstico y los efectos de una reducción de generación. En ellas se puede notar que los sobrepasos del despacho base se suprimen al reducir el despacho orientado a mejorar las transmisiones por la LT 2x220kV Charrúa – Mulchén. De esto último se extrae que la principal causa de estos sobrepasos es la disonancia entre el plan de expansión de transmisión y la magnitud y cantidad de proyectos de generación eólica conectados en torno a estas instalaciones.

La eficiencia de realizar una reducción sin la holgura de un automatismo, al igual que las demás soluciones propuestas, se evalúa en la sección 0 mediante la comparación de vertimientos.

### 5.3. Solución 2: Reducción con automatismo ERAG/EDAG

En esta sección se presentan los principales resultados obtenidos de simulaciones sobre la base de datos PF DIgSILENT inicial con un despacho reducido producto de la activación de un automatismo ERAG/EDAG, a fin de mitigar las sobrecargas encontradas en la sección de diagnóstico. El objetivo de esto es determinar la efectividad que tendría una reducción de generación de acuerdo con los criterios planteados en el capítulo anterior.

Los resultados de las principales líneas de transmisión en la zona se encuentran en Ocupación de C1 Charrúa – Mulchén: Solución 2, al interior de Anexo 1: Gráficos PowerFactory DIgSILENT. Dada la relación que existe entre los valores máximos de ocupación entre los distintos enlaces y la severidad encontrada en la línea 2x220kV Charrúa Mulchén, en el presente apartado se abordarán mayoritariamente los resultados de esta última.

La Figura 15 presenta la ocupación del circuito 1 de la línea Charrúa – Mulchén 220kV para año 2023. En color negro se muestran los resultados de la simulación diagnóstica, mientras que en color rojo se ven los efectos de una reducción de generación mediante la acción del SIPS ERAG/EDAG.

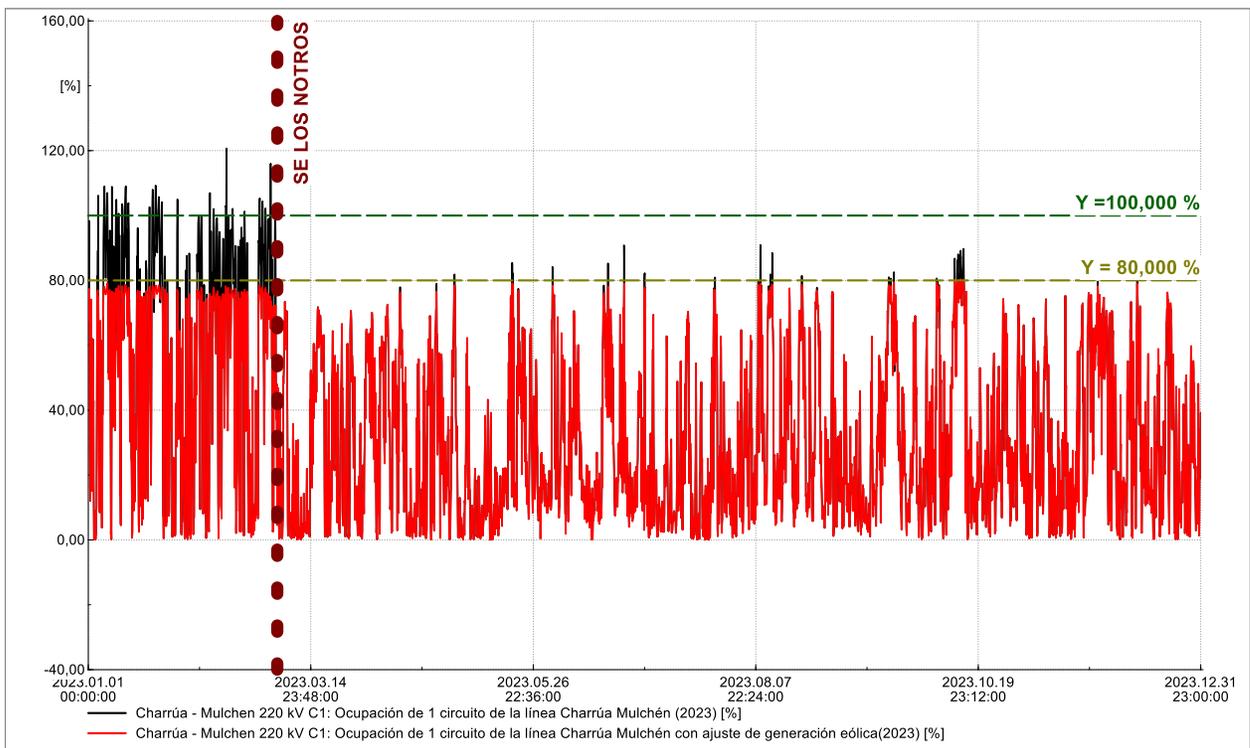


Figura 15: Ocupación 2021-23, C1 LT 2x220kV Charrúa – Mulchén, hidrología húmeda, solución 2.

En la misma figura se puede ver que la reducción de generación con un automatismo es capaz de suprimir todos los sobrepasos por encima del límite de red N (100%). Además, es importante recordar que la implementación de este esquema de protección especial permitiría la imposición de un límite de transmisión de carácter dinámico, de acuerdo con el caso de éxito visto en 2.2.2. De esta forma no se buscaría cumplir con un 50% de ocupación de la línea durante todas las horas del año, sino que maximizar las transferencias de forma tal que se respeten los límites y tiempos mostrados en 4.4. El resumen de la ocupación para esta solución se presenta a continuación.

Tabla 13: Sobrepasos considerando reducciones con la acción de un automatismo.

	<b>Supera máximo criterio dinámico (80%) [frecuencia]</b>
<b>Escenario Base (2023)</b>	567
<b>Escenario Base (SE Los Notros)</b>	78
<b>ERAG/EDAG (2023)</b>	0
<b>ERAG/EDAG (SE Los Notros)</b>	0

En la Tabla 13 se puede ver que el automatismo ERAG/EDAG, considerando el máximo límite dinámico para la línea de transmisión 2x220kV Charrúa-Mulchén, opera en 567 ocasiones previo a la puesta en servicio de la subestación Los Notros. Por otra parte, cuando esta última ya se encuentra operativa se encuentra que el esquema sólo debería operar en 78 oportunidades.

En la Figura 16 se presenta un gráfico de la ocupación de la línea Mulchén – Charrúa producto de un procesamiento estadístico de los datos extraídos del software PowerFactory DIgSILENT. En ella se puede ver que la reducción de generación en la zona no tiene un efecto significativo en la mediana, los cuartiles 1 y 3, sino que su efecto se evidencia exclusivamente en los valores extremos de la ocupación.

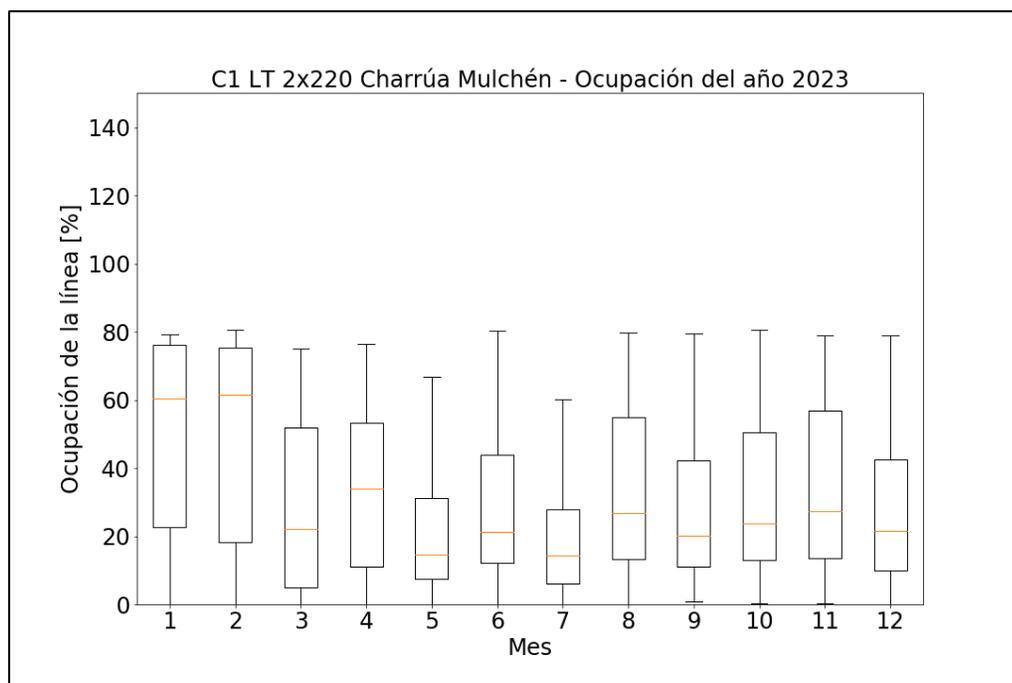


Figura 16: Gráfico de caja ocupación de línea Charrúa-Mulchén, hidrología húmeda 2023, solución 2.

En el capítulo Anexo 1: Gráficos PowerFactory DIgSILENT se puede ver la ocupación de otras líneas al sur de SE Charrúa, durante el año 2023. Al igual que en la Figura 15, se muestran los resultados de la simulación diagnóstica y los efectos de una reducción de generación con el automatismo ERAG/EDAG. En ellas se puede notar que los sobrepasos del caso base se suprimen al reducir el despacho orientado a mejorar las transmisiones por la LT 2x220kV Charrúa – Mulchén. De esta manera se comprueba que reduciendo el despacho de parques eólicos a través de este esquema no se producen sobrecargas en el resto de los enlaces.

A partir de los resultados expuestos se puede ver que una reducción en la generación eólica, mediante un esquema de reducción y desconexión de generación, puede suprimir las sobrecargas en el sistema de transmisión en torno a la Subestación Mulchén. Además, se verifica que la implementación de este sistema de protección especial sería capaz de aumentar la capacidad de transmisión en torno a un 30% con respecto a una reducción sin automatismo. Por otra parte, se puede ver que la frecuencia de operación del esquema se reduce en torno a un 87% desde la puesta en servicio de la Subestación Los Notros, operando así menos del 1% de las horas del año.

La eficiencia de realizar una reducción mediante la operación de un automatismo, al igual que las demás soluciones propuestas, es evaluada en la sección 0 mediante la comparación de vertimientos.

## 5.4. Solución 3: Sistema de almacenamiento BESS

En esta sección se presentan los principales resultados obtenidos de un análisis de datos, realizado con Python, sobre la ocupación resultante de simulaciones diagnósticas de la línea 2x220kV Charrúa – Mulchén. El objetivo de esto es determinar la efectividad que tendría implementar un sistema de almacenamiento en baterías para reducir sobrecargas en dicha línea. La totalidad de los gráficos generados se encuentran en Anexo 3: Comportamiento BESS y ocupación de C1 Charrúa – Mulchén.

### 5.4.1. Sin esquema de protección especial

La Figura 17 muestra el comportamiento de un BESS para cuatro capacidades máximas al comienzo de su vida útil, considerando un caso base sin la implementación de un esquema de reducción o desconexión de generación. En ella se pueden apreciar los distintos procesos de carga y descarga durante el año 2023.

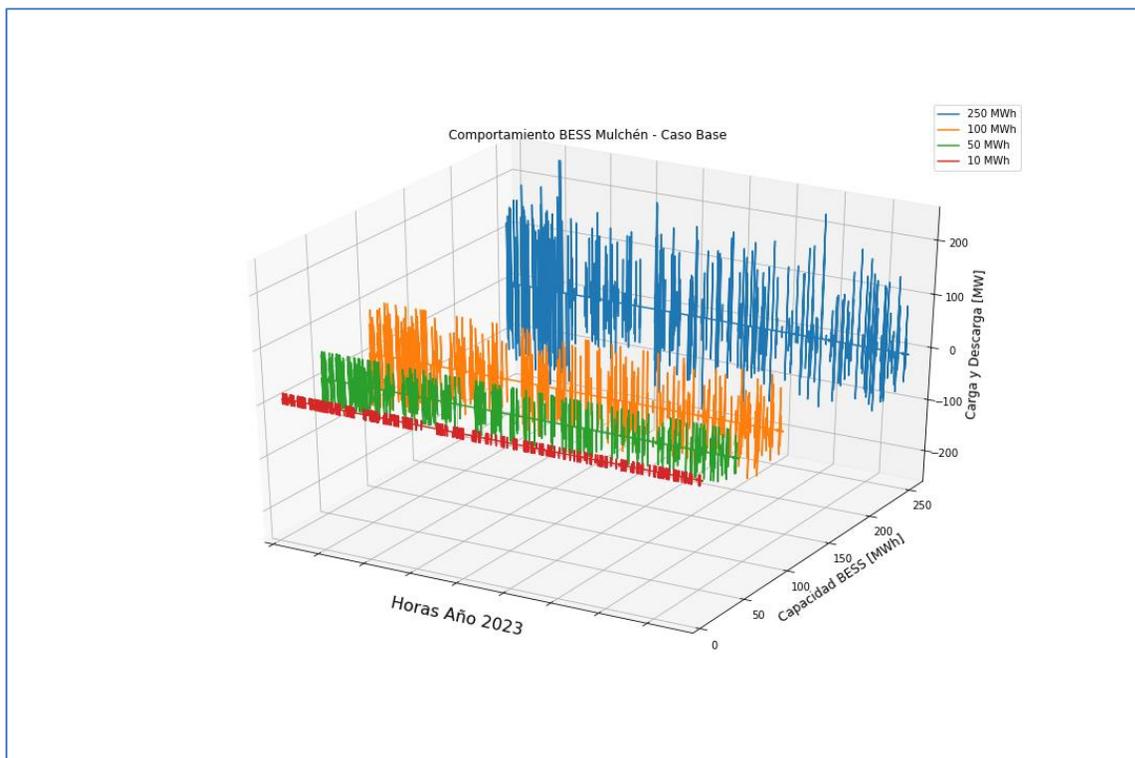


Figura 17: Comportamiento de sistemas BESS de distinta capacidad en SE Mulchén, sin esquema RAG-DAG.

En la Figura 18 se puede ver el comportamiento anual de un BESS con capacidad de 250MWh y su efecto en la ocupación de la LT 2x220kV Charrúa – Mulchén. En la misma figura se puede ver que la operación de un BESS de 250MWh no es capaz de mitigar las sobrecargas en la zona. También se puede ver, en conjunto con la Tabla 14, que al menos un 20% de las horas del año el sistema alcanza su capacidad de carga máxima. En la Figura 18 se puede ver que los procesos de carga suelen ser inferiores a 250MW cada hora, esto quiere decir que la batería alcanza y retiene su capacidad máxima por horas debido a su incapacidad de descargar por la presencia de sobrecargas.

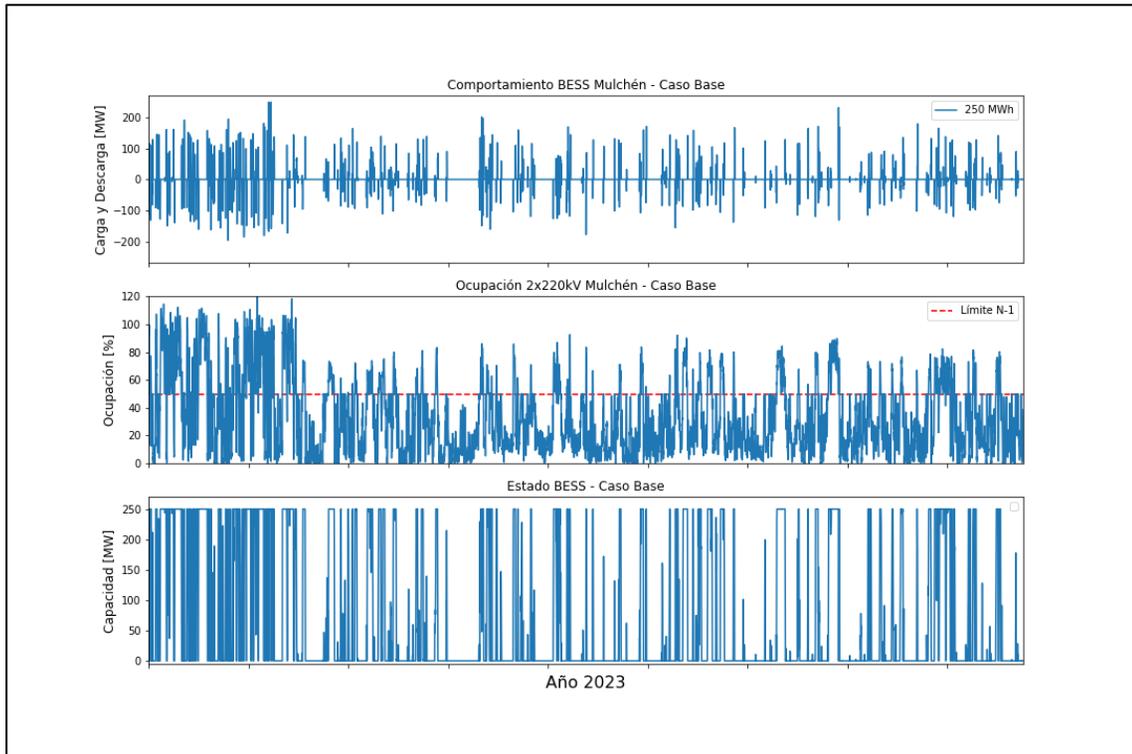


Figura 18: Comportamiento de un sistema BESS de 250MWh en SE Mulchén y ocupación resultante de la LT 2x220kV Mulchén Charrúa, sin esquema RAG-DAG.

Tabla 14: Frecuencia con la que se encuentran sobrecargas mientras el BESS se encuentra a plena capacidad.

BESS a máxima capacidad y sobrecarga en línea [frecuencia]				
	10 MWh	50 MWh	100 MWh	250 MWh
BASE	2109	1993	1882	1695

Tabla 15: Sobrepasos considerando sistemas BESS de distinta capacidad, sin automatismo.

	Supera criterio N-1 (50%) desde SE Los Notros [frecuencia]
Sin BESS	1550
BESS 10MWh	1537
BESS 50MWh	1381
BESS 100MWh	1257
BESS 250 MWh	1094

En la Tabla 15 se ve que la implementación de un sistema BESS de capacidad máxima 250 MWh (en torno a 1 GW de capacidad nominal) resulta insignificante como solución independiente, ya que sólo es capaz mitigar los sobrepasos a límites de transmisión en torno a un 30%.

#### 5.4.2. Con esquema de protección especial

La Figura 19 muestra el comportamiento de un BESS para cuatro capacidades máximas al comienzo de su vida útil, en un escenario que considera la implementación de un esquema de reducción o desconexión de generación que opera en coordinación con la batería. En ella se pueden apreciar los distintos procesos de carga y descarga durante el año 2023.

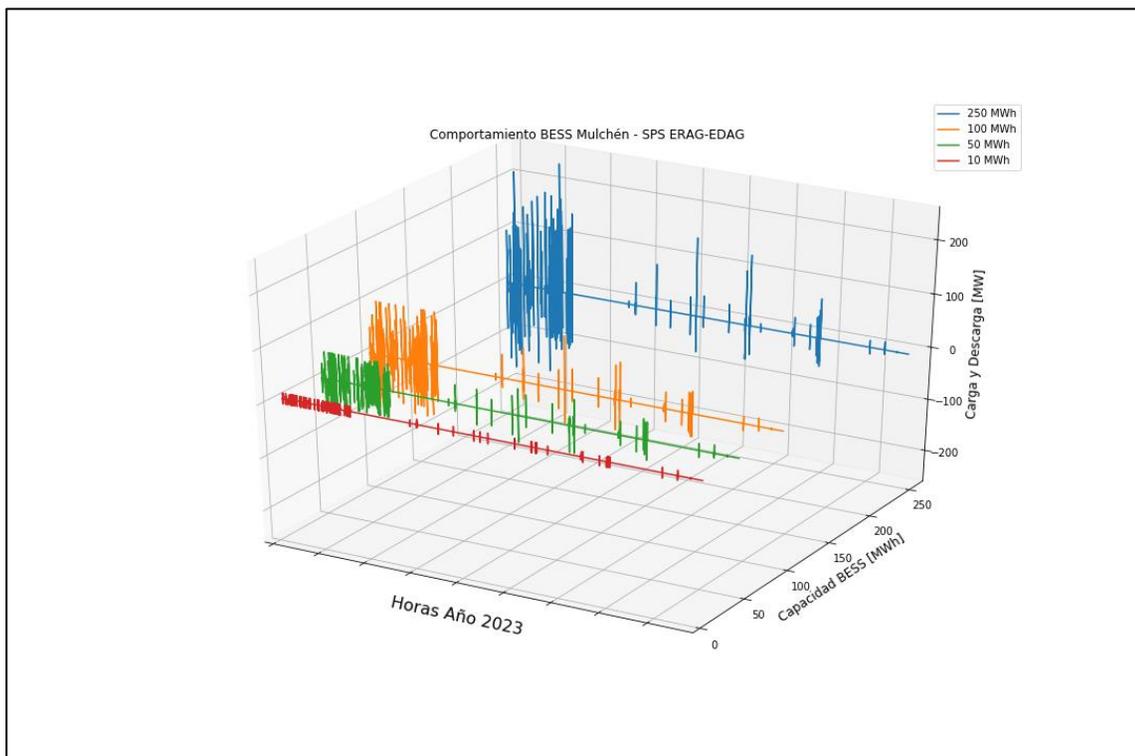


Figura 19: Comportamiento de sistemas BESS de distinta capacidad en SE Mulchén, con esquema RAG-DAG.

En la Figura 20 se puede ver el comportamiento anual de un BESS de 250MWh y su efecto en la ocupación de la LT 2x220kV Charrúa – Mulchén. A partir de la misma figura, en conjunto con la tabla Tabla 16, se ve que la implementación de un sistema BESS de capacidad superior a 50MWh, en conjunto con la presencia de un esquema RAG-DAG, ofrece un complemento que permitiría reducir la cantidad de operaciones al año del automatismo hasta menos de un 0,06% de las horas del año. Todo lo anterior considerando que la Subestación Los Notros en operación.

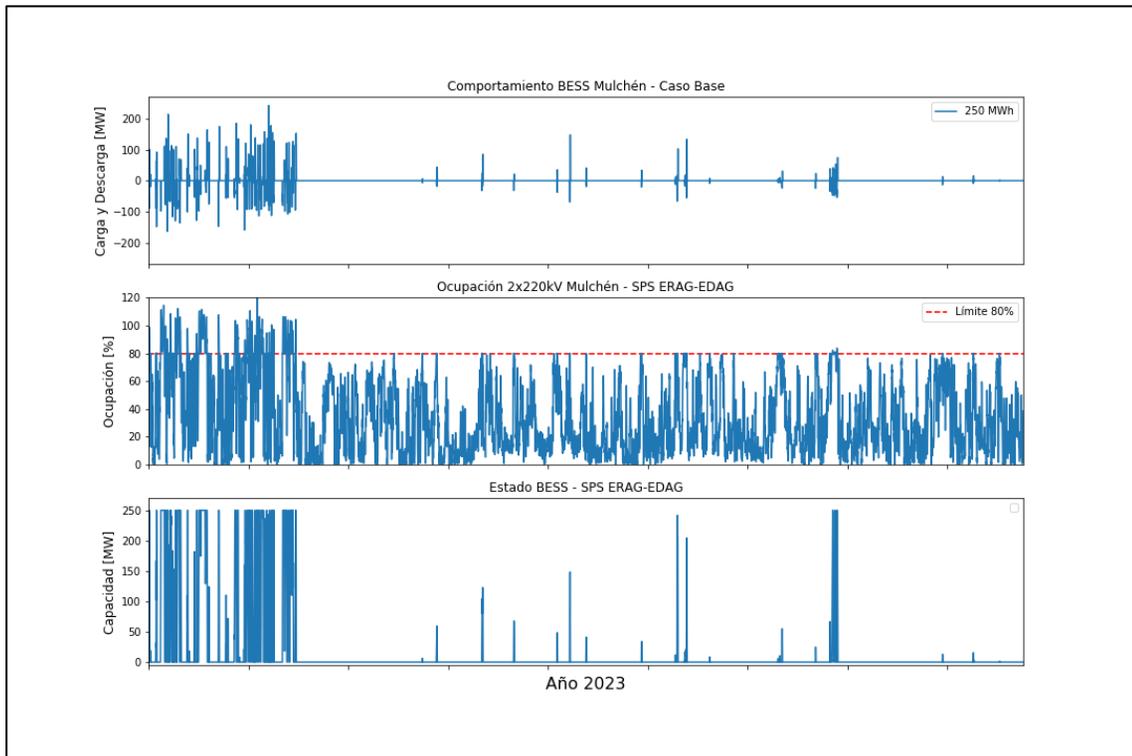


Figura 20: Comportamiento de un sistema BESS de 250MWh en SE Mulchén y ocupación resultante de la LT 2x220kV Mulchén Charrúa, con esquema RAG-DAG.

Tabla 16: Sobrepasos considerando sistemas BESS de distinta capacidad, con automatismo.

	Supera criterio dinámico (80%) desde SE Los Notros [frecuencia]
<b>Sin BESS</b>	78
<b>BESS 10MWh</b>	76
<b>BESS 50MWh</b>	44
<b>BESS 100MWh</b>	29
<b>BESS 250 MWh</b>	4

## 5.5. Cálculo de vertimientos

En esta sección se presentan los principales resultados con respecto al vertimiento de energía renovable para todas las soluciones ya revisadas anteriormente. En este mismo apartado se analizan los principales hallazgos, con el objetivo de determinar qué solución resultaría más eficiente con respecto a maximizar la generación eólica en la zona.

### 5.5.1. Solución 1: Reducción de generación sin automatismo

Si bien esta propuesta para mitigar las sobrecargas en el sistema de transmisión constituye una solución, en términos de energía renovable no generada debe ser considerada un caso base. Esto último dado que se corresponde con las medidas habituales del operador y no implica la implementación de nuevas tecnologías. En la Tabla 17 se puede ver que el total de energía renovable no generada por consecuencia de una reducción sin automatismo, durante un periodo de 3 años, alcanza un valor aproximado de 244 GWh.

Tabla 17: Vertimientos de energía para todo el periodo de estudio, solución 1- caso base.

	Energía restringida 2021-2023 [GWh]
Solución 1 – Caso Base	244

### 5.5.2. Solución 2: Reducción con esquema RAG-DAG

En la Tabla 18 se puede ver que el total de energía renovable no generada por la activación de un esquema de reducción y desconexión de generación, posterior a la puesta en servicio de la SE Los Notros, alcanza un valor aproximado de 2 GWh, en contraste con los 26 GWh producto de la reducción normal durante el mismo periodo. Esto se traduce en un aumento de 24 GWh de energía renovable por año.

Tabla 18: Vertimientos de energía de solución 1 y 2 durante el año 2023.

	Energía restringida después de PES SE Los Notros [GWh]
Solución 1 – Caso Base	26
Solución 2 – ERAG/EDAG	2

### 5.5.3. Vertimientos considerando BESS complementario

En esta sección se presentan los cálculos de vertimiento de energía renovable para las soluciones 1 y 2, considerando la participación de sistemas de almacenamiento en baterías para 4 capacidades.

La Tabla 19 muestra que la operación de sistemas de almacenamiento en la zona de interés es capaz de reducir la cantidad de energía restringida por las soluciones propuestas. No obstante, en la Tabla 20 se puede ver que la implementación independiente de un esquema de protección especial es capaz de disminuir hasta 16% más que la conexión de un BESS de 250MWh. En la Tabla 19 se ve que la operación conjunta de un esquema RAG-DAG y un BESS de 50 MWh puede reducir estos vertimientos a casi 1 GWh por año, en torno a 23 GWh menos que sin considerar estas tecnologías.

Tabla 19: Vertimientos de energía de soluciones 1 y 2 durante el año 2023, considerando acción complementaria de solución 3 (BESS).

	Energía restringida después de PES SE Los Notros [GWh]			
	10 MWh	50 MWh	100 MWh	250 MWh
<b>Solución 1 Caso Base</b>	24,7	19,7	15,5	6,3
<b>Solución 2 ERAG/EDAG</b>	1,8	1,2	0,9	0,2

La Tabla 20 muestra una comparación de la energía renovable restringida con respecto las medidas que se tomen para mitigar sobrepasos de límites de transmisión. En particular, se utilizan porcentajes con respecto del caso base, es decir, una reducción sin automatismos ni sistemas de almacenamiento.

Tabla 20: Comparación de vertimientos de energía de soluciones 1 y 2, considerando todas las combinaciones estudiadas.

	Porcentaje de energía restringida con respecto al caso base desde PES SE Los Notros	
<b>Solución 1</b>	Base	100%
	10 MWh	~ 93%
	50 MWh	~ 74%
	100 MWh	~ 58%
	250 MWh	~ 24%
<b>Solución 2</b>	Base - ERAG/EDAG	~ 8%
	10 MWh	~ 7%
	50 MWh	~ 5%
	100 MWh	~ 3%
	250 MWh	~ 1%

En la misma tabla se ve que, posterior a la puesta en servicio de la SE los Notros, la implementación independiente de un esquema RAG-DAG permitiría generar un 92% más de energía con respecto a un escenario base sin nuevas tecnologías. También se ve que la operación de un sistema de almacenamiento de 50 MWh reduciría las restricciones de generación a tan sólo un 5% con respecto del caso base, lo cual tal como se vio en el apartado 0 correspondería a 44 reducciones de generación al año.

## 6. Conclusiones

El objetivo general de esta memoria buscaba identificar sobrepasos de los límites de transmisión en los enlaces al sur de la Subestación Charrúa 220kV y proponer soluciones a estos, estudiando la zona con un horizonte de 3 años. Al respecto se concluye que las soluciones propuestas son capaces de mitigar las sobrecargas encontradas y que la incorporación de nuevas tecnologías en la zona aumentaría significativamente la cantidad de energía eólica generada anualmente con respecto de las medidas que toma el operador en la actualidad.

A partir del trabajo realizado es posible verificar la importancia de caracterizar correctamente el recurso eólico, concordante con lo visto en el marco teórico. Esto debido a que, en conjunto con características temporales de otros medios de generación y consumo, permiten determinar puntos coincidentes entre instalaciones que podrían desencadenar sobrecargas en el sistema de transmisión.

La metodología desarrollada en este trabajo se puede homologar a cualquier zona del país, partiendo de la misma base de datos emitida por el operador. Considerando el cumplimiento de objetivos se concluye que resulta de gran utilidad para empresas generadoras que quieran realizar estudios de prefactibilidad en zonas con alta penetración ERNC, para así determinar si la conexión de su proyecto renovable y su funcionamiento a plena carga estará condicionada por la implementación de un esquema de protección u alguna otra solución.

Tomando en consideración los resultados de simulaciones diagnósticas en la zona de interés, se ha verificado que existe una conexión de generación eólica disonante con la planificación del sistema de transmisión. Esta diferencia se puede notar de forma más acentuada durante los primeros 2 años de estudio, y en menor medida durante el tercero. Al respecto se concluye que la puesta en servicio de la Subestación los Notros y sus 4 circuitos adicionales son el hito de transmisión más importante en todo el periodo de estudio y resulta fundamental para reducir sobrecargas y vertimientos en la zona.

Si bien los BESS han mostrado ser de utilidad para postergar obras de transmisión, en este trabajo se encuentra que dada la cantidad de energía excedente y por consiguiente la magnitud de las obras que requiere para ser canalizada, se necesitaría de un sistema de almacenamiento de una envergadura sin precedentes en nuestro país, que en el largo plazo se encontraría sobredimensionado para un sistema de transmisión de mayor capacidad, constituyendo así una red más ineficiente.

Finalmente, considerando todo el trabajo desarrollado, se concluye que la solución más eficaz y eficiente para mitigar las sobrecargas en líneas de doble circuito en una red con alta penetración renovable es un esquema de protección especial. En particular uno que permita la reducción y desconexión de generación renovable en la zona, además de establecer un límite de transmisión dinámico más alto que el utilizado en su ausencia.

## **6.1. Trabajo Futuro**

En primer lugar, se propone como trabajo futuro realizar un estudio de carácter dinámico del desempeño del esquema RAG-DAG utilizando el módulo Simulación RMS/EMT de PowerFactory DIgSILENT. A partir de este análisis se podría validar técnicamente la operación de este sistema, además de establecer con mayor detalle el umbral de carga máximo en el cual podría operar la línea de transmisión 2x220kV Charrúa – Mulchén posterior a la entrada de la SE Los Notros.

Además, se recomienda hacer un estudio económico de la implementación del esquema RAG-DAG, considerando un análisis estadístico de contingencias en la zona. De esta forma se podrían contrastar los costos de incorporar este sistema a la red con la valorización de los vertimientos de energía que evitaría.

## 7. Bibliografía

- [1] Ministerio de Energía, "Hoja de Ruta 2050," *Minist. Energía Gob. Chile*, 2015, [Online]. Available: [https://energia.gob.cl/sites/default/files/hoja\\_de\\_ruta\\_cc\\_e2050.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/hoja_de_ruta_cc_e2050.pdf).
- [2] Ministerio de Energía, "Ruta energética 2018-2022," *Minist. Energía Gob. Chile*, 2018, [Online]. Available: <http://www.energia.gob.cl/rutaenergetica2018-2022.pdf>.
- [3] Coordinador Eléctrico Nacional, "Reporte de Desempeño del Sistema Eléctrico 2020," Santiago, 2020.
- [4] Coordinador Eléctrico Nacional, "Proyectos en gestión de Conexión Declarados en Construcción." 2020, [Online]. Available: <https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/gestion-de-proyectos/reportes-de-proyectos-en-gestion-de-conexion/2020/>.
- [5] Subgerencia de Planificación Coordinador Eléctrico Nacional, "Propuesta de Expansión de la Transmisión," 2020.
- [6] Ministerio de Energía, "Informe Técnico Definitivo fijación de precios de nudo de corto plazo," vol. Octubre 20, pp. 5–10, 2020, [Online]. Available: [http://www.cne.cl/images/stories/tarifacion/01\\_electricidad/otros/precios\\_nudo/otros\\_precios\\_de\\_nudo/PNCP\\_OCTUBRE\\_2012/DO\\_107\\_2012.pdf](http://www.cne.cl/images/stories/tarifacion/01_electricidad/otros/precios_nudo/otros_precios_de_nudo/PNCP_OCTUBRE_2012/DO_107_2012.pdf).
- [7] Coordinador Eléctrico Nacional, "Base de datos PowerFactory DIgSILENT." 2020.
- [8] J. C. Smith *et al.*, "A mighty wind," *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 7, no. 2, pp. 41–51, 2009, doi: 10.1109/MPE.2008.931492.
- [9] H. Louie, "Characterizing and modeling aggregate wind plant power output in large systems," *IEEE PES Gen. Meet. PES 2010*, pp. 1–8, 2010, doi: 10.1109/PES.2010.5589286.
- [10] EnerNex Corporation, "Final Report - Avista Corporation Wind Integration Study," no. 865, pp. 1–66, 2007.
- [11] WindLogics Inc., "Final Report - 2006 Minnesota Wind Integration Study, Volume II - Characterizing the Minnesota Wind Resource," vol. II, no. 651, pp. 1–135, 2006.
- [12] R. Billinton, H. Chen, and R. Ghajar, "A Sequential simulation Technique for Adequacy Evaluation of Generating Systems Including Wind Energy," pp. 728–734, 1996.
- [13] H. Louie, S. Parker, and R. Christie, "Estimating aggregate wind plant capacity from historical time series data," *41st North Am. Power Symp. NAPS 2009*, pp. 1–7, 2009, doi: 10.1109/NAPS.2009.5484045.
- [14] A. Soroudi, "Energy storage planning for resiliency enhancement against renewable energy curtailment," *IET Conf. Publ.*, vol. 2017, no. CP727, 2017, doi: 10.1049/cp.2017.0330.
- [15] Coordinador Eléctrico Nacional, "Informe Mensual Diciembre 2020," vol. 2020, p. 2020, 2020.
- [16] Dirección de Planificación y Desarrollo Coordinador Eléctrico Nacional, "Estudio de Integración de ERNC al Sistema Interconectado Nacional,"

- 2016.
- [17] P. M. Anderson, "Industry experience with special protection schemes," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 11, no. 3, pp. 1166–1179, 1996, doi: 10.1109/59.535588.
  - [18] IEEE Power Engineering Society., "Blackout Experiences and Lessons, Best Practices for System Dynamic Performance, and the Role of New Technologies," no. July, pp. 1–238, 2007.
  - [19] A. De La Quintana Gramunt, "Special Protection Schemes Protección de Redes Eléctricas," *CIGRE - Com. Chil.*, pp. 1-34 p., 2011.
  - [20] SEIS Sistemas Eléctricos Ingeniería y Servicios, "INFORME DE AUDITORÍA EDAG TRONCAL MAITENCILLO-NOGALES - FASE2," pp. 1–60.
  - [21] D. Rastler, "Electricity energy storage technology options: a white paper primer on applications, costs, and benefits," 2010.
  - [22] Comisión Nacional de Energía, "Reglamentos de Coordinación y Operación - Sistemas de Almacenamiento," 2017. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2017/08.pdf> (accessed Dec. 31, 2020).
  - [23] Lazard, "Lazard's levelised cost of storage v2.0," *Clim. Policy*, vol. 6, no. 6, pp. 600–606, 2016.
  - [24] IRENA, *Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030*, no. October. 2017.
  - [25] D. P. G. Strbac, M. Aunedi, I. Konstantelos, R. Moreira, F. Teng, R. Moreno and P. P. A. Laguna, "Opportunities for Energy Storage: Assessing Whole- System Economic Benefits of Energy Storage in Future Electricity Systems," *Lancet*, vol. 278, no. 7215, p. 1298, 1961, doi: 10.1016/S0140-6736(61)91156-4.
  - [26] O. G. and R. V. F. Díaz, A. Sumper, "A review of energy storage technologies for wind power applications," vol. 16, pp. 2154–2171, 2012.
  - [27] Coordinador Eléctrico Nacional, "Plataforma Infotécnica," 2020. <https://infotecnica.coordinador.cl/> (accessed Dec. 31, 2020).
  - [28] DIgSILENT, "PowerFactory 2020 User Manual." pp. 1–1253, 2020, [Online]. Available: <https://www.digsilent.de>.
  - [29] Gerencia de Operación Coordinador Eléctrico Nacional, "Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión," 2019.
  - [30] IEEE Power Engineering Society., *IEEE standard for calculating the current-temperature relationship of bare overhead conductors*, vol. 2006, no. January. 2012.
  - [31] Coordinador Eléctrico Nacional, "Demanda real Sistema Eléctrico Nacional," 2020. <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/demanda-real/> (accessed Dec. 31, 2020).
  - [32] Coordinador Eléctrico Nacional, "Operación real Sistema Eléctrico Nacional," 2020. <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/> (accessed Dec. 31, 2020).

