

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



Profesor Patrocinante:
Dr. Claudio Roa Sepúlveda

Informe de Memoria de Título
para optar al título de:
Ingeniero Civil Eléctrico

**Dimensionamiento de un sistema BESS en la S/E Punta
Verde con redundancia a Datacenter SCL4**

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN
Facultad de Ingeniería
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Profesor Patrocinante
Dr. Claudio Roa Sepúlveda.

Dimensionamiento de un sistema BESS en la S/E Punta Verde con Redundancia a Datacenter SCL4

Sebastián Alejandro Ravanal Herreros

Informe de Memoria de Título
para optar al Título de

Ingeniero Civil Eléctrico

Enero 2026

Resumen Ejecutivo

En la memoria de título se desarrolló un estudio orientado a evaluar la incorporación de un sistema BESS en la S/E Punta Verde, con el objetivo de garantizar la continuidad operativa y la redundancia requerida para el datacenter SCL4. El proyecto se enmarca en el DS N°37/2021, que declaró la obra como necesaria y urgente para el sistema de transmisión.

El análisis se realizó mediante un estudio conceptual de ingeniería, considerando criterios de despacho en el mercado spot y requerimientos de confiabilidad del datacenter. Se aplicaron modelaciones por escenarios y simulaciones dinámicas, evaluando la capacidad del BESS para absorber ciclos de carga y descarga, junto con la evaluación de desempeño frente a distintas condiciones de penetración de ERV y escenarios de expansión.

Los resultados demostraron que el BESS puede operar en la mayoría de los escenarios actuales y en todos los escenarios futuros con expansión, reduciendo la carga en elementos críticos hasta un 40%. Asimismo, las tres topologías de conexión evaluadas confirmaron la capacidad del sistema para cumplir con la confiabilidad mínima exigida de 99,98%, asegurando la redundancia operativa del datacenter SCL4.

Agradecimientos

Me gustaría comenzar expresando mi más profundo agradecimiento a mi familia, verdadero pilar y fuente de apoyo incondicional a lo largo de toda mi vida. Su compañía constante fue fundamental para lograr llegar a este punto, el respaldo que cada uno de ustedes me brindó es invaluable y supera lo que puedo expresar en palabras. a todos, les agradezco infinitamente.

A Nicole, mi pareja, la cual estos últimos años ha tomado un rol fundamental en mi vida, donde su apoyo estos últimos años me ha ayudado enormemente para crecer y formarme como una mejor persona.

Un especial agradecimiento a la empresa IMELSA y el departamento Electrifica, los cuales me entregaron una experiencia inolvidable durante el transcurso de mi memoria, dándome todas las facilidades posibles para poder realizar mi trabajo con ellos. En especial quería agradecerle a Benjamín Álvarez, mi supervisor, por su generosidad, paciencia, y disposición a enseñar. Estoy enormemente agradecido por el espacio que me brindaron, experiencia que aportó enormemente a mi formación laboral.

También quiero expresar mi gratitud a mi profesor guía, Claudio Roa, por su disposición a resolver dudas, corregir de manera amable, y siempre tener la disposición a explicar con altura de mira. Gracias por encantarme con esta rama de la Ingeniería Eléctrica. Le aseguro que las interrogaciones de modelación y reuniones de memoria quedaran guardadas en mi memoria.

Por último, pero no menos importante, quiero agradecerles a todos mis amigos eléctricos, los antílopes, gracias por hacer que todas esas horas de estudio fueran mucho más llevaderas. Una especial mención a Sofía y Valentina, atesoro todos los momentos vividos tanto dentro como fuera de la universidad, gracias a ustedes la experiencia universitaria fue realmente divertida.

Tabla de Contenidos

ABREVIACIONES.....	VI
1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	1
ABREVIACIONES.....	1
1.1 INTRODUCCIÓN	1
1.2 TRABAJOS PREVIOS	1
1.2.1 [1] Optimal battery energy storage placement for transient voltage stability enhancement.....	1
1.2.2 [2] Optimal Placement and Sizing of Battery Energy Storage Systems for Improvement of System Frequency Stability.....	2
1.2.3 [3] Control de Frecuencia Mediante BESS Desarrollado en DigSILENT PowerFactory	2
1.2.4 [4] Optimal siting and sizing battery energy storage systems for distribution network of distribution system operators.....	2
1.2.5 [5] Simulation and modeling for active distribution network BESS system in DigSILENT.....	3
1.2.6 [6] Desarrollo de una Herramienta de Optimización de sistemas BESS para diferentes escenarios de generación renovable, Mercado Eléctrico y Demanda Industrial.....	3
1.2.7 [7] Detailed and Average Battery Energy Storage Model Comparison,	3
1.2.8 [8] Standard load models for power flow and dynamic performance simulation	4
1.2.9 [9] Effects of dynamic power electronic load models on power systems analysis using ZIP-E loads.....	4
1.2.10 [10] A Complete Model for Modular Simulation of Data Centre Power Load	5
1.2.11 [11] Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia (A.S.E.P.), Apunte de Apoyo.....	5
1.2.12 [12] Infraestructura para Centros de datos Tier Standard: Topología.....	5
1.3 DISCUSIÓN	6
2 INTRODUCCIÓN	7
2.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	7
2.2 OBJETIVOS	7
2.2.1 Objetivo General	7
2.2.2 Objetivos Específicos.....	8
2.3 ALCANCES Y LIMITACIONES	8
2.4 METODOLOGÍA	9
2.5 TEMARIO.....	10
3 SISTEMA DE TRANSMISIÓN	11
3.1 DIAGRAMA GENERAL	11
3.2 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	14
3.3 SUBESTACIONES	14
3.4 BESS PUNTA VERDE	16

3.4.1	<i>Parámetros</i>	17
3.4.2	<i>Modelo de Batería</i>	17
3.4.3	<i>Sistema de Control</i>	20
3.5	DATACENTER SCL4	21
3.5.1	<i>Topología I</i>	21
3.5.2	<i>Topología II</i>	22
3.5.3	<i>Topología III</i>	23
3.6	DIAGRAMA UNILINEAL (D.U)	24
4	CLASIFICACIÓN DE ESCENARIOS	25
4.1	RESUMEN	25
4.2	CRITERIOS DE CLASIFICACIÓN	25
4.2.1	<i>Periodos de Alta y Baja Radiancia</i>	25
4.2.2	<i>Periodos de Carga y Descarga</i>	27
4.2.3	<i>Estado Nueva Renca</i>	29
4.2.4	<i>Escenario de Máxima Penetración ERV</i>	31
4.2.5	<i>Escenario Expansión Cerro Navia</i>	32
4.3	PROYECCIÓN DE DEMANDA	32
4.4	ESCENARIOS DEL ESTUDIO	33
5	DESARROLLO	36
5.1	ANÁLISIS DE CURTAILMENT	36
5.1.1	<i>Procedimiento</i>	36
5.1.2	<i>Resultados</i>	37
5.1.3	<i>Comentarios</i>	40
5.2	ANÁLISIS ESCENARIOS PRINCIPALES	41
5.2.1	<i>Procedimiento</i>	41
5.2.2	<i>Resultados</i>	41
5.2.3	<i>Comentarios</i>	44
5.3	ESCENARIO MÁXIMA PENETRACIÓN ERV	45
5.3.1	<i>Procedimiento</i>	45
5.3.2	<i>Resultados</i>	45
5.3.3	<i>Comentarios</i>	46
5.4	ESCENARIO EXPANSIÓN CERRO NAVIA	47
5.4.1	<i>Procedimiento</i>	47
5.4.2	<i>Resultados</i>	48
5.4.3	<i>Comentarios</i>	49
5.5	MODELACIÓN DE REDUNDANCIA	49
5.5.1	<i>Simulación de Redundancia</i>	50

5.5.2	<i>Valores de Confiabilidad</i>	51
5.5.3	<i>Topologías</i>	52
5.5.4	<i>Protocolos Topología III</i>	56
5.6	ANÁLISIS DE RESULTADOS	64
6	CONCLUSIONES	65
6.1	SUMARIO	65
6.2	CONCLUSIONES	65
6.3	TRABAJO FUTURO	66
7	BIBLIOGRAFÍA	67
8	ANEXOS	72
8.1	ANEXO A	72
8.2	ANEXO B	75
8.3	ANEXO C	86
8.4	ANEXO D	91
8.5	ANEXO E	117

Abreviaciones

IEEE	: Institute of Electrical and Electronics Engineers
PWM.	: Pulse Width Modulation (Modulación por ancho de pulso).
ERV.	: Energía Renovable Variable.
ERNC.	: Energía Renovable No Convencional.
RoCoF	: Rate of Change of Frequency (Tasa de cambio de frecuencia).
SOC.	: State of Charge (Estado de Carga).
SOH.	: State of Health (Salud de la batería).
BMS.	: Battery Management System (Monitoreo de sistema de baterías).
EMS.	: Energy Management System (Monitoreo de energía de batería).
MDT.	: Memoria de Título.
UPS.	: Uninterruptible Power Supply (Sistema de alimentación ininterrumpido).
SEN.	: Sistema Eléctrico Nacional.
CEN.	: Coordinador Eléctrico Nacional
CNE.	: Comisión Nacional de Energía.
ENS	: Energía No Suministrada.
NTSyCS	: Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
DSL.	: DigSILENT Simulation Language (Lenguaje de simulación DigSILENT).
NUP.	: Número Único de Proyecto.

Lista de Figuras

Figura 3.1.1 Ubicación geográfica de S/E Punta Verde. Fuente: [13]	11
Figura 3.1.2 Diagrama General 1 del Sistema Actual. Elaboración propia.....	12
Figura 3.1.3 Diagrama general 1 del proyecto S/E Punta Verde. Elaboración Propia	13
Figura 3.1.4 Diagrama General final S/E Punta Verde. Elaboración propia.....	14
Figura 3.4.1 Perfil típico de una batería Plomo-acido. Fuente: [16]	18
Figura 3.4.2 Circuito equivalente simple de una batería. Fuente: [16]	18
Figura 3.4.3 Frame de la batería en modelo DSL. Fuente: [16]	19
Figura 3.4.4 Modelo DSL del controlador de Carga del BESS. Fuente: [16]	19
Figura 3.4.5 Modelo DSL del control P-Q. Fuente: [16]	20
Figura 3.4.6 Estructura de Control del Sistema BESS. Fuente: [16].....	21
Figura 3.5.1 Topología I modelada en DigSILENT. Elaboración propia.	22
Figura 3.5.2 Topología I modelada en DigSILENT. Elaboración propia.	22
Figura 3.5.3 topología III modelada en DigSILENT. Elaboración propia.	23
Figura 3.6.1 D.U Proyecto BESS Punta Verde DigSILENT (Topología I). Elaboración propia.....	24
Figura 4.2.1 Curtailment horario enero 2025 en Santiago Solar. Elaboración propia.....	26
Figura 4.2.2 Curtailment horario Julio 2025 en Santiago Solar. Elaboración propia.....	26
Figura 4.2.3 Perfil de generación diario promedio de verano en Santiago Solar. Elaboración propia.....	27
Figura 4.2.4 Perfil de generación diario promedio de invierno en Santiago Solar. Elaboración propia.	28
Figura 4.2.5 Consumo Promedio horario de verano en S/E. Elaboración propia.....	28
Figura 4.2.6 Consumo Promedio horario de invierno en S/E. Elaboración propia.	29
Figura 4.2.7 Demanda Promedio invierno tramo Cerro Navia – Nueva Renca. Elaboración propia.....	30
Figura 4.2.8 Generación horaria Central Nueva Renca en enero. Elaboración propia.....	30
Figura 4.2.9 Generación horaria Central Nueva Renca en agosto. Elaboración propia.	31
Figura 4.4.1 Esquema de escenarios principales. Elaboración propia.....	34
Figura 4.4.2 Esquema de todos los escenarios. Elaboración propia.....	35
Figura 5.1.1 DU S/E Punta Verde 2028. Elaboración propia.....	36
Figura 5.1.2 Carga en líneas tramo Cerro Navia – Las Vegas. Escenario: Análisis curtailment.	39
Figura 5.1.3 Carga en transformadores de transmisión. Escenario: análisis curtailment.	39
Figura 5.1.4 Carga en transformadores de centrales generadoras. Escenario: análisis curtailment.	40
Figura 5.2.1 Cargabilidad de 8 líneas más críticas por escenario. Elaboración propia.	41
Figura 5.2.2 Carga en transformadores en S/E El Salto 8 escenarios principales. Elaboración propia.....	43
Figura 5.2.3 Carga en transformadores en S/E Cerro Navia 8 escenarios principales. Elaboración propia.....	43
Figura 5.2.4 Carga en transformadores de centrales generadoras por escenario. Elaboración propia.	44

Figura 5.3.1 Carga en transformadores de transmisión para escenario crítico. Elaboración propia.	46
Figura 5.3.2 Carga en líneas tramo Cerro Navia – Las Vegas escenario crítico. Elaboración propia.....	46
Figura 5.4.1 Proyecto de expansión Cerro Navia modelado en DigSILENT. Elaboración propia.	47
Figura 5.4.2 Carga en transformadores de transmisión para escenario ampliación. Elaboración propia.	48
Figura 5.4.3 Carga en líneas tramo Cerro Navia – Las Vegas escenario expansión. Elaboración propia.....	49
Figura 5.5.1 Niveles de Voltaje al pasar a isla de generación.	51
Figura 5.5.2 Estado SOC BESS Punta Verde.....	51
Figura 5.5.3 Suministro de P y Q del BESS Punta Verde. Elaboración propia.....	51
Figura 5.5.4 Modelo de falla para Topología I. Elaboración propia.	53
Figura 5.5.5 Modelo de falla para Topología II. Elaboración propia.	54
Figura 5.5.6 Modelo de falla para Topología III. Elaboración propia.....	54
Figura 5.5.7 Respuesta del sistema BESS ante protocolo I. Elaboración propia.	57
Figura 5.5.8 Perfiles de tensión protocolo I. Elaboración propia.	57
Figura 5.5.9 Potencia en datacenter SCL4 en protocolo I. Elaboración propia.....	58
Figura 5.5.10 Respuesta del sistema BESS ante protocolo II. Elaboración propia.	58
Figura 5.5.11 Hueco del C.C en protocolo II. Elaboración propia.....	59
Figura 5.5.12 Potencia en datacenter SCL4 en protocolo II. Elaboración propia.	59
Figura 5.5.13 Respuesta del sistema BESS ante protocolo III.	60
Figura 5.5.14 Perfiles de tensión protocolo III.....	60
Figura 5.5.15 Potencia en datacenter SCL4 en protocolo III.	61
Figura 5.5.16 Respuesta del sistema BESS ante protocolo IV.....	61
Figura 5.5.17 Perfiles de tensión protocolo IV.....	62
Figura 5.5.18 Potencia en datacenter SCL4 en protocolo IV.	62
Figura 8.2.1 Consumo Diario Promedio en S/E San Cristóbal. Elaboración propia.	79
Figura 8.2.2 Consumo diario promedio [kW] representado por tipo de Cliente. Elaboración propia.....	80
Figura 8.2.3 Modelo de Generadora Nueva Renca DigSILENT. Fuente: [14]	81