- [33] Coordinador Eléctrico Nacional, "Plataforma Acceso Abierto," 2020. <https://accesoabierto.coordinador.cl/> (accessed Dec. 31, 2020).
- [34] Coordinador Eléctrico Nacional, "Anexo 1-Límites térmicos CHARRUA - MULCHEN 220KV C1." 2020, [Online]. Available: <https://api-infotecnica.coordinador.cl/v1/secciones-tramos/1504/documentos/227088/>.
- [35] Nexans, "Reporte conductor CAL 6201." [Online]. Available: <https://api-infotecnica.coordinador.cl/v1/secciones-tramos/1504/documentos/227089/>.
- [36] Infotécnica Coordinador Eléctrico Nacional, "Parámetros de entrada límites térmicos CHARRUA - MULCHEN 220KV." 2020, [Online]. Available: <https://api-infotecnica.coordinador.cl/v1/secciones-tramos/1504/documentos/228977/>.

## 8. Anexo 1: Gráficos PowerFactory DIgSILENT

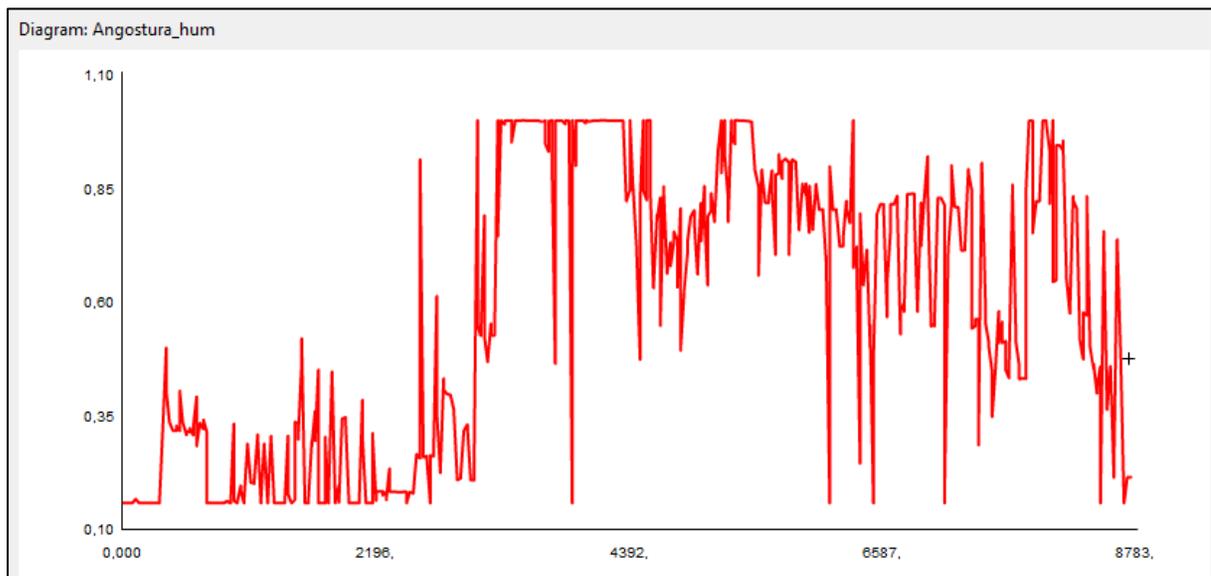
En el siguiente anexo se presentan gráficos extraídos del software PowerFactory DIgSILENT, los cuales comprenden: perfiles integrados a la base, ocupación de líneas, despacho eólico, despacho hídrico.

### 8.1. Perfiles BD DIgSILENT

En la presente sección se exponen los perfiles anuales de generación y demanda utilizados para la elaboración de la base de datos.

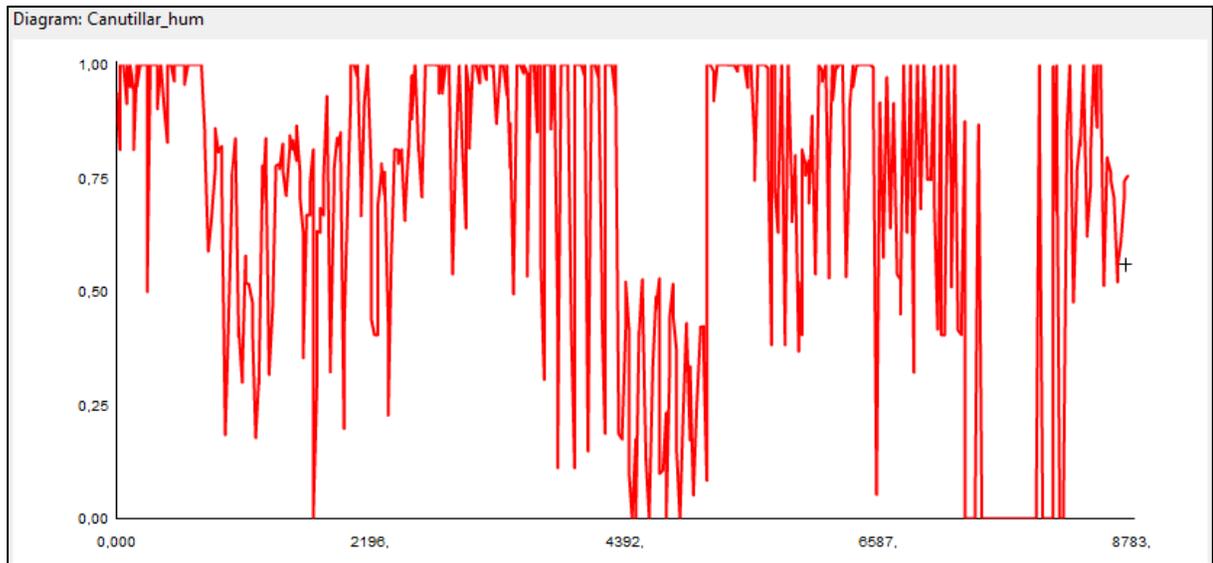
#### 8.1.1. Centrales Hidroeléctricas: Hidrología Húmeda

##### 8.1.1.1. Angostura



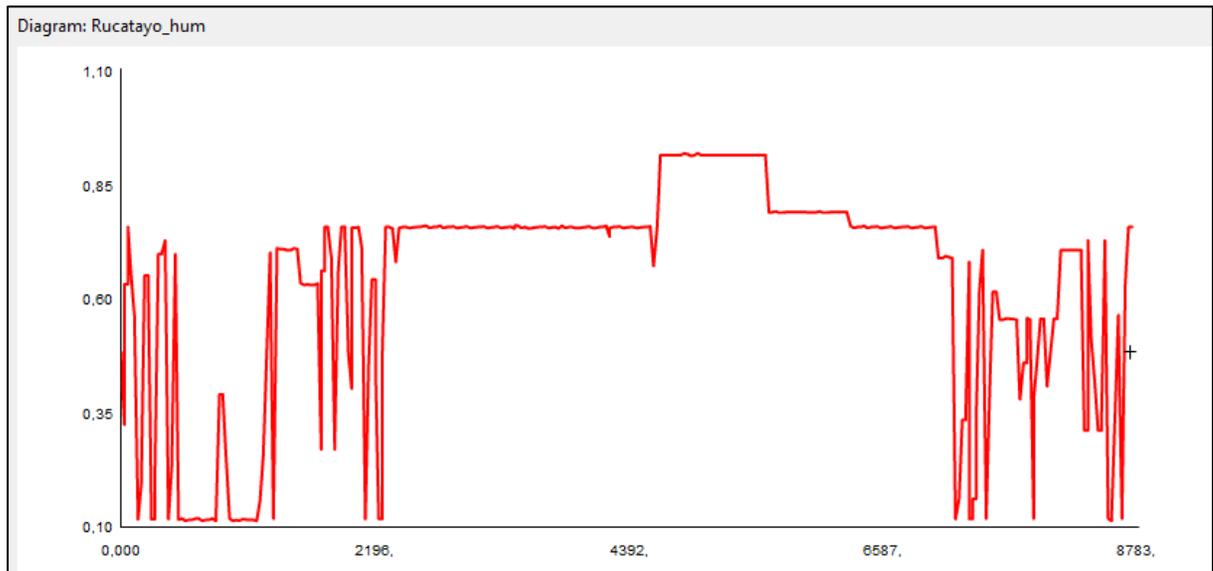
Anexo 1: Perfil de generación CH Angostura, hidrología húmeda.

### 8.1.1.2. Canutillar



Anexo 2: Perfil de generación CH Canutillar, hidrología húmeda.

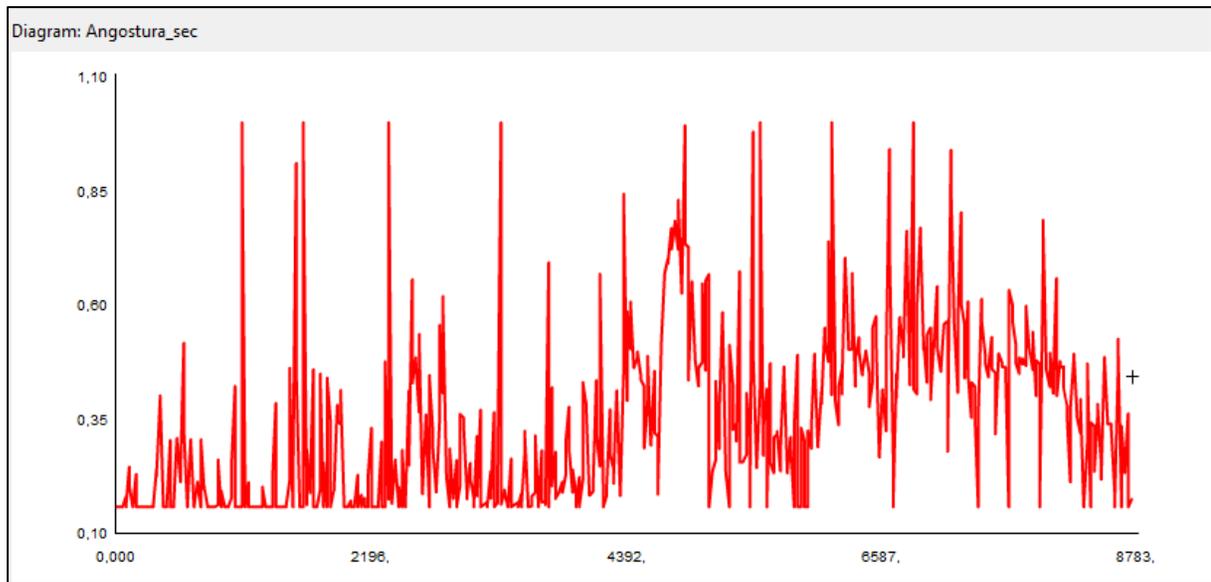
### 8.1.1.3. Rucatayo



Anexo 3: Perfil de generación CH Rucatayo, hidrología húmeda.

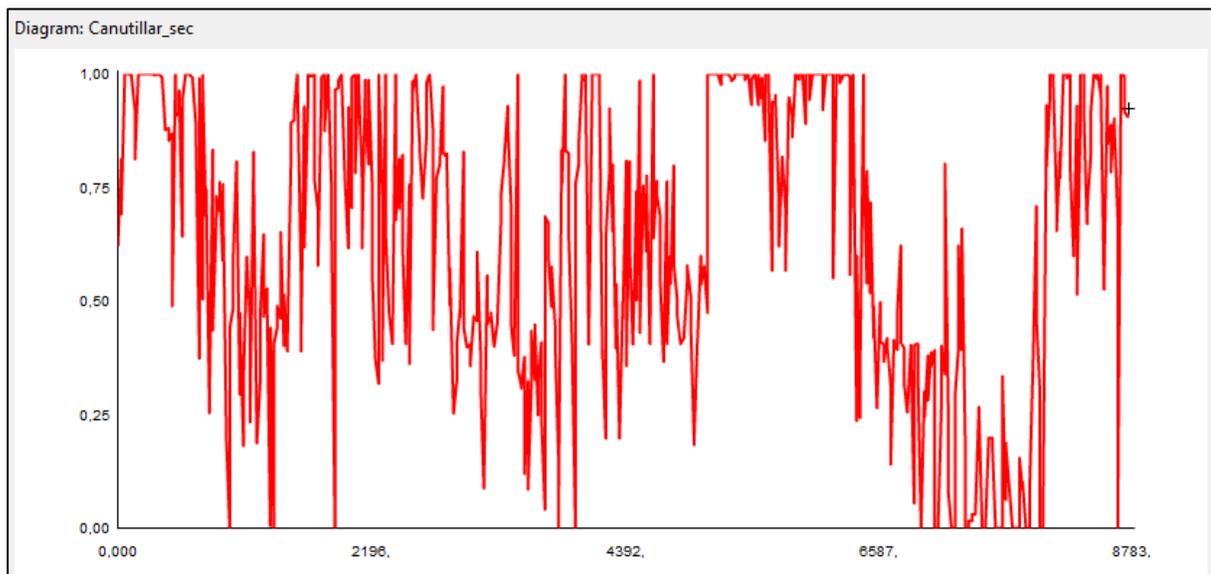
## 8.1.2. Centrales Hidroeléctricas: Hidrología Seca

### 8.1.2.1. Angostura



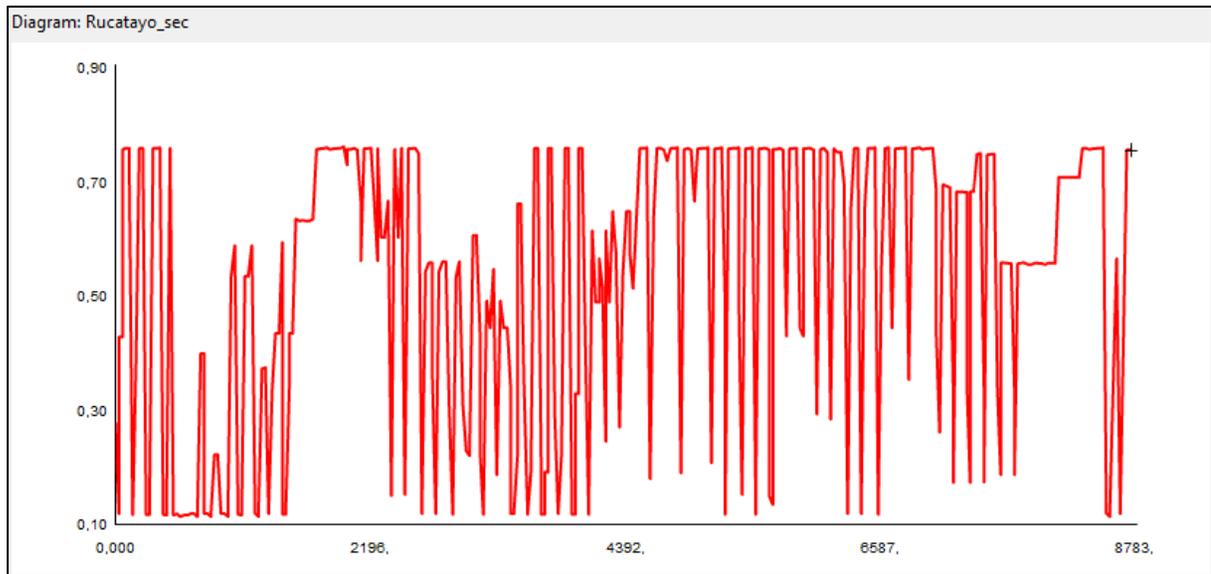
Anexo 4: Perfil de generación CH Angostura, hidrología seca.

### 8.1.2.2. Canutillar



Anexo 5: Perfil de generación CH Canutillar, hidrología seca.

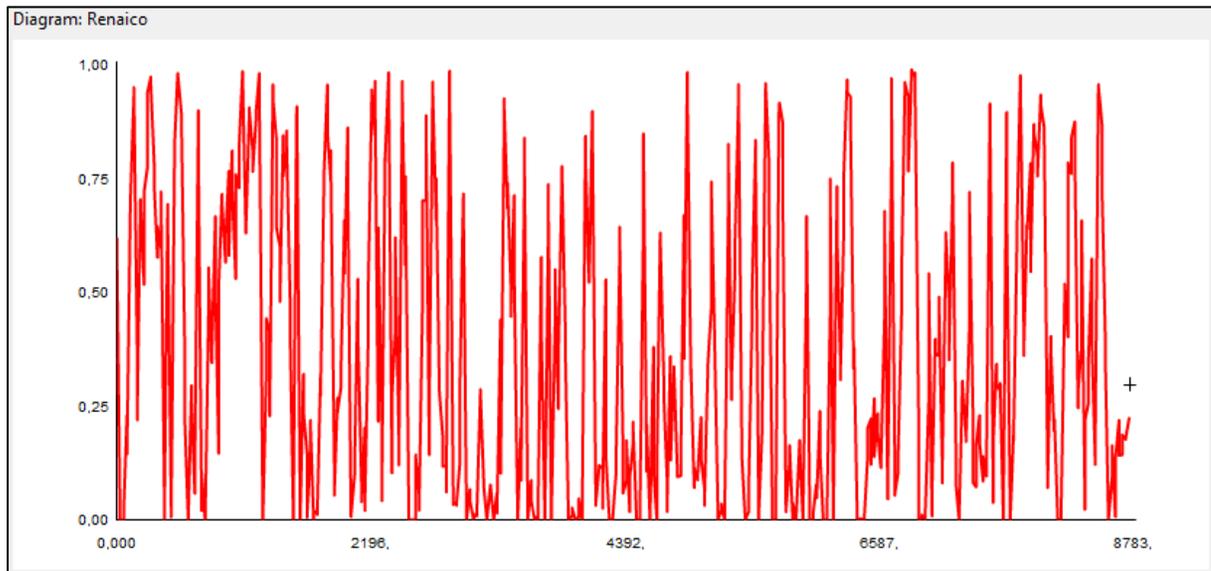
### 8.1.2.3. Rucatayo



Anexo 6: Perfil de generación CH Rucatayo, hidrología seca.

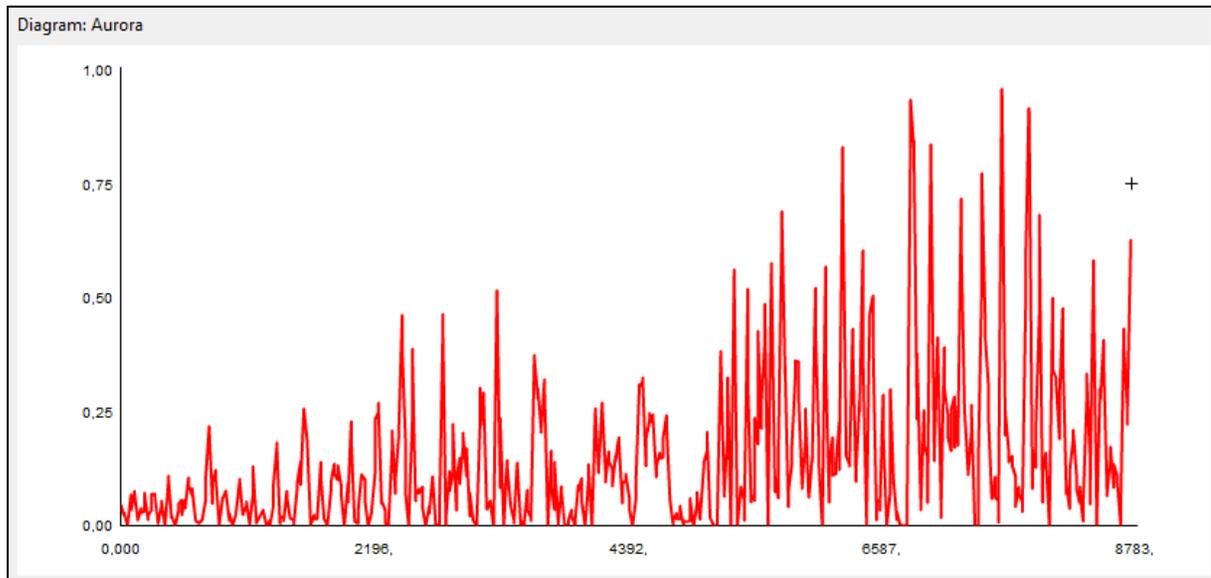
## 8.1.3. **Parques Eólicos**

### 8.1.3.1. Perfil Renaico



Anexo 7: Perfil de generación Parque Eólico Renaico.

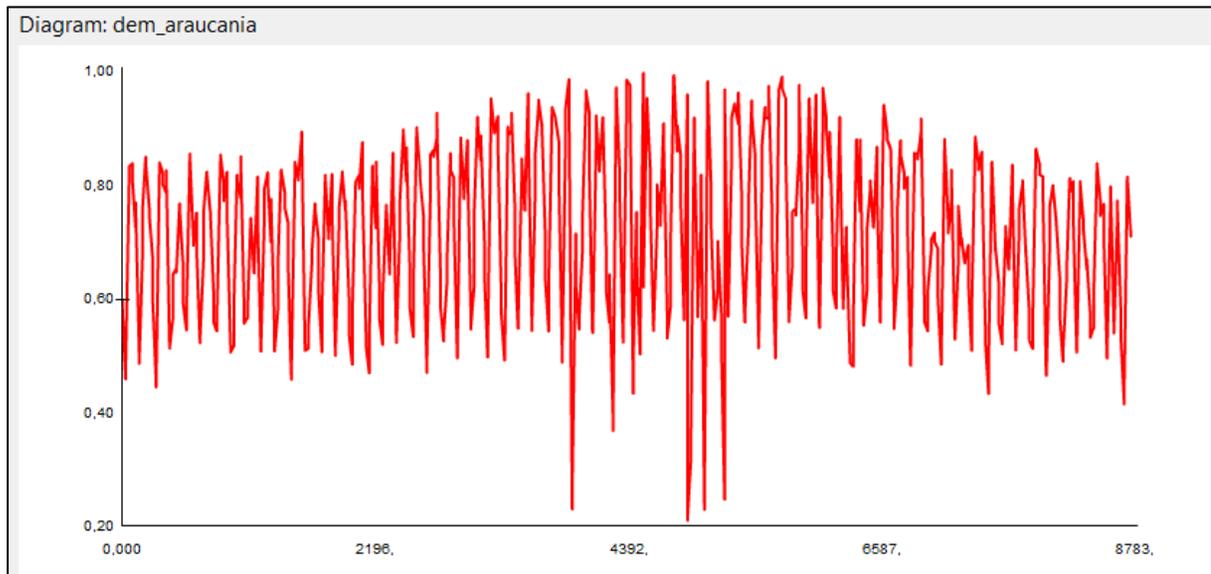
### 8.1.3.2. Perfil Aurora



Anexo 8: Perfil de generación Parque Eólico Aurora.

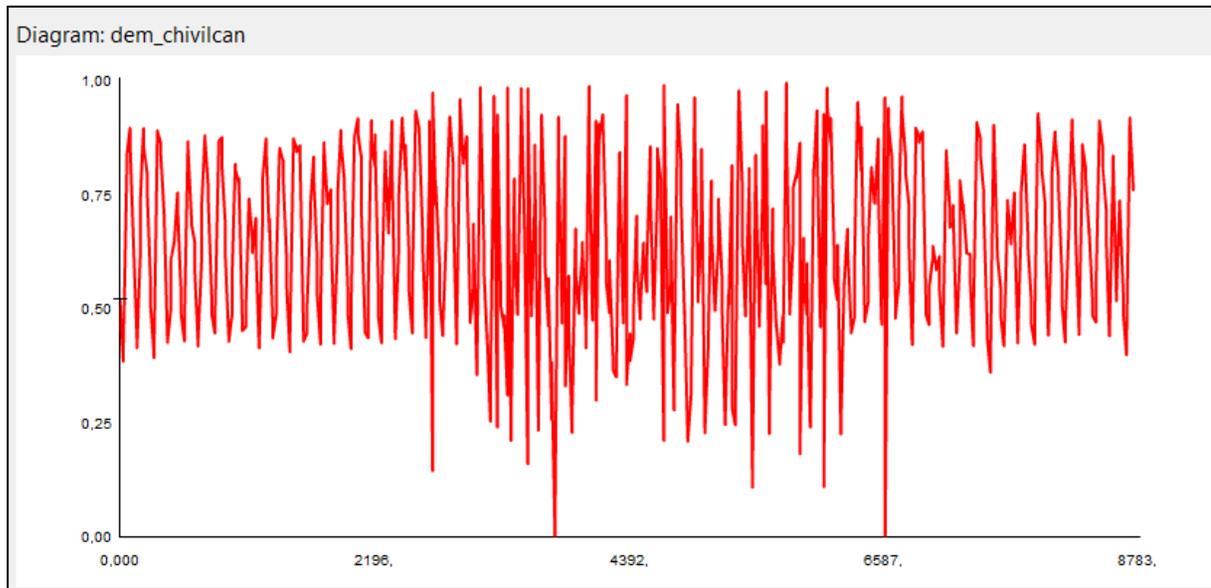
## 8.1.4. Demandas

### 8.1.4.1. Perfil Genérico Araucanía



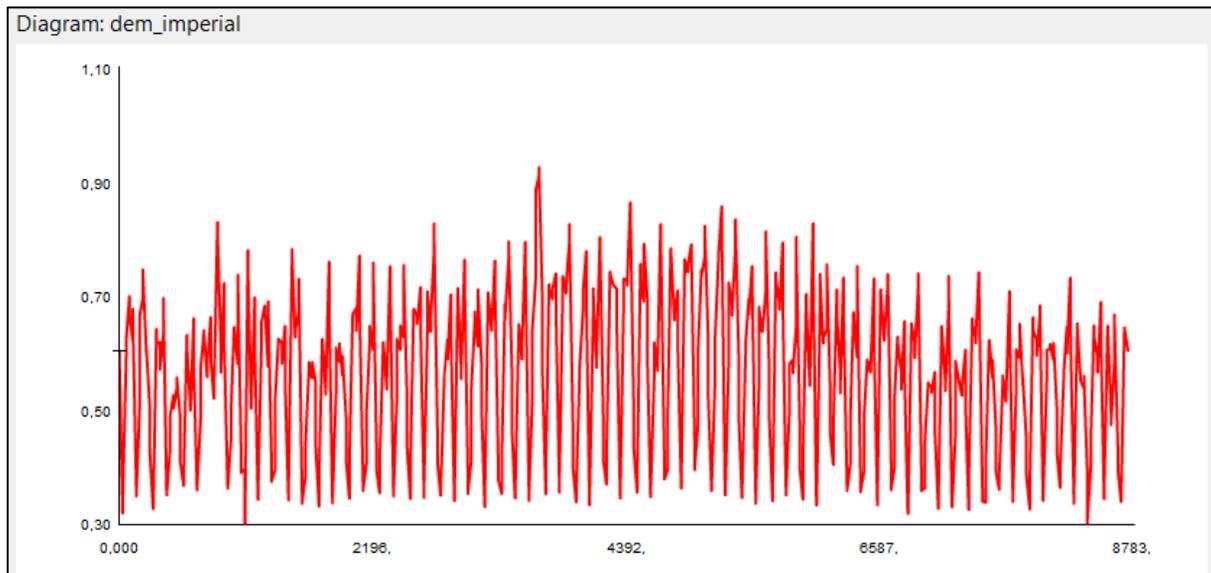
Anexo 9: Perfil de consumo para demandas en Araucanía sin perfil específico.

### 8.1.4.2. Perfil Chivilcan



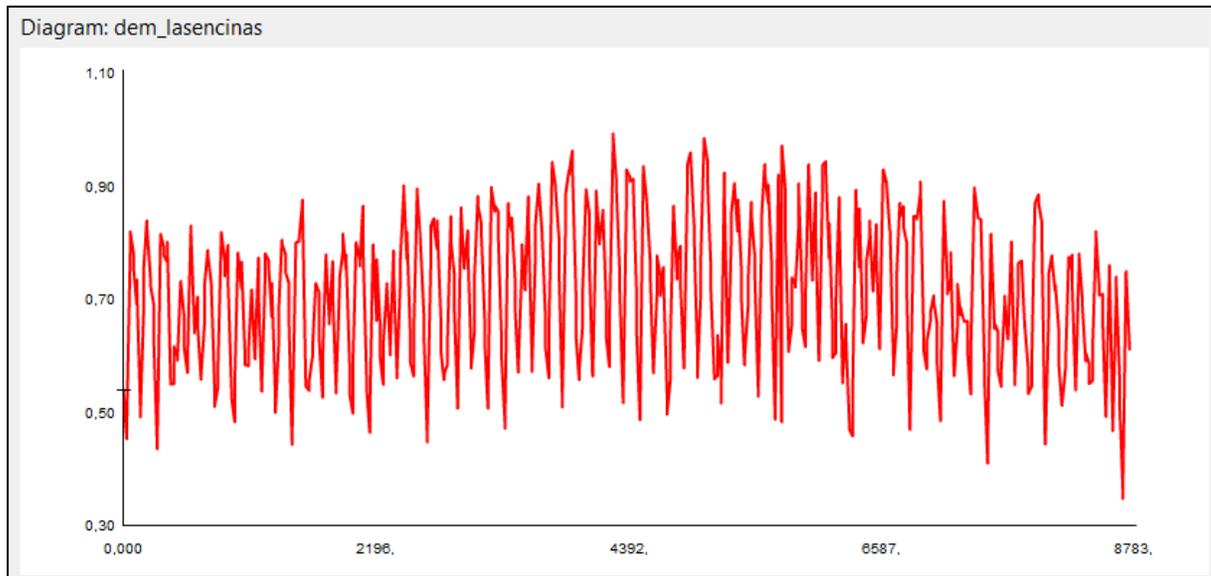
Anexo 10: Perfil de consumo para demandas en barra SE Chivilcan.

### 8.1.4.3. Perfil Imperial



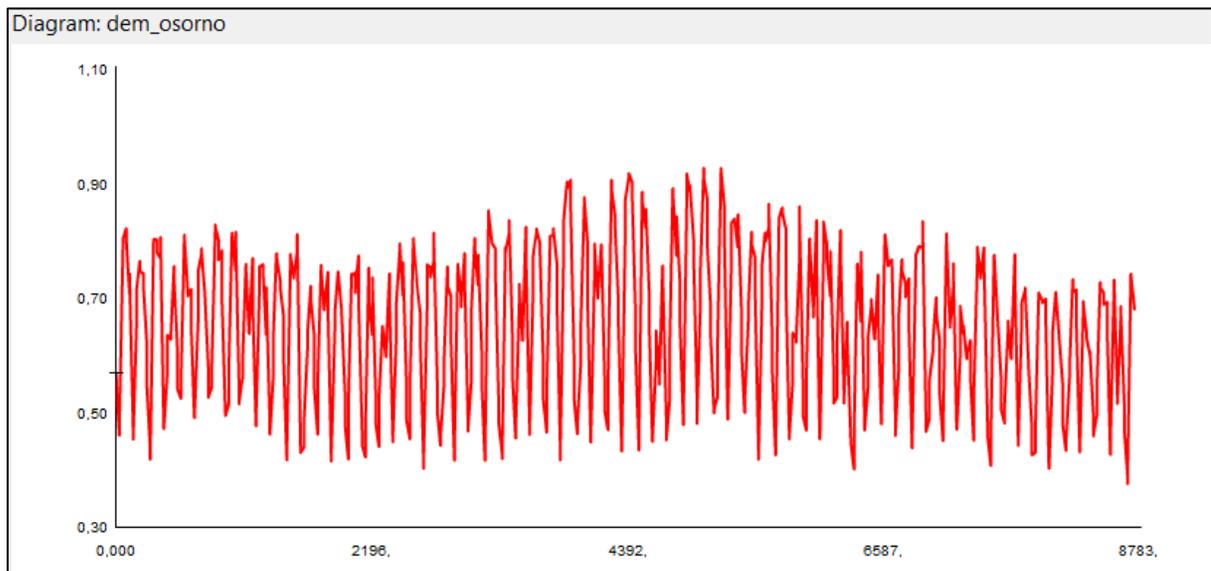
Anexo 11: Perfil de consumo para demandas en barra SE Imperial.

#### 8.1.4.4. Perfil Las Encinas



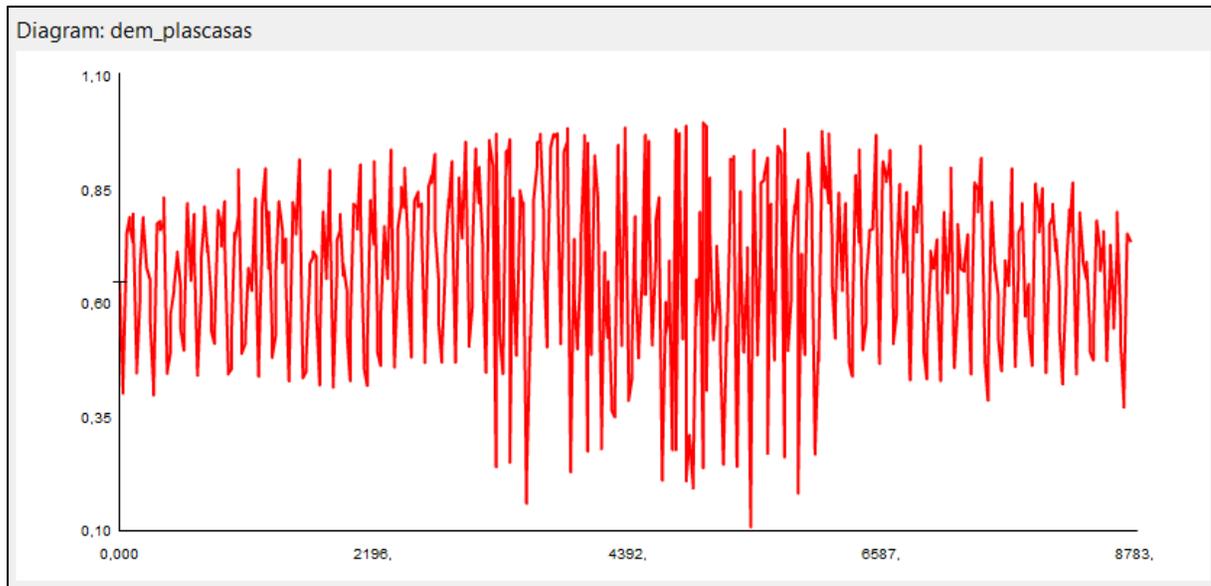
Anexo 12: Perfil de consumo para demandas en barra SE Encinas.

#### 8.1.4.5. Perfil Osorno



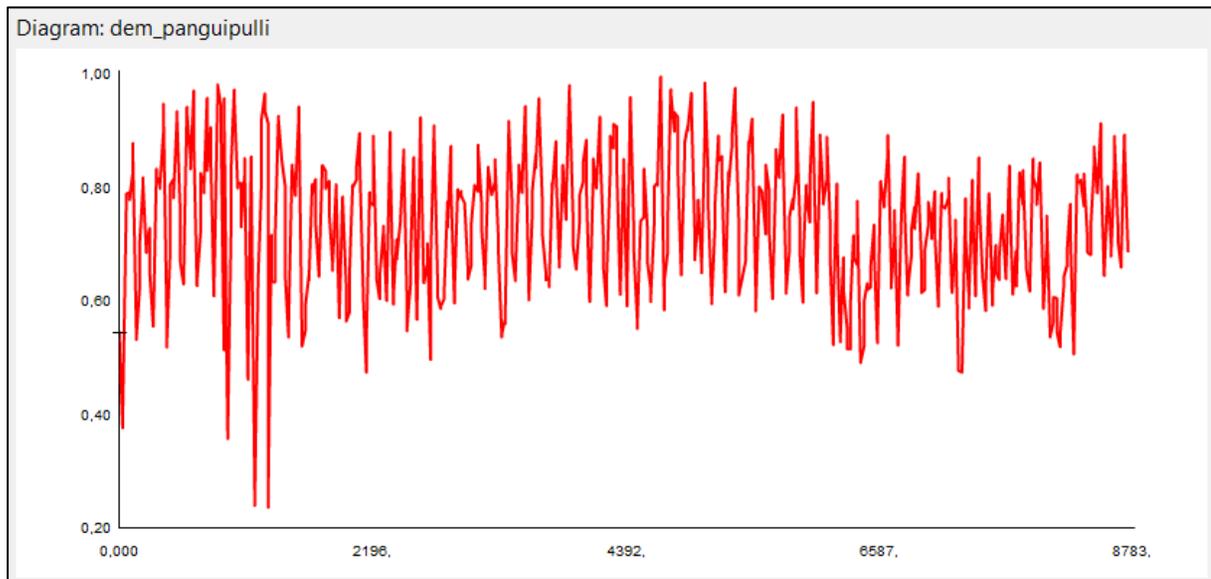
Anexo 13: Perfil de consumo para demandas en barra SE Osorno.

#### 8.1.4.6. Perfil Padre las Casas



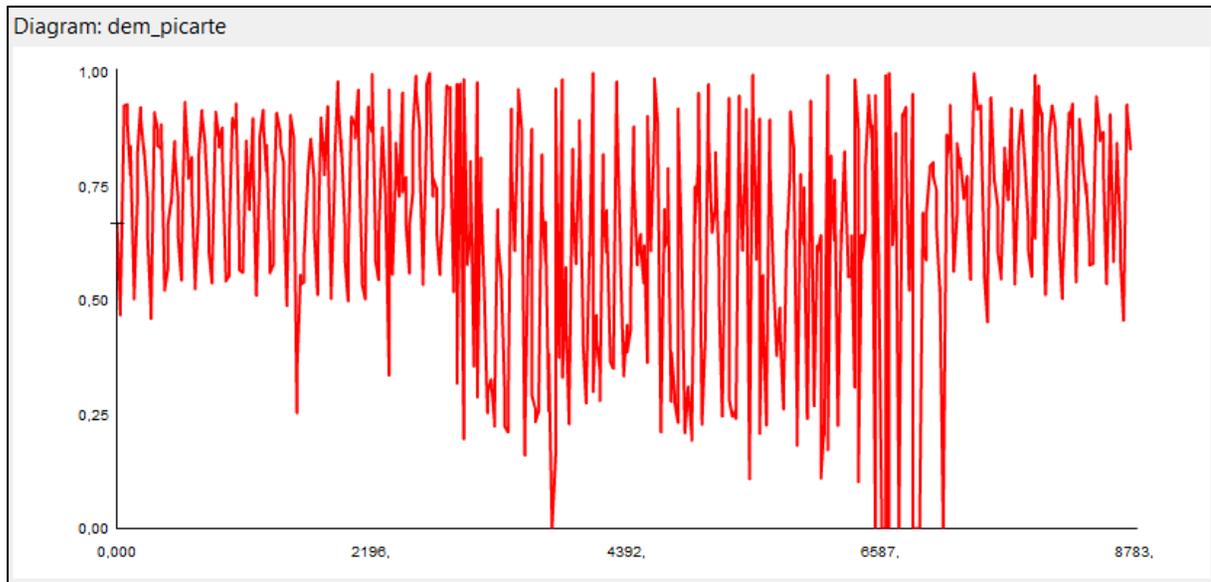
Anexo 14: Perfil de consumo para demandas en barra SE Padre las Casas.

#### 8.1.4.7. Perfil Panguipulli



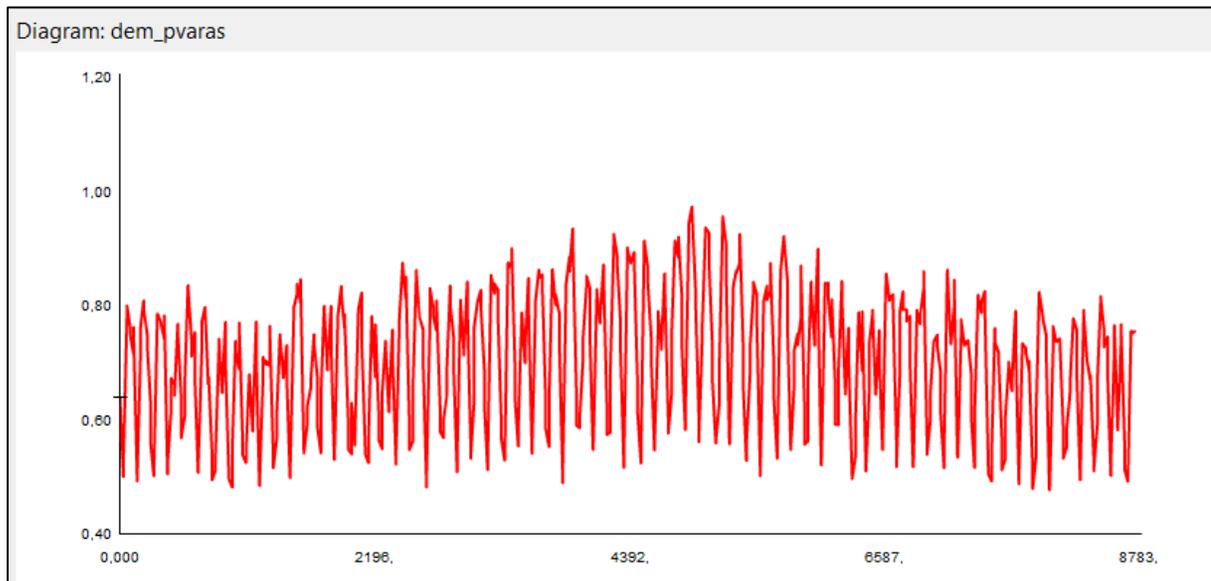
Anexo 15: Perfil de consumo para demandas en barra SE Panguipulli.

#### 8.1.4.8. Perfil Picarte



Anexo 16: Perfil de consumo para demandas en barra SE Picarte.

#### 8.1.4.9. Perfil Puerto Varas



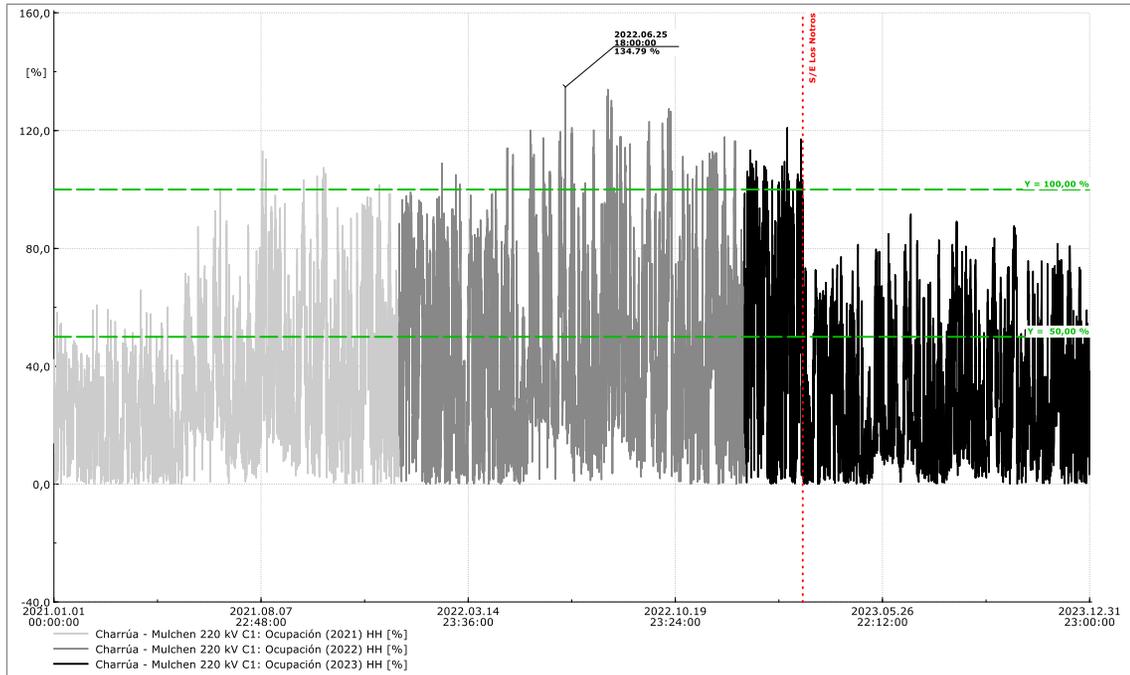
Anexo 17: Perfil de consumo para demandas en barra SE Puerto Varas.

## 8.2. Ocupación de Líneas: Caso Base

Las siguientes imágenes corresponden a resultados de simulaciones cuasi-dinámicas diagnósticas. Consideran los perfiles de generación eólica, generación convencional y consumo sin alteraciones.

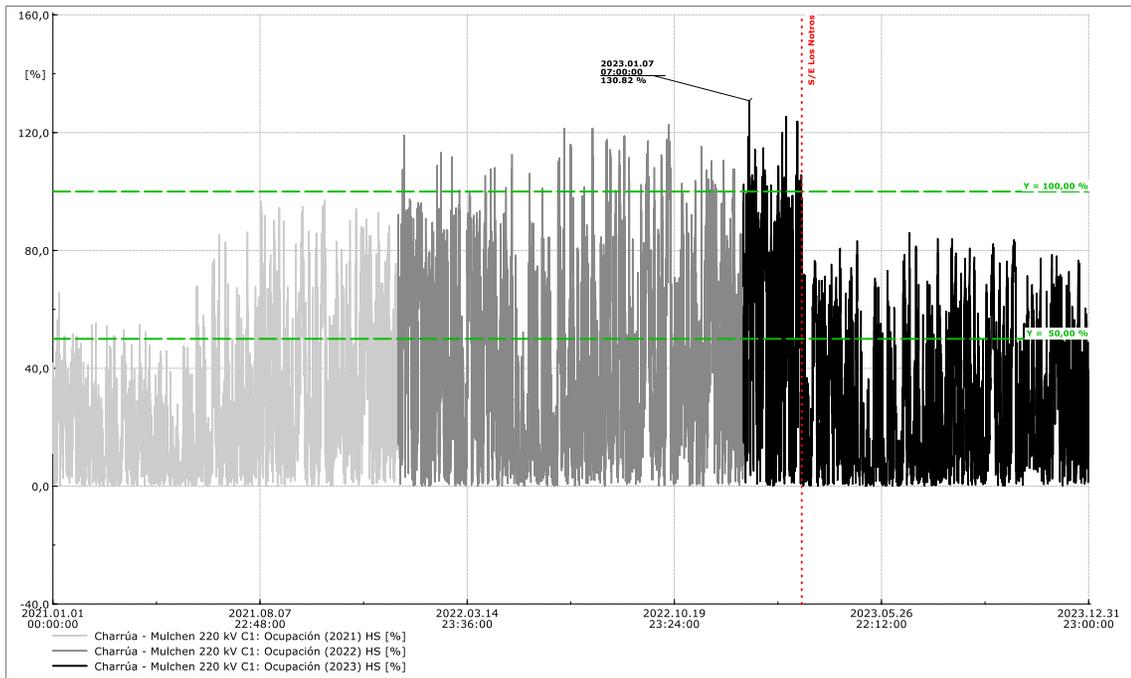
### 8.2.1. C1 LT 2x220kV Charrúa – Mulchén

#### 8.2.1.1. Hidrología Húmeda (2021-23)



Anexo 18: Diagnostico C1 LT 2x220kV Charrúa – Mulchén, hidrología húmeda, periodo completo.

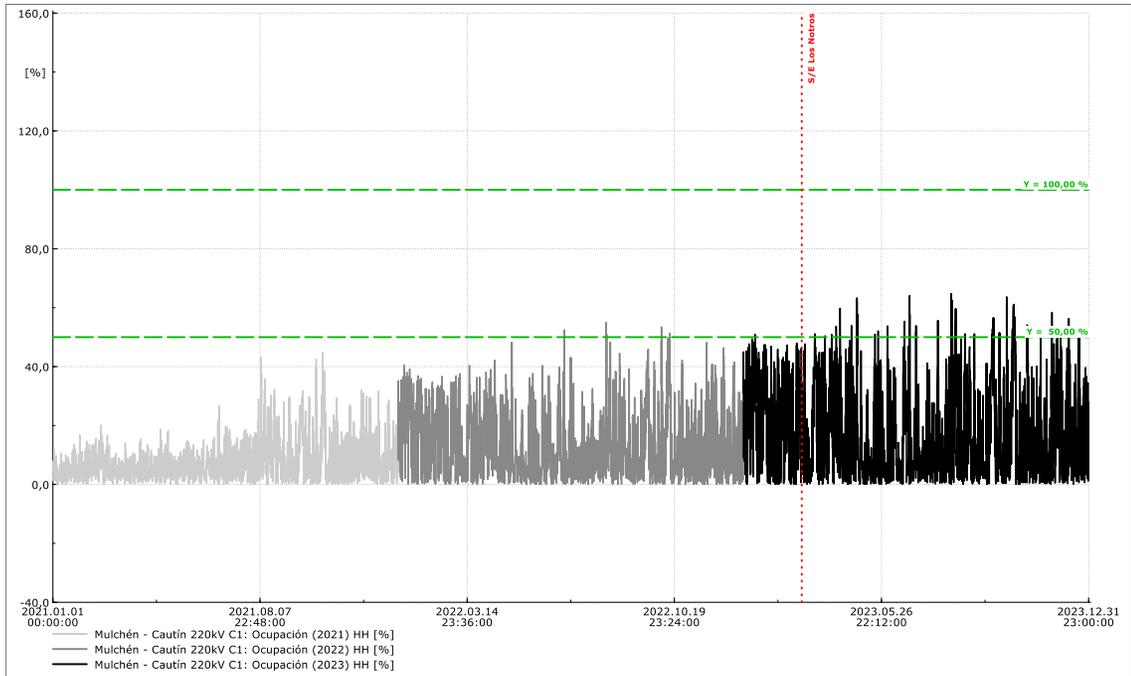
### 8.2.1.2. Hidrología Seca (2021-23)



Anexo 19: Diagnostico C1 LT 2x220kV Charrúa – Mulchén, hidrología seca, periodo completo.

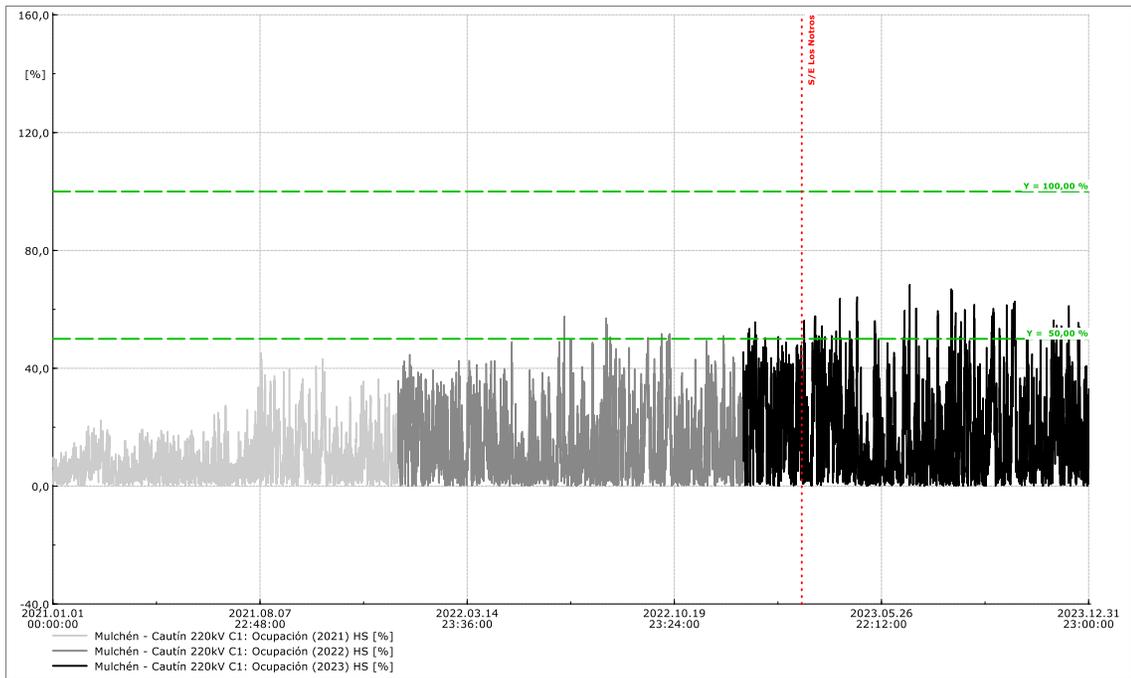
## 8.2.2. C1 LT 2x220kV Mulchén – Cautín

### 8.2.2.1. Hidrología Húmeda (2021-23)



Anexo 20: Diagnostico C1 LT 2x220kV Mulchén – Cautín, hidrología húmeda, periodo completo.

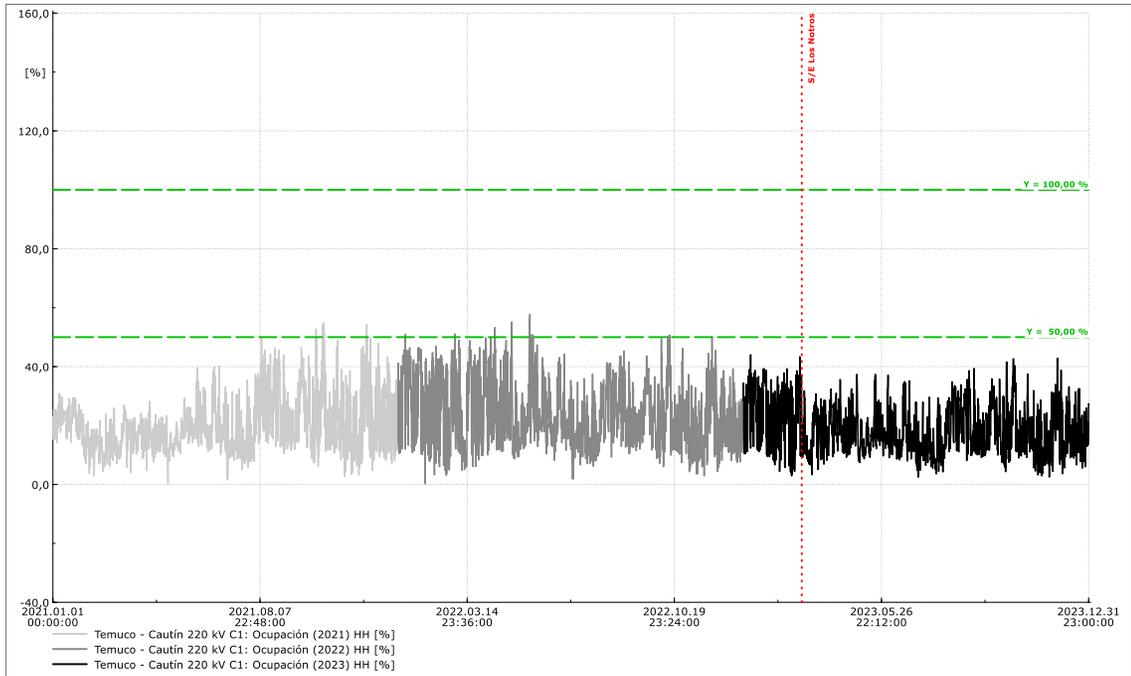
### 8.2.2.2. Hidrología Seca (2021-23)



Anexo 21: Diagnostico C1 LT 2x220kV Mulchén – Cautín, hidrología seca, periodo completo.

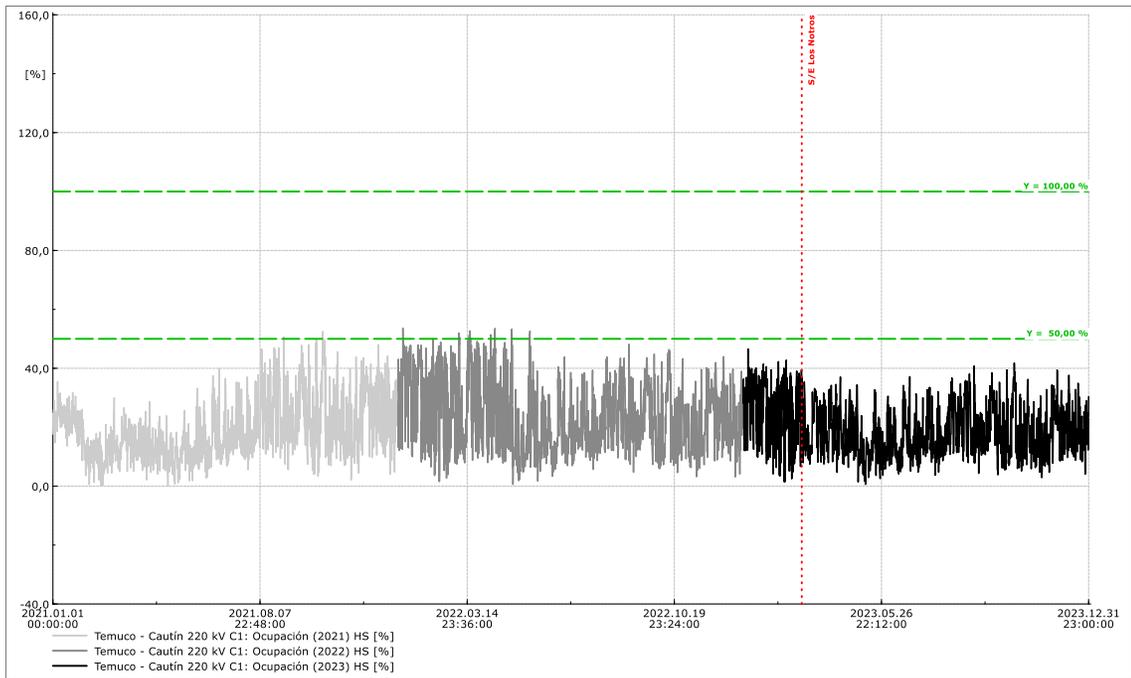
### 8.2.3. C1 LT 1x220kV Temuco – Cautín

#### 8.2.3.1. Hidrología Húmeda (2021-23)



Anexo 22: Diagnostico C1 LT 2x220kV Temuco – Cautín, hidrología húmeda, periodo completo.

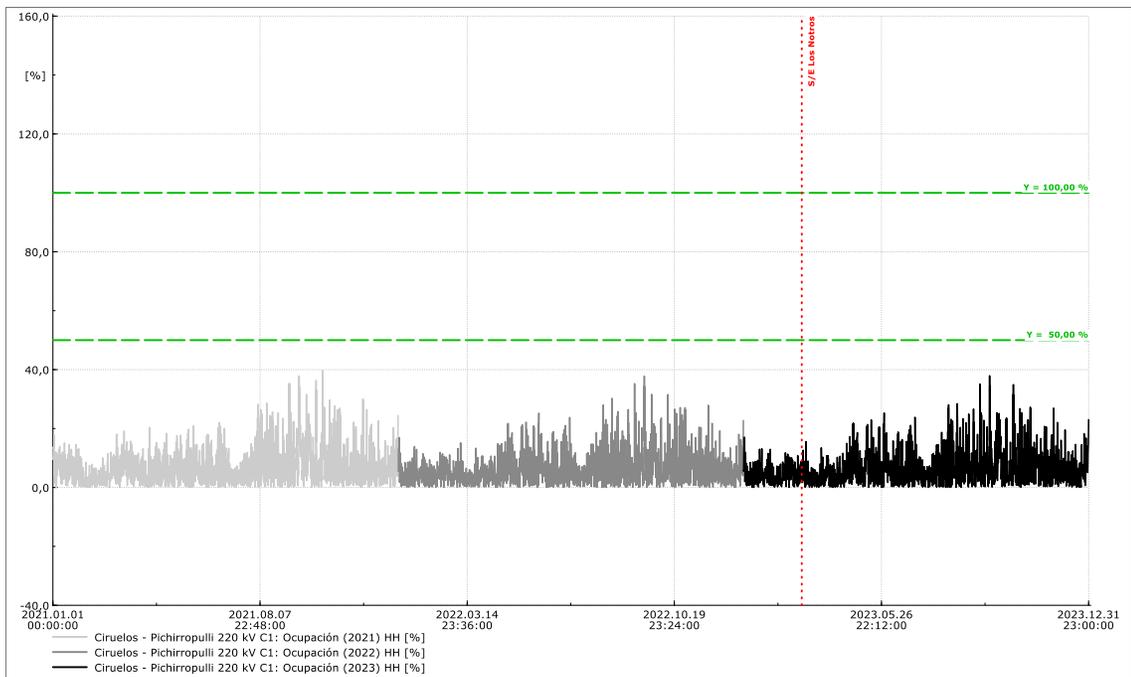
### 8.2.3.2. Hidrología Seca (2021-23)



Anexo 23: Diagnostico C1 LT 2x220kV Temuco – Cautín, hidrología seca, periodo completo.

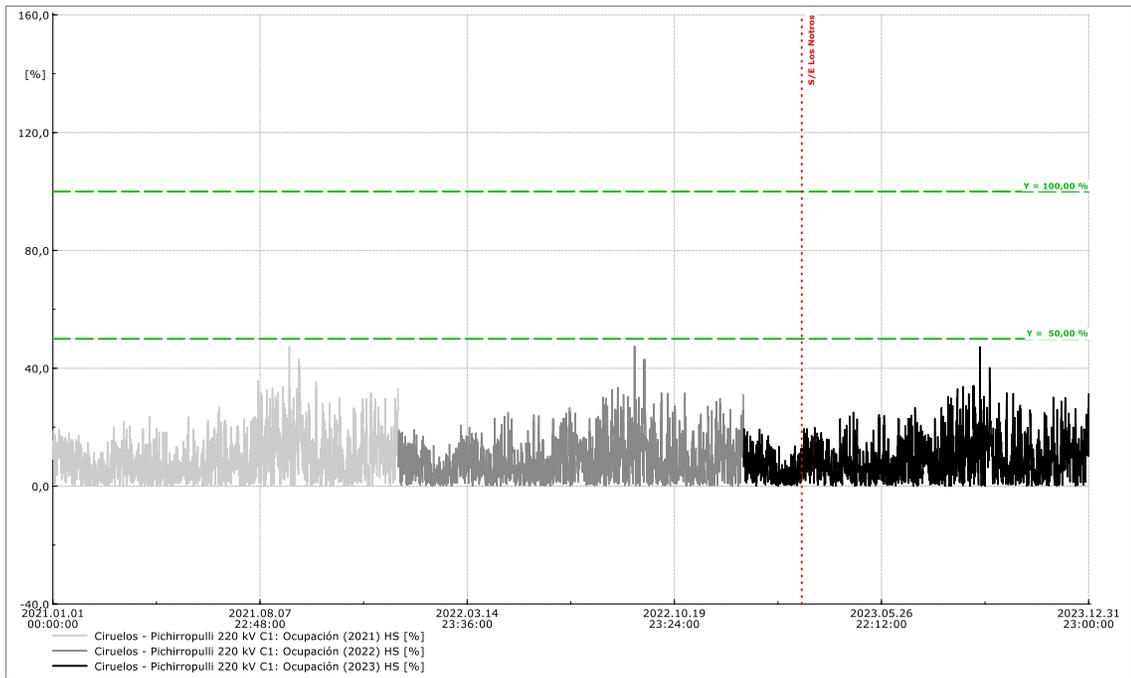
### 8.2.4. C1 LT 2x220kV Ciruelos – Pichirropulli

#### 8.2.4.1. Hidrología Húmeda (2021-23)



Anexo 24: Diagnostico C1 LT 2x220kV Ciruelos – Pichirropulli, hidrología húmeda, periodo completo.

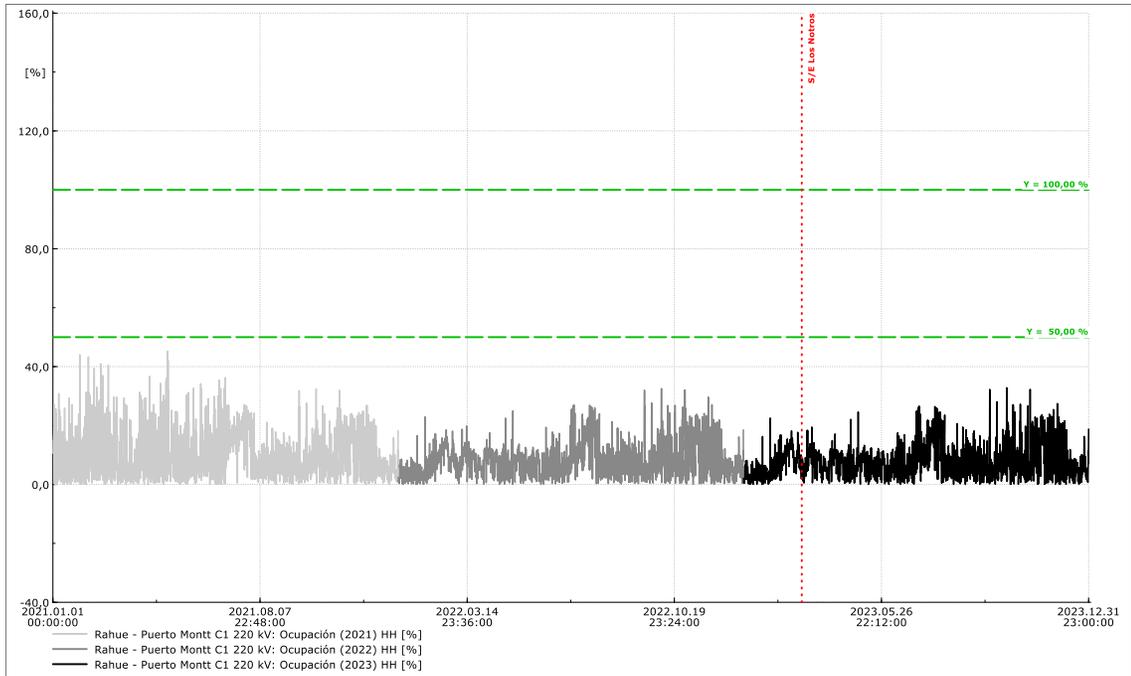
### 8.2.4.2. Hidrología Seca (2021-23)



Anexo 25: Diagnostico C1 LT 2x220kV Ciruelos – Pichirropulli, hidrología seca, periodo completo.

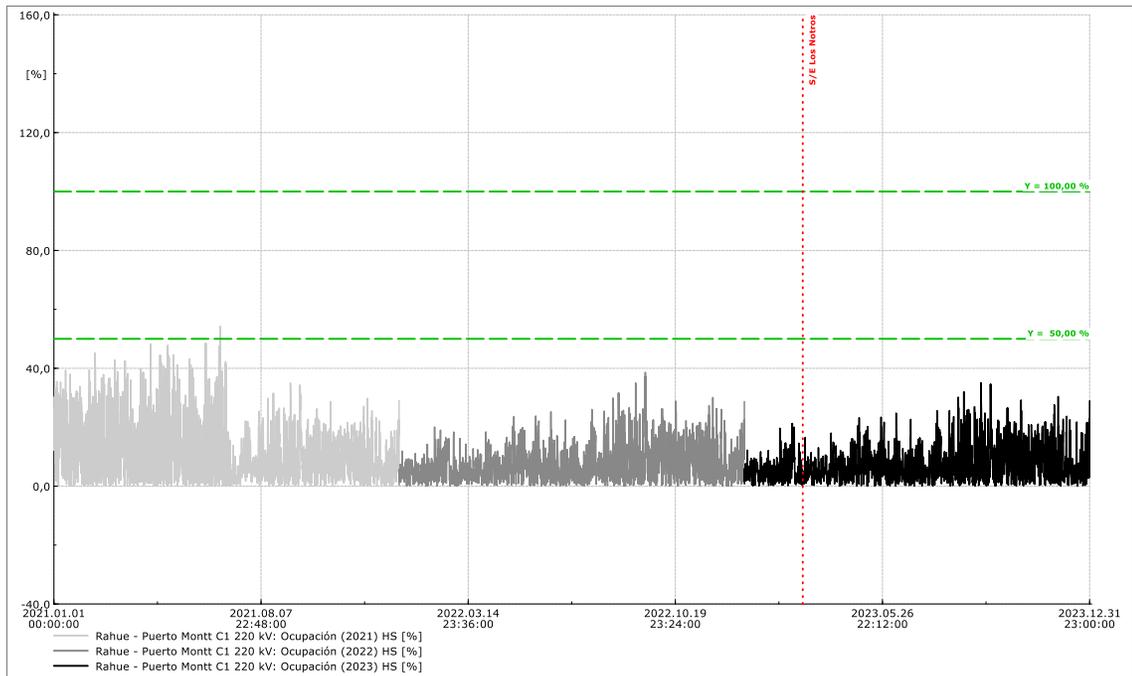
### 8.2.5. C1 LT 2x220kV Rahue – Puerto Montt

#### 8.2.5.1. Hidrología Húmeda (2021-23)



Anexo 26: Diagnostico C1 LT 2x220kV Rahue – Puerto Montt, hidrología húmeda, periodo completo.

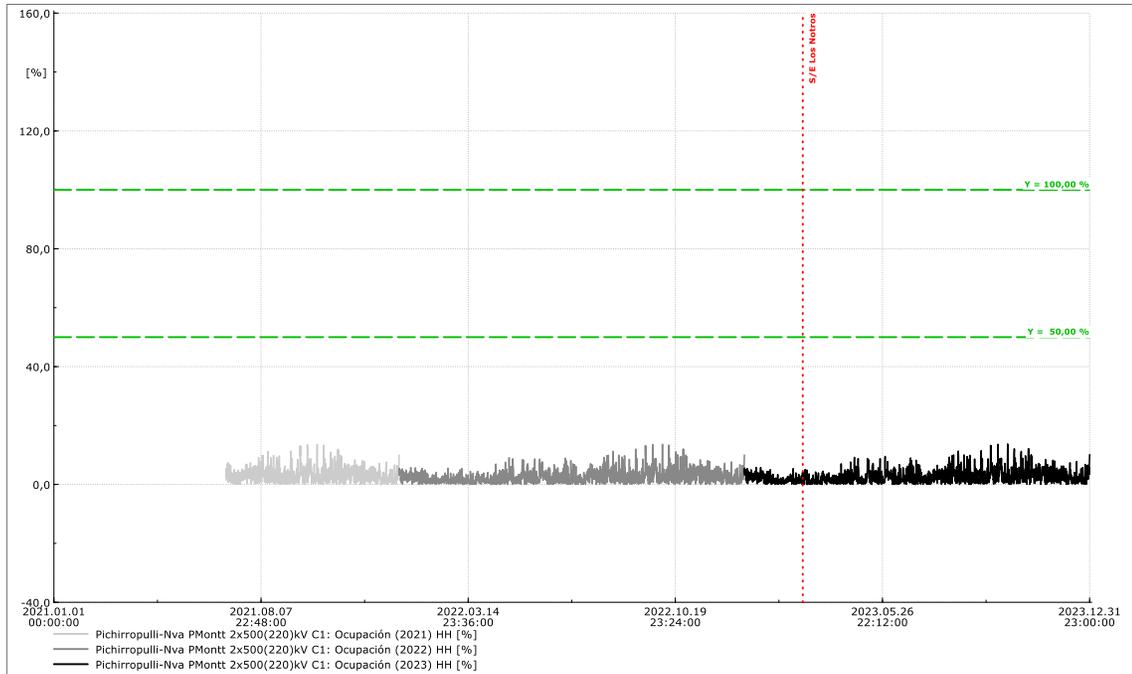
### 8.2.5.2. Hidrología Seca (2021-23)



Anexo 27: Diagnostico C1 LT 2x220kV Rahue – Puerto Montt, hidrología seca, periodo completo.