Lista de Tablas

Tabla 3.1.1 S/E principales tramos seccionados. Elaboración propia.	12
Tabla 4.3.1 Crecimiento anual de la demanda por casos. Fuente: [19].....	33
Tabla 5.1.1 Perfil de S/E Escenario VDcR Presente. Elaboración propia.....	37
Tabla 5.1.2 Niveles de tensión en barras. Escenario: Análisis curtailment.....	38
Tabla 5.1.3 Extracto reporte RIO enero 2025. Fuente: [20].....	40
Tabla 5.2.1 Perfil de tensión en S/E por escenario. Elaboración propia.	42
Tabla 5.5.1 Tabla resumen de topologías. Fuente: elaboración propia.	55
Tabla 5.5.2 Tabla resumen de protocolos topología III.....	63
Tabla 8.1.1 Resumen Requerimientos Tiers. Fuente: [12].....	73
Tabla 8.1.2 Índices de indisponibilidad de en instalaciones. Fuente: [25].....	75
Tabla 8.2.1 Datos de líneas del sistema. Fuente: [14].....	77
Tabla 8.2.2 Transformadores principales S/E Cerro Navia. Fuente: [14].....	78
Tabla 8.2.3 Transformadores principales de S/E El Salto. Fuente: [14].....	79
Tabla 8.2.4 Generadoras conectadas a S/E Nueva Renca. Fuente: [14].....	82
Tabla 8.2.5 Generadores principales S/E Nueva Renca. Fuente: [14].....	82
Tabla 8.2.6 Transformadores que conectan S/E Punta Verde con el BESS. Elaboración propia.	83
Tabla 8.2.7 Parámetros generales BESS Punta Verde. Elaboración propia.	83
Tabla 8.2.8 Transformadores que alimentan datacenter SCL4. Elaboración propia.	83
Tabla 8.2.9 Generadoras conectadas a S/E Punta Peuco. Fuente: [14].....	84
Tabla 8.2.10 Transformador principal de S/E Punta Peuco. Fuente: [14].....	84
Tabla 8.2.11 Generadoras conectadas a S/E Santiago Solar. Fuente: [14].....	85
Tabla 8.2.12 Transformador principal de S/E Santiago Solar. Fuente: [14].....	85
Tabla 8.2.13 Generadoras conectadas a S/E Las Vegas. Fuente: [14].....	86
Tabla 8.2.14 Transformador principal de S/E Las Vegas. Fuente: [14].....	86
Tabla 8.3.1 Perfiles de cada S/E Escenario VDcR. Elaboración propia.	86
Tabla 8.3.2 Perfiles de cada S/E Escenario VNcR. Elaboración propia.	87
Tabla 8.3.3 Perfiles de cada S/E Escenario VDsR. Elaboración propia.....	87
Tabla 8.3.4 Perfiles de cada S/E Escenario VNsR. Elaboración propia.....	88
Tabla 8.3.5 Perfiles de cada S/E Escenario IDcR. Elaboración propia.	88
Tabla 8.3.6 Perfiles de cada S/E Escenario INcR. Elaboración propia.	89
Tabla 8.3.7 Perfiles de cada S/E Escenario IDsR. Elaboración propia.	89
Tabla 8.3.8 Perfiles de cada S/E Escenario INsR. Elaboración propia.	90
Tabla 8.4.1 Carga en líneas análisis curtailment. Elaboración propia.....	91

Tabla 8.4.2 Carga en transformadores análisis curtailment. Elaboración propia.	91
Tabla 8.4.3 Niveles de tensión escenario VDcR. Elaboración propia.	92
Tabla 8.4.4 Carga en líneas escenario VDcR. Elaboración propia.	94
Tabla 8.4.5 Carga en transformadores VDcR. Elaboración propia.	94
Tabla 8.4.6 Niveles de tensión escenario VNcR. Elaboración propia.	95
Tabla 8.4.7 Carga en líneas escenario VNcR. Elaboración propia.	96
Tabla 8.4.8 Carga transformadores VNcR. Elaboración propia.	96
Tabla 8.4.9 Niveles de tensión escenario VDsR. Elaboración propia.	97
Tabla 8.4.10 Carga en líneas escenario VDsR. Elaboración propia.	99
Tabla 8.4.11 Carga en transformadores escenario VDsR. Elaboración propia.	99
Tabla 8.4.12 Niveles de tensión escenario VNcR. Elaboración propia.	100
Tabla 8.4.13 Carga en líneas escenario VNcR. Elaboración propia.	101
Tabla 8.4.14 Carga Transformadores escenario VNcR. Elaboración propia.	101
Tabla 8.4.15 Niveles de tensión escenario IDcR. Elaboración propia.	102
Tabla 8.4.16 Carga en líneas escenario IDcR. Elaboración propia.	104
Tabla 8.4.17 Carga en transformadores escenario IDcR. Elaboración propia.	104
Tabla 8.4.18 Niveles de tensión escenario INcR. Elaboración propia.	105
Tabla 8.4.19 Carga en líneas escenario INcR. Elaboración propia.	106
Tabla 8.4.20 Carga en transformadores escenario INcR. Elaboración propia.	106
Tabla 8.4.21 Niveles de tensión escenario IDsR. Elaboración propia.	107
Tabla 8.4.22 Carga en líneas escenario IDsR. Elaboración propia.	109
Tabla 8.4.23 Carga en transformadores escenario IDsR. Elaboración propia.	109
Tabla 8.4.24 Niveles de tensión escenario INsR. Elaboración propia.	110
Tabla 8.4.25 Carga en líneas escenario INsR. Elaboración propia.	111
Tabla 8.4.26 Carga en transformadores escenario INsR. Elaboración propia.	111
Tabla 8.4.27 Perfiles de tensión escenario Penetración ERV. Elaboración propia.	112
Tabla 8.4.28 Carga en lineas escenario Penetración ERV. Elaboración propia.	114
Tabla 8.4.29 Carga en transformadores escenario Penetración ERV. Elaboración propia.	114
Tabla 8.4.30 Perfil de tensión de S/E escenario expansión C.N. Elaboración propia.	115
Tabla 8.4.31 Carga en líneas escenario expansión C.N. Elaboración propia.	116
Tabla 8.4.32 Carga en transformadores escenario expansión C.N. Elaboración propia.	116

1 Revisión Bibliográfica

1.1 Introducción

En esta etapa se analiza en detalle los aportes conceptuales, metodológicos y técnicos de publicaciones relevantes asociadas al modelamiento, control, dimensionamiento y aplicación de sistemas de almacenamiento de energía en sistemas eléctricos de potencia, específicamente para estudios estáticos de flujos de potencia y estudios dinámicos generales. El análisis considera artículos científicos, normas IEEE, memorias de título y apuntes universitarios, abarcando diferentes perspectivas del uso de sistemas de almacenamiento (BESS), ya sea control de frecuencia, estabilidad, ubicación y dimensionamiento óptimo, también revisando metodologías de carácter económico y modelaciones computacionales fuera del entorno DigSILENT PowerFactory.

Asimismo, se abarcan e integran trabajos recientes que abordan la representación de cargas modernas basadas en electrónica de potencia, tal como los datacenters, considerando sus requerimientos comerciales y comportamiento en el sistema eléctrico.

1.2 Trabajos Previos

1.2.1 [1] *Optimal battery energy storage placement for transient voltage stability enhancement*

En este artículo se plantea el problema de ubicar múltiples unidades de sistemas BESS en una red de potencia para mejorar la estabilidad de tensión transitoria tras fallas. Los autores se enfocan en el desarrollo de un algoritmo, que mediante simulaciones de condiciones dinámicas críticas e índices de estabilidad y tensión, logra determinar la ubicación óptima del BESS. Utilizan la metodología de “*Entropía Cruzada*”, el cual corresponde a un algoritmo de optimización estocástica, y lo comparan con la metodología PSO (*Particle Swarm Optimization*) para comparar resultados. En este procedimiento, modelan los sistemas BESS como un PWM junto con una batería DC conectado al sistema, ya que, para modelar los eventos dinámicos, es necesario definir los parámetros del “*composit model*” en DigSILENT. El artículo constituye un aporte relevante, ya que expone con precisión el modelo de representación de los sistemas BESS y su caracterización en simulaciones dinámicas, destacando el efecto que producen las variaciones de sus parámetros en la respuesta del sistema eléctrico.

1.2.2 [2] Optimal Placement and Sizing of Battery Energy Storage Systems for Improvement of System Frequency Stability

Este artículo tiene como objetivo principal determinar la ubicación y tamaño óptimo del sistema BESS para mejorar la estabilidad de frecuencia ante contingencias específicas: pérdida de generación, variación de carga y penetración de energía renovable no convencional (ERNC). Esto lo realizan mediante el control de frecuencia, utilizando el nadir y RoCoF como variables críticas. Se establece un problema de optimización con una función objetivo, la cual es maximizar la estabilidad de frecuencia. La investigación aporta al proyecto, ya que profundiza en el modelo matemático necesario para modelar dinámicamente un BESS con una respuesta primaria de frecuencia. Se representan los límites de potencia máxima y mínima, el estado de carga (SOC), y las restricciones de operación y rampas. El modelo en DigSILENT que se utiliza es el modelo PWM junto a la batería DC, al igual que en el artículo mencionado en 2.2.1, para establecer el “composit model” adecuado al sistema.

1.2.3 [3] Control de Frecuencia Mediante BESS Desarrollado en DigSILENT PowerFactory

En este trabajo de MDT se busca modelar un sistema BESS en DigSILENT para regular la frecuencia de un sistema multi-maquina con alta penetración de ERNC. Asimismo, se explica detalladamente cada modelo disponible en el programa DigSILENT PowerFactory, mencionando las ventajas y desventajas de cada uno. También se definen matemáticamente los parámetros dinámicos del sistema BESS para el análisis de contingencias dinámicas en un sistema de transmisión de varios nodos.

1.2.4 [4] Optimal siting and sizing battery energy storage systems for distribution network of distribution system operators

La investigación aborda un análisis de tipo económico para optimizar el tamaño y ubicación del sistema de almacenamiento en el sistema eléctrico. El objetivo principal corresponde a minimizar los costos en una red de distribución con fuentes renovables, específicamente en costos por variación de voltaje, pérdidas y demanda pico en sectores saturados. La función objetivo corresponde a una combinación ponderada de las tres variables ya mencionadas. Si bien el artículo aborda metodologías de dimensionamiento y ubicación óptima del sistema BESS, adopta una función objetivo enfocada en

análisis económico, lo que se aleja de la ingeniería conceptual del presente proyecto, por lo tanto, se considera como referencia para metodologías de estudio posterior a la ingeniería conceptual.

1.2.5 [5] Simulation and modeling for active distribution network BESS system in DigSILENT

Este artículo abarca una metodología de modelación y simulación para sistemas BESS en redes de distribución activas utilizando un modelo simplificado mediante funciones matemáticas y circuitos reducidos para disminuir la complejidad de la metodología. Se propone un modelo comportamental con estrategias de control simplificadas a lógica de carga y descarga, y se realizan simulaciones en DigSILENT para varios escenarios de red (*Operation Scenarios*) y analizan la respuesta del BESS con su modelo. En vez de utilizar el modelo con un PWM, utiliza el elemento “GenStat.” para modelar el BESS. La investigación resulta relevante, pues demuestra que, al utilizar modelos simplificados para análisis dinámico de comportamiento de carga y descarga, se logran resultados coherentes y a la par de modelos de mayor complejidad, como lo son el PWM junto con la batería DC.

1.2.6 [6] Desarrollo de una Herramienta de Optimización de sistemas BESS para diferentes escenarios de generación renovable, Mercado Eléctrico y Demanda Industrial

En esta MDT se desarrolla una herramienta de optimización para dimensionar y operar sistemas BESS que permite evaluar distintos escenarios de generación renovable, precio de mercado y demanda industrial, para que la herramienta ayude a decidir cuándo y cuánto almacenar o inyectar, considerando el diseño del BESS que se está utilizando. Si bien en esta memoria no se menciona el uso de DigSILENT, el trabajo es un aporte relevante al proyecto ya que presenta una base teórica extensa y profunda en la materia a estudiar, aplicada al mercado actual de distribución y transmisión en Chile. En específico, se abordan las distintas tecnologías de almacenamiento, los modelos matemáticos simplificados y más específicos de un modelo computacional de BESS, junto con los criterios de las dimensiones del sistema de almacenamiento.

1.2.7 [7] Detailed and Average Battery Energy Storage Model Comparison,

El artículo compara el desempeño de un modelo BESS “detallado” contra un modelo “estándar”, para representar las diferencias de comportamiento bajo distintos escenarios de simulación

estática y, en especial, profundiza en escenarios de simulación dinámica para evaluar hasta qué punto un modelo estándar puede reproducir con precisión el comportamiento real de un sistema de almacenamiento. El modelo detallado considera el convertidor con control en d-q, y contiene una representación más completa del convertidor, como los filtros y pérdidas. Este modelo también utiliza un modelo de batería más realista, incluyendo su respuesta transitoria. Por otra parte, el modelo estándar utiliza una representación simplificada del convertidor y la batería, con valores estándar en lugar de dinámicas completas, lo que implica no modelar todos los transitorios ni la respuesta detallada del convertidor. Los resultados entregan que estáticamente los modelos no tienen diferencias significativas, y en el análisis dinámico el modelo estándar logra replicar adecuadamente varios aspectos de la dinámica del modelo detallado. Esto sugiere que el optar por un modelo estándar en las simulaciones relevantes para el proyecto, no representa una desviación de datos relevante para el comportamiento del BESS en el sistema eléctrico modelado.

1.2.8 [8] Standard load models for power flow and dynamic performance simulation

En el artículo de la IEEE se definen los modelos estándar de carga para su uso en programas de simulación de flujos de potencia y análisis dinámico, para definir un consenso, interoperabilidad y flexibilidad de los estudios de estabilidad. El consenso más relevante del estudio realizado corresponde a los modelos de carga, que se definen en relación con los componentes estáticos y su modelo “ZIP”, vale decir, impedancia (Z), corriente (I) y potencia (P). Esta estandarización de modelos de carga facilita la clasificación de cargas para el proyecto en cuestión, y se define el modelo matemático de cada uno de estos para configurarlo en el programa, que en este caso es DigSILENT.

1.2.9 [9] Effects of dynamic power electronic load models on power systems analysis using ZIP-E loads

En el artículo se evalúan los modelos clásicos ZIP de carga, y se revisa si estos son adecuados para representar cargas modernas basadas en electrónica de potencia, como lo son datacenters, cargadores rápidos o electrónica industrial, buscando proponer un modelo mejorado llamado ZIP-E, que captura la dinámica real de estas cargas. Si bien el artículo no modela un datacenter en específico, lo representa mediante un modelo tipo ZIP-E, que se caracteriza por tener un comportamiento muy cercano a cargas de potencia constante. Los resultados indican que el modelo ZIP tradicional subestima el impacto dinámico de las cargas electrónicas modernas, ya que el modelo ZIP-E presenta mayor amortiguamiento y recuperación más rápida, pero con una mayor sensibilidad a caídas de

tensión, con comportamientos muy similares a modelos ZIP de P constante.

1.2.10[10] *A Complete Model for Modular Simulation of Data Centre Power Load*

En el artículo se desarrolla un modelo completo modular y dinámico que representa el comportamiento de los datacenter como una carga, incluyendo sus subsistemas AC/DC, UPS, baterías, servidores y sistemas de enfriamiento para el estudio de simulación y estabilidad del sistema. En este caso se descompone el datacenter en los componentes ya mencionados, y cada uno de estos se modela dinámicamente, para luego integrar los módulos a una simulación y obtener la respuesta completa de los datacenter ante perturbaciones del sistema. Los resultados generales del estudio presentan un comportamiento altamente no lineal. Mientras que, los resultados de flujo de potencia entregan que el modelo llega a la misma respuesta que el artículo mencionado en el **ítem 1.2.9**, con un comportamiento altamente similar a una carga de tipo potencia constante dependiente del modo operativo del UPS.

1.2.11[11] *Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia (A.S.E.P.), Apunte de Apoyo*

Abarcando un análisis más general de los modelos ZIP en sistemas eléctricos de potencia, el apunte del Dr. Luís García Santander brinda una justificación teórica de como modelar cargas residenciales, industrias, comerciales y otros, utilizando un modelo ZIP estándar. Esto se puede asociar al tipo de consumo que se puede dar en las distintas subestaciones (S/E) del sistema a analizar, para realizar un modelo con mayor precisión.

1.2.12[12] *Infraestructura para Centros de datos Tier Standard: Topología*

El Uptime institute es una organización internacional reconocida por establecer y certificar estándares de infraestructura para datacenters a través de su “Tier Standards”. El documento analiza los requerimientos topológicos para poder certificarse como un datacenter reconocido desde el Tier I a Tier IV, según su grado de redundancia, mantenibilidad y tolerancia a fallas. El documento explica que la clasificación no se basa en componentes individuales, si no que, en la capacidad integrada de la infraestructura para sostener operaciones críticas, destacando que el nivel final de un centro de datos siempre está determinado por el subsistema más débil. Además, describe los requisitos específicos para cada Tier: desde la infraestructura básica sin redundancia (Tier I), pasando por redundancia parcial (Tier II), mantenibilidad concurrente (Tier III), hasta tolerancia total a fallas (Tier IV), con pruebas de desempeño que aseguran disponibilidad y continuidad operativa.

1.3 Discusión

La literatura analizada proporciona parámetros esenciales para dos componentes centrales del estudio: por un lado, la modelación del sistema BESS, considerando su representación y desempeño; y por otro, la caracterización de los datacenters como cargas críticas, definidas según sus niveles de exigencia topológica sobre la red de transmisión.

En relación con los sistemas BESS, la revisión bibliográfica evidencia que existen diversas metodologías de modelación, que abarcan desde esquemas simplificados hasta modelos detallados capaces de representar con alta fidelidad el comportamiento físico de los convertidores, incluyendo filtros y dinámicas internas. Los análisis comparativos indican que, aunque los modelos detallados ofrecen una mayor fidelidad física al comportamiento de este tipo de tecnología, los modelos simplificados presentan un desempeño suficientemente preciso para estudios eléctricos a nivel sistémico general. En particular, se evidencia que el modelo simplificado reproduce con adecuada exactitud la respuesta del BESS en escalas de tiempo relevantes para estabilidad en modelaciones estáticas y dinámicas. Esto indica que la adopción de un modelo más simplificado de modelación BESS constituye una alternativa técnica válida, computacionalmente eficiente y con nivel de precisión acorde a los requerimientos del estudio.

En cuanto a la modelación de la demanda y de las cargas críticas, como los datacenters, los modelos ZIP continúan siendo el estándar en estudios estáticos y dinámicos. Aunque el modelo ZIP-E ha sido propuesto para representar cargas modernas basadas en electrónica de potencia, su comportamiento en este tipo de análisis es similar al de una carga de potencia constante. En consecuencia, el uso de modelo ZIP de potencia constante resulta una aproximación técnica coherente con los objetivos del proyecto.

Finalmente, al abordar los datacenters como cargas críticas, la literatura nos entrega los parámetros necesarios para poder clasificar estas cargas según sus niveles de confiabilidad, las condiciones topológicas y los requerimientos que estos imponen sobre los sistemas de transmisión. En particular, al comparar los niveles II y III, se observa que el salto a nivel III implica una condición topológica más exigente, ya que además del sistema troncal de alimentación, se requiere contar con un sistema auxiliar disponible para condiciones de falla, mientras que en nivel II dicha redundancia no es requerida. En ambos niveles se cuenta con generadores dentro de la infraestructura y sistemas UPS para condiciones de confiabilidad interna; no obstante, desde la perspectiva del sistema eléctrico, los niveles de confiabilidad exigidos representan igualmente un desafío elevado.

2 Introducción

2.1 Planteamiento del Problema

En el sector de Quilicura, se desea instalar un datacenter Tier III con una potencia de 150 MW en pleno funcionamiento. Debido a que la infraestructura actual no permite puntos de conexión viables ni configuraciones de red adecuadas que permitan abastecer el consumo del datacenter SCL4, se impulsa el proyecto de la subestación seccionadora Punta Verde. Un datacenter Tier III requiere cumplir con estándares n-1 en toda su operación. En términos de suministro eléctrico, esto implica disponer no solo de la alimentación en condiciones normales, sino también de una fuente de redundancia independiente de sus sistemas de generación, garantizando además una disponibilidad mínima del 99,98% por parte del sistema de transmisión.

Considerando estos requerimientos, La empresa IMELSA S.A evalúa la instalación de un sistema de almacenamiento en baterías (BESS) en la subestación Punta Verde, el cual operaría bajo un criterio de despacho económico en condiciones normales, pero que también tendría la capacidad de alimentar el datacenter SCL4 en caso de contingencias o fallas en el sistema eléctrico.

El presente estudio se centra en la ingeniería conceptual, cuyo objetivo principal es determinar si el sistema de transmisión puede soportar la incorporación del BESS sin provocar operación en sobrecarga de elementos del sistema. Asimismo, se analizan distintas topologías de operación que permitan cumplir con las condiciones técnicas requeridas por el datacenter.

2.2 Objetivos

2.2.1 *Objetivo General*

Evaluar el impacto de la incorporación de un sistema de almacenamiento en baterías (BESS) en el sistema de transmisión asociado a la S/E Seccionadora Punta Verde, mediante la modelación del sistema en el software DigSILENT PowerFactory®, con el fin de determinar la capacidad del sistema para soportar el periodo de carga del sistema de almacenamiento con las cargas proyectadas de conexión en el futuro, junto con satisfacer los requerimientos técnicos solicitados por el datacenter SCL4.

2.2.2 *Objetivos Específicos*

- Modelar el sistema de transmisión asociado a la subestación seccionadora Punta Verde en el software DigSILENT PowerFactory, considerando la infraestructura existente y las ampliaciones proyectadas para el proyecto de la S/E.
- Definir y parametrizar las cargas del sistema eléctrico basado en datos históricos para establecer perfiles de consumo efectivos en el futuro.
- Establecer un modelo representativo de sistema de almacenamiento BESS adecuado para estudios de flujo de potencia y análisis de cargabilidad, considerando periodos de carga y descarga.
- Simular escenarios de operación que contemplen diferentes situaciones para la carga y descarga del BESS.
- Analizar el comportamiento del sistema de transmisión, verificando los niveles de tensión, flujos de potencia y posibles sobrecargas en líneas y transformadores para los escenarios de operación.
- Realizar un análisis dinámico que demuestre la capacidad del BESS para actuar en condiciones de falla del sistema para alimentar el datacenter y cumplir con sus requerimientos.

2.3 Alcances y Limitaciones

Este estudio desarrolla la modelación eléctrica del sistema donde será instalada la subestación seccionadora Punta Verde para evaluar el impacto de la incorporación de un BESS en régimen estacionario, considerando tanto las cargas proyectadas para la subestación como el consumo de las S/E actuales del sistema. Se analizan flujos de potencia, perfiles de tensión, cargabilidad de elementos, para la ubicación óptima de un sistema BESS desde una perspectiva de ingeniería conceptual.

El análisis se restringe principalmente a estudios en régimen permanente, complementados con evaluaciones básicas de estabilidad transitoria sin control de frecuencia, con el propósito de simular escenarios en los que el sistema BESS, ante condiciones de falla, pueda suministrar energía a la carga del cliente. Para este fin, el BESS se representa mediante un modelo estándar con estrategias de control básicas, lo que permite representar el comportamiento esencial de este sin incorporar esquemas avanzados de regulación.

Los datos de consumo histórico utilizados corresponden a información oficial proporcionada por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) y la Comisión Nacional de Energía (CNE), disponibles en el acceso público de sus portales oficiales.

2.4 Metodología

El desarrollo del proyecto se realizó mediante el software DigSILENT PowerFactory®, siguiendo una metodología basada en modelación en régimen estacionario y análisis comparativo de escenarios. En primera instancia, se efectuó una investigación exhaustiva de normativa chilena en transmisión y de literatura técnica relacionada con la integración de BESS, enfocada en metodologías para mejorar los perfiles de tensión y la reducción de cargabilidad en los sistemas de transmisión, con el fin de realizar un estado del arte y criterios técnicos que fundamenten el diseño del modelo e indicadores de evaluación.

En esta etapa inicial, utilizando la literatura como los modelos disponibles en DigSILENT PowerFactory, se definió el esquema de control bajo el cual el BESS opera en condiciones normales y frente a contingencias. Para ello. Se establecieron los parámetros esenciales del sistema de almacenamiento: Niveles de tensión, límites de potencia y tiempos de descarga.

Ya finalizada la etapa inicial, se establece el sistema eléctrico de estudio utilizando la base de datos de Infotécnica y del CEN, de esta manera, los elementos del sistema corresponderán a los elementos existentes en la actualidad.

Con los componentes del sistema definidos, se creó una base de datos de consumo y generación para las S/E relevantes al sistema, utilizando los registros históricos del CEN y la CNE, con el objetivo de representar adecuadamente el comportamiento operativo del sistema en condiciones actuales.

Una vez parametrizado el sistema y definido los elementos de estudio, se procedió a clasificar los distintos escenarios de simulación para efectuar flujos de potencia, con el propósito de identificar los componentes críticos y las condiciones de operación relevante para el funcionamiento del BESS. A partir de este análisis en régimen permanente, se evalúa la cargabilidad en elementos críticos, niveles de tensión y comportamiento del sistema.

Posteriormente, se analizan distintas topologías en la zona de la S/E Punta Verde con el fin de realizar un análisis básico de confiabilidad, requerido por el cliente del datacenter SCL4, orientado a evaluar la capacidad del sistema BESS de proporcionar redundancia a la carga, cumpliendo con los índices de confiabilidad requeridos para la estructura de la carga.

2.5 Temario

- **Capítulo 1:** Se revisan los trabajos previos y revisión bibliográfica fundamental para la modelación del sistema, análisis de perfiles de carga y metodologías para dimensionamiento de sistemas BESS.
- **Capítulo 2:** La definición del problema, se definen los objetivos, alcances y limitaciones del proyecto. En este capítulo también se definen los fundamentos teóricos del proyecto, se aborda materia del sistema de transmisión chileno, normativa vigente, mercado eléctrico y definiciones necesarias para la realización del proyecto.
- **Capítulo 3:** En este capítulo se parametrizo el sistema de transmisión de la zona de influencia, definiendo los parámetros eléctricos de líneas, generadores, transformadores y perfiles de consumo de las S/E conectadas. Posteriormente, se establece el modelo del sistema BESS, considerando todos los parámetros relevantes de un modelo estándar. Finalmente, se proponen distintas topologías de conexión orientadas a generar redundancia para el datacenter SCL4, para así poder establecer el diagrama unilineal del proyecto en DigSILENT.
- **Capítulo 4:** Se realiza el análisis de todos los escenarios definidos en el capítulo 5. Se realiza un análisis de vertimiento, se analizan los ocho escenarios principales, escenario máxima penetración de ERV y proyectos de expansión. también se realiza el análisis de redundancia y se estudian topologías que son capaces de cumplir con los requerimientos de confiabilidad por parte del datacenter SCL4.
- **Capítulo 5:** En este capítulo se lleva a cabo el desarrollo completo del proyecto, analizando los resultados de curtailment, los flujos de potencia correspondientes a los escenarios definidos y el análisis dinámico simple de redundancia aplicado al datacenter SLC4. Asimismo, se detallan de manera sistemática los resultados obtenidos en cada uno de los procesos realizados, entregando una visión integral del desempeño del sistema bajo las distintas condiciones evaluadas.
- **Capítulo 6:** Se realiza un sumario del trabajo realizado, se entregan conclusiones y se presentan los trabajos a futuros del proyecto.

3 Sistema de Transmisión

3.1 Diagrama General

Lo primero a realizar es el Diagrama General del sistema a analizar. La ubicación geográfica prevista para la instalación del BESS Punta Verde es en la comuna de Quilicura, Región Metropolitana, Chile. En la figura 3.1.1 se presenta un mapa preliminar que ilustra la zona de influencia de la S/E del proyecto. En dicho mapa, el área de color violeta señala el terreno donde se instalará la S/E y el BESS, mientras que en color verde se señalan la ubicación del datacenter SCL4 y la S/E Chacabuco.

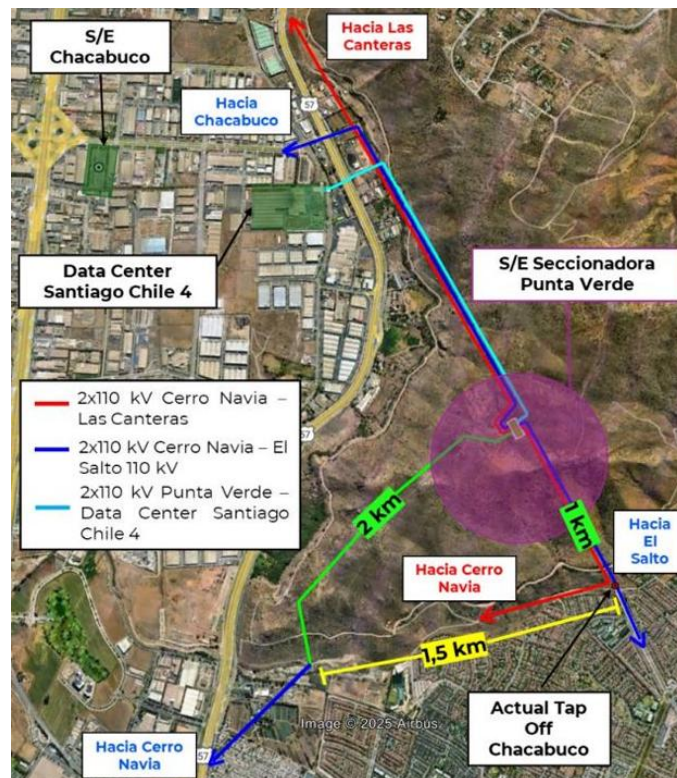


Figura 3.1.1 Ubicación geográfica de S/E Punta Verde. Fuente: [13]

La S/E Seccionadora abarca dos tramos en 110 kV, estos son: el tramo de Cerro Navia hacia El Salto y Cerro Navia hacia Las Vegas. Estos están compuestos por dos circuitos cada uno, lo que implica dos líneas de transmisión por tramo. Asimismo, cuentan con varias S/E conectadas mediante Tap off, las cuales están representadas en la tabla 3.1.1. Utilizando la base de DigSILENT entregada gratuitamente por el Coordinador, es posible confirmar que las S/E enlistadas, son las barras principales conectadas en 110 kV a los tramos.

Subestaciones
San Cristóbal
Recoleta
Quilicura
Chacabuco
Lo Boza
Los Libertadores
Las Canteras
Batuco
Punta Peuco
Santiago Solar

Tabla 3.1.1 S/E principales tramos seccionados. Elaboración propia.

Considerando la condición actual del sistema, se detallan los componentes ya establecidos en la zona de influencia (figura 3.1.2).

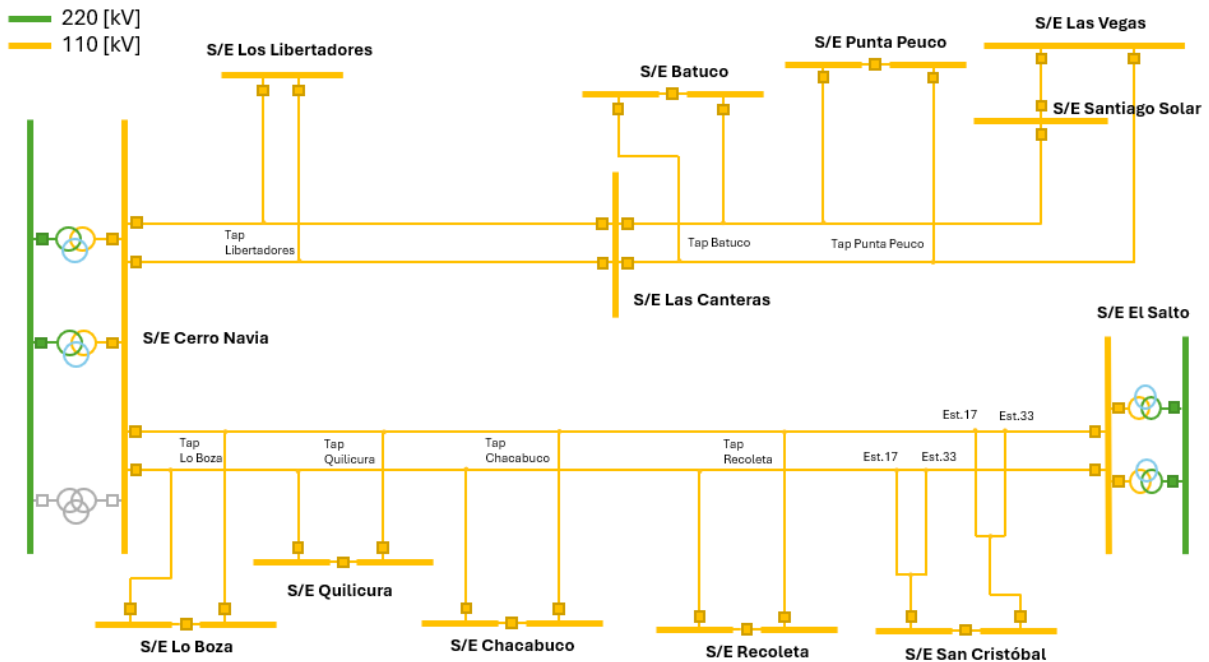


Figura 3.1.2 Diagrama General 1 del Sistema Actual. Elaboración propia.