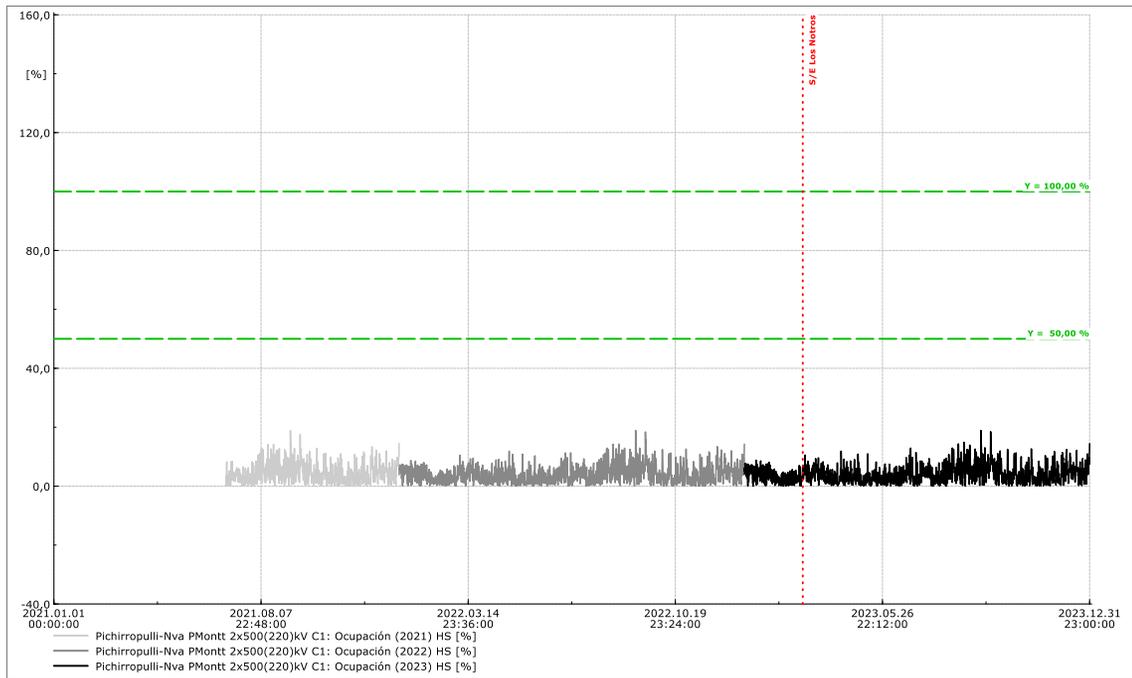
## 8.2.6. C1 LT 2x220kV Pichirropulli – Nueva Pto Montt

### 8.2.6.1. Hidrología Húmeda (2021-23)



Anexo 28: Diagnostico C1 LT 2x220kV Pichirropulli – Nva Pto Montt, hidrología húmeda, periodo completo.

### 8.2.6.2. Hidrología Seca (2021-23)



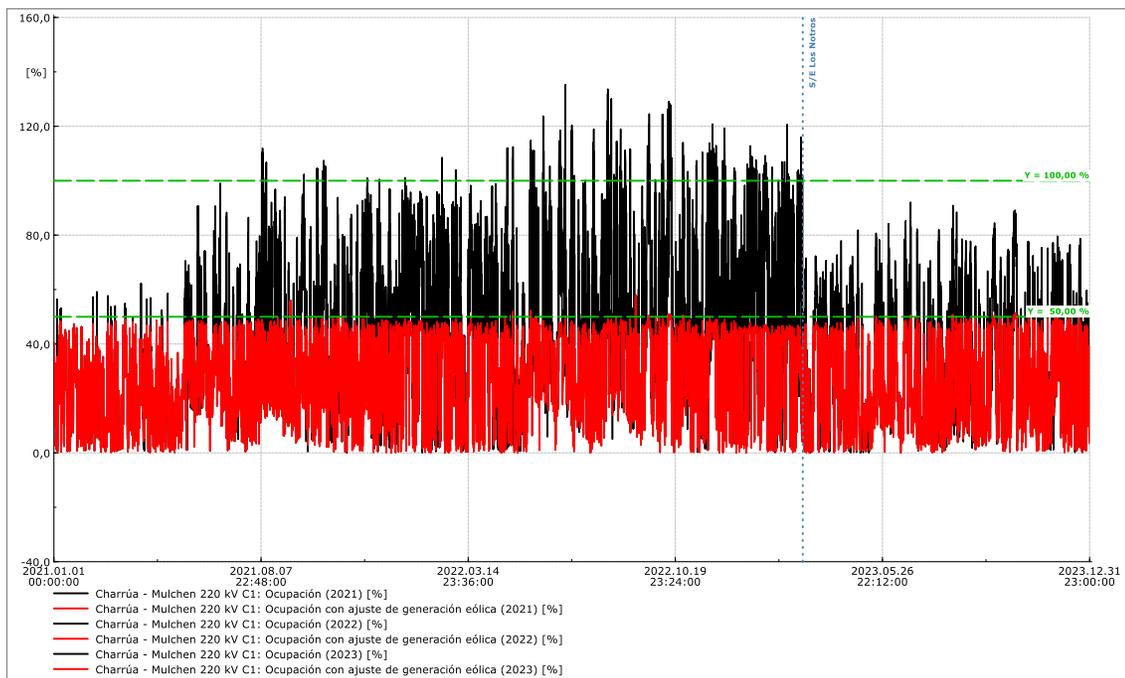
Anexo 29: Diagnostico C1 LT 2x220kV Pichirropulli – Nva Pto Montt, hidrología seca, periodo completo.

### 8.3. Ocupación de Líneas: Solución 1

Las siguientes imágenes corresponden a resultados de simulaciones cuasi-dinámicas, incluyendo la implementación de la solución 1: reducción de generación sin automatismo. El color negro representa la ocupación de línea en el caso base y el rojo con la reducción de generación.

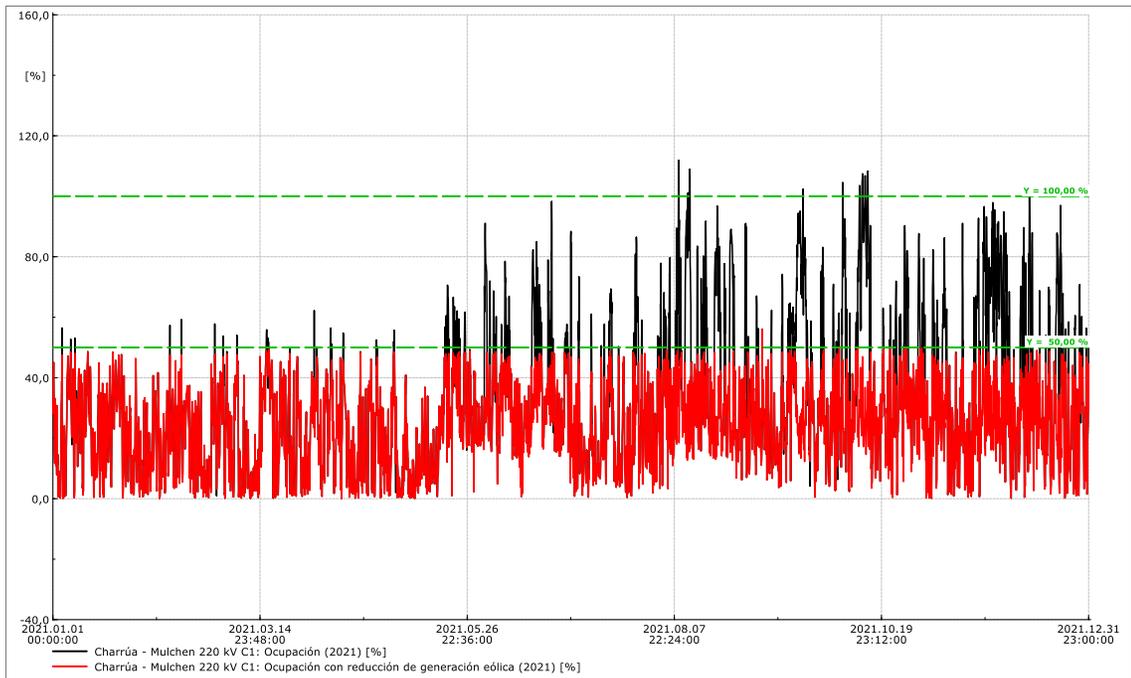
#### 8.3.1. C1 LT 2x220kV Charrúa – Mulchén

##### 8.3.1.1. Hidrología Húmeda (2021-23)



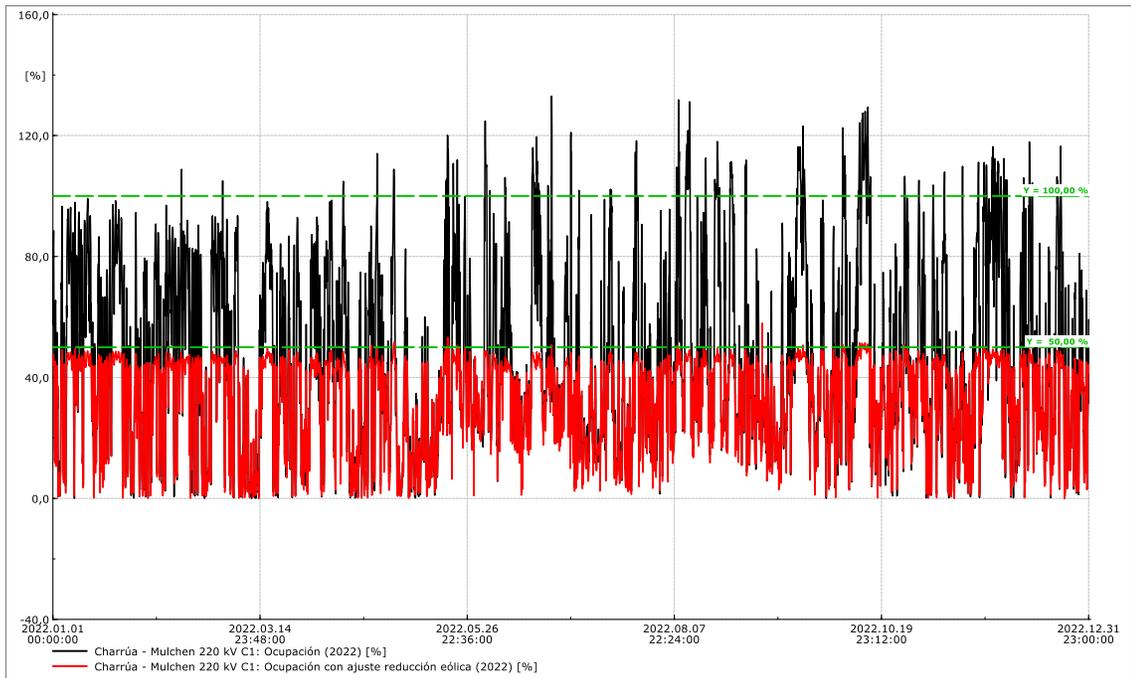
Anexo 30: Ocupación C1 LT 2x220kV Charrúa – Mulchén, HH, 2021-2023, reducción sin automatismo.

### 8.3.1.2. Hidrología Húmeda (2021)



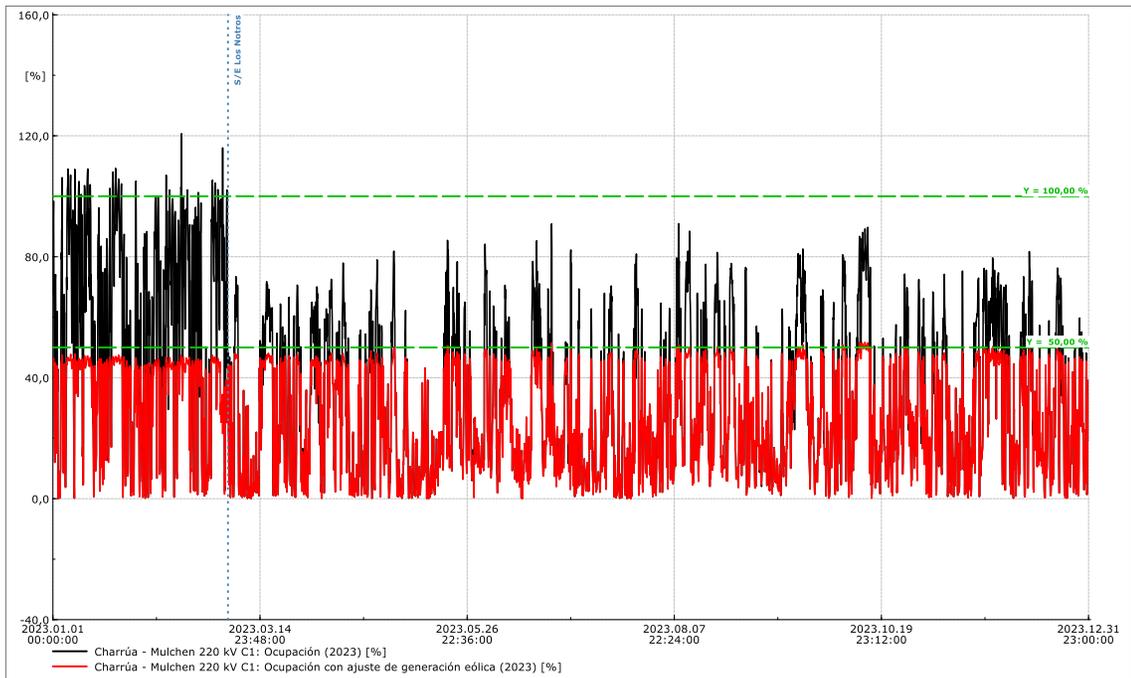
Anexo 31: Ocupación C1 LT 2x220kV Charrúa – Mulchén, HH, año 2021, reducción sin automatismo.

### 8.3.1.3. Hidrología Húmeda (2022)



Anexo 32: Ocupación C1 LT 2x220kV Charrúa – Mulchén, HH, año 2022, reducción sin automatismo.

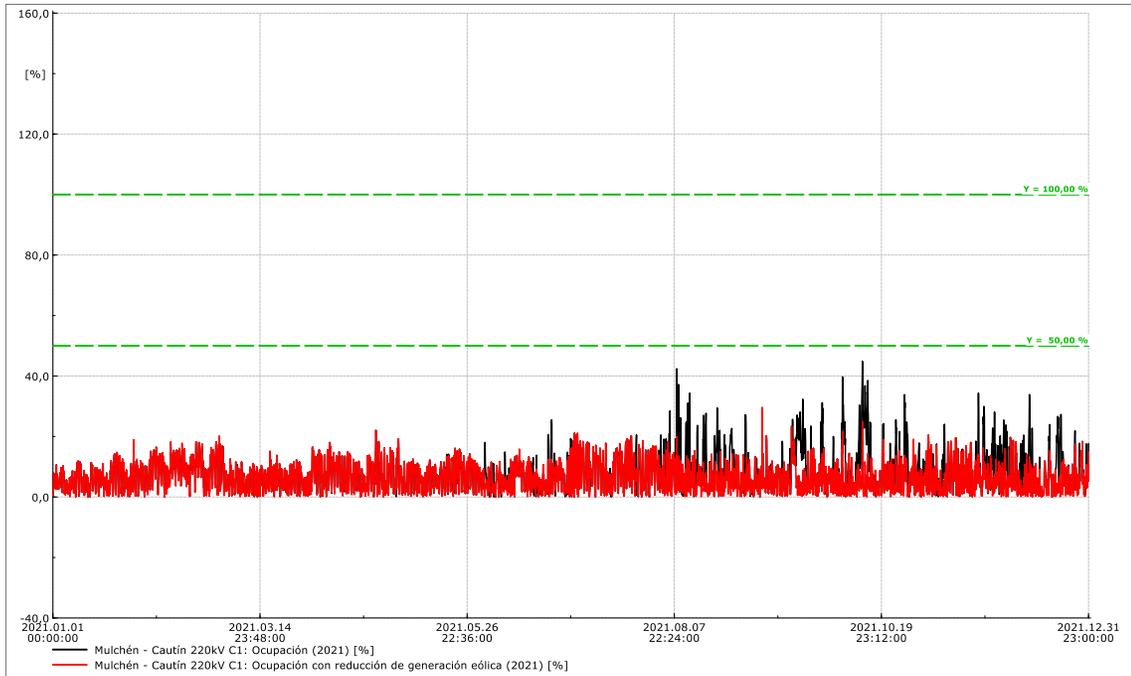
### 8.3.1.4. Hidrología Húmeda (2023)



Anexo 33: Ocupación C1 LT 2x220kV Charrúa – Mulchén, HH, año 2023, reducción sin automatismo.

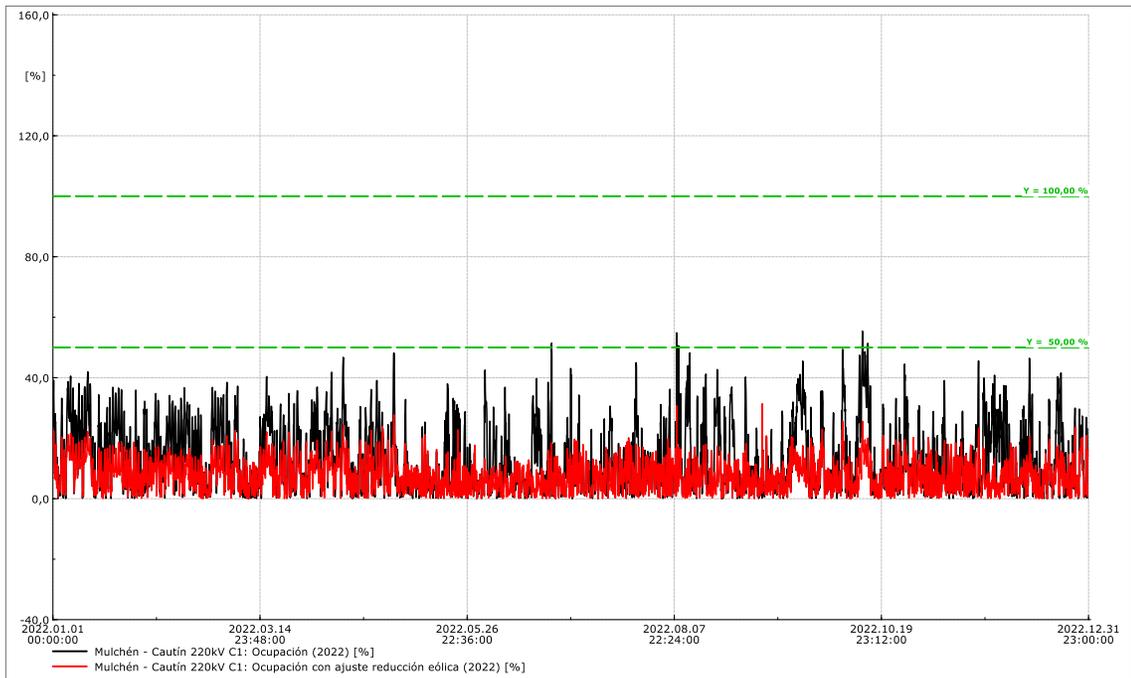
## 8.3.2. C1 LT 2x220kV Mulchén – Cautín

### 8.3.2.1. Hidrología Húmeda (2021)



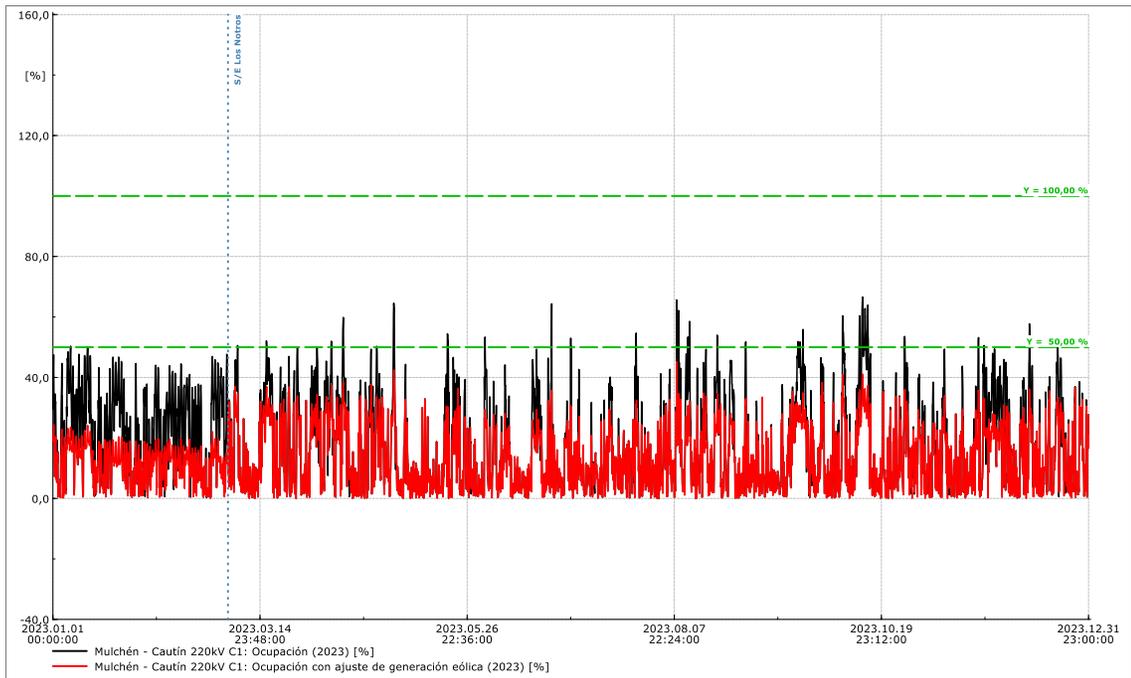
Anexo 34: Ocupación C1 LT 2x220kV Mulchén – Cautín, HH, año 2021, reducción sin automatismo.

### 8.3.2.2. Hidrología Húmeda (2022)



Anexo 35: Ocupación C1 LT 2x220kV Mulchén – Cautín, HH, año 2022, reducción sin automatismo.

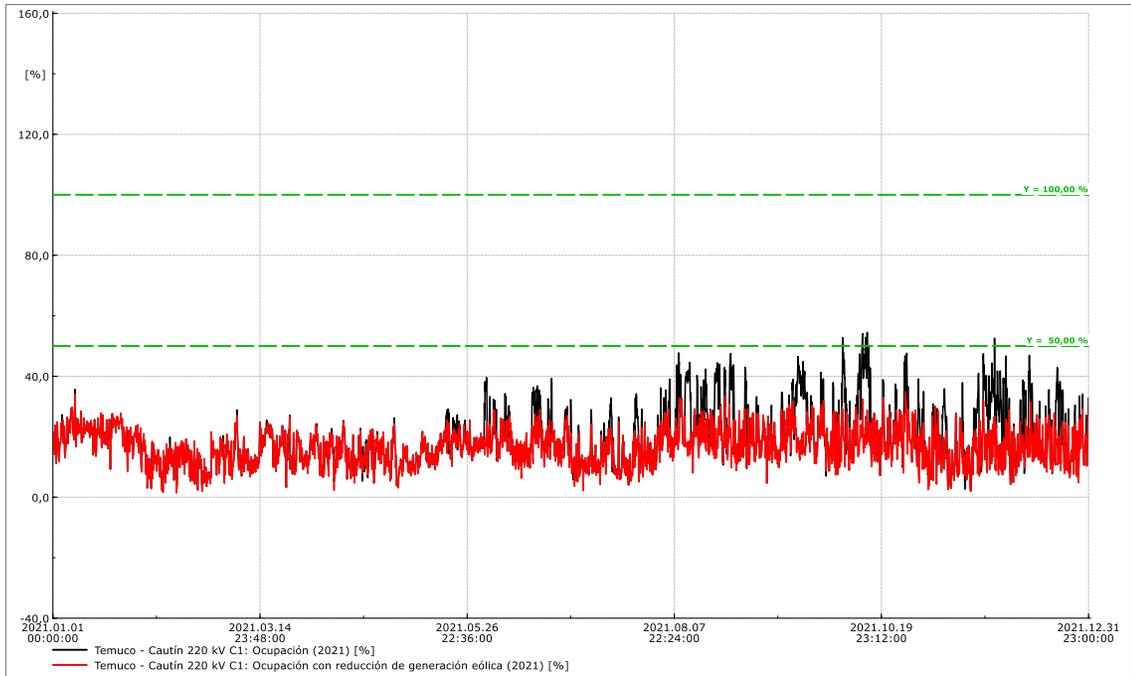
### 8.3.2.3. Hidrología Húmeda (2023)



Anexo 36: Ocupación C1 LT 2x220kV Mulchén – Cautín, HH, año 2023, reducción sin automatismo.

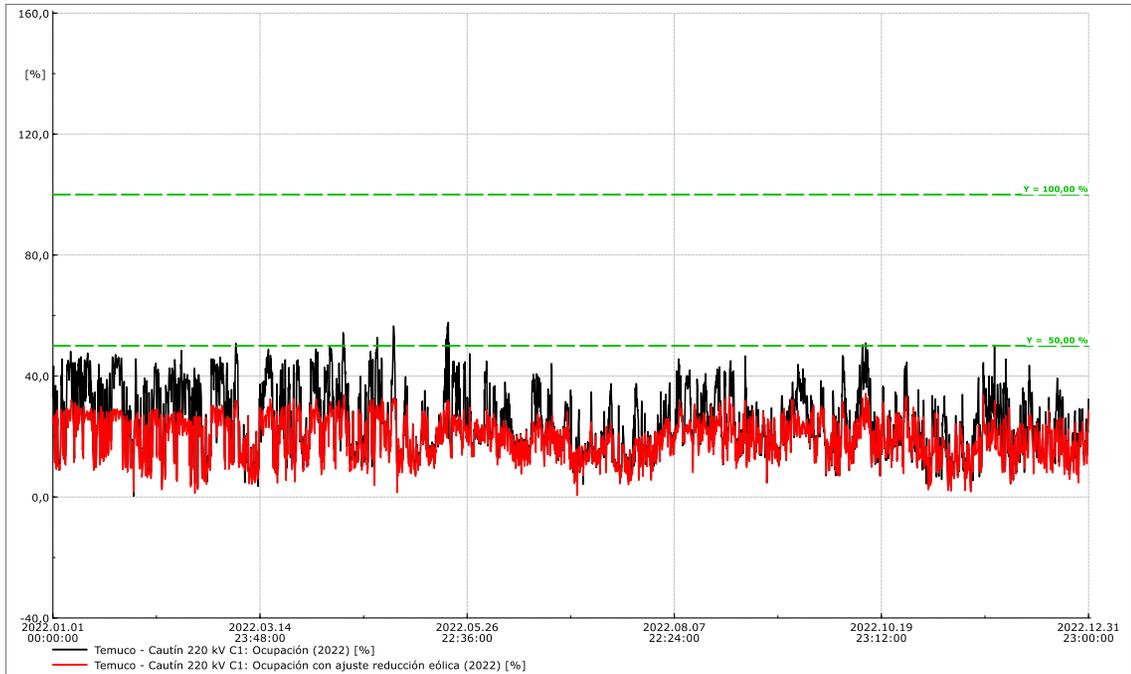
### 8.3.3. C1 LT 1x220kV Temuco – Cautín

#### 8.3.3.1. Hidrología Húmeda (2021)



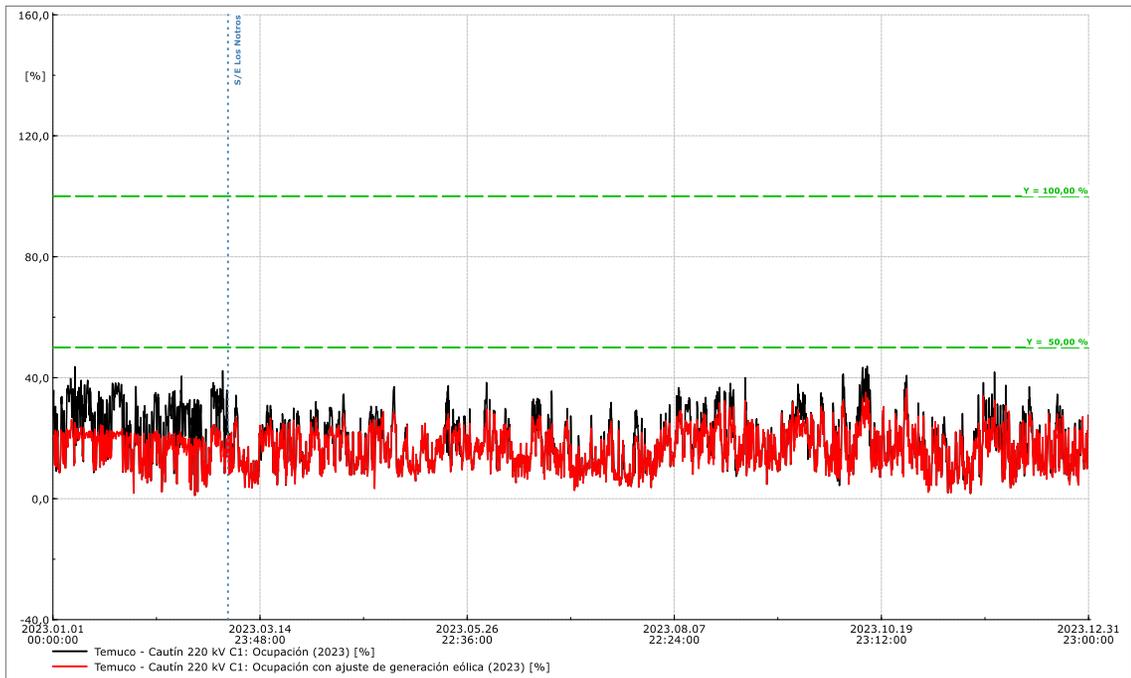
Anexo 37: Ocupación C1 LT 2x220kV Temuco – Cautín, HH, año 2021, reducción sin automatismo.

#### 8.3.3.2. Hidrología Húmeda (2022)



Anexo 38: Ocupación C1 LT 2x220kV Temuco – Cautín, HH, año 2022, reducción sin automatismo.

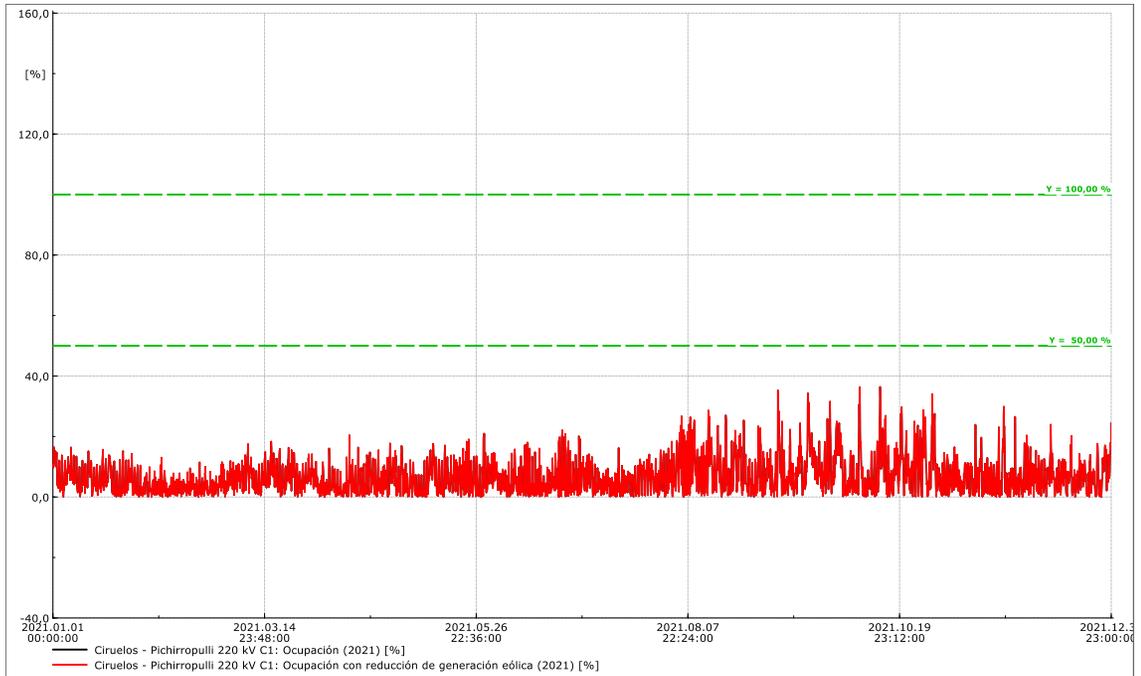
### 8.3.3.3. Hidrología Húmeda (2023)



Anexo 39: Ocupación C1 LT 2x220kV Temuco – Cautín, HH, año 2023, reducción sin automatismo.

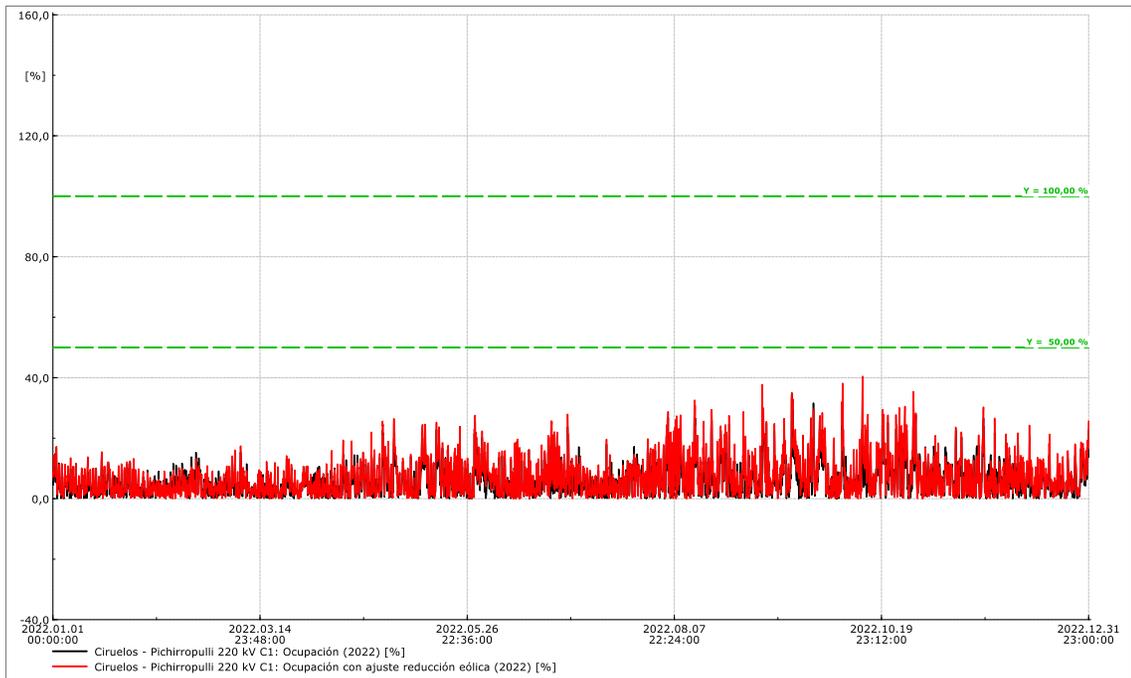
### 8.3.4. C1 LT 2x220kV Ciruelos – Pichirropulli

#### 8.3.4.1. Hidrología Húmeda (2021)



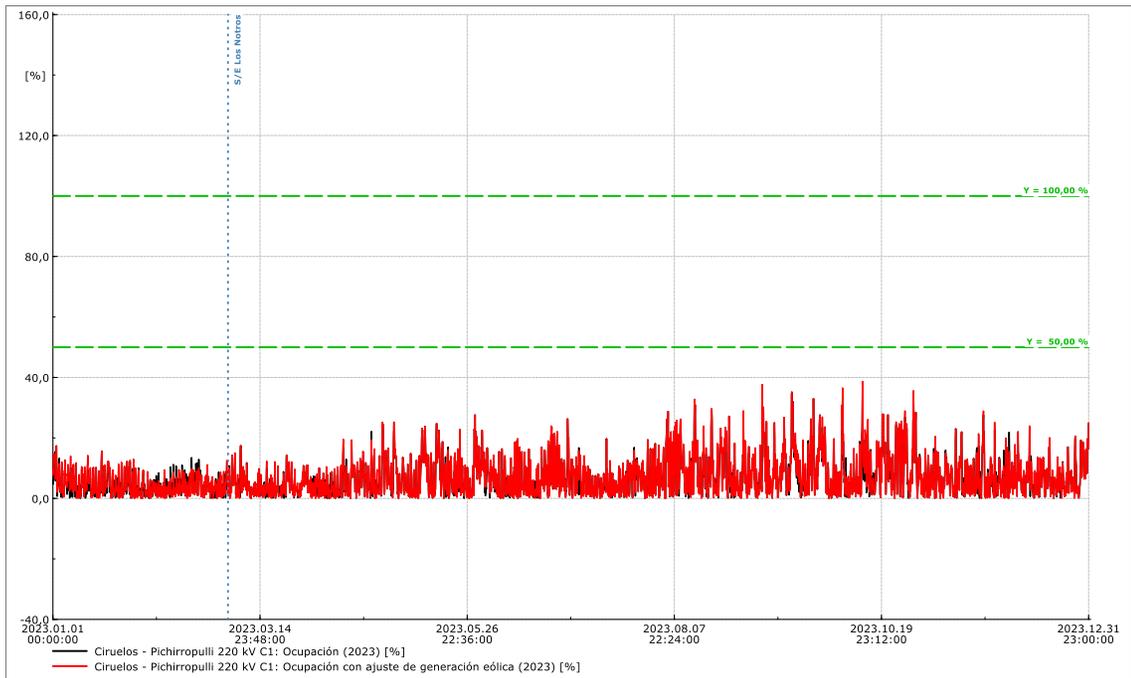
Anexo 40: Ocupación C1 2x220kV Ciruelos – Pichirropulli, HH, año 2021, reducción sin automatismo.