En la figura 3.1.3 se presenta la ubicación definida para el seccionamiento de ambos tramos mediante la incorporación de la S/E Punta Verde. En el primer tramo, la S/E del proyecto secciona a la altura donde está ubicado el tap off Chacabuco, suprimiendo la conexión existente en dicha estructura y estableciendo una vinculación directa entre la S/E Punta Verde y la S/E Chacabuco. En el segundo tramo, comprendido entre el tap off Libertadores y la S/E Las Canteras, se proyecta la instalación de la nueva subestación Punta Verde, instalada en las cercanías de la estructura identificada

como torre 301A en el diagrama oficial del Coordinador.

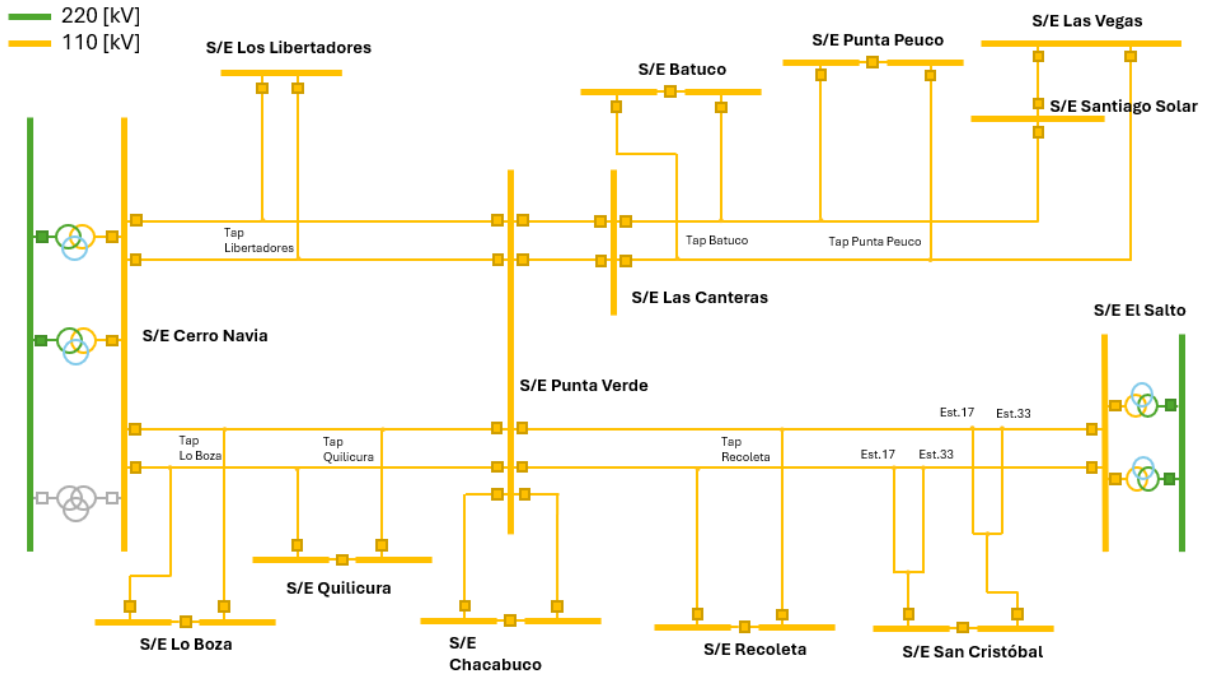


Figura 3.1.3 Diagrama general 1 del proyecto S/E Punta Verde. Elaboración Propia

Se observa en la figura 3.1.4, que, en el sector de 110 kV del sistema, la S/E Nueva Renca se encuentra conectada a Cerro Navia mediante otro tramo de dos circuitos. Esta subestación es de gran importancia, dado que aporta una elevada cantidad de energía durante periodos nocturnos, mientras que en periodos diurnos suele operar al mínimo técnico, debido a ser una central que utiliza combustible o gas. Dentro de este tramo también se consideran las S/E Altamirano y San Pablo, debido a que presentan consumos relevantes vinculados a la S/E Cerro Navia. La inclusión de estas S/E en el modelo resulta fundamental, puesto que, aunque no interactúan de manera directa con la S/E del proyecto, permiten representar con mayor fidelidad el comportamiento real del sistema de influencia, al estar vinculadas a la barra principal del sistema; Cerro Navia.

Para modelar la carga asociada a SCL4, se incorpora la S/E Arrigoni, infraestructura que actualmente no existe, pero que se proyecta como punto de conexión a la seccionadora Punta Verde, a través de la cual se abastecerá el datacenter SCL4.

Finalmente, se modela la S/E Punta Verde como barra partida, con el propósito de evaluar el comportamiento del sistema tanto en condiciones actuales como en escenarios futuros, todo lo anterior se encuentra representado en el diagrama general final, mostrado en la figura 3.1.4.

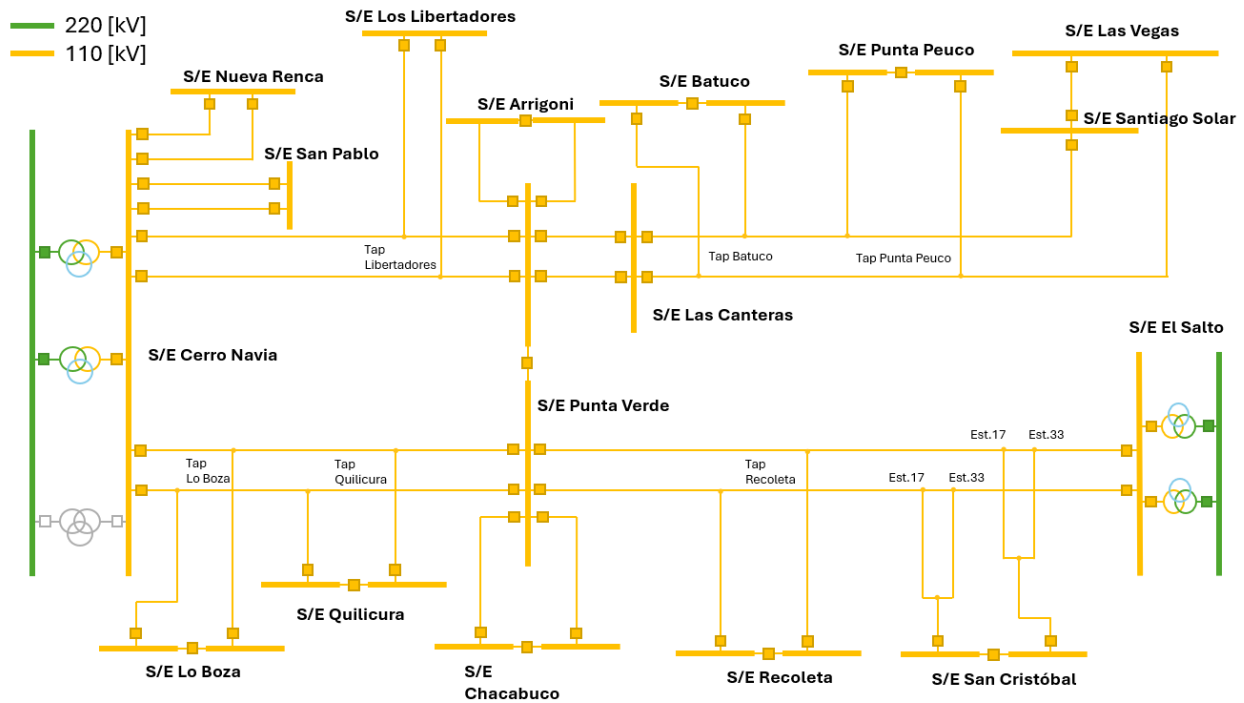


Figura 3.1.4 Diagrama General final S/E Punta Verde. Elaboración propia.

3.2 Líneas de Transmisión

Para modelar las líneas de transmisión, se extraen de la plataforma Infotécnica [14] Los parámetros de las líneas. A partir de esta base de datos se obtuvieron los parámetros eléctricos fundamentales para los estudios realizados. Estos son longitud, resistencia, reactancia y susceptancia en secuencia positiva y secuencia cero. También se consideran los límites térmicos para temperaturas de 35°C considerando las temperaturas de verano en la Región Metropolitana. La información general de las líneas de transmisión está presente en el **Anexo A**.

3.3 Subestaciones

Utilizando la información entregada por el Coordinador y la CNE [15], se extrajeron los datos históricos de flujos de potencia correspondientes a las S/E consideradas en el diagrama general de la figura 3.1.4. Con estos registros se construyó una base de datos con resolución horaria en un intervalo correspondiente al periodo entre diciembre 2024 y agosto 2025, lo que permitió analizar el comportamiento histórico de la demanda y generación, utilizando estos para elaborar los perfiles de consumo característicos de cada S/E. Dichos perfiles fueron establecido mediante la identificación de consumo a lo largo del día, y posteriormente se catalogaron según su rol en el sistema. Las

especificaciones técnicas de las S/E están contenidas en el **Anexo A**. El resumen del modelo de estas subestaciones se presenta a continuación:

- Cerro Navia: Modelada como Barra SL. Conexión de 220 kV a 110 kV del SEN. Alimenta en 110kV los tramos hacia El Salto, Las Vegas, San Pablo y Nueva Renca. Su comportamiento varió considerablemente en los datos horarios, lo que indica que es la barra encargada de suministrar la potencia faltante al sistema.
- El Salto: Modelada como Barra PV. Conexión de 220 kV a 110 kV del SEN. Los datos de generación de El Salto presentaron un comportamiento poco variable, lo que, si bien indica inyección desde el SEN, no actúa como barra de referencia.
- San Cristobal: Modelado como Barra PQ. Consumo proveniente mayoritariamente de clientes regulados. Consumo de tipo Z constante.
- Recoleta: Modelado como Barra PQ. Consumo proveniente mayoritariamente de clientes regulados. Consumo de tipo Z constante.
- Chacabuco: Modelado como Barra PQ. Consumo proveniente de clientes libres y regulados. Los clientes libres corresponden a datacenters en la S/E. Se modela el consumo de datacenters como P constante y el resto como Z constante.
- Quilicura: Modelado como Barra PQ. Consumo proveniente de clientes regulados y libres distribuidos. Se simula una carga de tipo Z constante y otra de P constante, las cuales componen la totalidad del retiro de la S/E.
- Lo Boza: Modelado como Barra PQ. Debido a la influencia de sistemas PMGD, la presencia de clientes libres distribuidos y libres en la S/E, se asume peor condición de simulación y la carga se modela P constante.
- Nueva Renca: Modelado como Barra PV. Central termoeléctrica Nueva Renca conectada en la S/E, con una capacidad instalada efectiva de 370 MW.
- San Pablo: Modelado como Barra PQ. Consumo proveniente de clientes regulados y libres distribuidos. Se simula una carga de tipo Z constante y otra de P constante, las cuales componen la totalidad del retiro de la S/E.
- Altamirano: Modelado como Barra PQ.
- Libertadores: Modelado como Barra PQ. S/E dedicada a la alimentación de un datacenter. Modelado como P constante.
- Punta Verde: S/E del proyecto, la cual Secciona el tramo Cerro Navia – El Salto y Cerro Navia

- Las Vegas. En esta S/E se conecta el BESS del estudio, junto con la S/E que alimenta el datacenter SCL4.
- Arrigoni: S/E que alimenta el datacenter SCL4. Conectada por un tramo de dos circuitos a la S/E Punta Verde.
- Las Canteras: Modelado como Barra PQ. S/E dedicada a la alimentación de un datacenter. Modelado como P constante.
- Batuco: Modelado como Barra PQ. Consumo proveniente de clientes regulados y libres distribuidos. Se simula una carga de tipo Z constante y otra de P constante, las cuales componen la totalidad del retiro de la S/E.
- Punta Peuco: Modelado como Barra PV. Central fotovoltaica Don Humberto conectada a la S/E, con una potencia máxima efectiva de 89 MW.
- Santiago Solar: Modelado como Barra PV. Central fotovoltaica Santiago Solar conectada a la S/E, con una potencia máxima efectiva de 93 MW.
- Las Vegas: Modelado como Barra PV. Central termoeléctrica Los Vientos conectada a la S/E, con una potencia máxima efectiva de 145 MW.

3.4 BESS Punta Verde

Un sistema BESS combina un conjunto de baterías electroquímicas con un convertidor de potencia para así almacenar y devolver energía al sistema, su función principal es gestionar potencia activa y reactiva para mejorar los niveles de tensión, frecuencia y respuesta ante perturbaciones transitorias, de esta manera es capaz de suplir la oferta, aprovechar la alta penetración de ERV y brindar servicios complementarios en caso de que sea necesario.

En la **sección 1.3** del informe, se establece que, para efectos de análisis estático y dinámico, un modelo estándar de BESS resulta suficiente, ya que sus resultados no difieren significativamente de los obtenidos mediante modelos más complejos y detallados [5] [7]. En función de ello, y considerando que el objetivo principal de este estudio es evaluar el comportamiento general del sistema bajo distintas condiciones de operación, se decidió emplear un modelo estándar de BESS utilizando los parámetros de control proporcionados por el software DigSILENT [16].

3.4.1 Parámetros

Por lineamientos de la empresa a cargo del proyecto, se solicita que el sistema BESS conectado cumpla con ciertos requerimientos. En primer lugar, se solicita que el BESS dentro del programa DigSILENT sea conectado en un nivel de tensión correspondiente a 33 kV, para facilitar la integración adecuada con la infraestructura ya cotizada y solicitada. En segundo lugar, se requiere modelar el BESS con una capacidad instalada de 200 MW totales, considerando que el conjunto de baterías logre llegar a la capacidad solicitada. Por último, se necesita que el dimensionamiento considere un ciclo de carga y descarga de aproximadamente cinco horas, lo que equivale a una energía total de 1,000 MWh.

3.4.2 Modelo de Batería

Para modelar el sistema de baterías en un BESS, se debe tener en consideración todos los elementos que la componen:

- Módulos de batería: Esta es la manera en que se agrupan las celdas para formar bloques seguros térmicamente, estas varían según el formato de la celda y la aplicación de esta.
- Sistema de Gestión de la Batería (*BMS, Battery Managment System*): El BMS es la capa de seguridad y control local, que monitoriza voltajes, corrientes y temperaturas, donde se consideran el SOC (State Of Charge) y SOH (State Of Health).
- Sistema de gestión de la energía (*EMS, Energy Managment System*): El EMS actúa a nivel sistémico, donde se optimiza cuando cargar/descargar según los criterios de control establecidos, estos pueden ser índices como precio del kWh, restricciones o contingencias, aplicando lógica de seguridad y degradación.

El sistema de baterías implementado en el modelo genérico de PowerFactory corresponde a una batería de plomo-acido, ya que estas son las más comunes en la industria. Este modelo representa de manera precisa el comportamiento del voltaje terminal y la resistencia interna (figura 3.4.1), ambas variables dependientes de valores internos de la batería, como: el SOC, la antigüedad de la batería, el SOH y la temperatura [16].

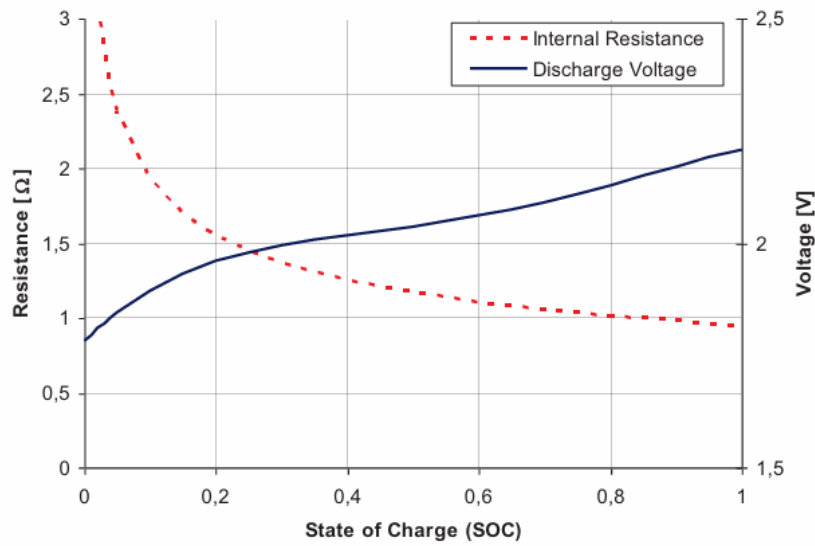


Figura 3.4.1 Perfil típico de una batería Plomo-ácido. Fuente: [16]

El SOC representa la variable crítica a modelar, ya que esta refleja el estado de carga actual, donde SOC = 1 representa la batería completamente cargada, y SOC = 0 totalmente descargada.

El modelo equivalente de la batería se representa como una resistencia interna constante y una fuente de voltaje en serie, donde ambas variables son dependientes del SOC (figura 3.4.2). De esta manera es posible modelar el comportamiento de la batería en condiciones de operación, considerando también que la tensión en el terminal DC está representada en la ecuación 3.4.1.

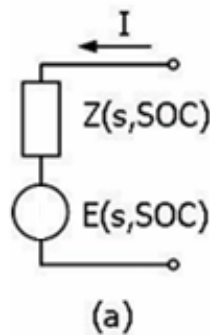


Figura 3.4.2 Circuito equivalente simple de una batería. Fuente: [16]

$$U_{DC} = U_{max} * SOC + U_{min} * (1 - SOC) - I * Z_i \quad (3.4.1)$$

En PowerFactory, el modelo de la batería queda representado en la figura 3.4.3.

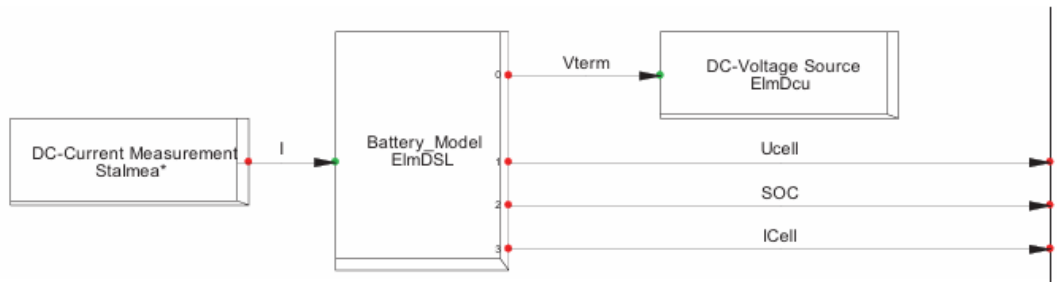


Figura 3.4.3 Frame de la batería en modelo DSL. Fuente: [16]

Con todo esto establecido, se deben considerar los siguientes parámetros de control del modelo de la batería:

1. El sistema BESS solo consume potencia activa si la batería no está completamente cargada ($SOC < 1$).
2. El sistema BESS solo es capaz de suministrar energía si la batería no está completamente descargada ($SOC > 0$).
3. La batería solo se puede cargar si cumple la condición $SOC < 0.2$, de esta manera el sistema es capaz de controlar el flujo de potencia activa en varios casos.
4. El sistema está limitado a suministrar/consumir el valor de su potencia aparente nominal definida.

Esto representado en el modelo DSL de DigSILENT se observa en la figura 3.4.4.

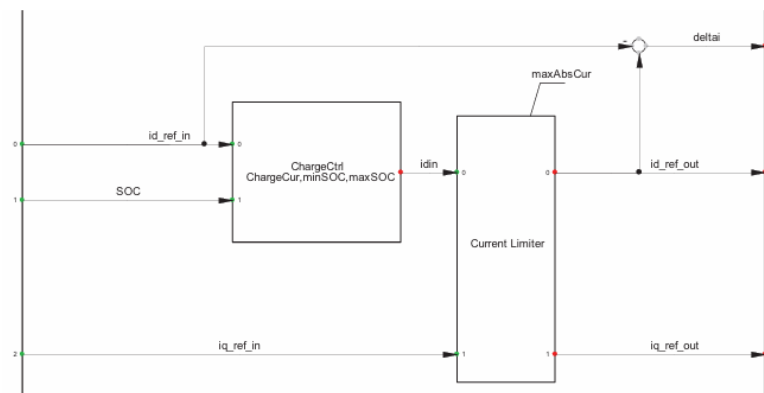


Figura 3.4.4 Modelo DSL del controlador de Carga del BESS. Fuente: [16]

Considerando todas estas condiciones, el SOC es modelado como una señal establecida

manualmente, ya que se desea modelar periodos específicos en el estudio, comprendiendo que, en aplicaciones reales, el SOC se calcula según la corriente en la batería y el voltaje en la barra donde este está conectado [16].

3.4.3 *Sistema de Control*

En un sistema BESS basado en un convertidor con el uso de semiconductores IGBT, existen dos parámetros de control, el eje d y eje q. Estos ejes representan los componentes ortogonales de la corriente inyectada, asociada directamente a la regulación de potencia activa y reactiva, respectivamente. El control sobre el eje d permite gestionar el intercambio de potencia activa con la red, contribuyendo al soporte de frecuencia de manera análoga al comportamiento de un generador síncrono. Por otra parte, el control sobre el eje q regula la potencia reactiva, lo que se traduce en la capacidad del BESS de influir en los perfiles de tensión del sistema y, en consecuencia, en la estabilidad del voltaje en condiciones de operación variable. El modelo de control se ve reflejado en la figura 3.4.5.

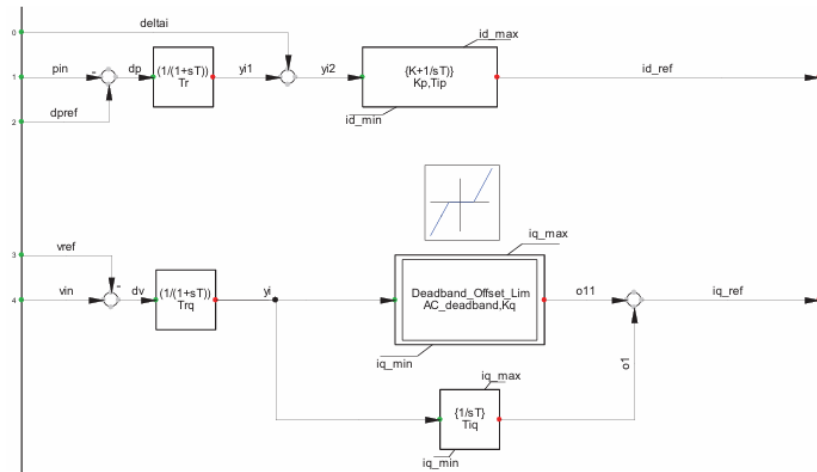


Figura 3.4.5 Modelo DSL del control P-Q. Fuente: [16]

El conjunto de la **sección 3.2 y 3.3**, establecen la secuencia de control del sistema BESS, que se ve representado en la figura 3.4.6.

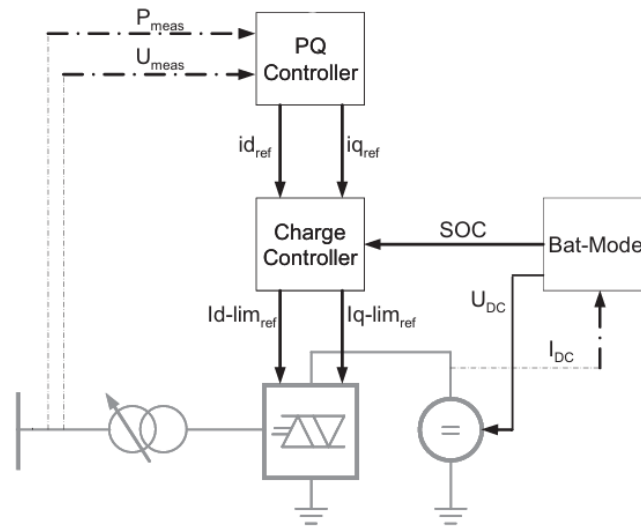


Figura 3.4.6 Estructura de Control del Sistema BESS. Fuente: [16]

3.5 Datacenter SCL4

El datacenter SCL4 fue catalogado como una instalación de Tier III, cuyas especificaciones técnicas se encuentran detalladas en el **Anexo A**. Los requerimientos asociados a esta clasificación implican que el sistema de transmisión deba garantizar una confiabilidad mínima de 99.98%, proveniente de una fuente troncal principal, complementada con un sistema de alimentación de seguridad que asegure la continuidad operativa ante contingencias de la ruta troncal. Los fundamentos técnicos y definiciones de confiabilidad están ubicados en el **Anexo A**.

La ubicación geográfica del datacenter SCL4 corresponde a la S/E Arrigoni, la cual está situada en la comuna de Quilicura, a una distancia de aproximadamente cinco kilómetros de la S/E Punta Verde. En este contexto, uno de los objetivos centrales del proyecto consistió en evaluar la capacidad del BESS para actuar como fuente de redundancia destinada al datacenter, desempeñando el rol de sistema de alimentación de emergencia.

Para llevar a cabo este análisis, se estudiaron tres topologías de conexión, con el propósito de determinar el nivel de confiabilidad que cada uno brindaba a la carga, así como el de identificar sus respectivas ventajas y desventajas.

3.5.1 Topología I

La Topología I corresponde a la conexión directa de ambos elementos a sus respectivas S/E (figura 3.5.1). Bajo esta metodología, tanto la alimentación proveniente del sistema BESS como la

proveniente del SEN tienen como ruta crítica la conexión de Arrigoni con la S/E Punta Verde.

Los elementos críticos de esta configuración se identificaron en los transformadores de la S/E Arrigoni y el tramo de línea que conecta ambas S/E, con el BESS dependiendo del estado del transformador que lo conecta al nivel de 110 KV.

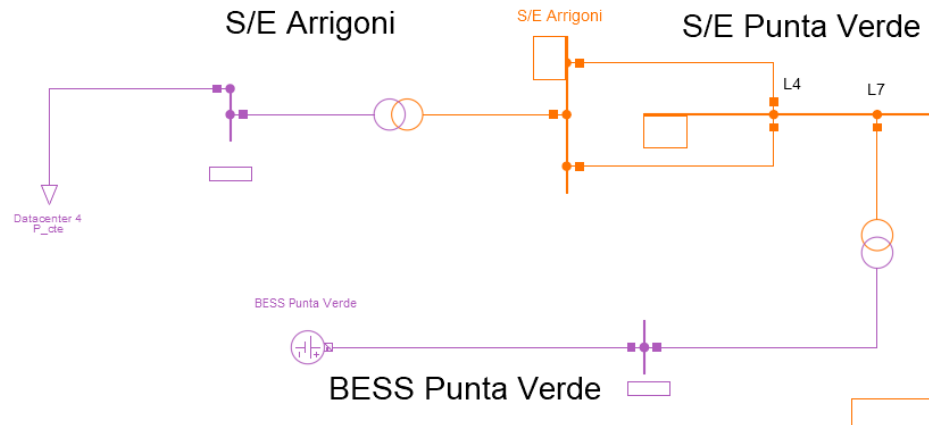


Figura 3.5.1 Topología I modelada en DigSILENT. Elaboración propia.

3.5.2 *Topología II*

Para la Topología II (figura 3.5.2), considero la conexión del BESS, junto con su transformador respectivo, directamente en la S/E Arrigoni, en lugar de mantenerlo vinculado a la S/E Punta Verde. Esta configuración permite disponer de un mayor número de elementos conectados en paralelo para la ruta de alimentación proveniente del SEN, incrementando la robustez de la ruta. Adicionalmente, el BESS quedo conectado de manera directa a la barra de conexión del datacenter, lo que asegura una redundancia independiente de otros elementos de ruta de alimentación, fortaleciendo la confiabilidad de la infraestructura y reduciendo la vulnerabilidad frente a contingencias en el tramo Arrigoni – Punta Verde.

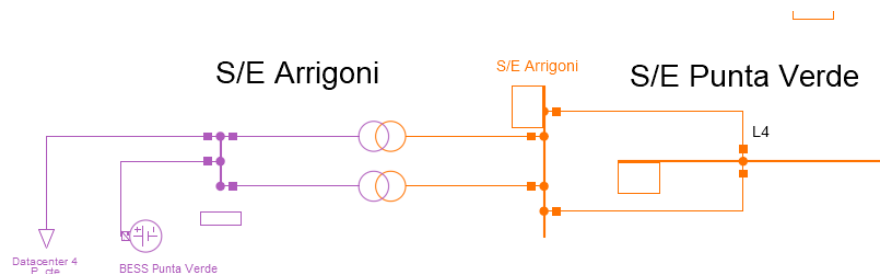


Figura 3.5.2 Topología I modelada en DigSILENT. Elaboración propia.

3.5.3 *Topología III*

En este caso se toma como referencia la topología I, y se conecta una línea auxiliar entre la barra de 33 kV del BESS y la barra de 33 kV del datacenter, como se puede observar en la figura 3.5.3. dado que la alimentación del sistema BESS corresponde a una fuente de redundancia en situaciones de emergencia, la configuración de la línea auxiliar corresponde a una de operación normalmente abierta, la cual se puede operar mediante protocolos de funcionamiento automático.

De esta manera, además de la ruta crítica identificadas en las Topologías I y II, se incorporó la posibilidad de alimentación desde la línea auxiliar, la cual puede provenir tanto del SEN, utilizando el transformador que conecta al BESS si este se encuentra en operación, como también directamente desde el BESS, alimentando al datacenter a través de dicha línea.

Esta Topología implica un menor uso de espacio físico, pero requirió la definición de protocolos de operación estrictos, orientados a garantizar que la redundancia se ejecutara de manera segura y eficiente.

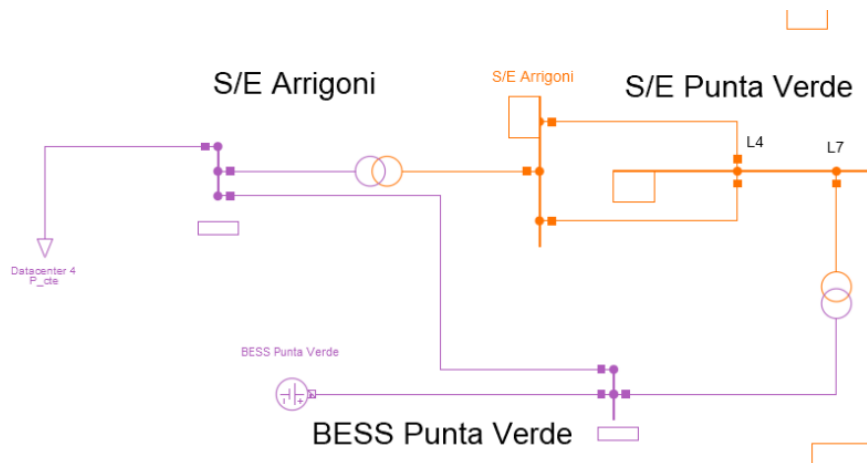


Figura 3.5.3 topología III modelada en DigSILENT. Elaboración propia.