### 8.3.4.2. Hidrología Húmeda (2022)



Anexo 41: Ocupación C1 2x220kV Ciruelos – Pichirropulli, HH, año 2022, reducción sin automatismo.

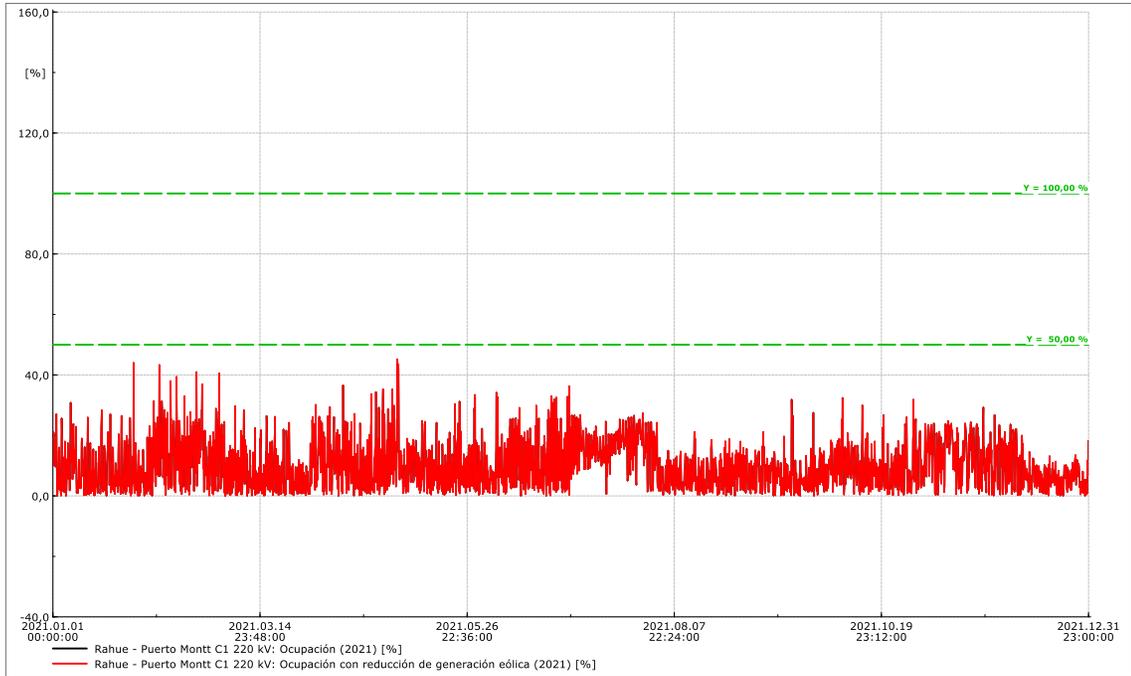
### 8.3.4.3. Hidrología Húmeda (2023)



Anexo 42: Ocupación C1 2x220kV Ciruelos – Pichirropulli, HH, año 2023, reducción sin automatismo.

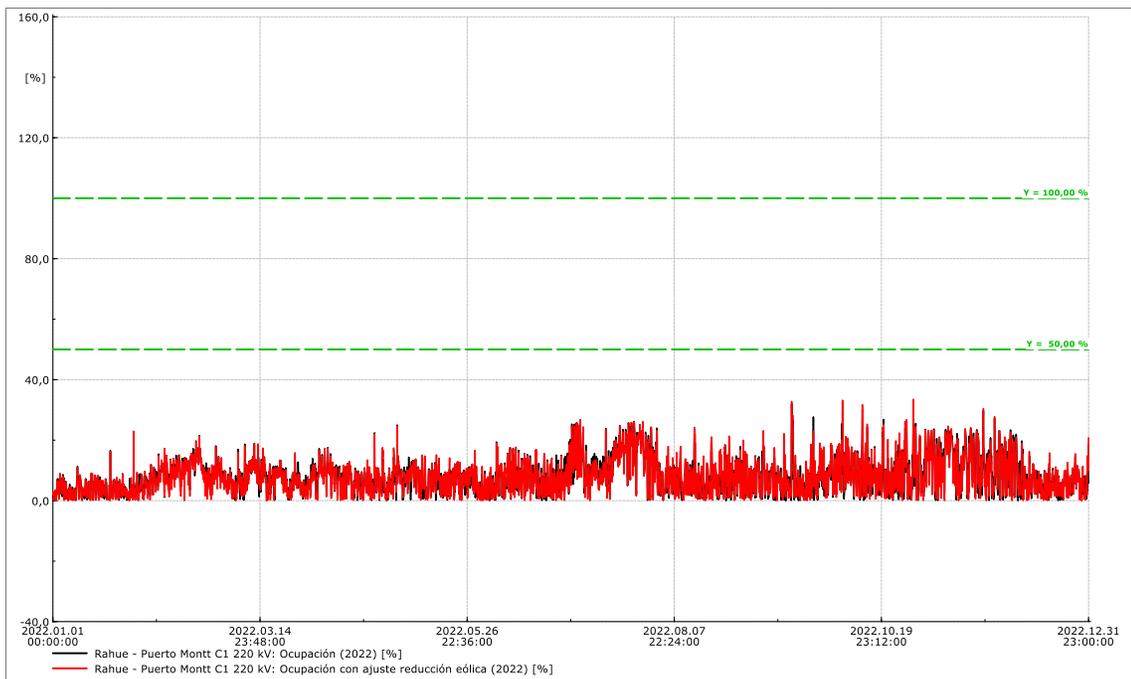
### 8.3.5. C1 LT 2x220kV Rahue – Puerto Montt

#### 8.3.5.1. Hidrología Húmeda (2021)



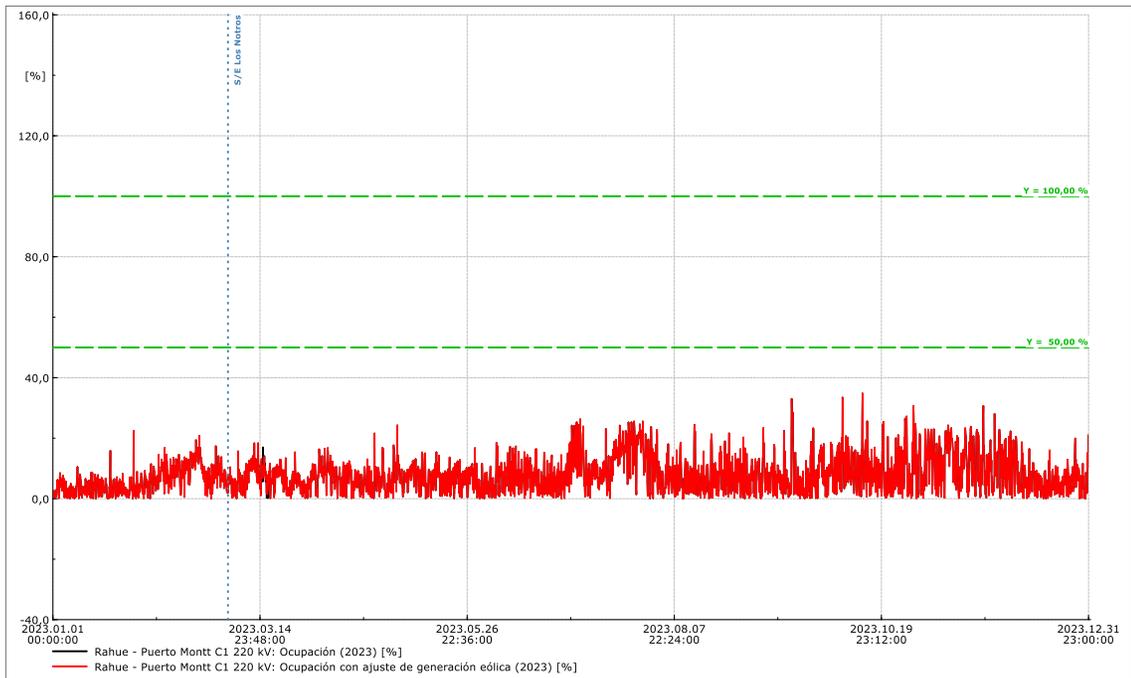
Anexo 43: Ocupación C1 2x220kV Rahue – Puerto Montt, HH, año 2021, reducción sin automatismo.

#### 8.3.5.2. Hidrología Húmeda (2022)



Anexo 44: Ocupación C1 2x220kV Rahue – Puerto Montt, HH, año 2022, reducción sin automatismo.

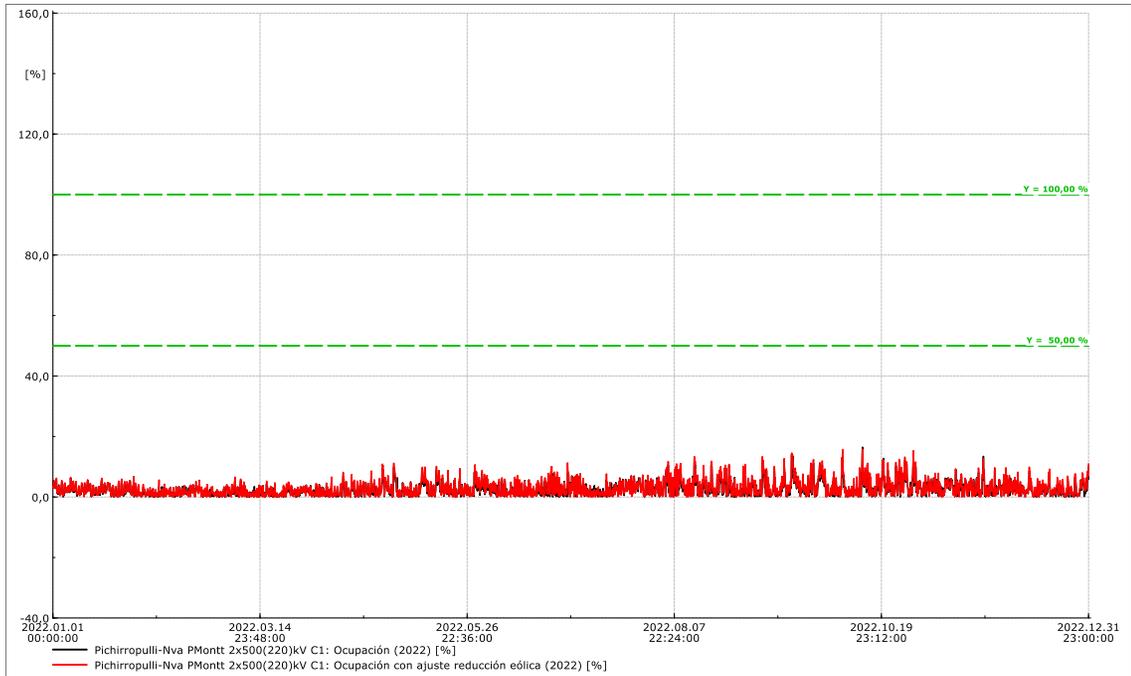
### 8.3.5.3. Hidrología Húmeda (2023)



Anexo 45: Ocupación C1 2x220kV Rahue – Puerto Montt, HH, año 2023, reducción sin automatismo.

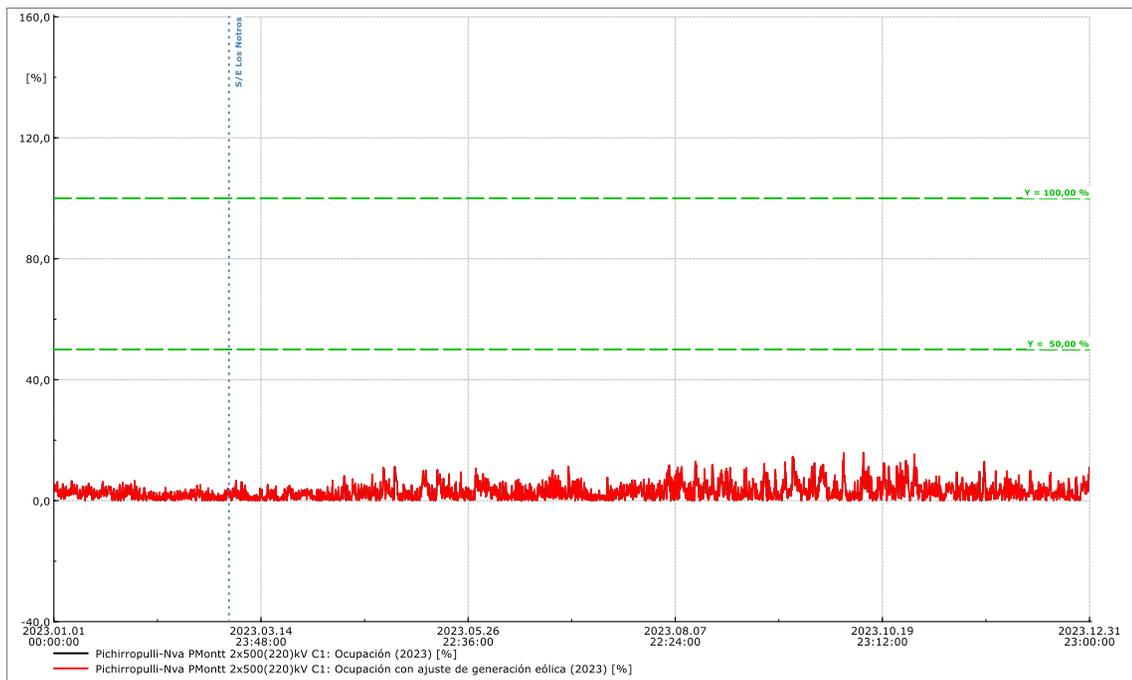
### 8.3.6. C1 LT 2x220kV Pichirropulli – Nueva Pto Montt

#### 8.3.6.1. Hidrología Húmeda (2022)



Anexo 46: Ocupación C1 2x220kV Pichirropulli – Nva Pto Montt, HH, año 2022, reducción sin automatismo.

### 8.3.6.2. Hidrología Húmeda (2023)



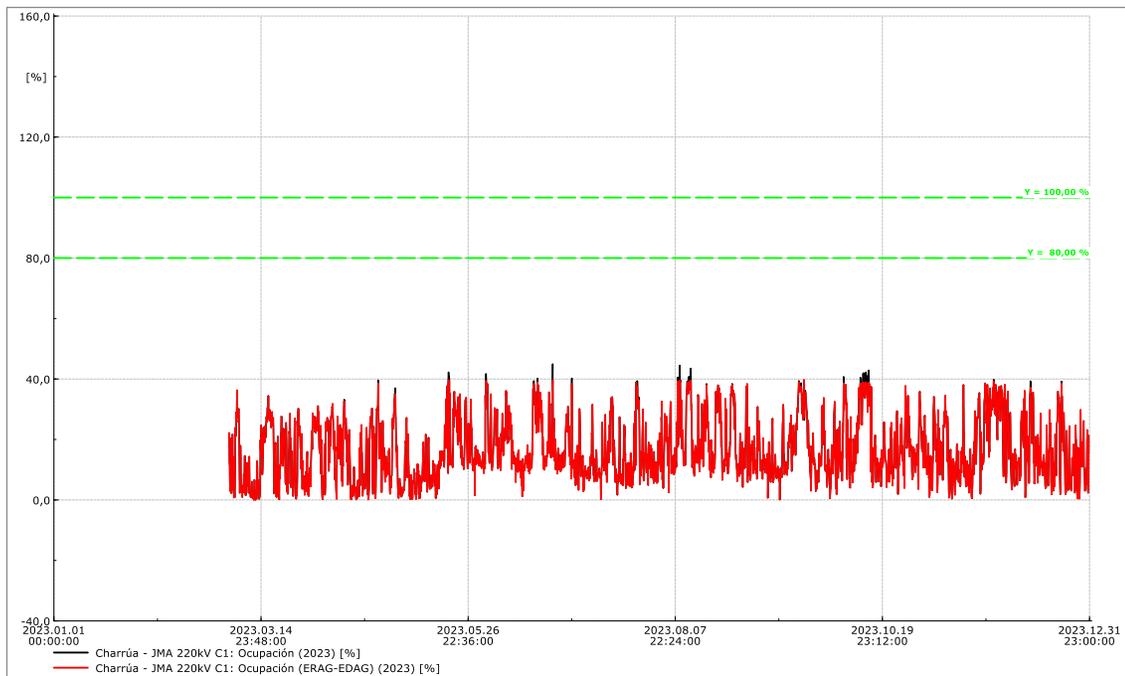
Anexo 47: Ocupación C1 2x220kV Pichirropulli – Nva Pto Montt, HH, año 2023, reducción sin automatismo.

## 8.4. Ocupación de Líneas: Solución 2

Las siguientes imágenes corresponden a resultados de simulaciones cuasi – dinámicas, incluyendo la implementación de la solución 2: reducción de generación con esquema de reducción y/o desconexión de generación. El color negro representa la ocupación de línea en el caso base y el rojo con la reducción de generación.

### 8.4.1. C1 LT 2x220kV Charrúa – Los Notros

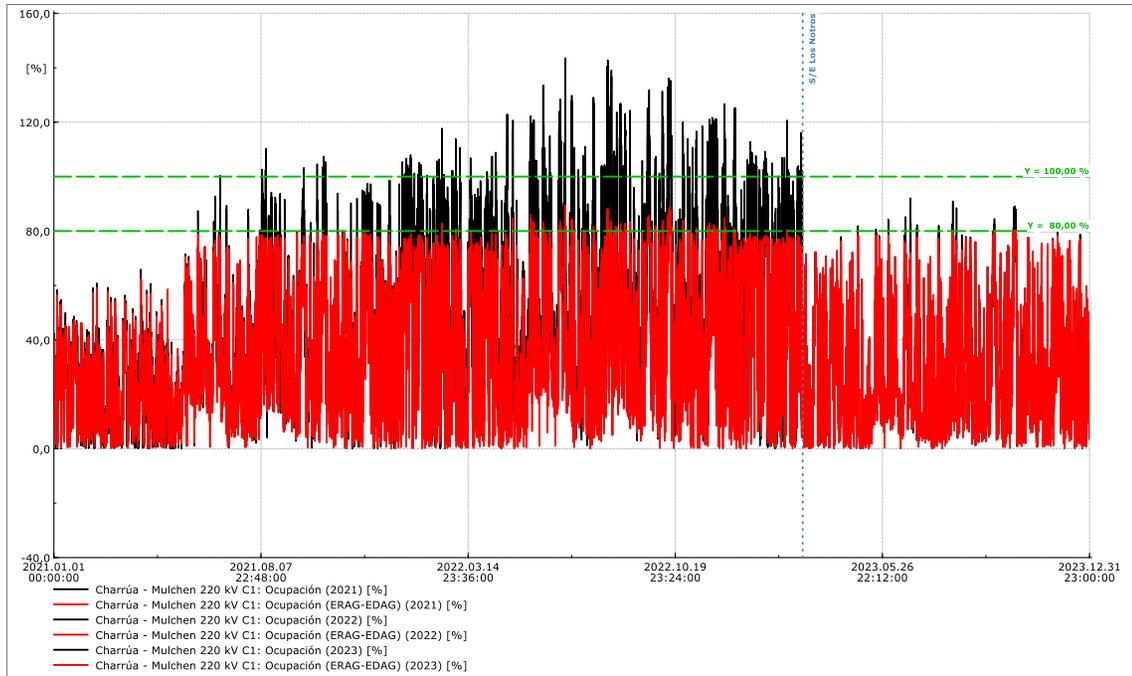
#### 8.4.1.1. Hidrología Húmeda (2023)



Anexo 48: Ocupación C1 LT 2x220kV Charrúa – Los Notros, HH, año 2023, esquema RAG-DAG.

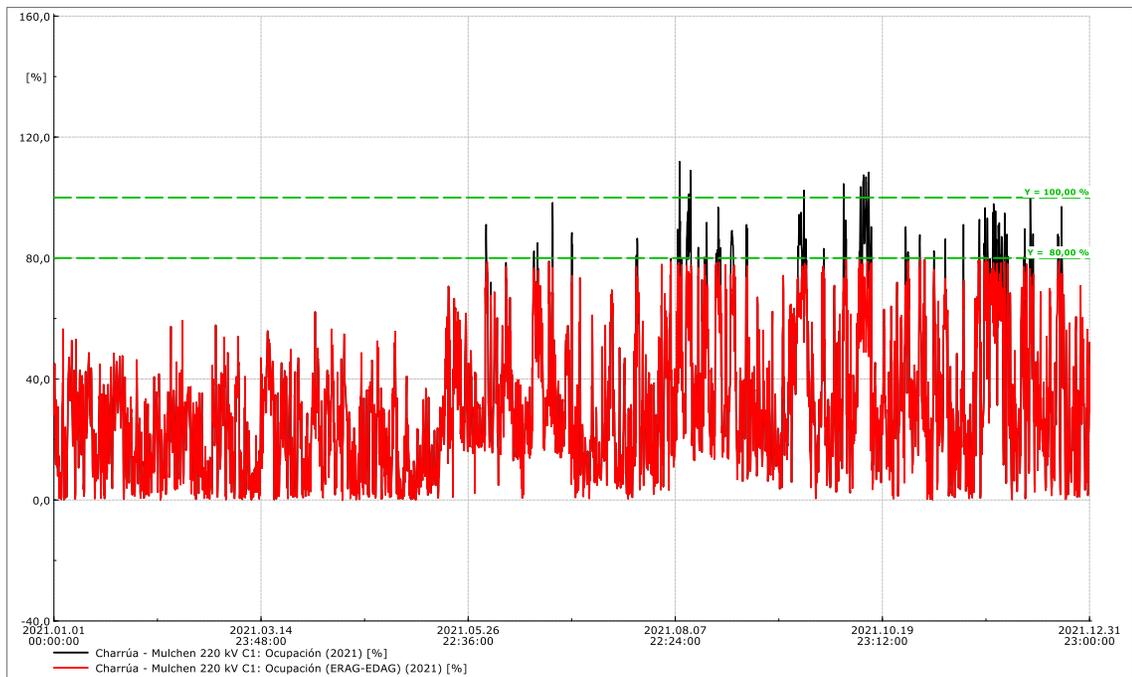
## 8.4.2. C1 LT 2x220kV Charrúa – Mulchén

### 8.4.2.1. Hidrología Húmeda (2021-23)



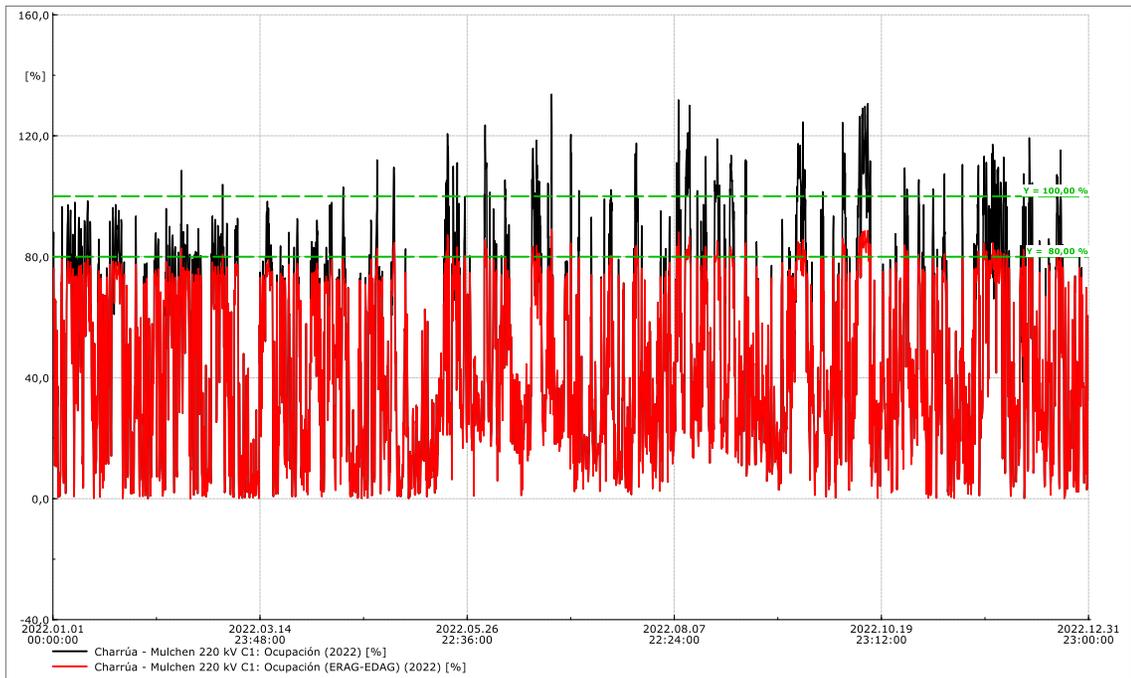
Anexo 49: Ocupación C1 LT 2x220kV Charrúa – Mulchén, HH, 2021-2023, esquema RAG-DAG.

### 8.4.2.2. Hidrología Húmeda (2021)



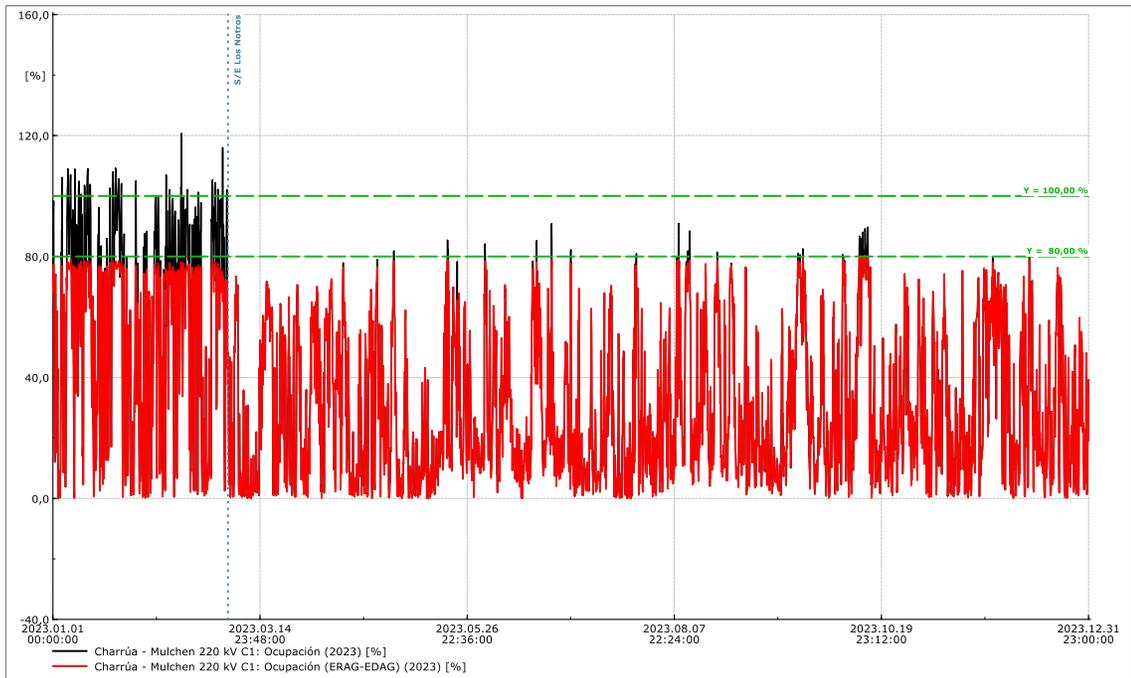
Anexo 50: Ocupación C1 LT 2x220kV Charrúa – Mulchén, HH, año 2021, esquema RAG-DAG.

### 8.4.2.3. Hidrología Húmeda (2022)



Anexo 51: Ocupación C1 LT 2x220kV Charrúa - Mulchén, HH, año 2022, esquema RAG-DAG.

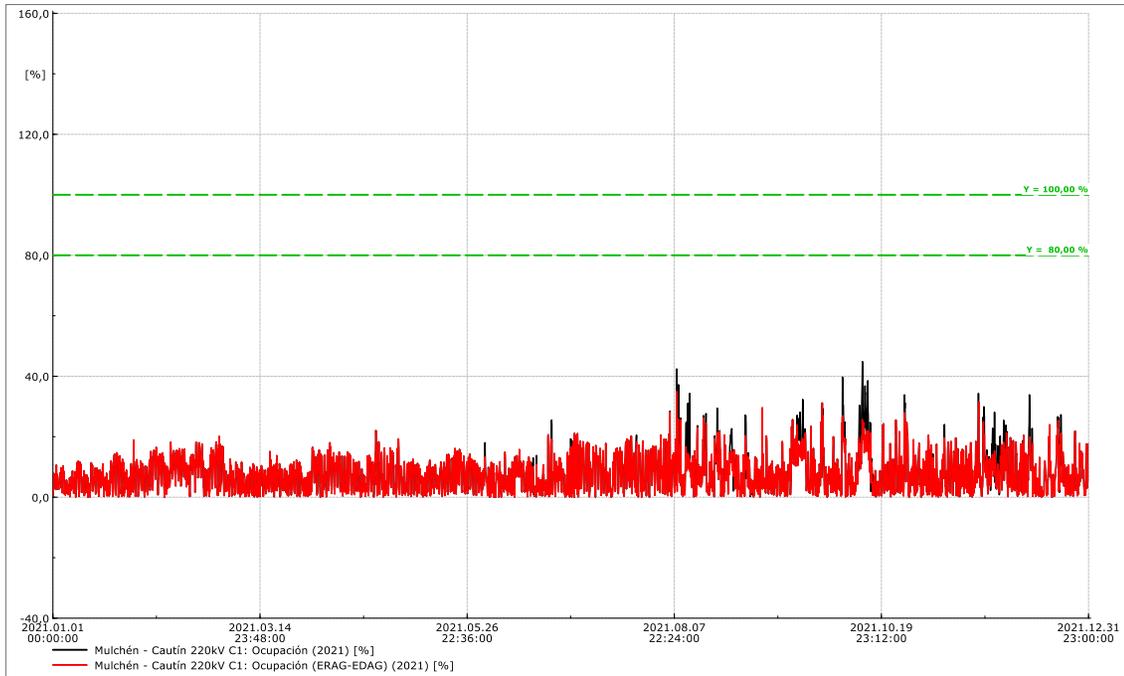
### 8.4.2.4. Hidrología Húmeda (2023)



Anexo 52: Ocupación C1 LT 2x220kV Charrúa - Mulchén, HH, año 2023, esquema RAG-DAG.

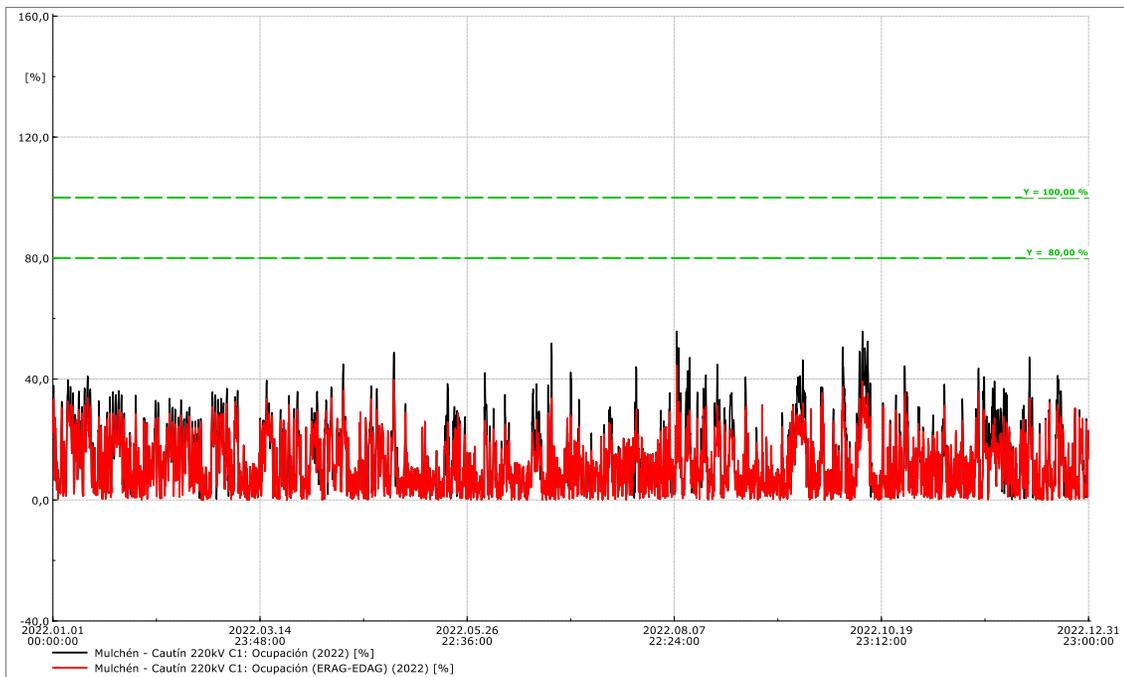
### 8.4.3. C1 LT 2x220kV Mulchén – Cautín

#### 8.4.3.1. Hidrología Húmeda (2021)



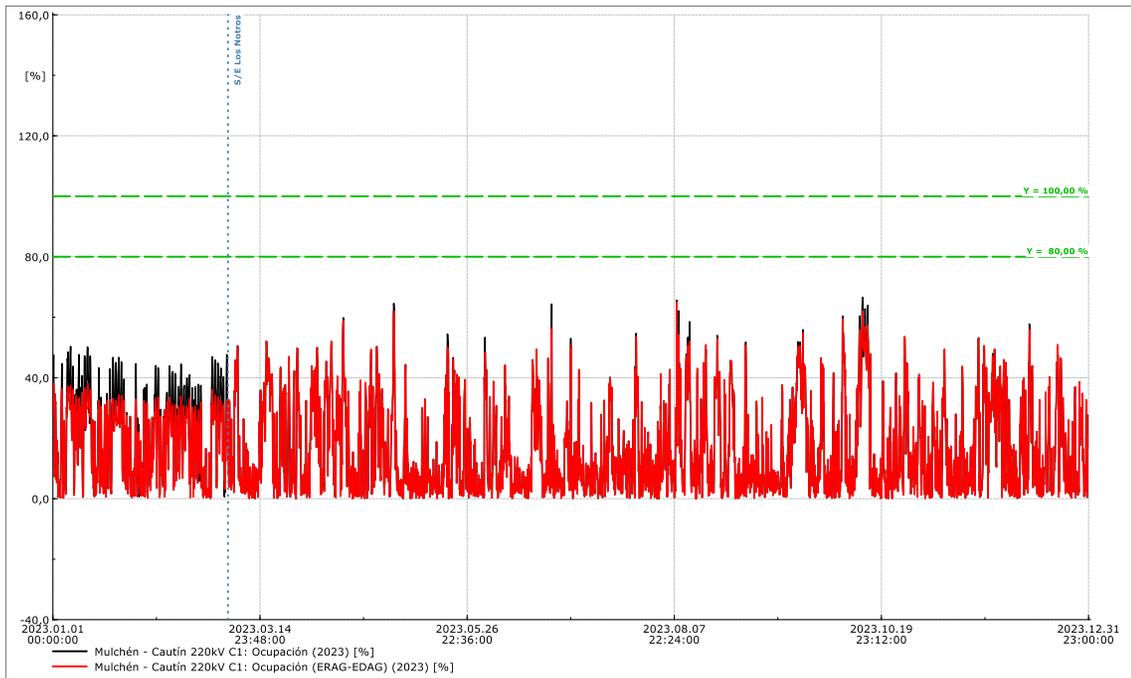
Anexo 53: Ocupación C1 LT 2x220kV Mulchén – Cautín, HH, año 2021, esquema RAG-DAG.

#### 8.4.3.2. Hidrología Húmeda (2022)



Anexo 54: Ocupación C1 LT 2x220kV Mulchén – Cautín, HH, año 2022, esquema RAG-DAG.