3.6 Diagrama Unilineal (D.U)

Una vez descritos los elementos principales del sistema eléctrico y sus respectivas S/E, se elaboró el diagrama unilineal (figura 3.6.1) que representa la configuración final del modelo de estudio en el programa DigSILENT PowerFactory. En este esquema se integran los transformadores, barras y líneas de transmisión previamente caracterizados, junto con la incorporación del sistema BESS del proyecto.

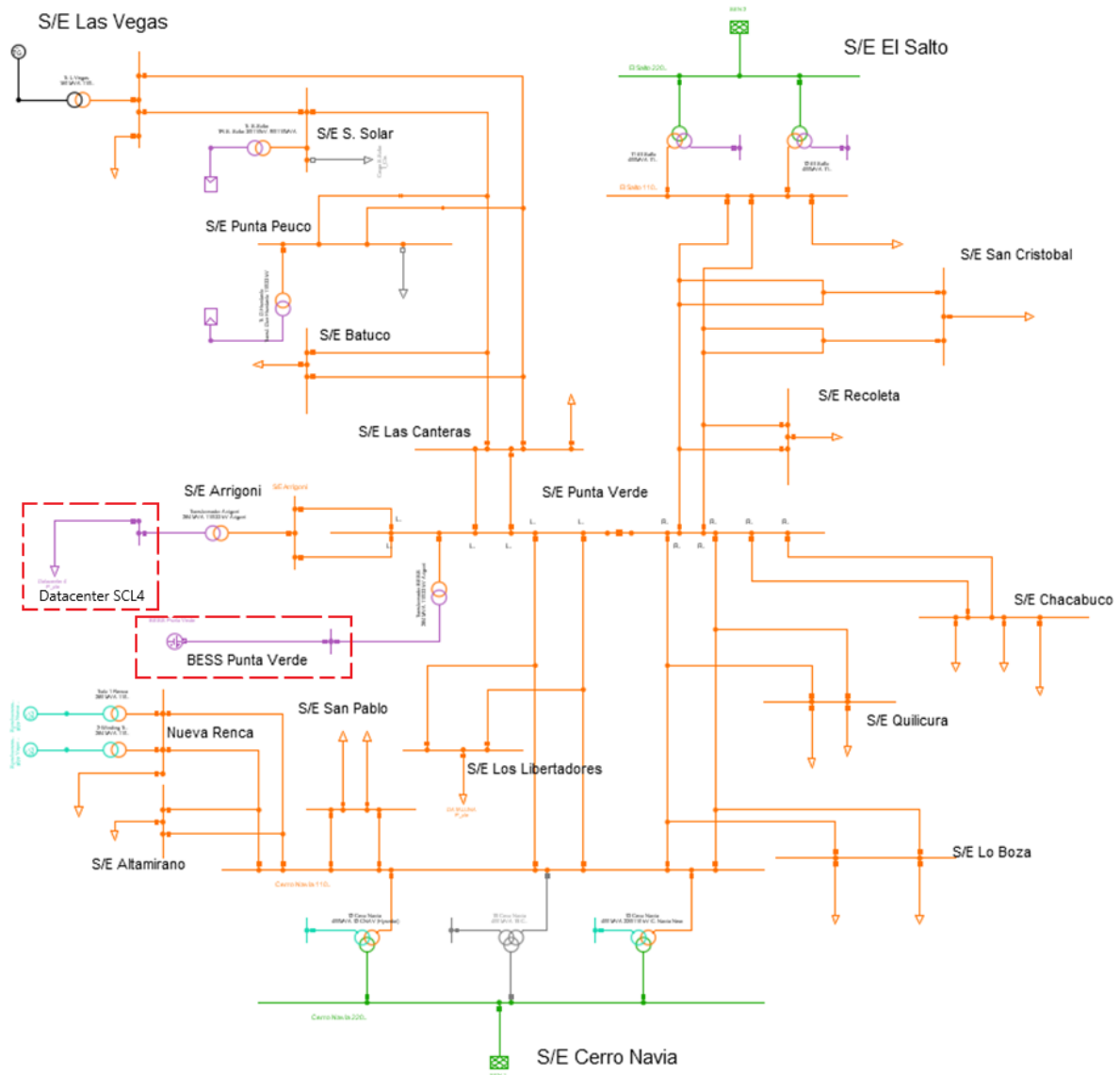


Figura 3.6.1 D.U Proyecto BESS Punta Verde DigSILENT (Topología I). Elaboración propia.

4 Clasificación de Escenarios

4.1 Resumen

Debido a que la operación del sistema BESS en condiciones normales sigue un criterio de tipo económico, resultó necesario evaluar su capacidad para absorber los periodos de carga y analizar el comportamiento que presenta durante la descarga. Para ello, se clasificaron distintos periodos de operación en escenarios, con el objetivo de identificar posibles limitaciones técnicas que pudieran restringir su funcionamiento bajo dicho criterio. En este contexto, y tomando como referencia las transacciones horarias del periodo diciembre 2024 hasta agosto 2025 de la base de datos, junto con el análisis de cargas, se establecen ocho escenarios de operación con dos escenarios críticos.

No obstante, dado que la puesta en marcha del proyecto está considerada para el año 2028, resultó imprescindible ajustar estos escenarios, ya que estos fueron clasificados y definidos a partir de datos históricos y es incorrecto asumir que los niveles de consumo observado en 2025 se mantendrán inalterados al momento de la incorporación del proyecto. Este ajuste fue esencial para garantizar que los escenarios reflejen condiciones futuras más realistas y consistentes con la evolución esperada del sistema eléctrico.

4.2 Criterios de Clasificación

Para clasificar y definir los escenarios, se establecieron los siguientes criterios de estudio. En primer lugar, se definieron los periodos de alta y baja radiancia, dado que en el sistema de influencia hay centrales con alta penetración de ERV, en específico, generación por medio de PFV. En segundo lugar, se establecieron ciclos de carga y descarga del BESS, de acuerdo con el criterio económico del costo marginal de la energía. El último criterio considerado corresponde al estado de operación de la central generadora Nueva Renca, ya que el comportamiento del sistema difiere significativamente cuando la esta central no está operativa respecto a sus condiciones de operación normal.

4.2.1 Periodos de Alta y Baja Radiancia

Para caracterizar periodos de alta y baja radiancia se utilizaron estaciones de verano e invierno. Este criterio se fundamentó en el análisis del curtailment reportado por el Coordinador entre diciembre de 2024 y agosto de 2025. La explicación técnica y fundamentos del curtailment se encuentra en el

Anexo A. Para realizar este análisis se utilizó la central que presenta mayor cantidad de curtailment: Santiago Solar, donde al analizar su curtailment horario en el año 2025 se puede observar que los niveles de vertimiento son mayores en meses de verano como enero (Figura 4.2.1) en comparación a meses de invierno como julio (Figura 4.2.2).

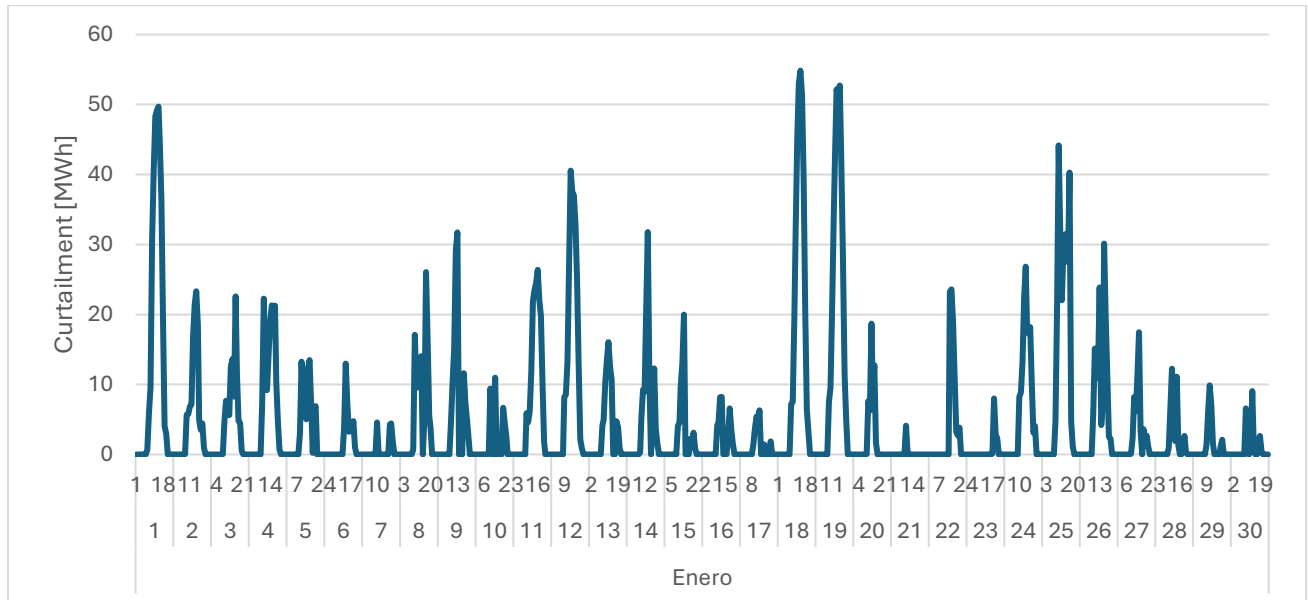


Figura 4.2.1 Curtailment horario enero 2025 en Santiago Solar. Elaboración propia.

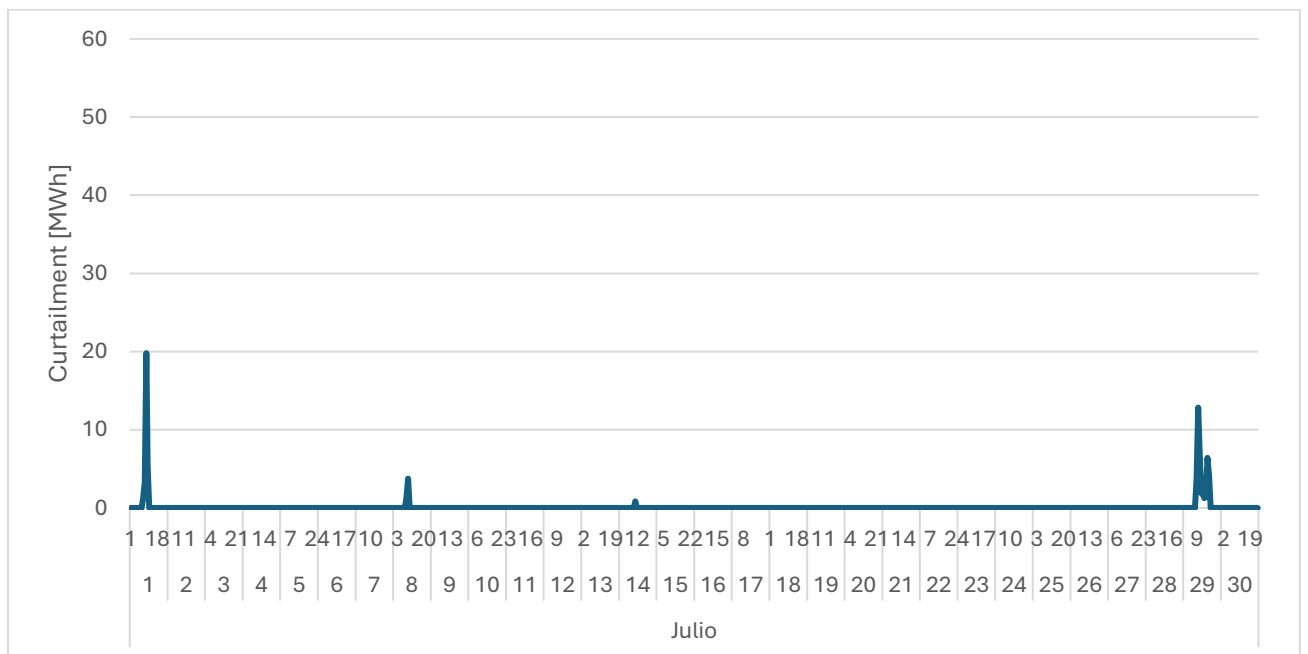


Figura 4.2.2 Curtailment horario Julio 2025 en Santiago Solar. Elaboración propia.

4.2.2 *Periodos de Carga y Descarga*

El Sistema BESS modelado fue configurado de tal manera en la que este se carga durante el día y descarga durante la noche. Esto se debe a que, en las horas diurnas, la alta penetración de ERV, principalmente fotovoltaica en el sistema, reduce el costo marginal de la energía, llevando el mercado spot a valores cercanos al cero, lo que hace más eficiente la acumulación de energía en este periodo. En contraste, durante la noche, la ausencia de generación solar y el mayor despacho de centrales térmicas elevan el costo marginal, generando un escenario en el cual resulta económicamente rentable descargar la energía almacenada. De esta manera, el BESS se integra como un recurso flexible que sigue la señal de precios del mercado spot, entregándole viabilidad económica al proyecto.

Los periodos diurnos y nocturnos se definen mediante promedios horarios de intervalos representativos. Para el periodo diurno se analiza el perfil de generación de Santiago Solar para identificar el pico de generación solar. Considerando los criterios de análisis de verano e invierno establecidos en la **sección 5.2.1**, se analizan los picos de generación en los meses establecidos. En verano (figura 4.2.3), las tres horas de mayor radiancia corresponden al intervalo entre las 13:00 – 15:00 hrs., mientras que en invierno el intervalo de mayor radiancia comienza y termina una hora antes, desde las 12:00 – 14:00 hrs. (figura 4.2.4). también es posible observar la diferencia en el promedio de generación que se despacha entre los dos periodos, junto con la brecha de curtailment asignada en la central.

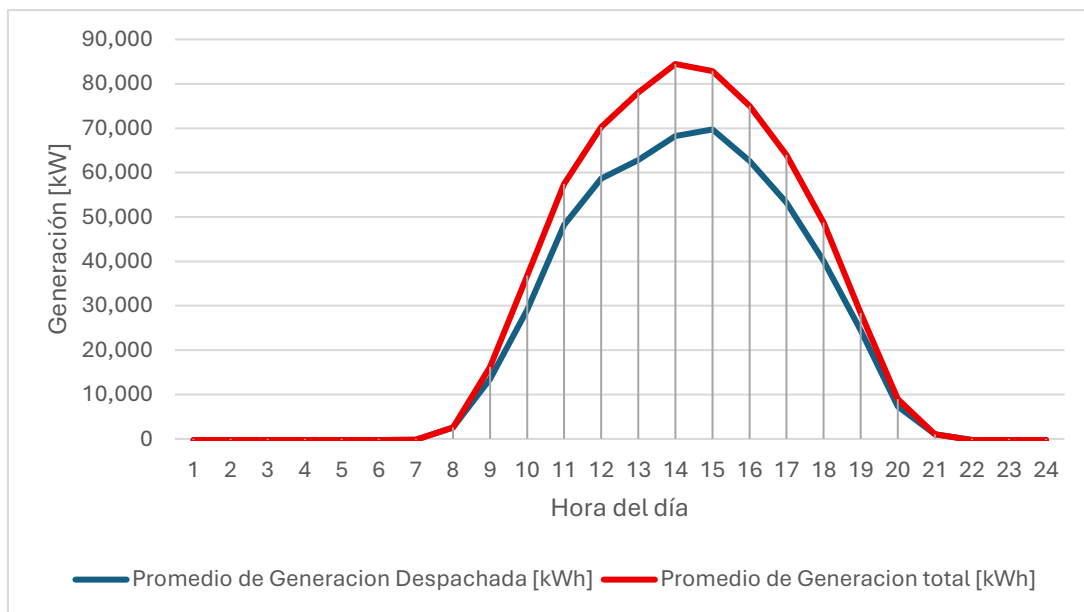


Figura 4.2.3 Perfil de generación diario promedio de verano en Santiago Solar. Elaboración propia.