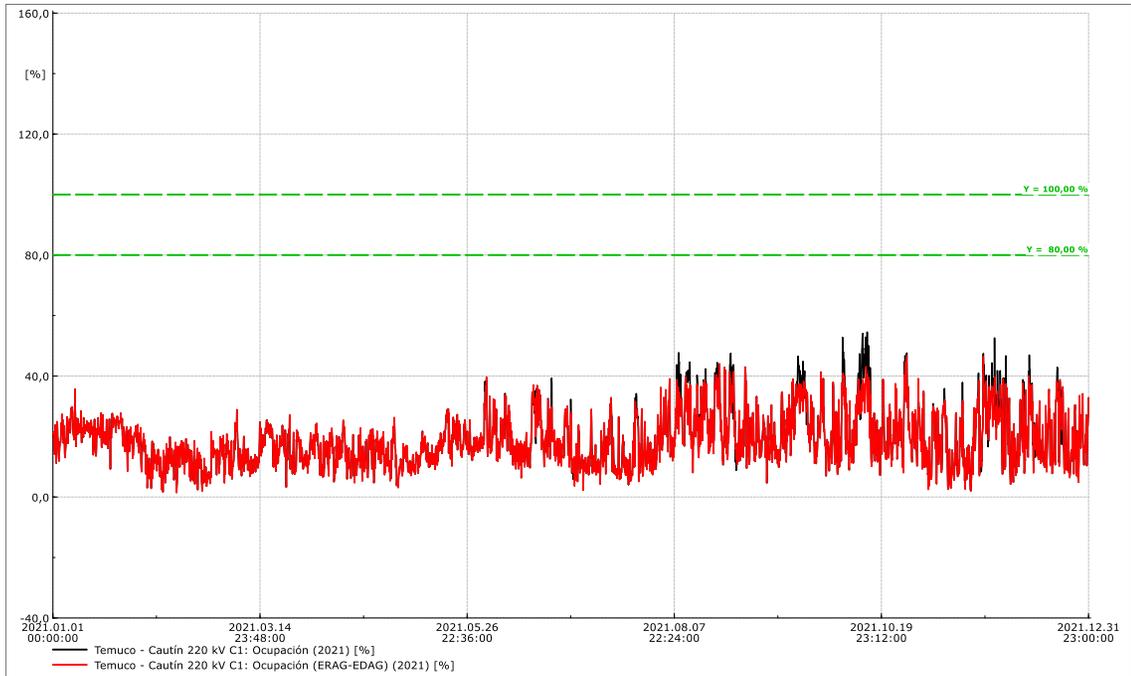
### 8.4.3.3. Hidrología Húmeda (2023)



Anexo 55: Ocupación C1 LT 2x220kV Mulchén – Cautín, HH, año 2023, esquema RAG-DAG.

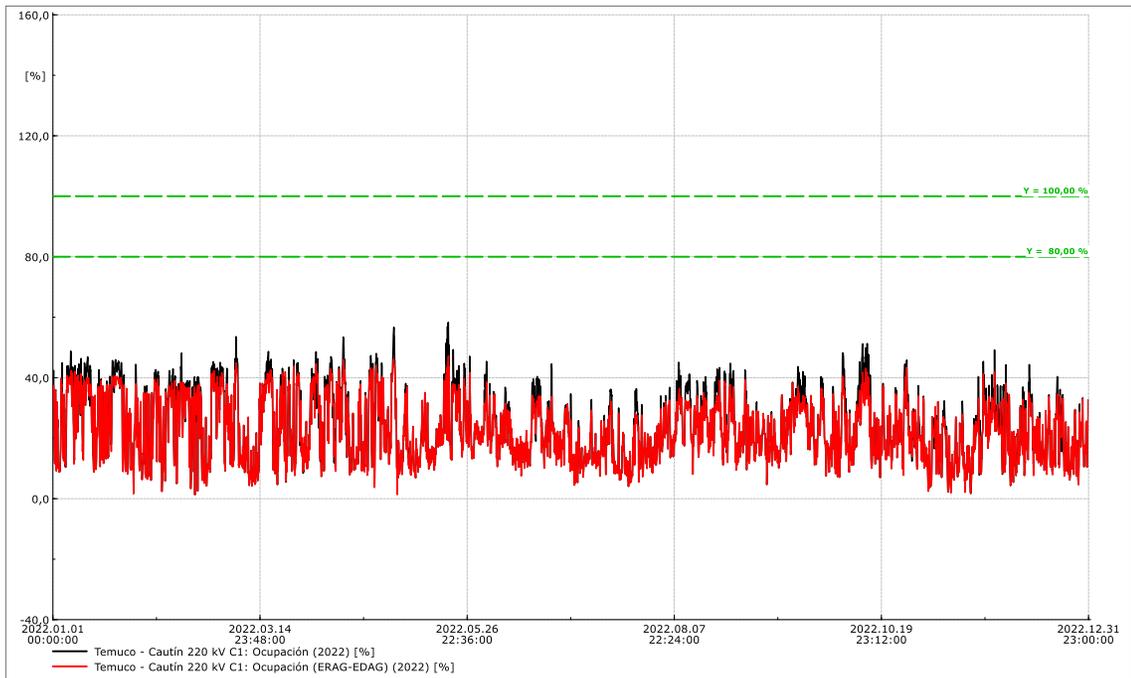
## 8.4.4. C1 LT 1x220kV Temuco – Cautín

### 8.4.4.1. Hidrología Húmeda (2021)



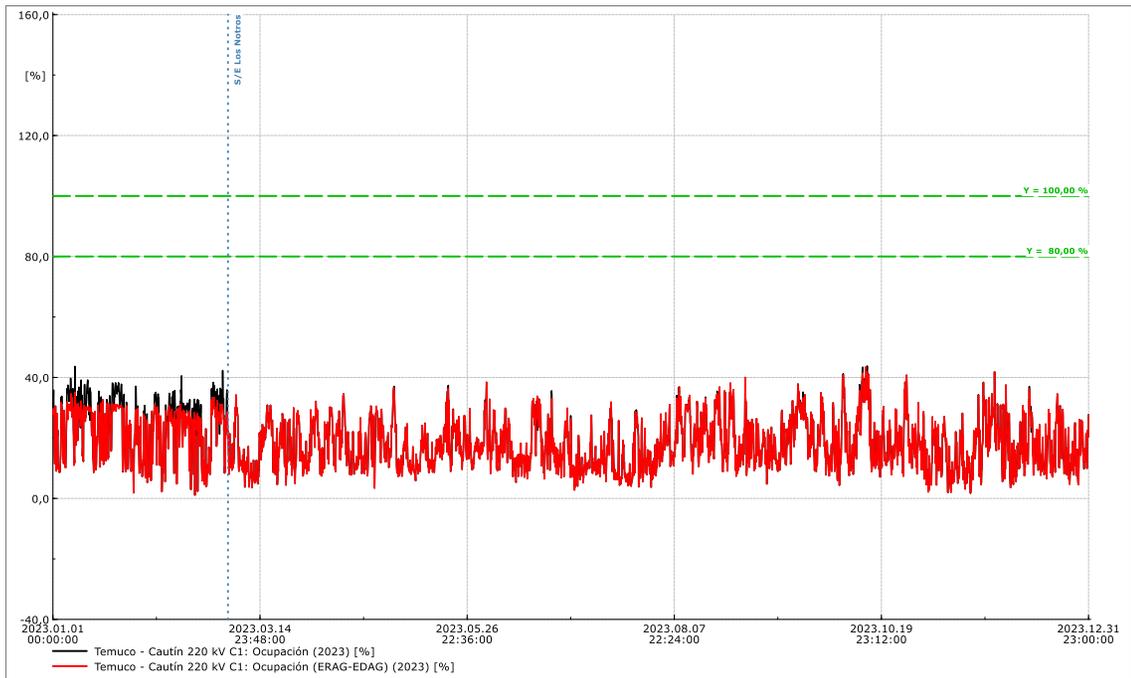
Anexo 56: Ocupación C1 LT 2x220kV Temuco – Cautín, HH, año 2021, esquema RAG-DAG.

### 8.4.4.2. Hidrología Húmeda (2022)



Anexo 57: Ocupación C1 LT 2x220kV Temuco – Cautín, HH, año 2022, esquema RAG-DAG.

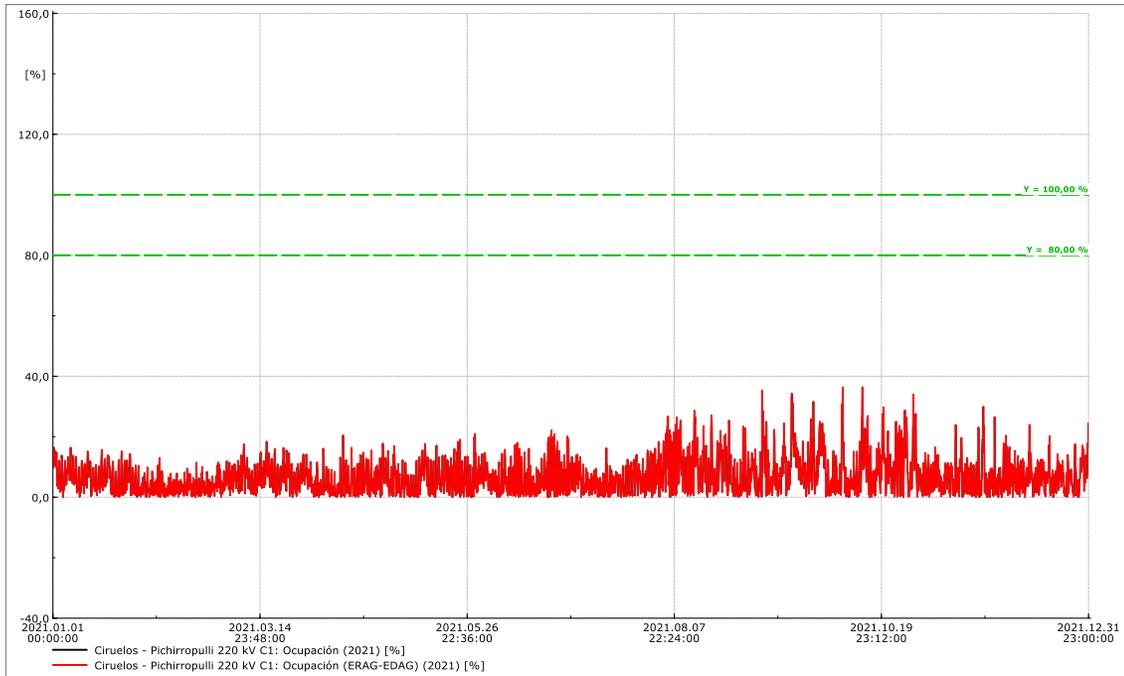
### 8.4.4.3. Hidrología Húmeda (2023)



Anexo 58: Ocupación C1 LT 2x220kV Temuco – Cautín, HH, año 2023, esquema RAG-DAG.

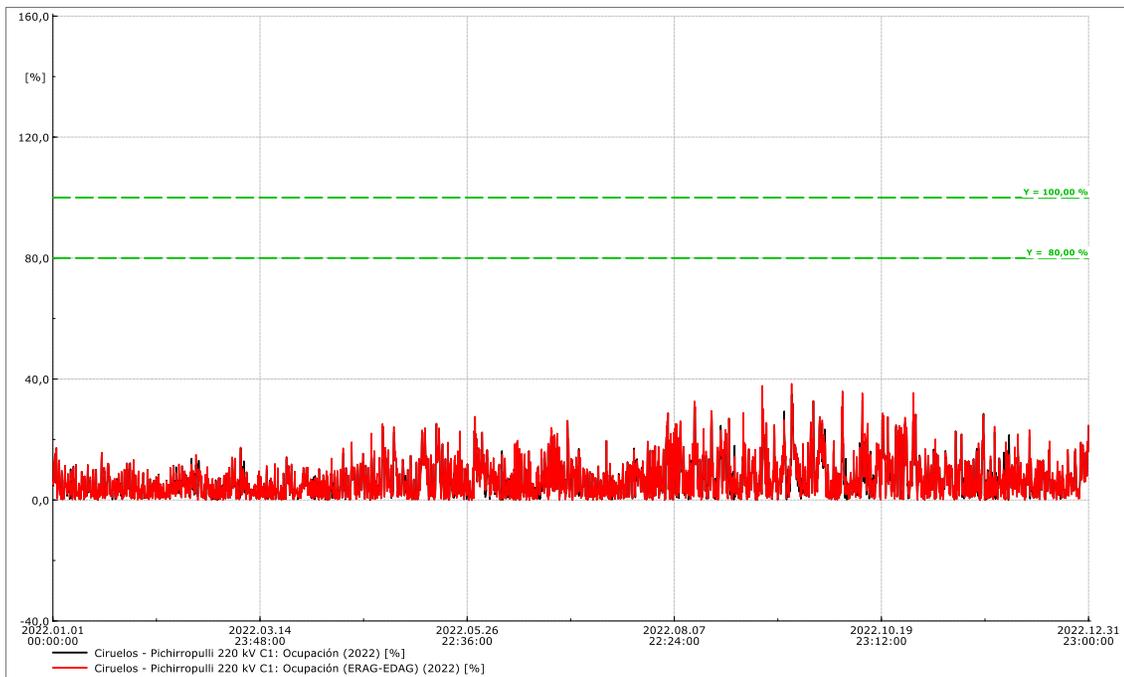
## 8.4.5. C1 LT 2x220kV Ciruelos – Pichirropulli

### 8.4.5.1. Hidrología Húmeda (2021)



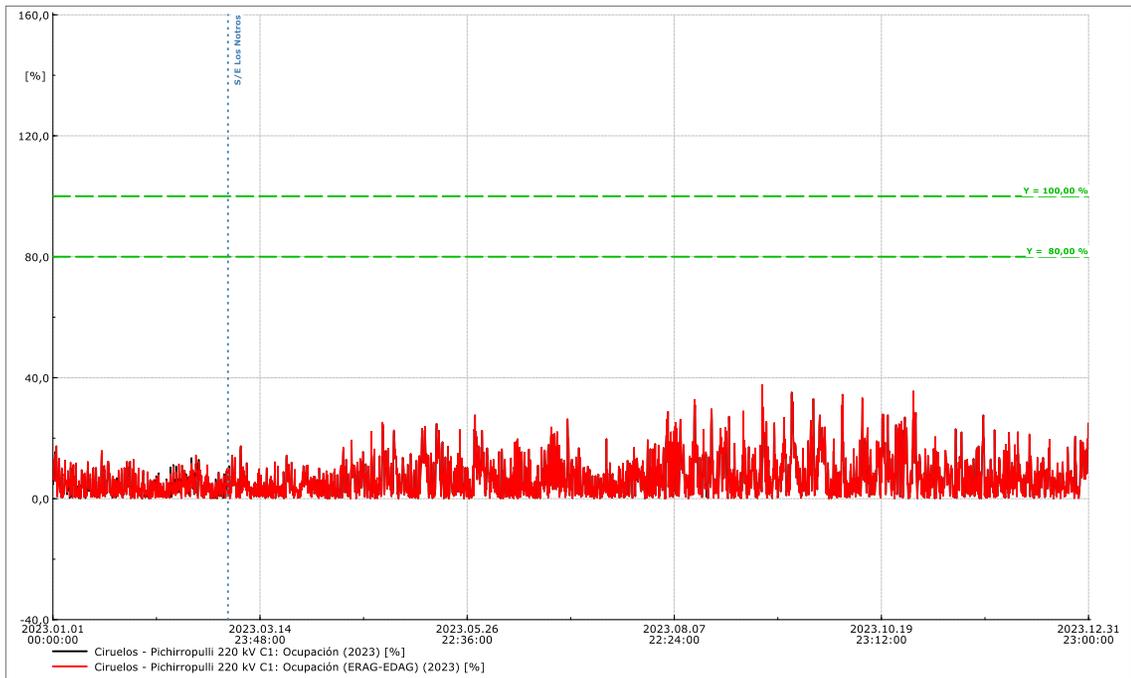
Anexo 59: Ocupación C1 2x220kV Ciruelos – Pichirropulli, HH, año 2021, esquema RAG-DAG.

### 8.4.5.2. Hidrología Húmeda (2022)



Anexo 60: Ocupación C1 2x220kV Ciruelos – Pichirropulli, HH, año 2022, esquema RAG-DAG.

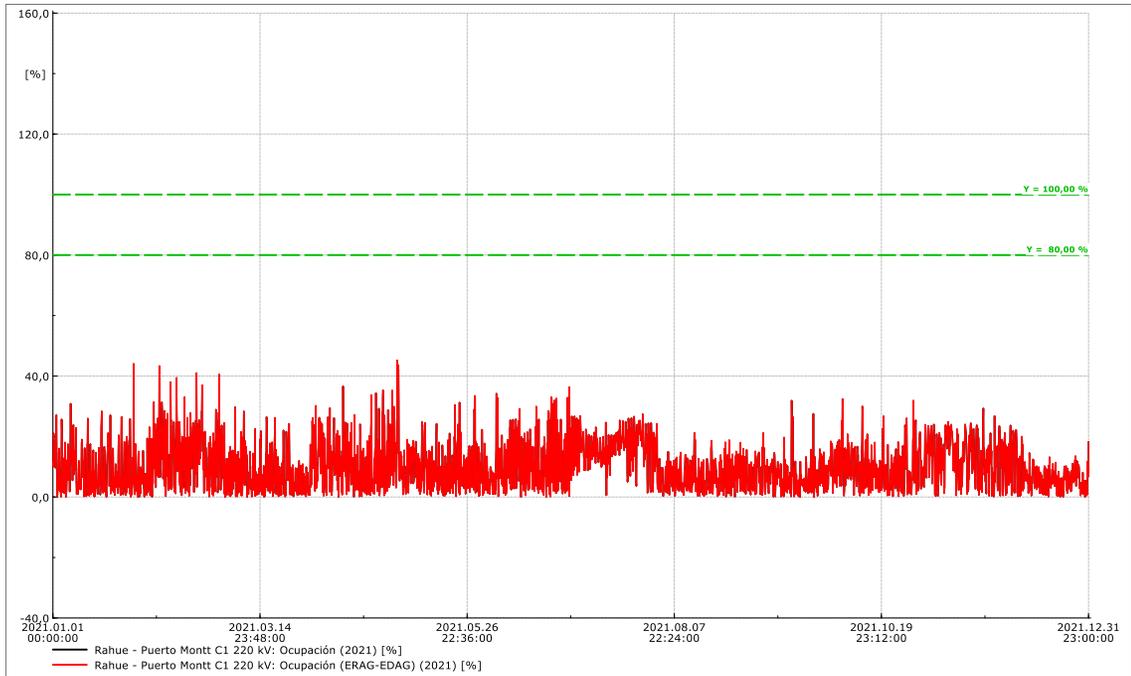
### 8.4.5.3. Hidrología Húmeda (2023)



Anexo 61: Ocupación C1 2x220kV Ciruelos – Pichirropulli, HH, año 2023, esquema RAG-DAG.

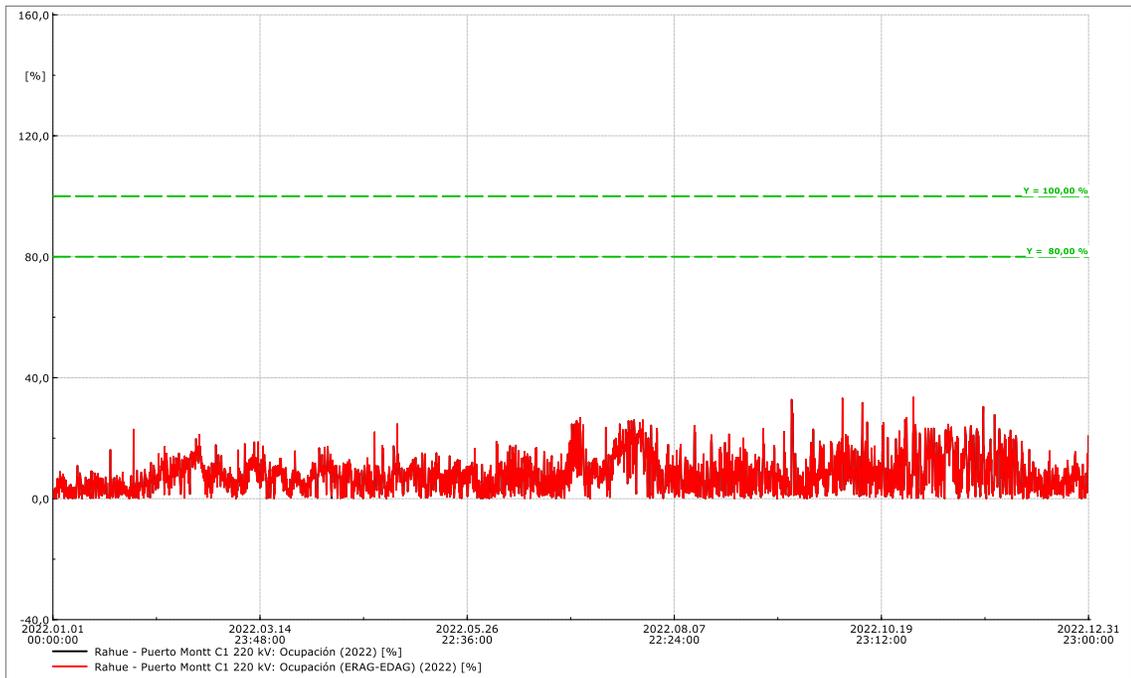
## 8.4.6. C1 LT 2x220kV Rahue – Puerto Montt

### 8.4.6.1. Hidrología Húmeda (2021)



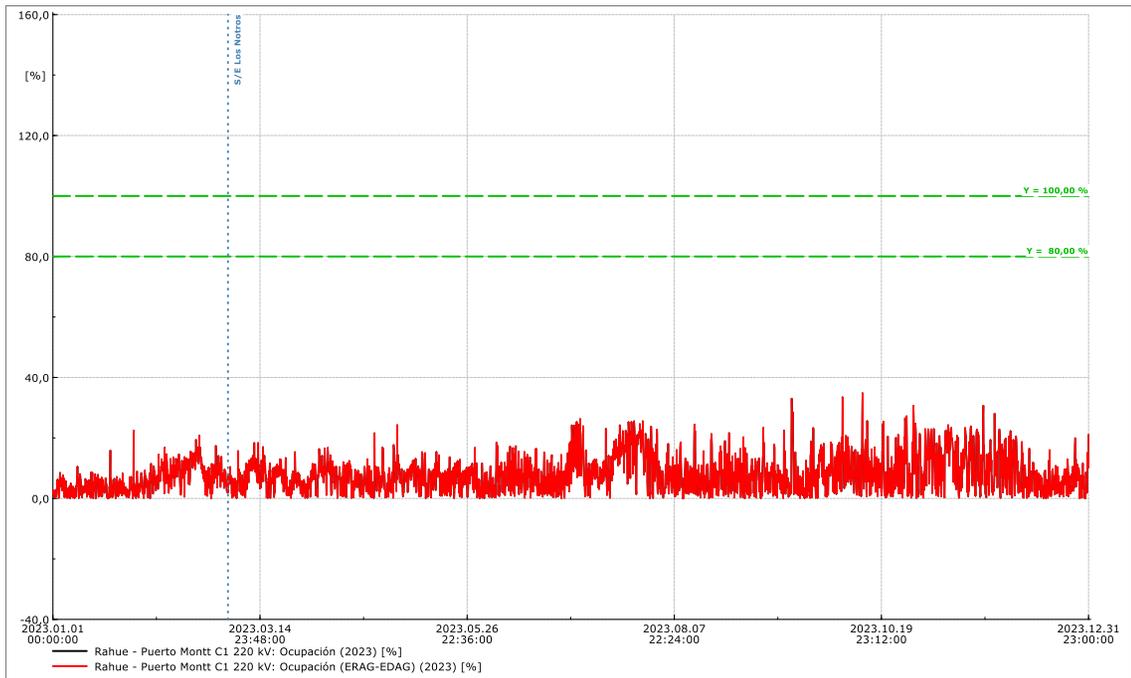
Anexo 62: Ocupación C1 2x220kV Rahue – Puerto Montt, HH, año 2021, esquema RAG-DAG.

### 8.4.6.2. Hidrología Húmeda (2022)



Anexo 63: Ocupación C1 2x220kV Rahue – Puerto Montt, HH, año 2022, esquema RAG-DAG.

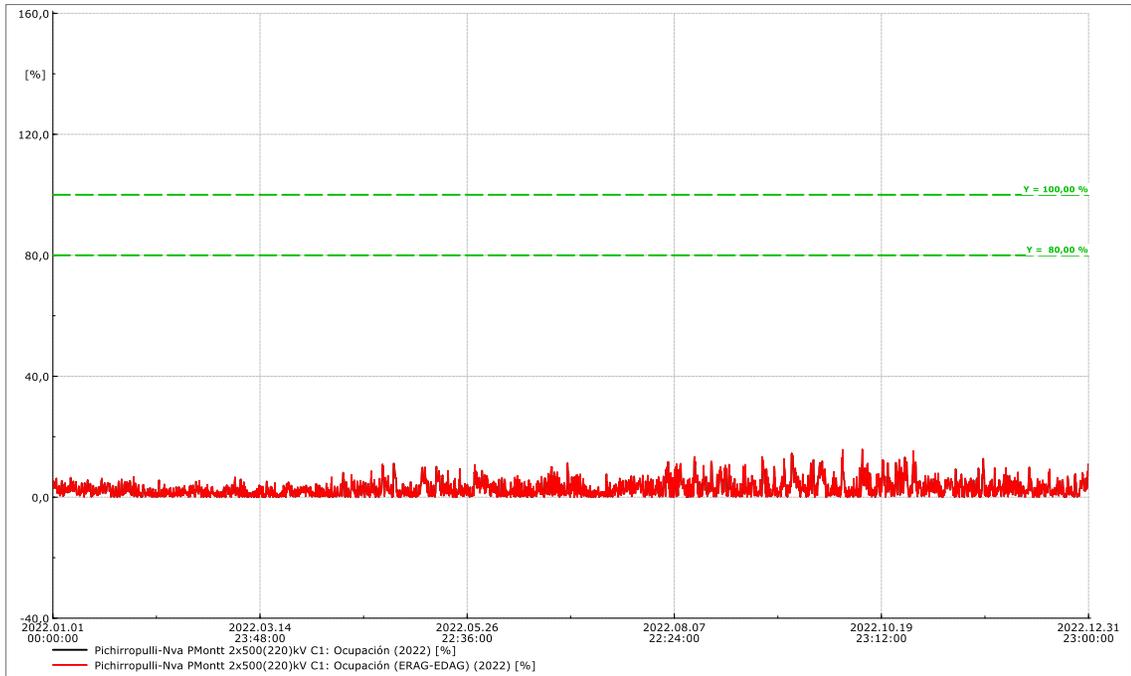
### 8.4.6.3. Hidrología Húmeda (2023)



Anexo 64: Ocupación C1 2x220kV Rahue – Puerto Montt, HH, año 2023, esquema RAG-DAG.

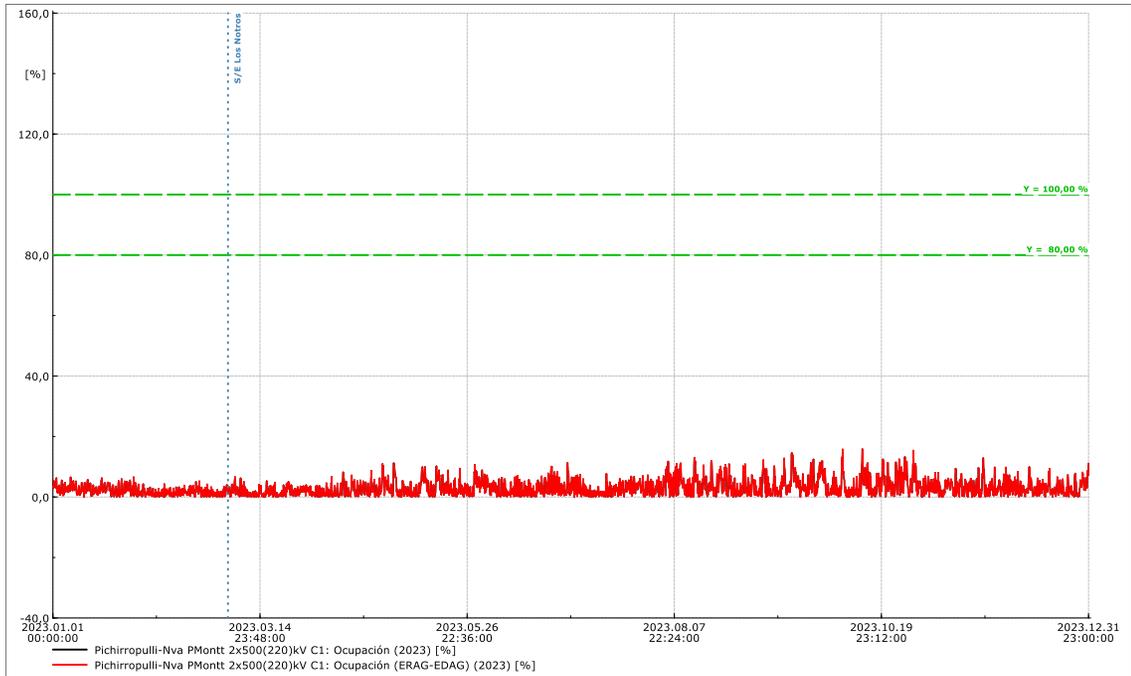
## 8.4.7. C1 LT 2x220kV Pichirropulli – Nueva Pto Montt

### 8.4.7.1. Hidrología Húmeda (2022)



Anexo 65: Ocupación C1 2x220kV Pichirropulli – Nva Pto Montt, HH, año 2022, esquema RAG-DAG.

### 8.4.7.2. Hidrología Húmeda (2023)



Anexo 66: Ocupación C1 2x220kV Pichirropulli – Nva Pto Montt, HH, año 2023, esquema RAG-DAG.

## 8.5. Despacho de Parques Eólicos: Caso Base

Las siguientes imágenes corresponden al despacho de parques eólicos en la zona de interés. Consideran los perfiles de generación eólica sin alteraciones.

### 8.5.1. Despacho PE Renaico – PE Aurora (2021-23)

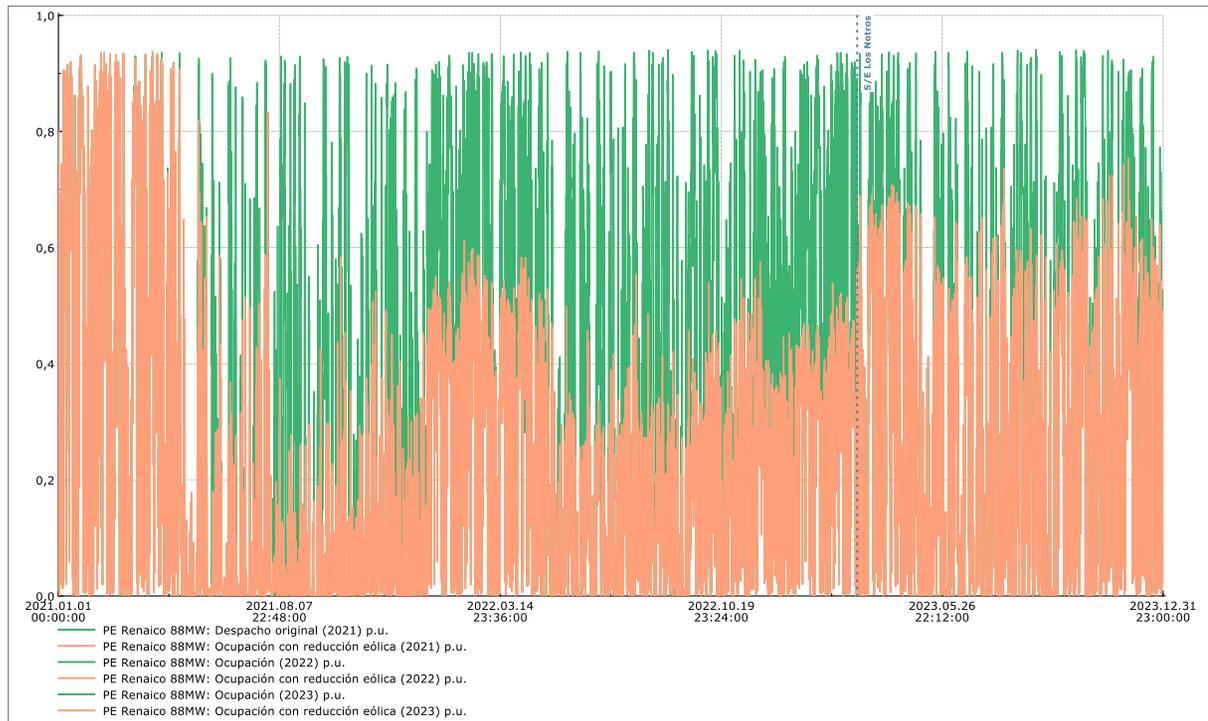


Anexo 67: Despacho PE Renaico y PE Aurora, periodo completo, sin reducción.

## 8.6. Despacho de Parques Eólicos: Solución 1

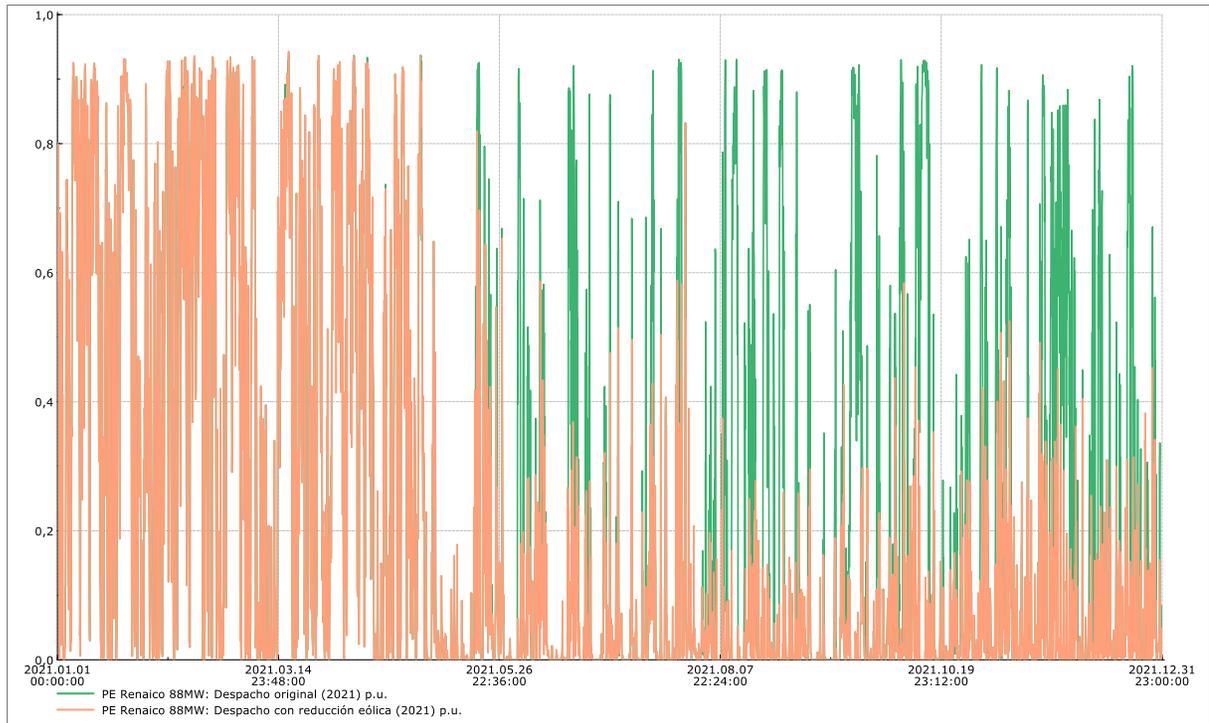
Los gráficos en esta sección corresponden al despacho de parques eólicos en simulaciones del software PowerFactory DlgSILENT para la solución 1: reducción de generación sin automatismo. Se presenta un parque que representa la completitud de los parques en la zona de estudio. Se presenta el despacho eólico original en color verde y reducido en damasco.

### 8.6.1. Despacho PE Renaico (2021-23)



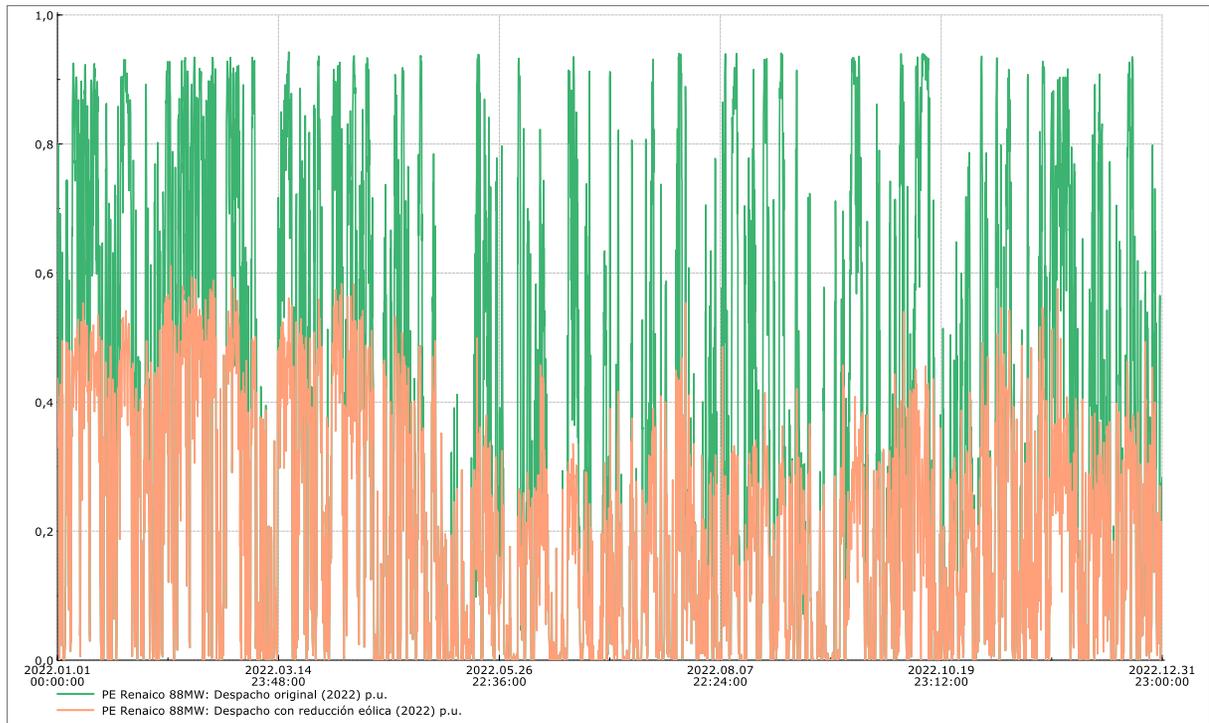
Anexo 68: Despacho PE Renaico, periodo completo, reducción sin automatismo.