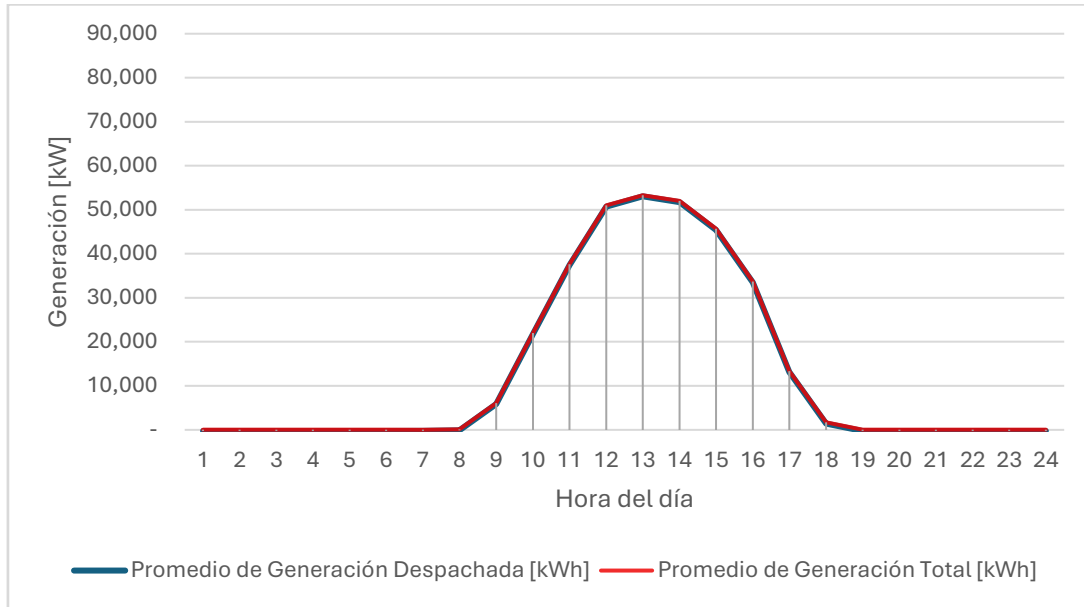


Figura 4.2.4 Perfil de generación diario promedio de invierno en Santiago Solar. Elaboración propia.

Para el periodo nocturno, se analiza el promedio de consumo de todas las S/E para identificar el intervalo horario con menor variabilidad, que mejor represente la demanda durante la descarga del BESS. Como se observa en la figura 4.2.5, el periodo entre las 01:00 – 05:00 hrs., representa una menor variabilidad en sus curvas de consumo a lo largo de todas las S/E, también se observa que la S/E Libertadores no varía su consumo, S/E que representa el consumo promedio de un datacenter ya integrado en el sistema.

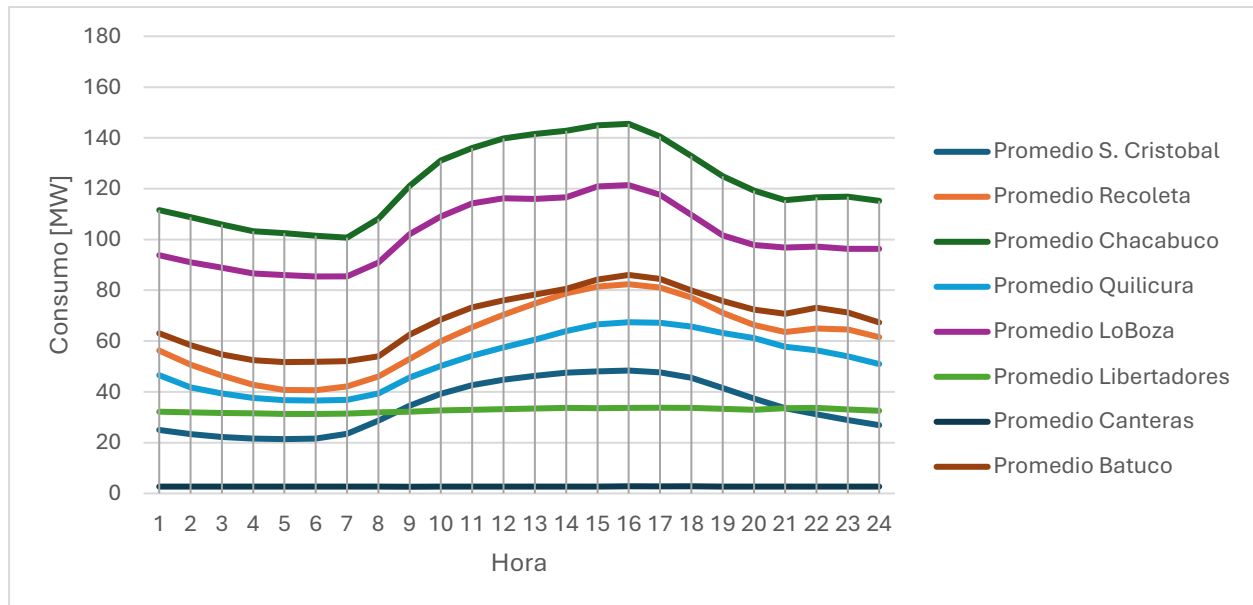


Figura 4.2.5 Consumo Promedio horario de verano en S/E. Elaboración propia.

En el caso nocturno de invierno (figura 4.2.6), si bien existe una mayor variación en el consumo de las S/E, el intervalo de 01:00 – 05:00 hrs. sigue representando el periodo de menor variación, por lo que se adopta dicho intervalo como periodo nocturno para los análisis de descarga.

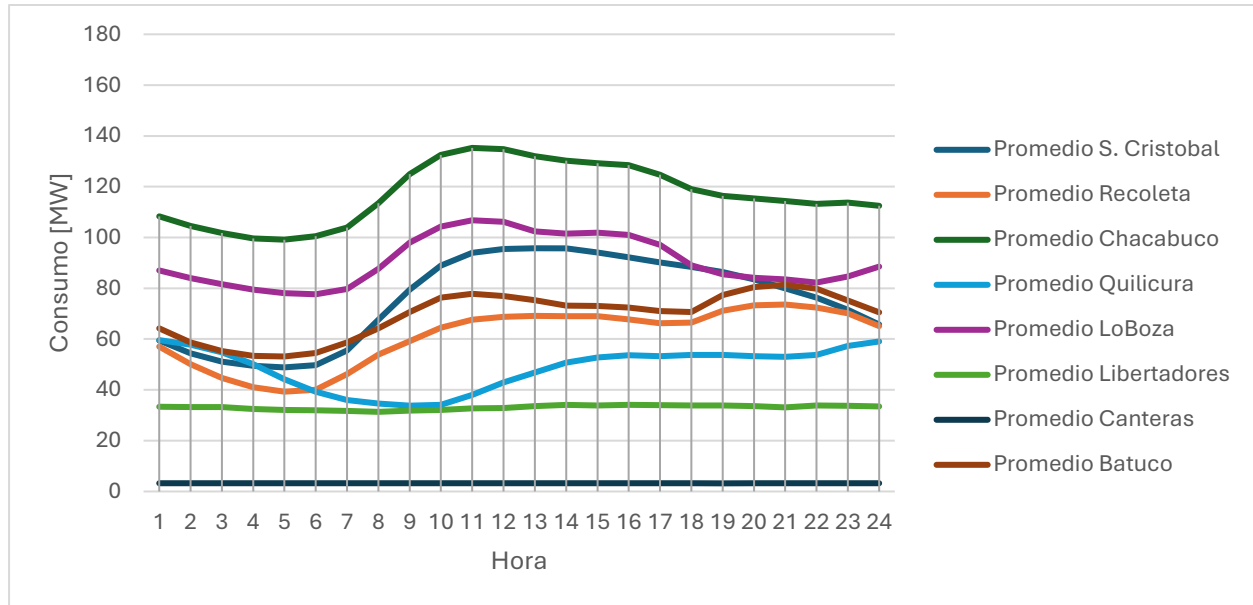


Figura 4.2.6 Consumo Promedio horario de invierno en S/E. Elaboración propia.

4.2.3 Estado Nueva Renca

Una vez analizados los flujos del tramo desde Nueva Renca hacia Cerro Navia, se identificó que la carga en los transformadores varia considerablemente en escenarios donde Nueva Renca entra en periodo de mantención o fuera de operación. Se utilizó un periodo en mayo en donde Nueva Renca se mantuvo apagada la primera semana del mes, y se analizó el comportamiento de la semana siguiente con Nueva Renca despachada para realizar la comparación de la demanda del tramo hacia Cerro Navia. La diferencia de consumo se ve representada en la figura 4.2.7, donde se aprecia que tanto en el periodo diurno como nocturno el consumo es significativamente más alto cuando Nueva Renca esta fuera de servicio.

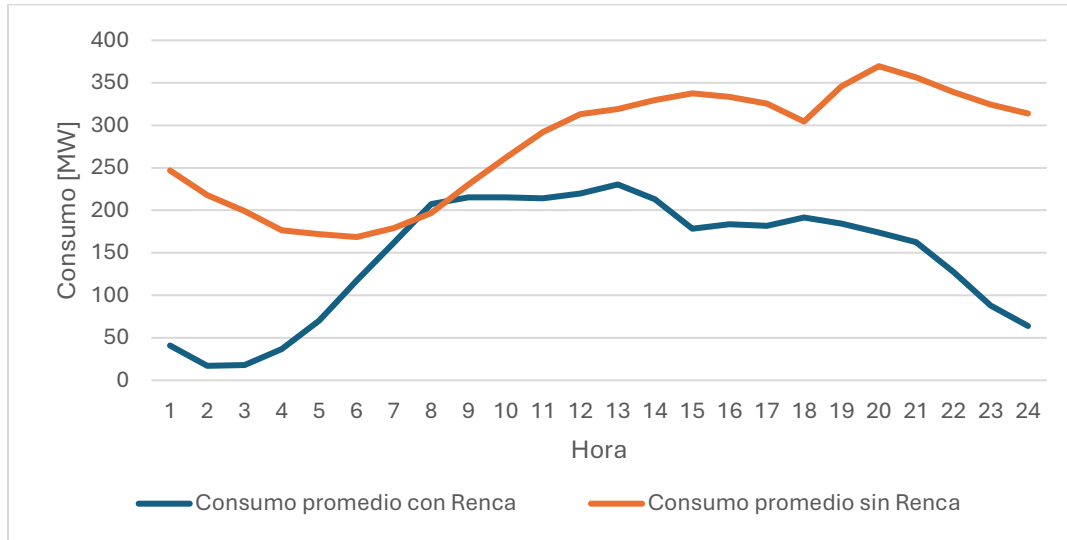


Figura 4.2.7 Demanda Promedio invierno tramo Cerro Navia – Nueva Renca. Elaboración propia.

Analizando el perfil de generación de Nueva Renca en el año 2025, existen dos coincidencias que concatan con los criterios anteriormente definidos. En el periodo de verano (figura 4.2.8), existen dos intervalos significativos en donde Nueva Renca no fue despachada; del 1 de enero hasta el 3 de enero, y del 20 de enero hasta el 22 de enero. En este caso, se toma el intervalo del 20 hasta el 23, debido a que este pertenece solamente a días hábiles del mes, mientras que el primer intervalo son días después de año nuevo, lo que representa días no hábiles o que no necesariamente son representativos de un alto consumo energético.

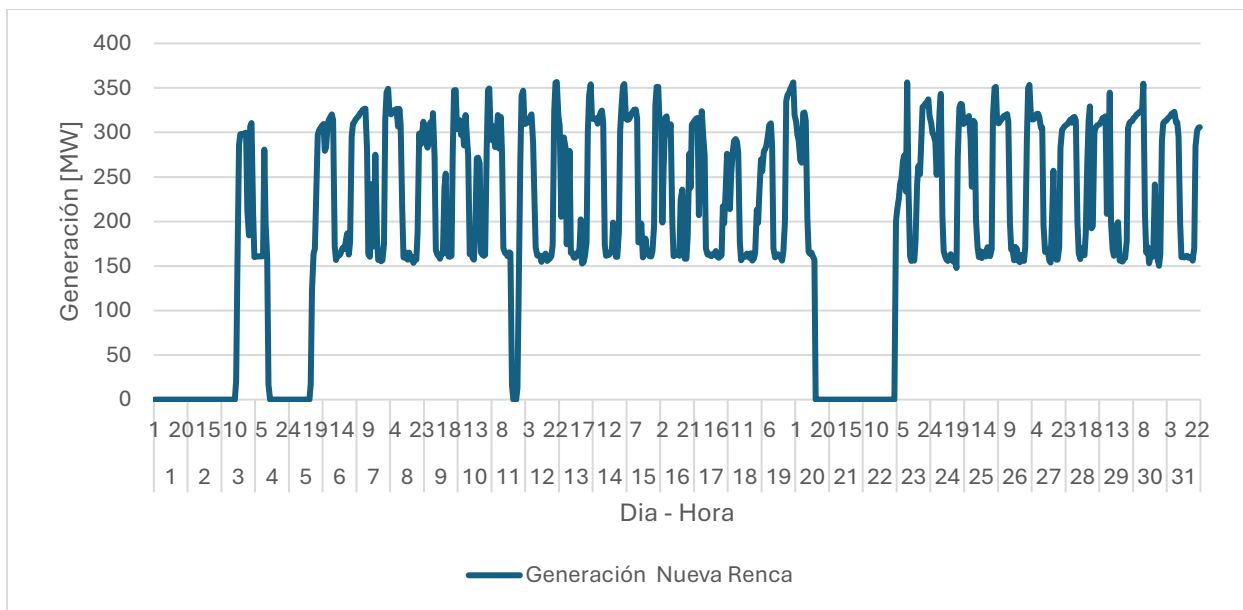


Figura 4.2.8 Generación horaria Central Nueva Renca en enero. Elaboración propia.

En el caso de invierno (figura 4.2.9), existe solo un intervalo de tiempo que representa un periodo significativo a analizar, el cual corresponde al periodo entre el 10 de agosto hasta el 13 de agosto. En este caso solo se toma el día 11 y 12, ya que el 10 corresponde a un día no hábil, y puede afectar la representación de los consumos el promediar un día hábil junto con un día no hábil. El periodo entre el 23 y 24 de agosto corresponden a un fin de semana, por lo que, en este caso, no son representativos para analizar periodos de mayor carga en el sistema.