### 8.6.2. Despacho PE Renaico (2021)



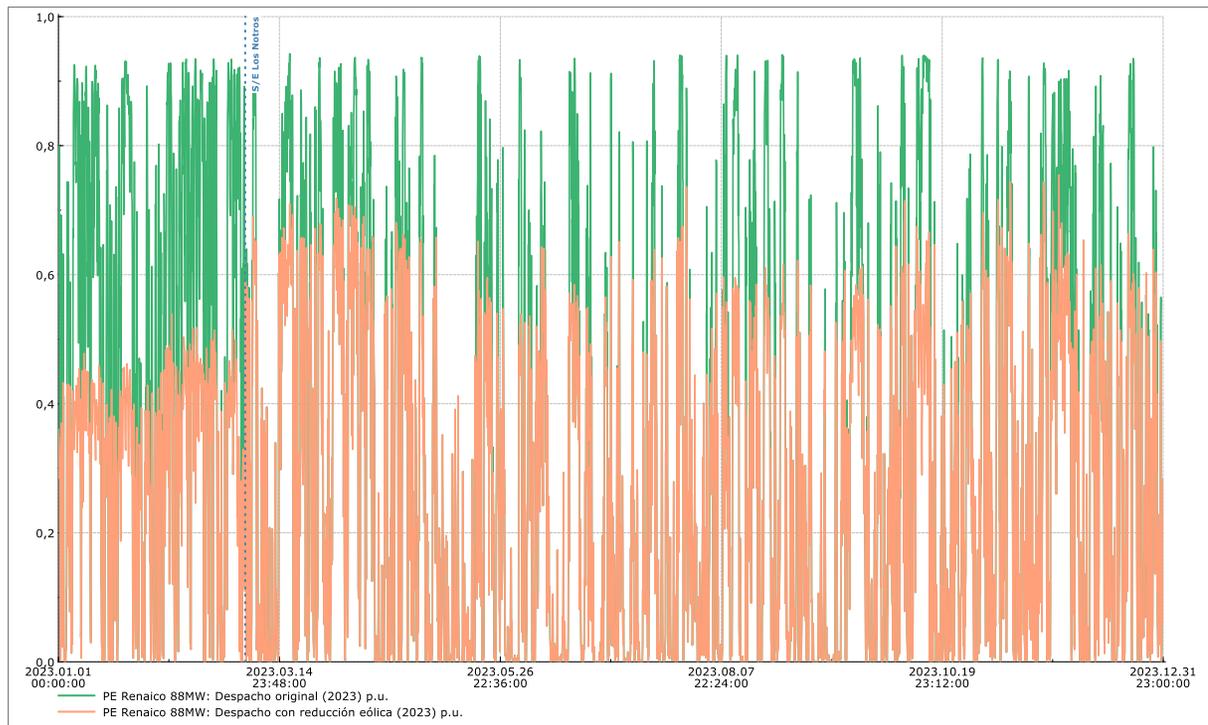
Anexo 69: Despacho PE Renaico, año 2021, reducción sin automatismo.

### 8.6.3. Despacho PE Renaico (2022)



Anexo 70: Despacho PE Renaico, año 2022, reducción sin automatismo.

### 8.6.4. Despacho PE Renaico (2023)

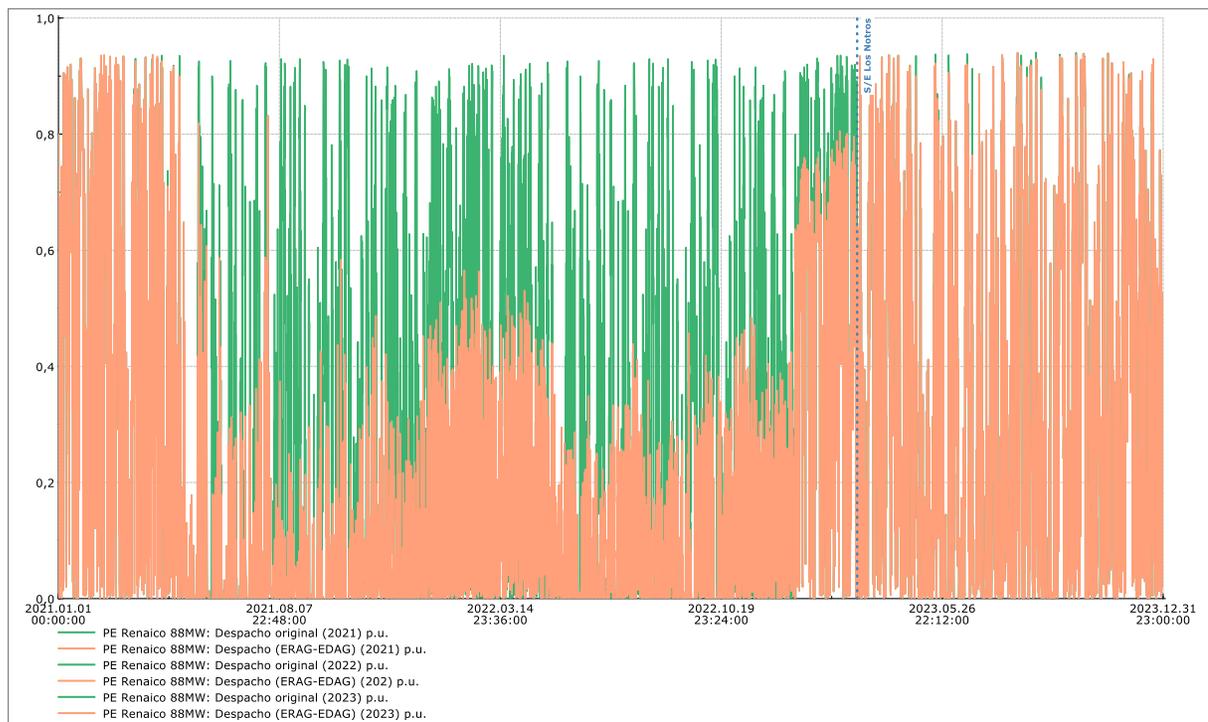


Anexo 71: Despacho PE Renaico, año 2023, reducción sin automatismo.

## 8.7. Despacho de Parques Eólicos: Solución 2

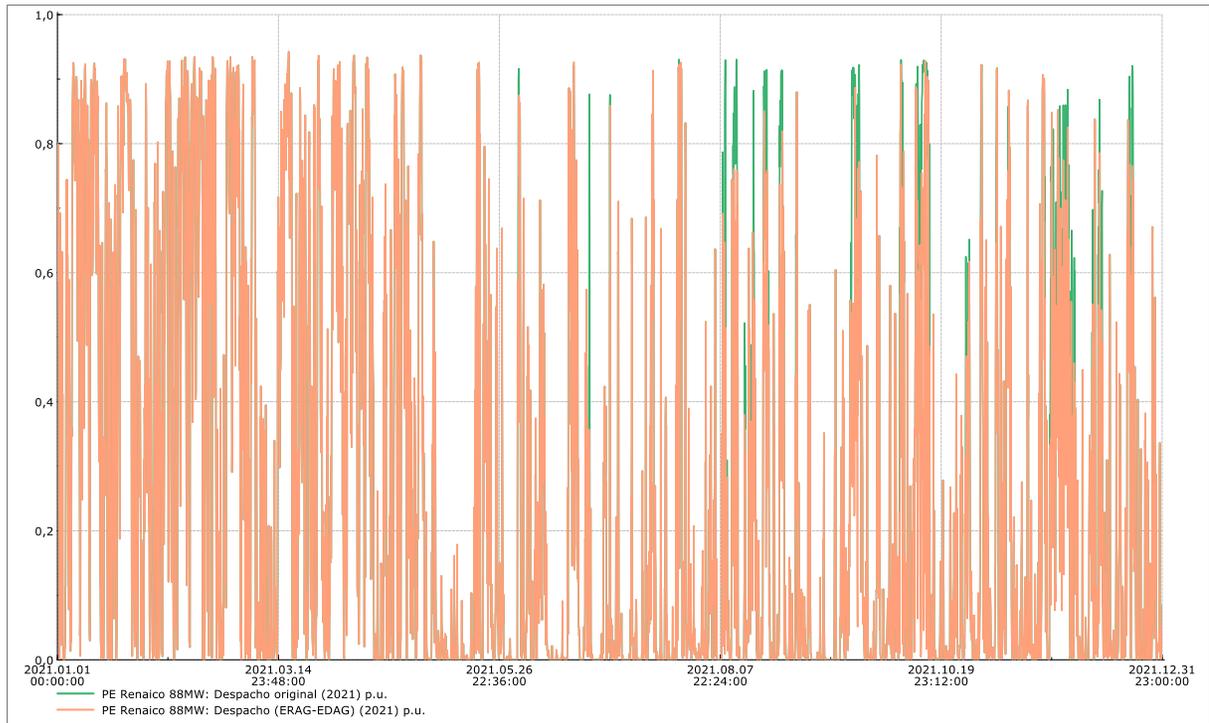
Los gráficos en esta sección corresponden al despacho de parques eólicos en simulaciones del software PowerFactory DlgSILENT para la solución 2: reducción de generación con esquema de reducción y/o desconexión de generación. Se presenta un parque que representa la completitud de los parques en la zona de estudio. Se presenta el despacho eólico original en color verde y reducido en damasco.

### 8.7.1. Despacho PE Renaico (2021-23)



Anexo 72: Despacho PE Renaico, periodo completo, esquema RAG-DAG.

### 8.7.2. Despacho PE Renaico (2021)



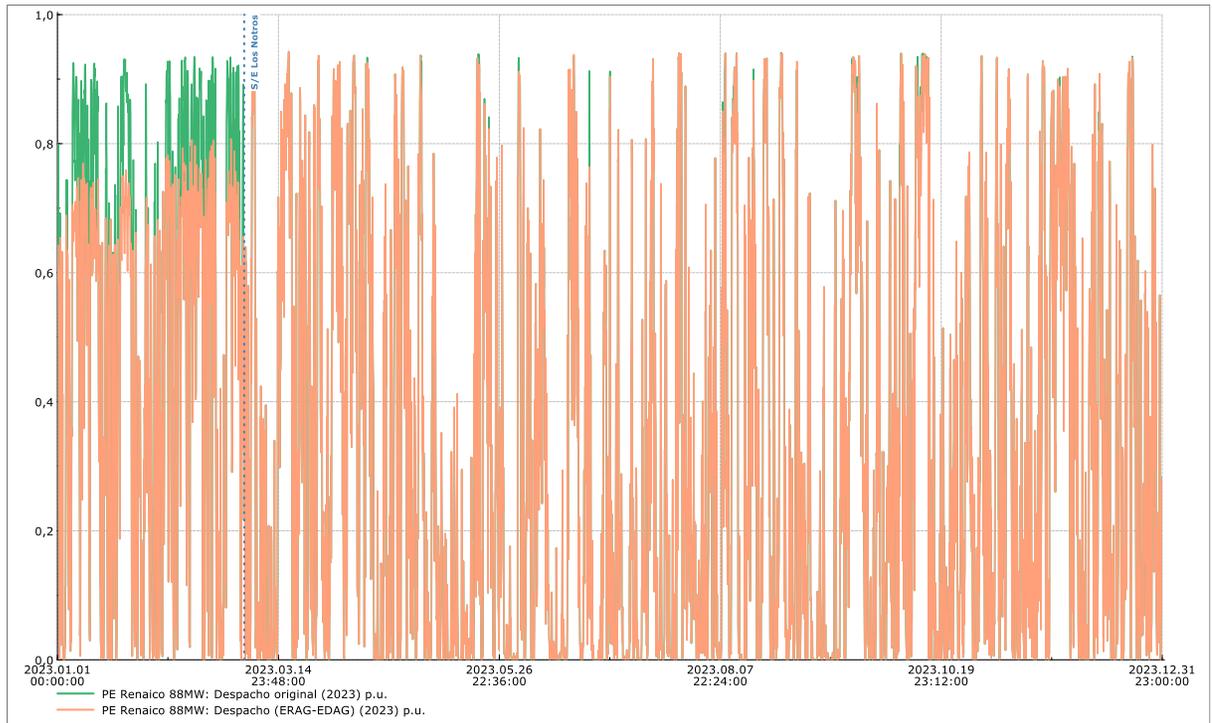
Anexo 73: Despacho PE Renaico, año 2021, esquema RAG-DAG.

### 8.7.3. Despacho PE Renaico (2022)



Anexo 74: Despacho PE Renaico, año 2022, esquema RAG-DAG.

### 8.7.4. Despacho PE Renaico (2023)

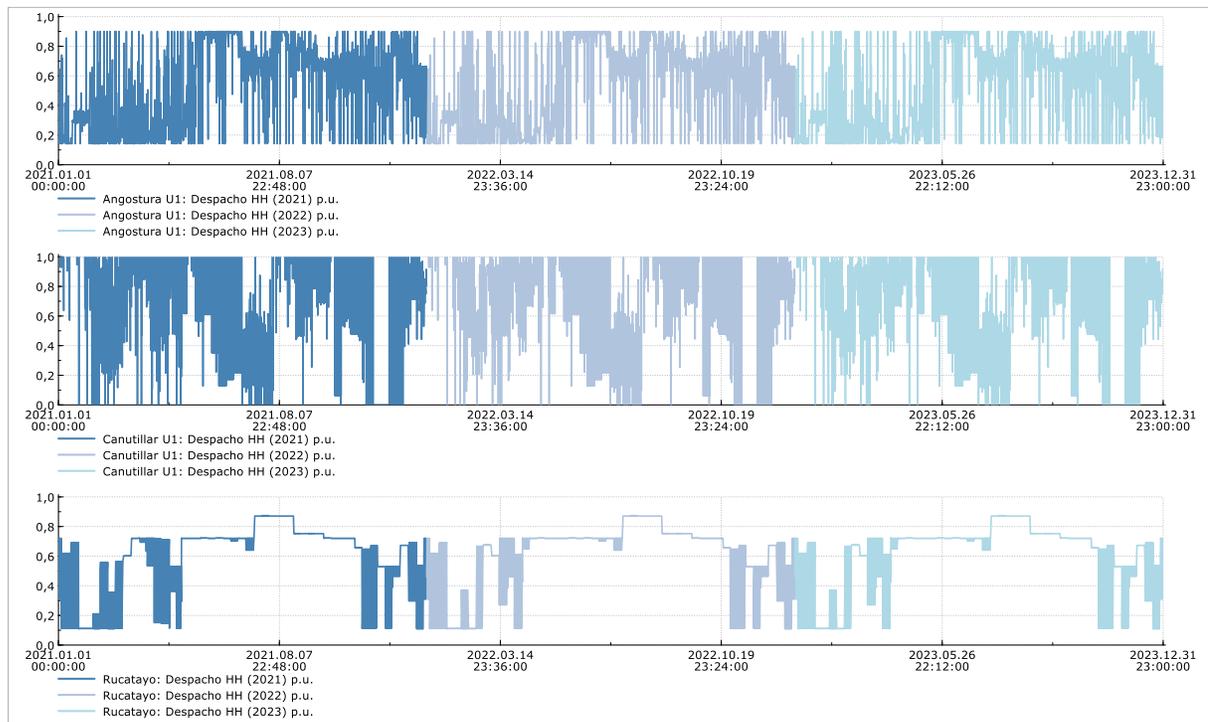


Anexo 75: Despacho PE Renaico, año 2023, esquema RAG-DAG.

## 8.8. Despacho de Centrales Hidroeléctricas en la zona de interés

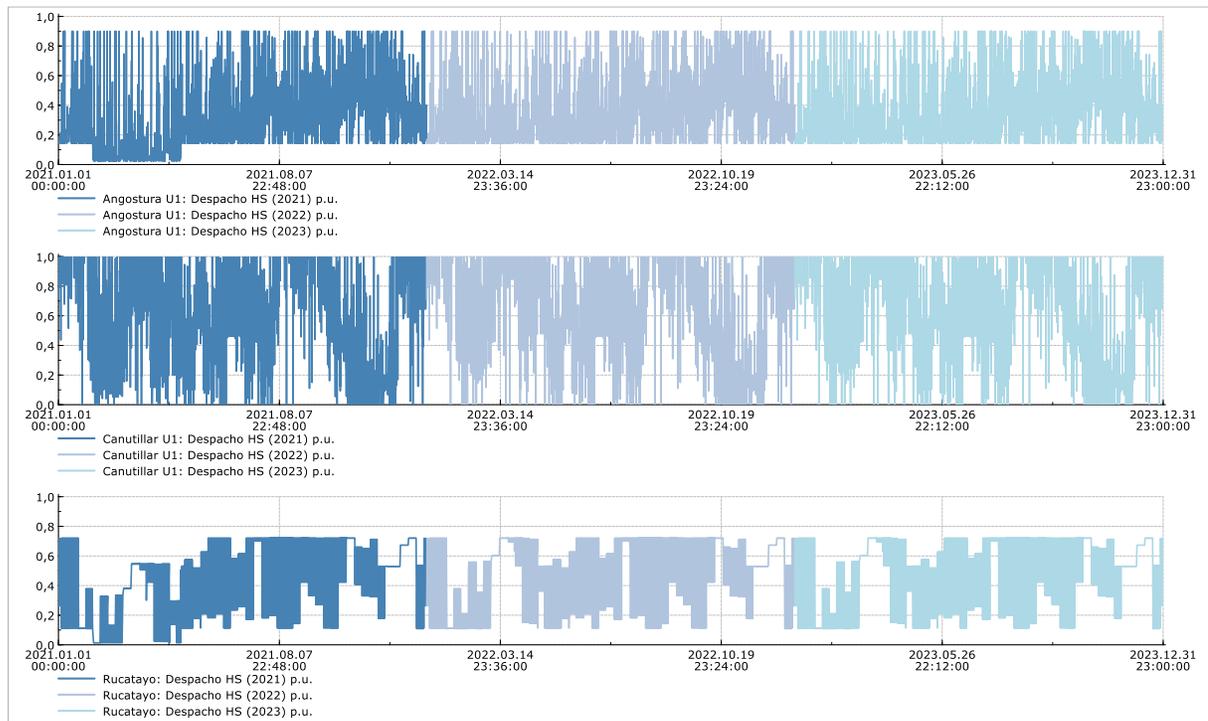
Las siguientes imágenes corresponden al despacho de centrales hidroeléctricas en simulaciones del software PowerFactory DIgSILENT. Se presenta una unidad de cada central considerando que estas comparten un único perfil de despacho por cada central.

### 8.8.1. Despacho Centrales Hidroeléctricas Angostura (U1) – Canutillar (U1) – Rucatayo (U1): Hidrología Húmeda (2021-23)



Anexo 76: Despacho CH Angostura – CH Canutillar – CH Rucatayo, hidrología húmeda, periodo completo.

## 8.8.2. Despacho Centrales Hidroeléctricas Angostura (U1) – Canutillar (U1) – Rucatayo (U1): Hidrología Seca (2021-23)



Anexo 77: Despacho CH Angostura – CH Canutillar – CH Rucatayo, hidrología seca, periodo completo.

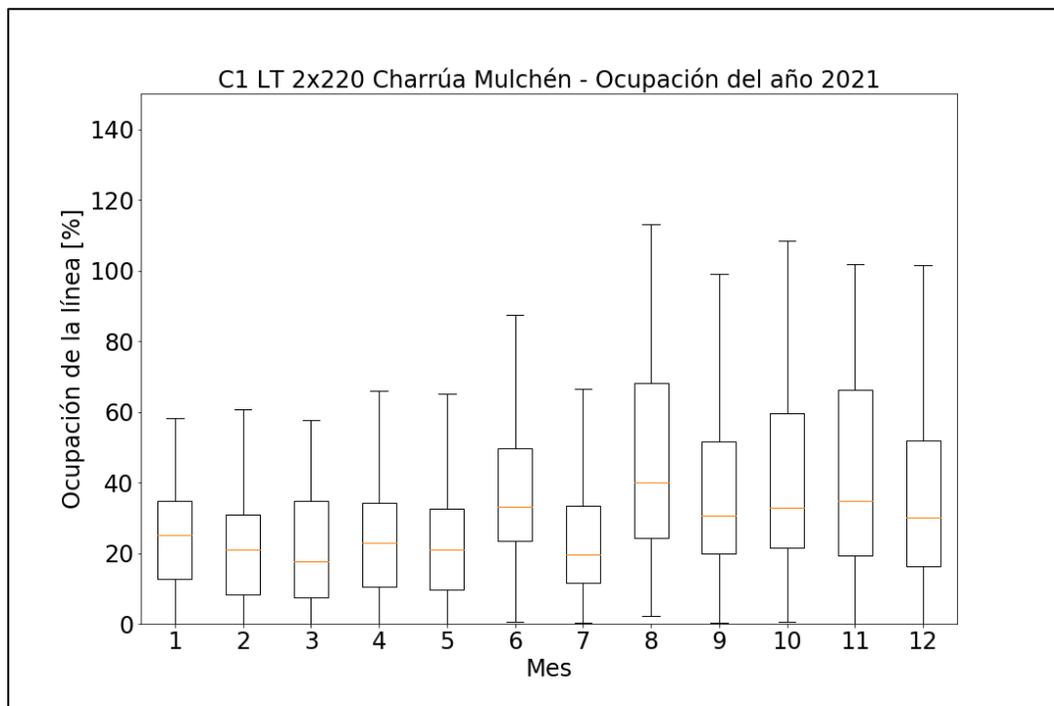
## 9. Anexo 2: Gráficos estadísticos ocupación Mulchén Charrúa

En el siguiente anexo se presentan gráficos creados con Python a partir de los resultados expuestos en el anexo anterior. Sólo se contemplan porcentajes de ocupación para la línea Mulchén Charrúa, ya que ha demostrado ser el enlace con mayores niveles de ocupación.

### 9.1. Ocupación de C1 Charrúa – Mulchén: Caso Base

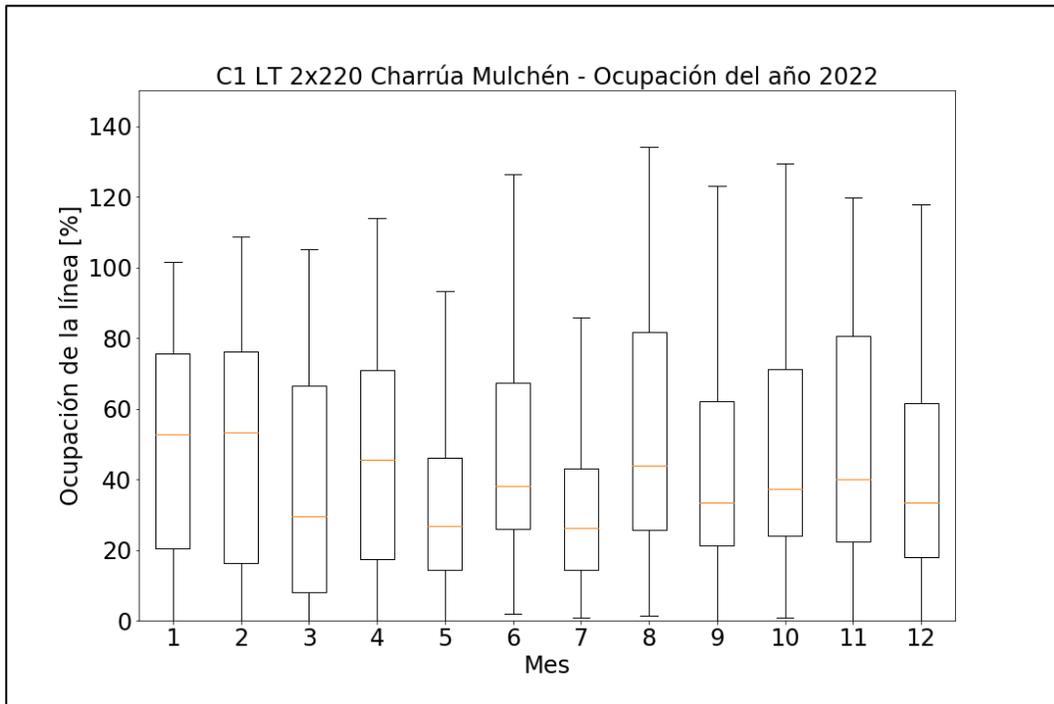
Los siguientes gráficos de caja corresponden a resultados de simulaciones cuasi-dinámicas diagnosticas, separados por año, representando valores de ocupación para cada mes. Se consideran los perfiles de generación eólica, generación convencional y consumo sin alteraciones.

#### 9.1.1. Año 2021



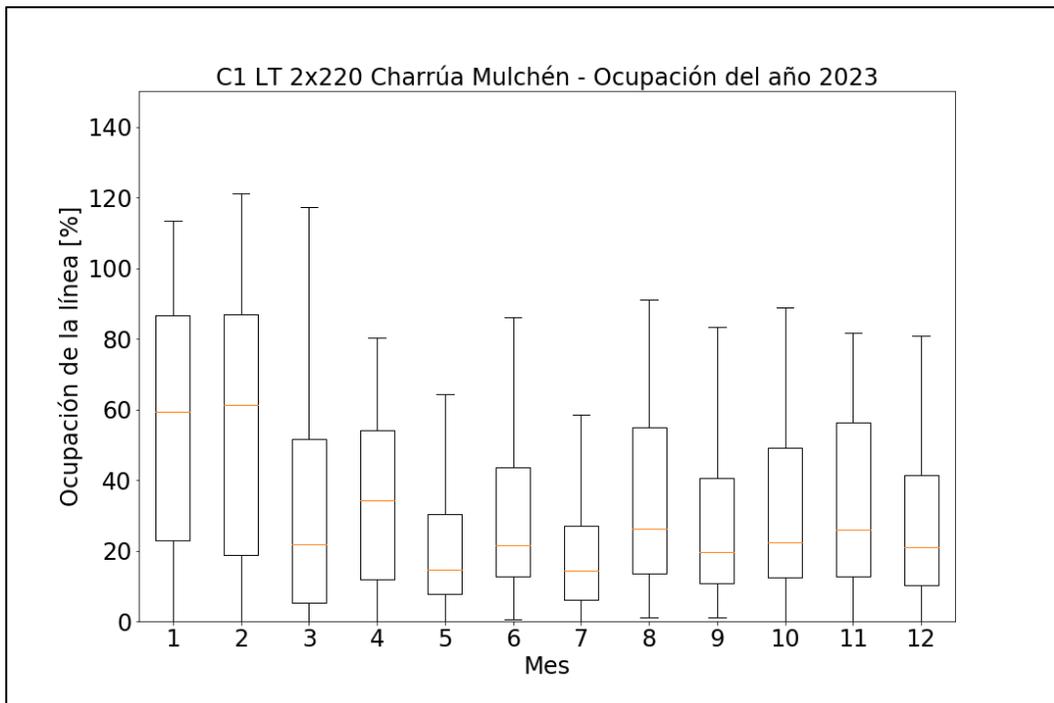
Anexo 78: Estadísticas diagnóstico C1 2x220kV Charrúa – Mulchén, HH, año 2021.

### 9.1.2. Año 2022



Anexo 79: Estadísticas diagnóstico C1 2x220kV Charrúa – Mulchén, HH, año 2022.

### 9.1.3. Año 2023

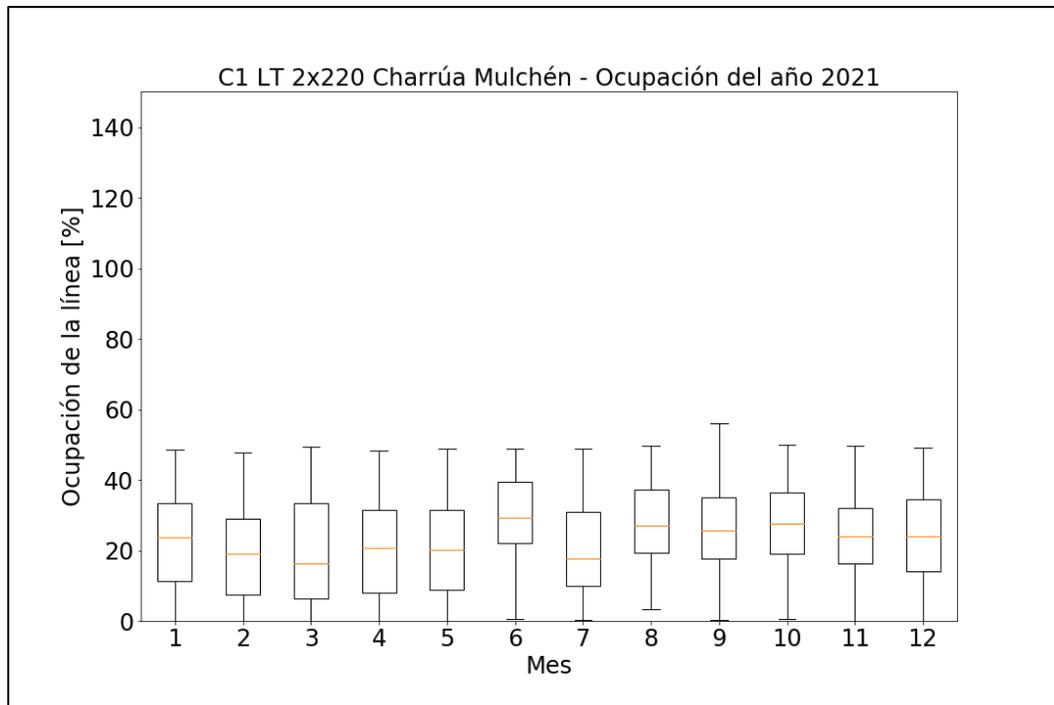


Anexo 80: Estadísticas diagnóstico C1 2x220kV Charrúa – Mulchén, HH, año 2023.

## 9.2. Ocupación de C1 Charrúa – Mulchén: Solución 1

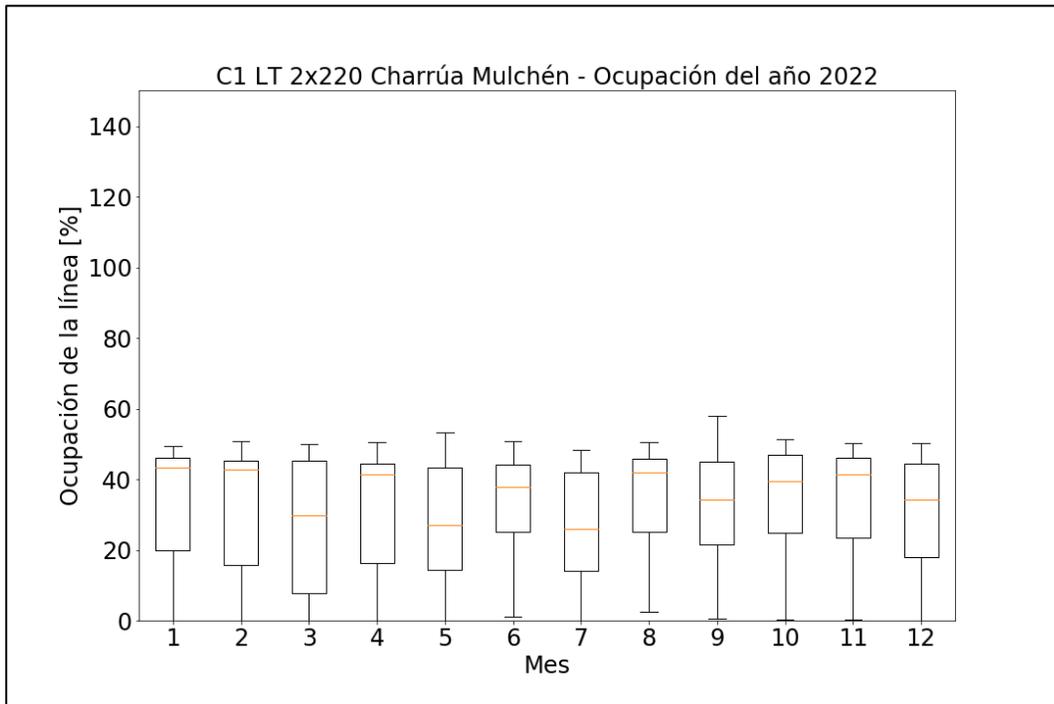
Los siguientes gráficos de caja corresponden a resultados de simulaciones de la solución 1, separados por año, representando valores de ocupación para cada mes. Se consideran los perfiles de generación termoeléctrica y eólica reducidos orientados al cumplimiento de criterio red N-1.

### 9.2.1. Año 2021



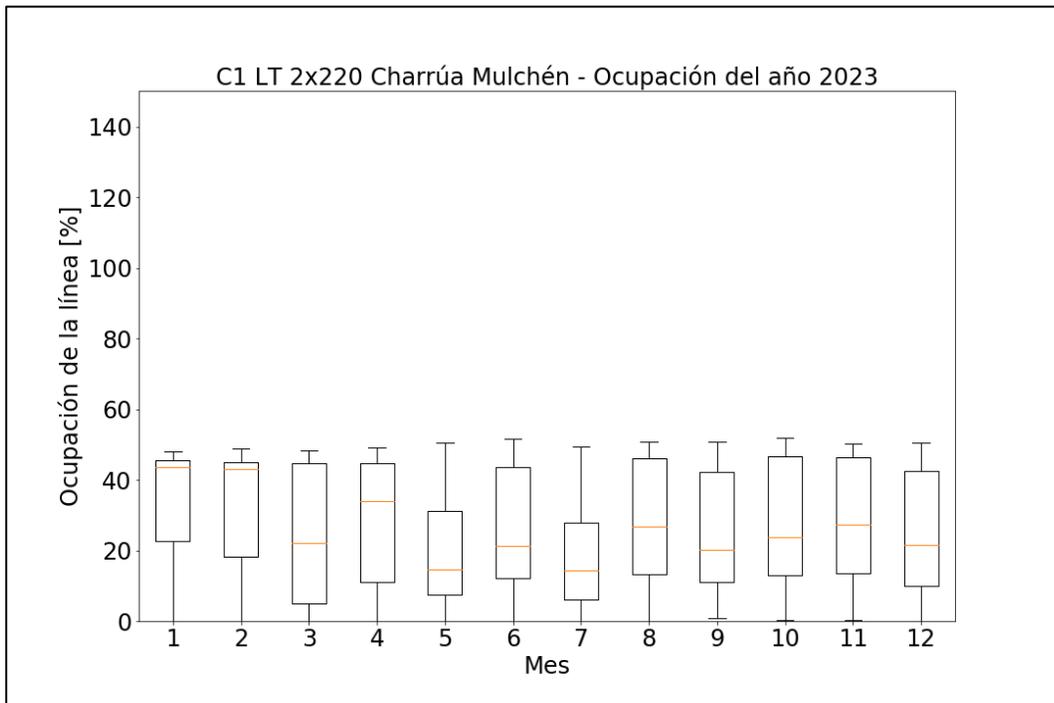
Anexo 81: Estadísticas C1 2x220kV Charrúa – Mulchén, HH, año 2021, reducción sin automatismo.

### 9.2.2. Año 2022



Anexo 82: Estadísticas C1 2x220kV Charrúa – Mulchén, HH, año 2022, reducción sin automatismo.

### 9.2.3. Año 2023

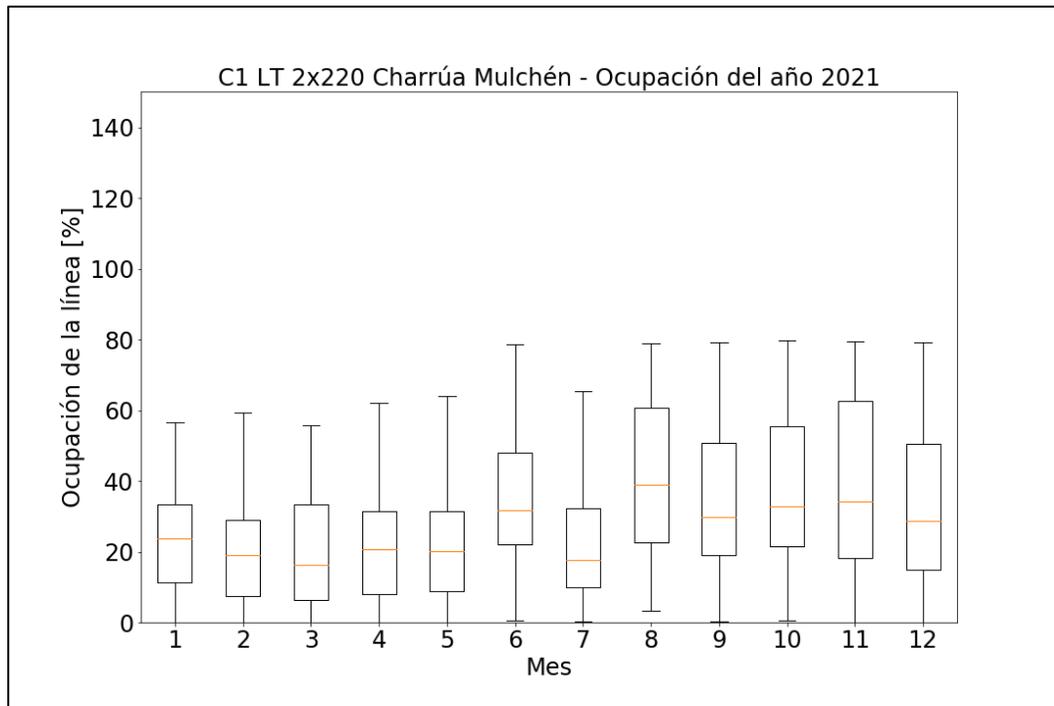


Anexo 83: Estadísticas C1 2x220kV Charrúa – Mulchén, HH, año 2023, reducción sin automatismo.

### 9.3. Ocupación de C1 Charrúa – Mulchén: Solución 2

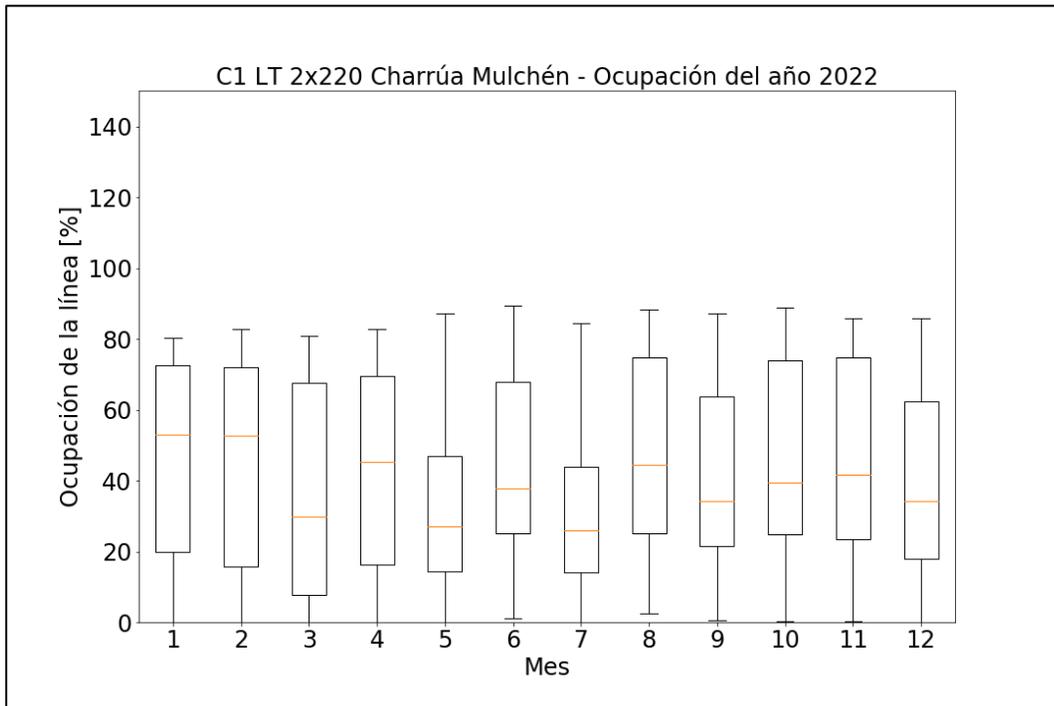
Los siguientes gráficos de caja corresponden a resultados de simulaciones de la solución 2, separados por año, representando valores de ocupación para cada mes. Se consideran los perfiles de generación termoeléctrica y eólica reducidos orientados a maximizar la transmisión de acuerdo con un criterio dinámico superior al de red N-1.

#### 9.3.1. Año 2021



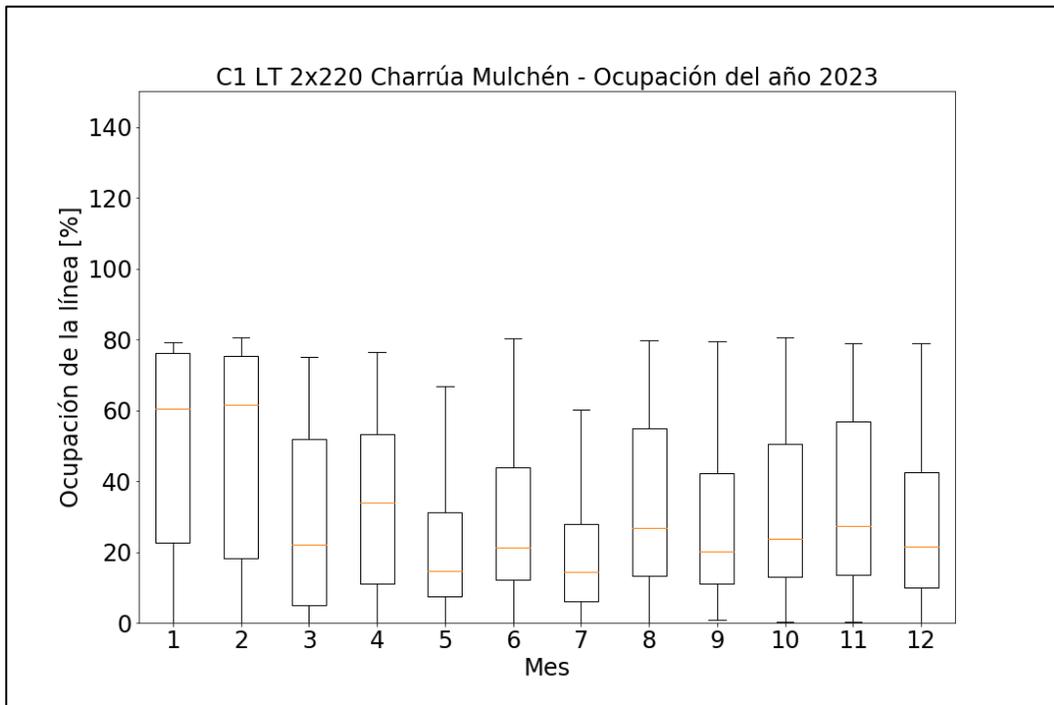
Anexo 84: Estadísticas C1 2x220kV Charrúa – Mulchén, HH, año 2021, esquema RAG - DAG.

### 9.3.2. Año 2022



Anexo 85: Estadísticas C1 2x220kV Charrúa – Mulchén, HH, año 2022, esquema RAG - DAG.

### 9.3.3. Año 2023

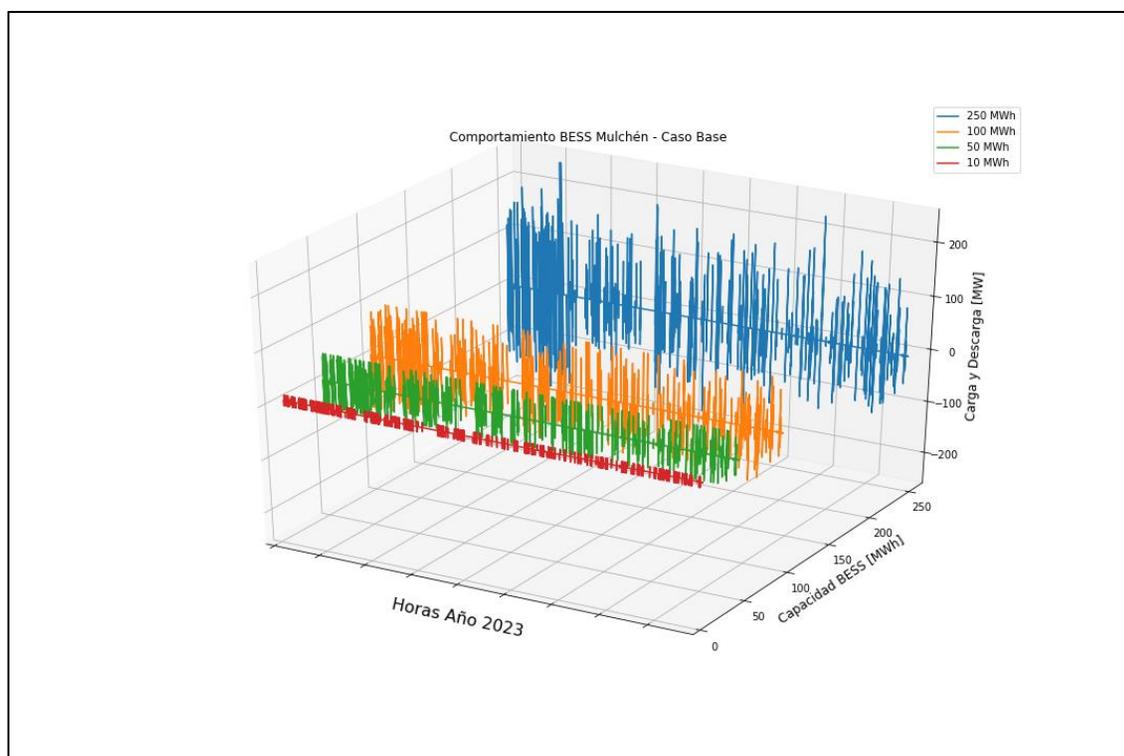


Anexo 86: Estadísticas C1 2x220kV Charrúa – Mulchén, HH, año 2023, esquema RAG - DAG.

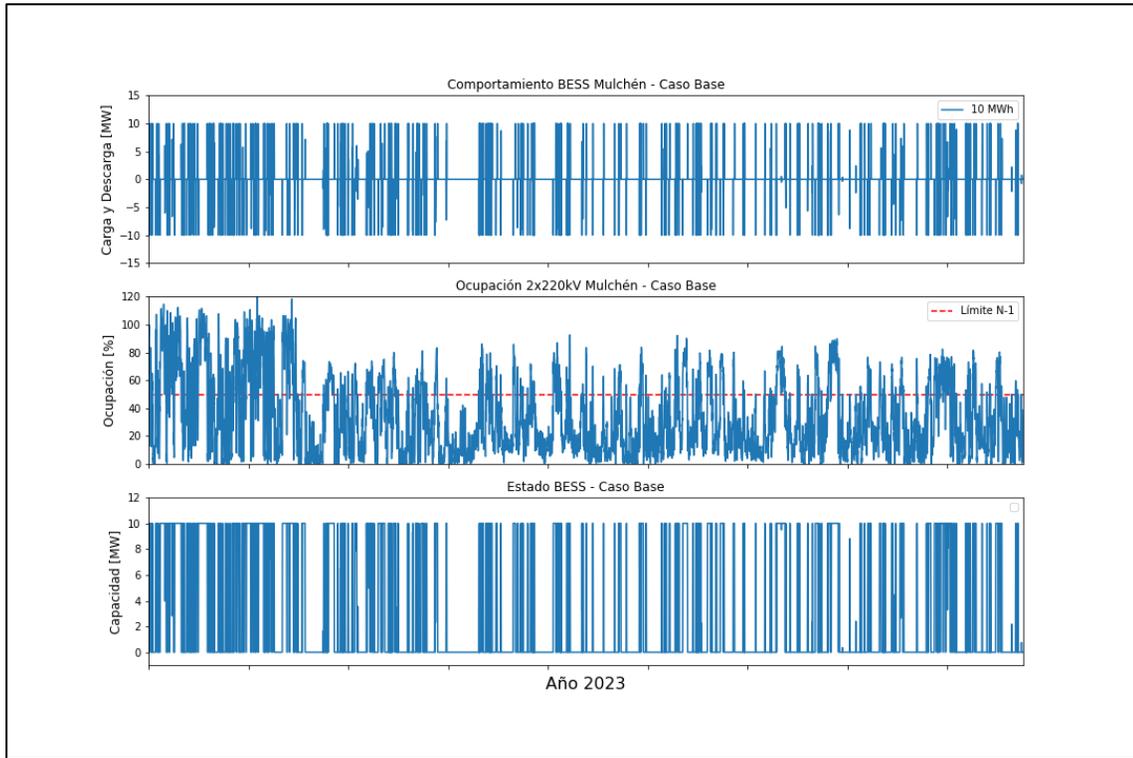
## 10. Anexo 3: Comportamiento BESS y ocupación de C1 Charrúa – Mulchén

Los siguientes gráficos son producto de un análisis de datos en Python, se presenta el comportamiento de la carga y descarga de sistemas BESS según su magnitud, además se muestra la ocupación de la línea 2x220kV Charrúa – Mulchén posterior al uso de este sistema de almacenamiento. Todo lo anterior en el contexto del Sistema Eléctrico Nacional durante el año 2023.

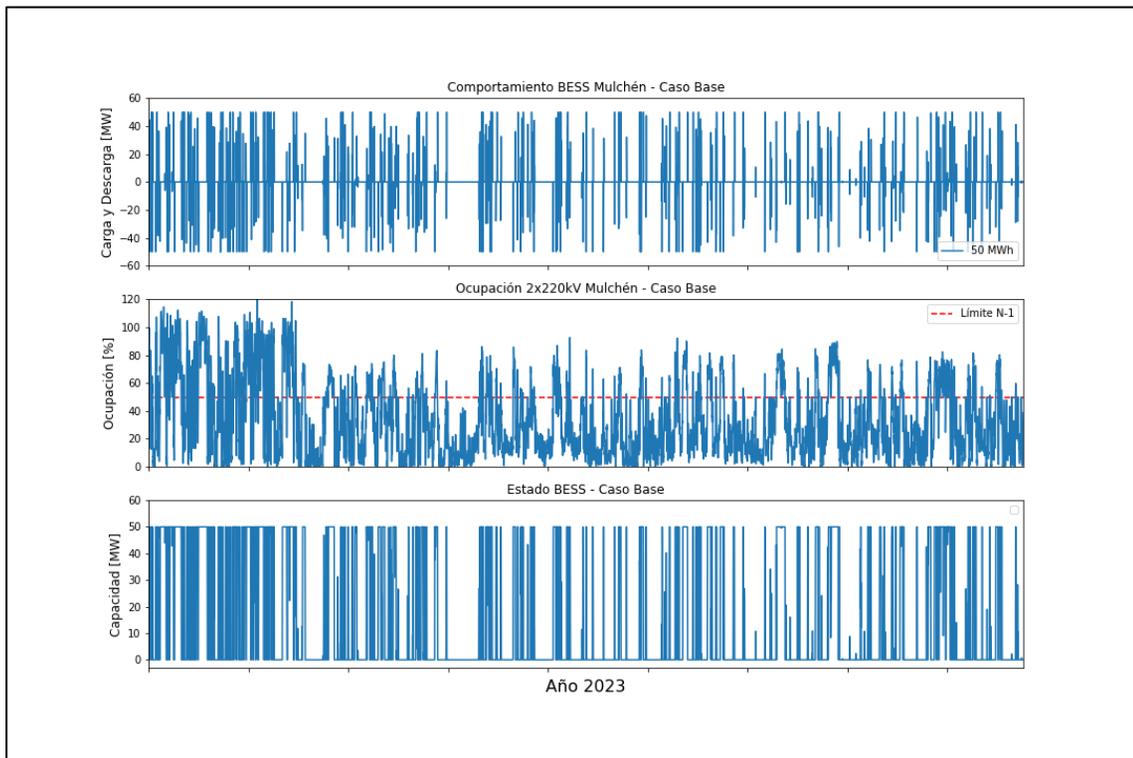
### 10.1. Complemento con reducción sin automatismo (Solución 1)



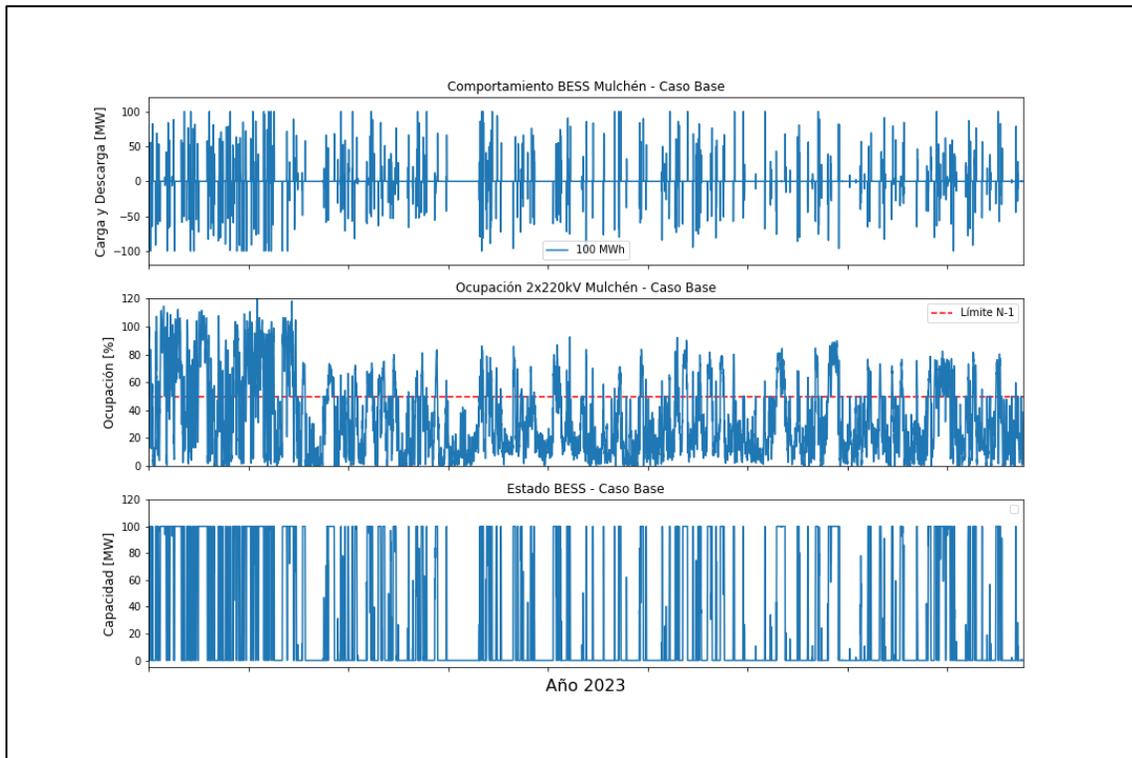
Anexo 87: Comportamiento de sistemas BESS de distinta capacidad en SE Mulchén, sin esquema RAG-DAG.



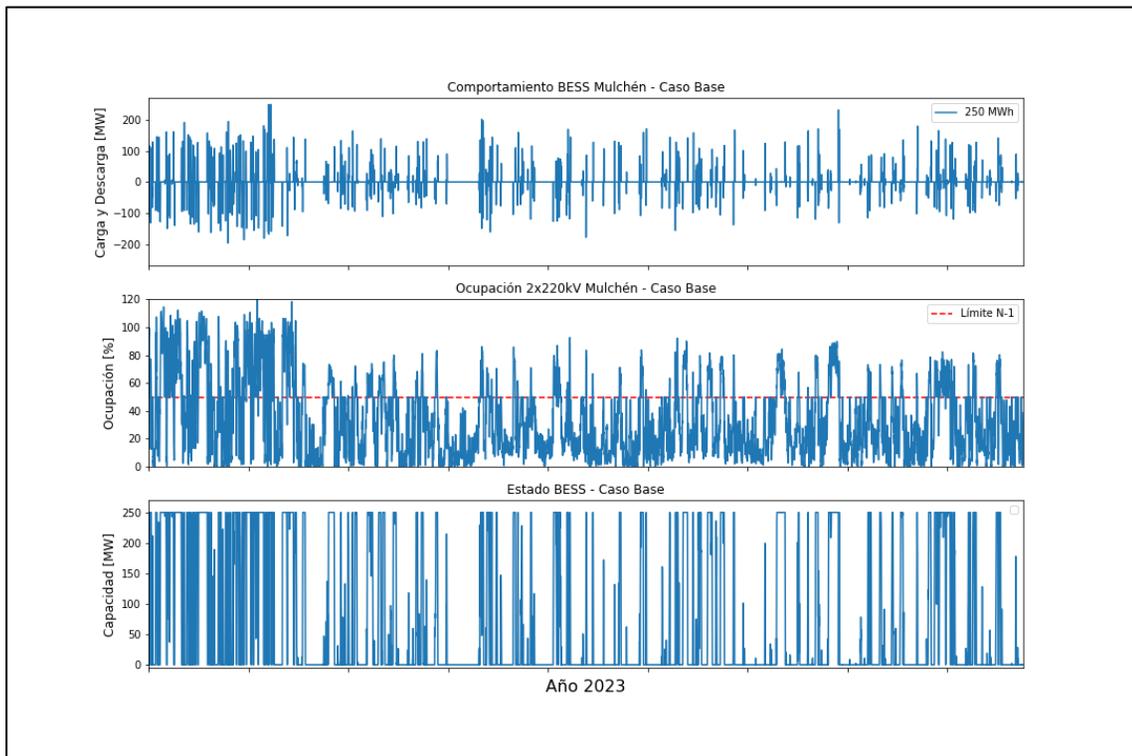
Anexo 88: Comportamiento de un sistema BESS de 10 MWh en SE Mulchén y ocupación resultante de la LT 2x220kV Mulchén Charrúa, sin esquema RAG-DAG.



Anexo 89: Comportamiento de un sistema BESS de 50 MWh en SE Mulchén y ocupación resultante de la LT 2x220kV Mulchén Charrúa, sin esquema RAG-DAG.

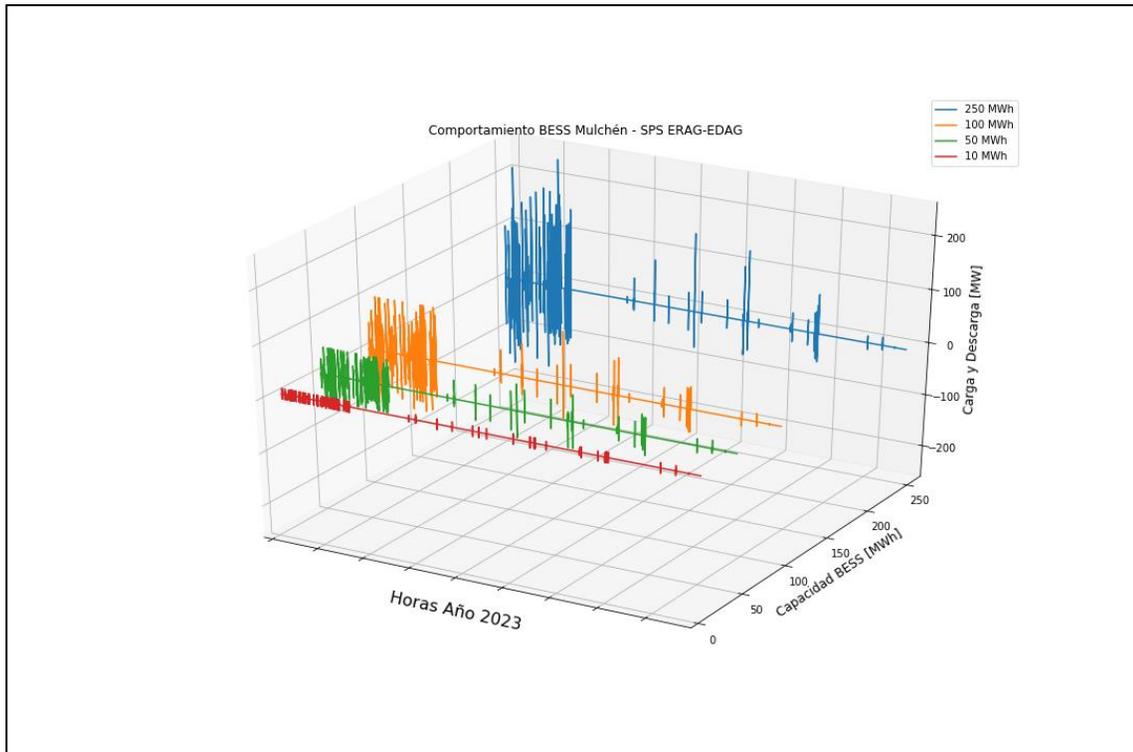


Anexo 90: Comportamiento de un sistema BESS de 100 MWh en SE Mulchén y ocupación resultante de la LT 2x220kV Mulchén Charrúa, sin esquema RAG-DAG.

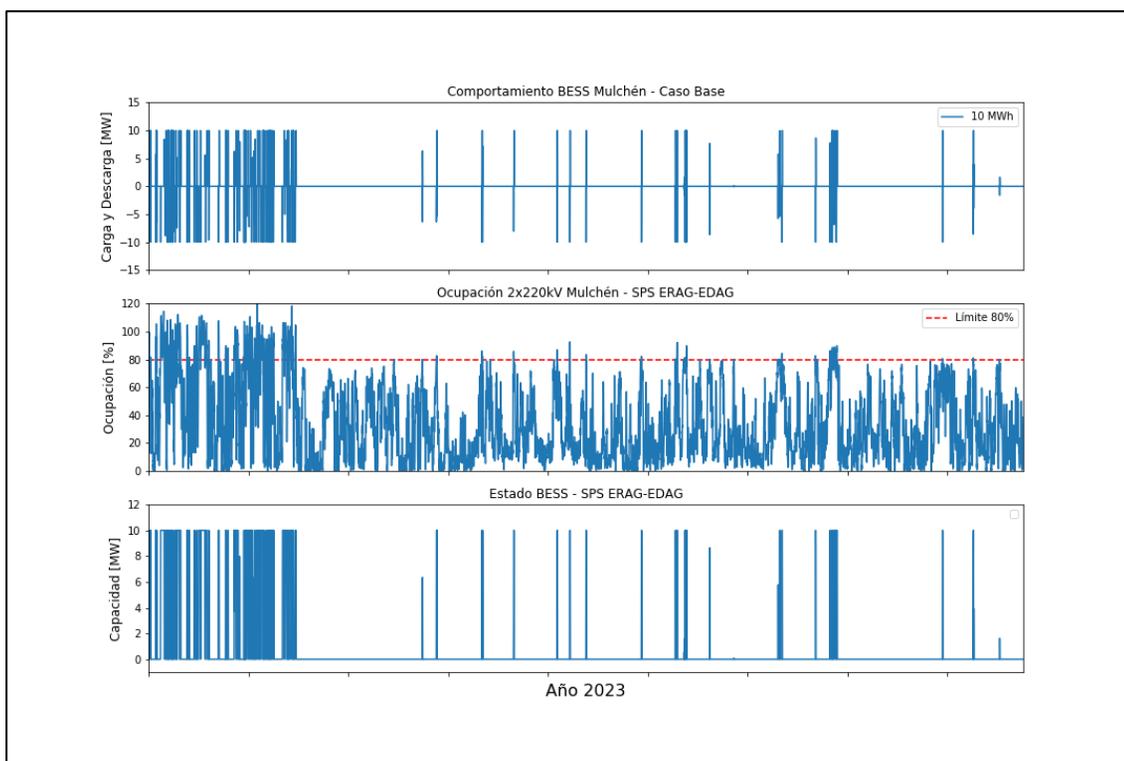


Anexo 91: Comportamiento de un sistema BESS de 250 MWh en SE Mulchén y ocupación resultante de la LT 2x220kV Mulchén Charrúa, sin esquema RAG-DAG.

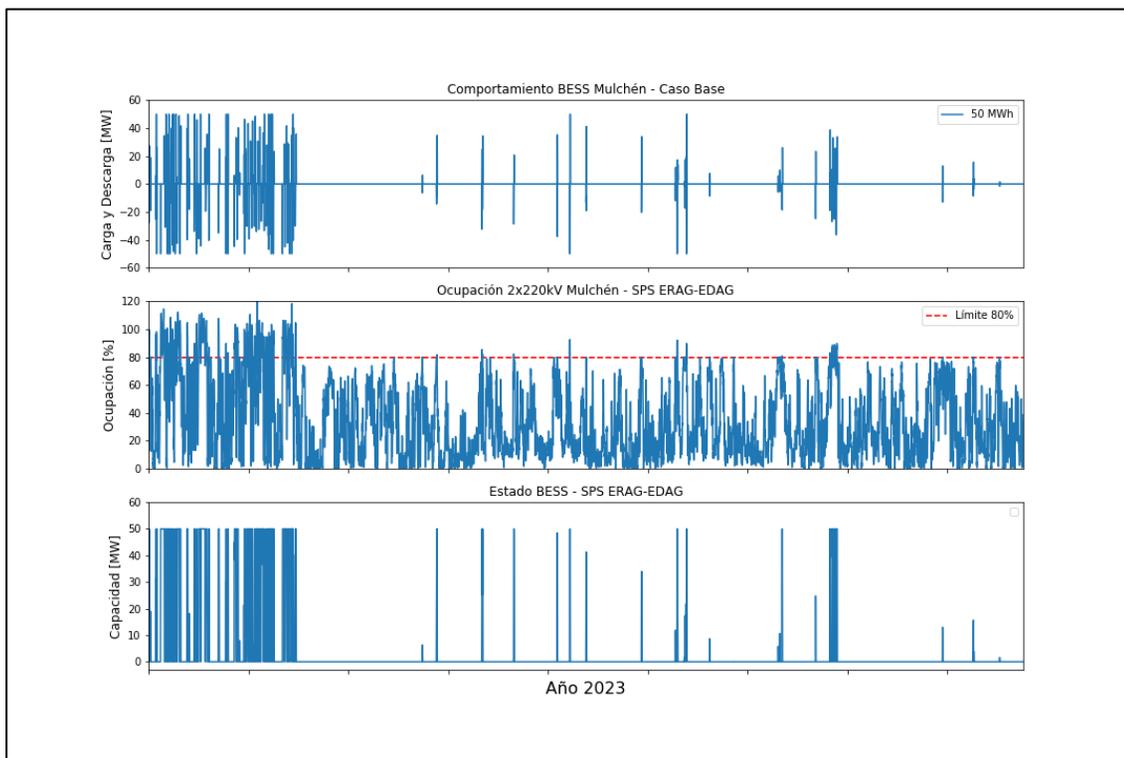
## 10.2. Complemento con reducción con automatismo (Solución 2)



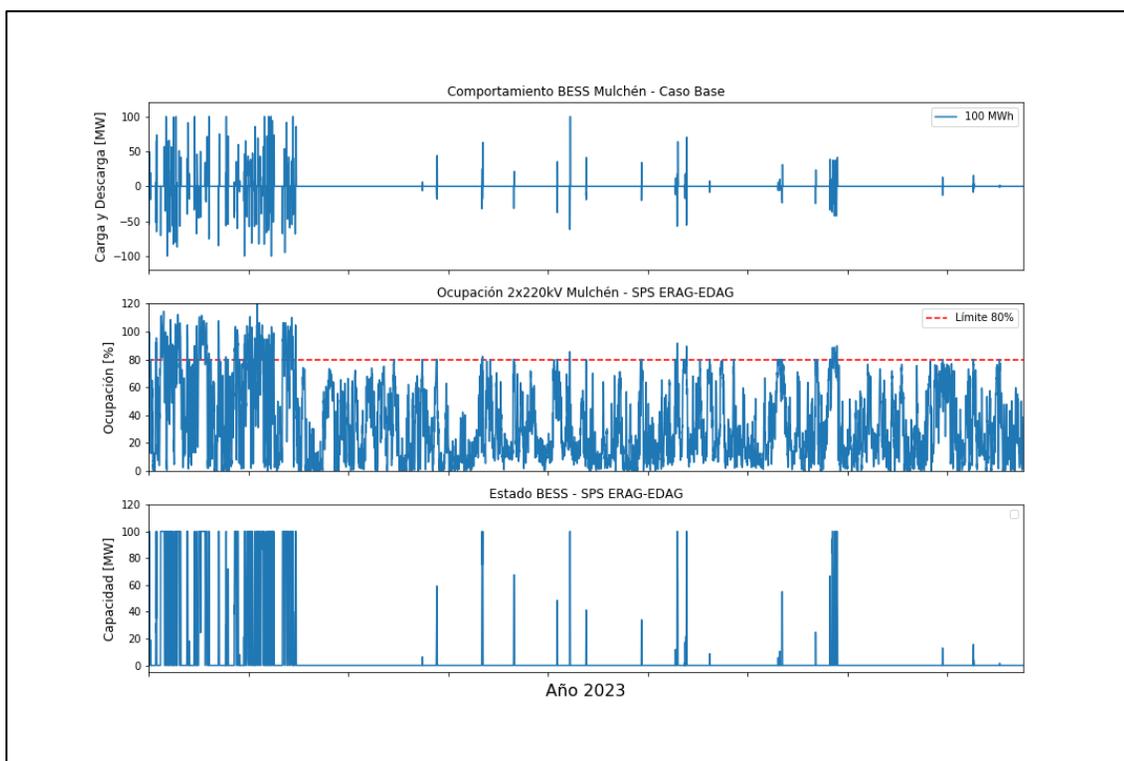
Anexo 92: Comportamiento de sistemas BESS de distinta capacidad en SE Mulchén, con esquema RAG-DAG.



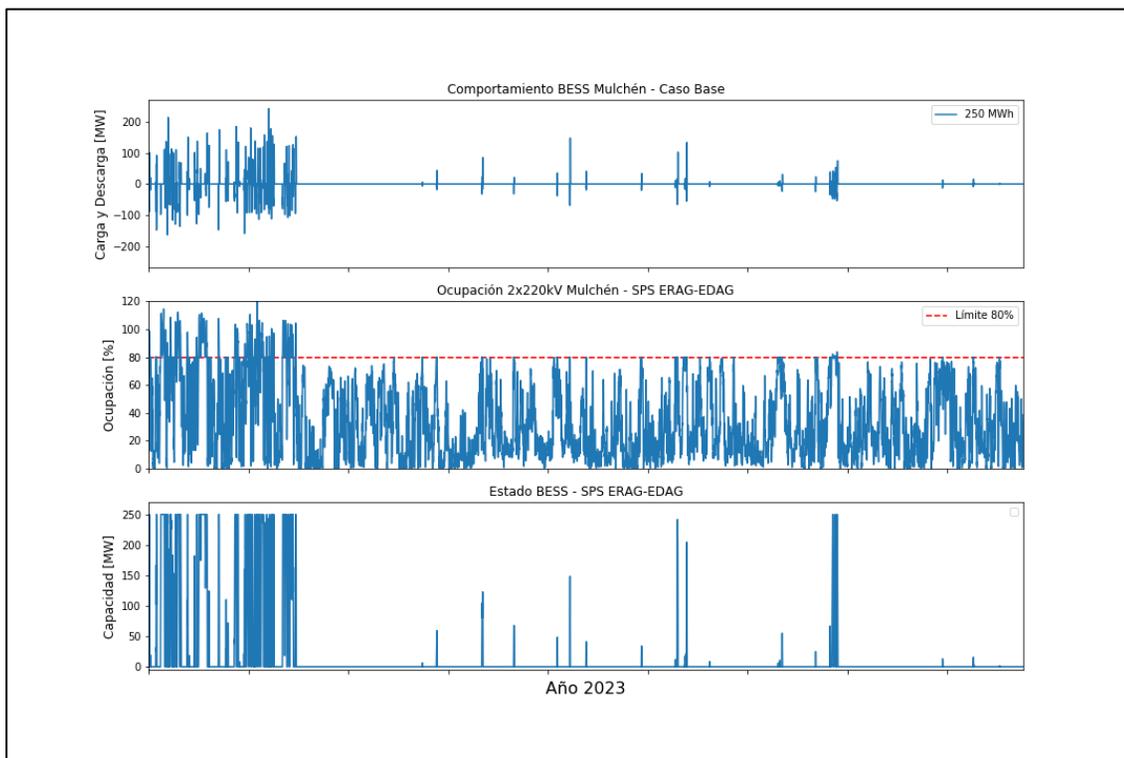
Anexo 93: Comportamiento de un sistema BESS de 10 MWh en SE Mulchén y ocupación resultante de la LT 2x220kV Mulchén Charrúa, con esquema RAG-DAG.



Anexo 94: Comportamiento de un sistema BESS de 50 MWh en SE Mulchén y ocupación resultante de la LT 2x220kV Mulchén Charrúa, con esquema RAG-DAG.



Anexo 95: Comportamiento de un sistema BESS de 100 MWh en SE Mulchén y ocupación resultante de la LT 2x220kV Mulchén Charrúa, con esquema RAG-DAG.



Anexo 96: Comportamiento de un sistema BESS de 250 MWh en SE Mulchén y ocupación resultante de la LT 2x220kV Mulchén Charrúa, con esquema RAG-DAG.