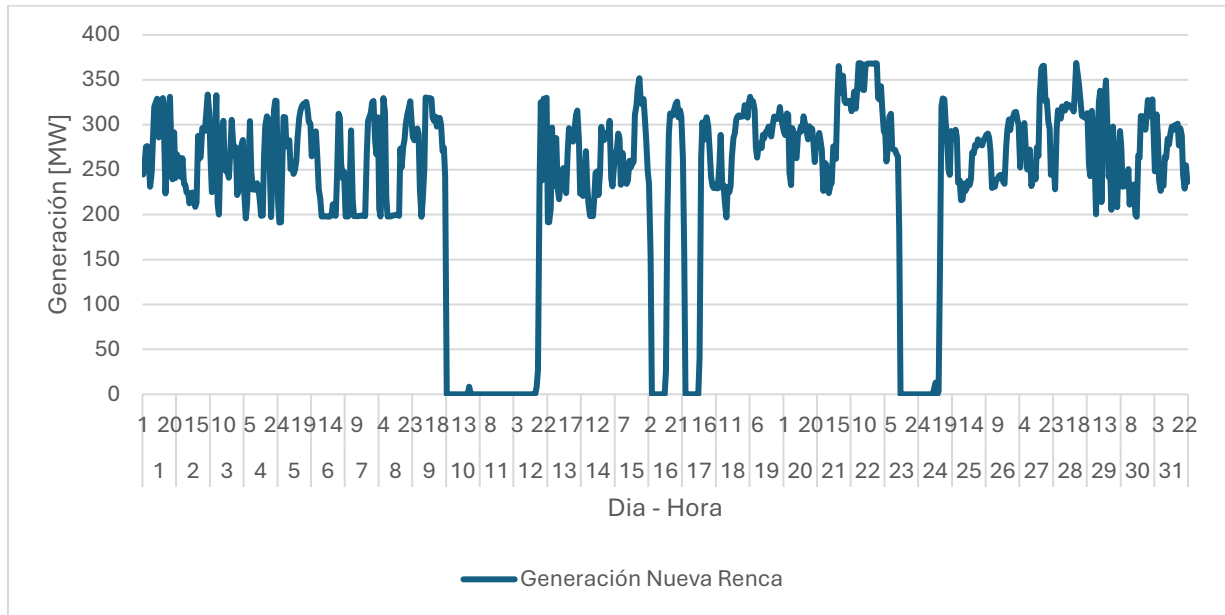


Figura 4.2.9 Generación horaria Central Nueva Renca en agosto. Elaboración propia.

4.2.4 Escenario de Máxima Penetración ERV

Dentro de los criterios previamente analizados, se consideró también la condición de máxima penetración de ERV aplicada al caso crítico identificado en los flujos de potencia. El propósito de este escenario fue evaluar las consecuencias directas sobre la carga del sistema, la capacidad del BESS para absorber dicha carga y las posibles restricciones de operación. No obstante, la validez de este análisis depende de la naturaleza del curtailment observado en las generadoras ERV; si el vertimiento corresponde a una limitación sistémica, el escenario resulta pertinente, en cambio, si se origina en restricciones técnicas específicas de la red de transmisión, no es viable su evaluación. Por ello, este escenario se definió dentro de los casos de estudio, pero su análisis detallado se condicionó a la revisión del curtailment.

4.2.5 *Escenario Expansión Cerro Navia*

En el marco de investigación de expansión de la demanda y del sistema de transmisión, se identificó el proyecto de ampliación de la S/E Cerro Navia NUP N°1110. Este proyecto surgió debido a las limitaciones operativas de las barras en 110 kV de la subestación, que impiden la operación en paralelo de los tres transformadores, manteniendo uno de ellos en condición de reserva [17]. Para resolver esta restricción, la empresa STM II S.A. desarrolla una iniciativa que contempla la construcción de un nuevo patio de 110 kV con tecnología GIS, compuesto por tres barras principales y una barra de transferencia. Esta configuración permitiría incorporar el tercer transformador con carga de manera radial, aunque sin posibilidad de operación en paralelo con los otros dos.

Si bien este proyecto resulta relevante para evaluar la cargabilidad de los transformadores asociados a la barra SL del sistema, su planificación inicial consideraba la entrada en operación del proyecto en el año 2023, sin embargo, a la fecha aún no existe una definición concreta respecto a su puesta en servicio en 2025 [18]. Por esta razón, no es posible considerarlo como una condición efectiva dentro del horizonte de análisis al año 2028. No obstante, se incluyó en la evaluación como escenario de expansión, dado que eventualmente el proyecto será finalizado y tendrá una incidencia en la operación futura del sistema.

4.3 **Proyección de Demanda**

Para realizar la proyección de la demanda, se utilizó el informe: Proyección de Demanda de Energía del SEN para el periodo 2025-2045 [19], el cual fue elaborado a partir de un modelo econométrico y encuestas aplicadas a empresas distribuidoras y grandes clientes libres. Este estudio constituye un elemento clave para la propuesta anual de expansión de transmisión, donde se definen tres escenarios de demanda; bajo, medio y alto, los cuales reflejan distintas trayectorias de crecimiento económico y la incorporación de proyectos relevantes como centros de datos, plantas desaladoras e iniciativas de hidrogeno verde, integrando las proyecciones de planificación energética a largo plazo.

El informe incluye la tabla 4.3.1 de resumen, la cual muestra el crecimiento proyectado en el estudio según cada escenario hasta el año 2030.

Año	Escenario Bajo [TWh/año]	Escenario Medio [TWh/año]	Escenario Alto [TWh/año]	% crecimiento Escenario Bajo	% crecimiento Escenario Medio	% crecimiento Escenario Alto
2025	83,4	84,0	84,8	4,8%	5,5%	6,5%
2026	85,6	87,9	89,8	2,6%	4,6%	6,0%
2027	87,9	91,4	94,8	2,6%	4,0%	5,6%
2028	90,2	94,2	100,9	2,7%	3,1%	6,4%
2029	92,1	96,4	105,2	2,0%	2,3%	4,2%
2030	97,4	102,6	114,6	5,8%	6,5%	9,0%

Tabla 4.3.1 Crecimiento anual de la demanda por casos. Fuente: [19]

Para el estudio se adoptó el escenario de mediano crecimiento, dado que representa una visión conservadora y equilibrada de la evolución de la demanda. Este enfoque evita tanto la sobreestimación asociada a un escenario optimista, como la subestimación propia de un escenario más crítico para el dimensionamiento del sistema BESS, permitiendo construir un marco de análisis más realista y representativo.

Considerando el crecimiento compuesto hacia el año 2028, se efectuó el cálculo correspondiente según la ecuación 4.3.1.

$$G = ((1 + 0.046) * (1 + 0.04) * (1 + 0.031) - 1) * 100 \quad (4.3.1)$$

$$G = 12,17\% \quad (4.3.2)$$

Como resultado se obtuvo un crecimiento acumulado equivalente al 12.17% respecto al año base, tal como se muestra en la ecuación 4.3.2. Este valor permitió establecer la tasa de incremento proyectada de la demanda, la cual fue utilizada posteriormente en la parametrización de los escenarios de estudio.

4.4 Escenarios del Estudio

Utilizando los criterios de clasificación establecidos, se define la metodología para el análisis de casos. En este sentido, los periodos de máxima y mínima radiancia se consideran los meses correspondientes a la estación de verano, entre diciembre de 2024 y marzo de 2025, y los meses de invierno, entre junio y septiembre de 2025. Este intervalo se redujo al analizar escenarios sin la participación de la central Nueva Renca, seleccionando ventanas más acotadas: tres días en enero (20 al 22) y dos días en agosto (11 y 12). Con el fin de evitar que los perfiles de consumo con y sin la central presentaran diferencias excesivas, se incorporaron los días equivalentes a la semana anterior del periodo sin Nueva Renca, del 13 al 15 en enero (verano) y del 4 al 5 en agosto para invierno. Por

último, ya definido los días representativos de invierno y verano, se aplicaron los periodos horarios establecidos en la **sección 5.2.2** del informe, estableciendo ocho escenarios principales a analizar:

1. Periodo de Verano Diurno en día hábil con Nueva Renca Despachada (VDcR)
2. Periodo de Verano Nocturno en día hábil con Nueva Renca Despachada (VNcR)
3. Periodo de Verano Diurno en día hábil sin Nueva Renca Despachada (VDsR)
4. Periodo de Verano Nocturno en día hábil sin Nueva Renca Despachada (VNsR)
5. Periodo de Invierno Diurno en día hábil con Nueva Renca Despachada (IDcR)
6. Periodo de Invierno Nocturno en día hábil con Nueva Renca Despachada (INcR)
7. Periodo de Invierno Diurno en día hábil sin Nueva Renca Despachada (IDsR)
8. Periodo de Invierno Nocturno en día hábil sin Nueva Renca Despachada (INsR)

Este listado de escenarios principales se ve representado en el diagrama de la figura 4.4.1.

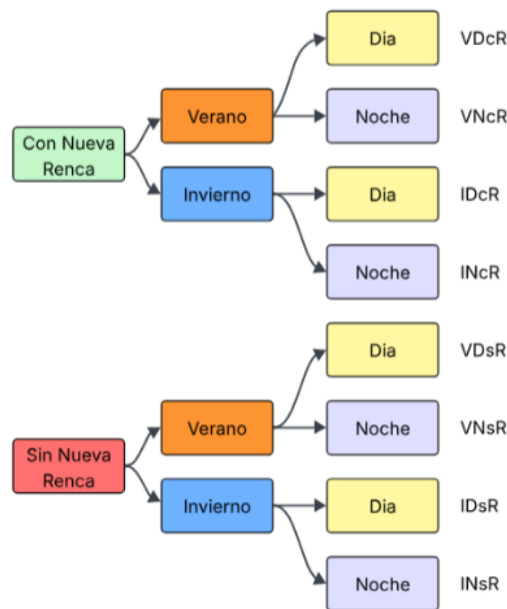


Figura 4.4.1 Esquema de escenarios principales. Elaboración propia.

Considerando los ocho escenarios definidos, se extrajeron de la base de datos los registros de consumo y generación correspondientes a los intervalos establecidos, aplicando sobre ellos el crecimiento acumulado calculado en la proyección de la demanda. De esta manera, los valores representados corresponden a un perfil más representativo del proyecto en el año 2028. Las tablas con consumo y generación asociados a las S/E por escenarios fueron incorporadas en el **Anexo C**.

Posteriormente, del análisis de estos escenarios, se seleccionó aquel que representaba la condición crítica para el sistema, con el fin de evaluar tanto la condición de expansión como la de máxima penetración de ERV, y comparar el comportamiento del BESS bajo dichas condiciones. Finalmente, la totalidad de escenarios considerados en el estudio se representan en la figura 4.4.2.

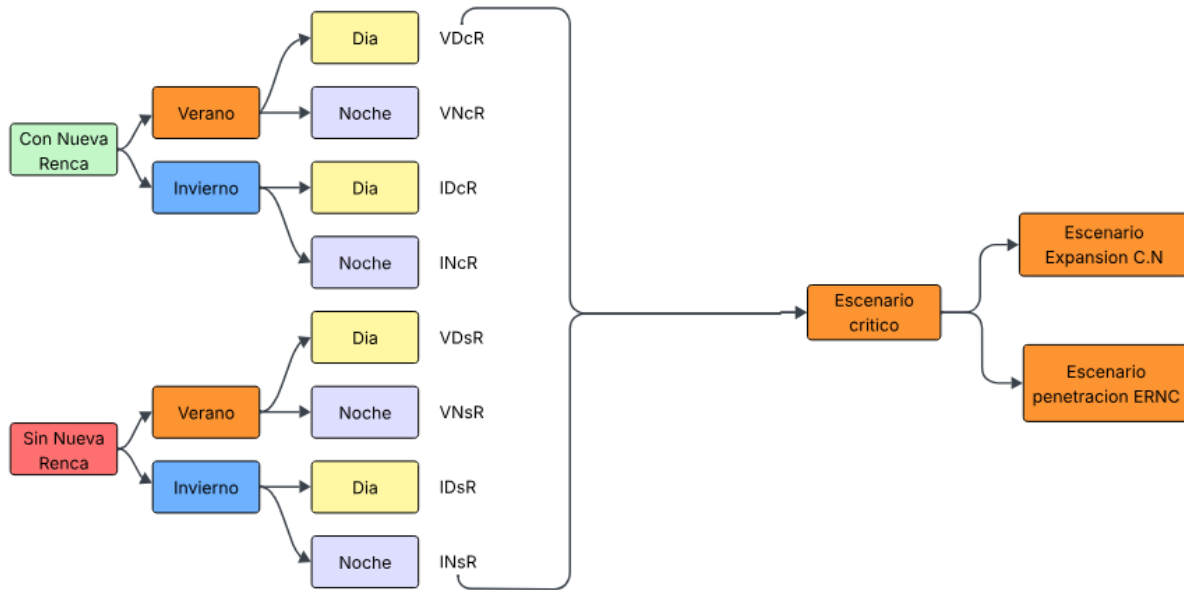


Figura 4.4.2 Esquema de todos los escenarios. Elaboración propia.

5 Desarrollo

5.1 Análisis de Curtailment

La relevancia de estudiar el fenómeno de curtailment o vertimiento, radica en comprender las causas que lo originan y sus implicancias sobre la operación del sistema eléctrico. La explicación técnica y fundamentos del curtailment se encuentra en el **Anexo A**. El coordinador eléctrico define dos causas para el vertimiento, las limitaciones físicas del sistema, lo que puede significar la saturación de líneas, transformadores u otros; y curtailment sistémico operativo, el cual corresponde a cuando el total de la demanda es menor al total de potencia disponible, por lo que se aplica un curtailment proporcional a todo el sistema, limitando a las generadoras de tipo ERV de manera proporcional.

Es importante destacar que este tipo de vertimiento no afecta a los PMGD, sino que se aplica exclusivamente a centrales de generación de mayor escala, donde el impacto sobre la seguridad y confiabilidad del sistema es más significativo.

5.1.1 Procedimiento

Para realizar el análisis del curtailment, se modela el sistema en DigSILENT, el cual está representado en la figura 3.6.1.

La S/E Punta Verde se modela con la barra partida con el interruptor abierto (NO), ya que en la actualidad no existe la S/E seccionadora. También se desconecta la S/E Arrigoni y el sistema BESS de la barra, lo que permite simular condiciones actuales. Esta configuración del sistema se puede apreciar en el acercamiento representado en la figura 5.1.1.

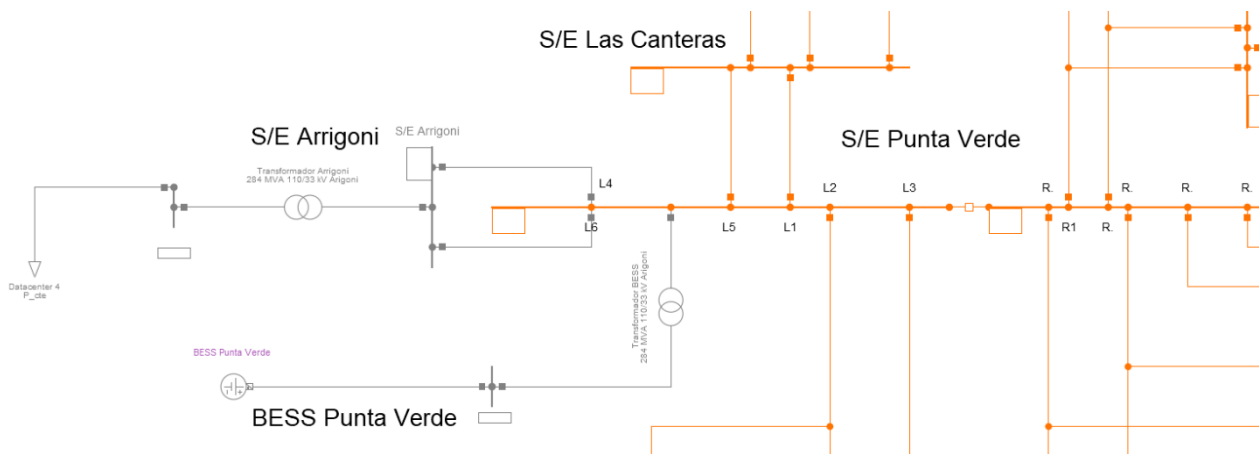


Figura 5.1.1 DU S/E Punta Verde 2028. Elaboración propia.

Para la caracterización de las cargas del sistema, se utiliza el escenario de verano en periodo diurno con Nueva Renca en operación (VDcR) sin la proyección de demanda, dado que esto permite evaluar el comportamiento del tramo específico Cerro Navia – Las Vegas bajo condiciones de alta penetración de ERV. Este escenario resulta relevante, debido a que concentra las condiciones de mayor penetración de ERV en la red de transmisión y posibilita observar el impacto de estas en la zona de influencia.

En cuanto a la generación de las subestaciones que operan como barra PV, se considera la potencia máxima efectiva de cada una de ellas, información que se encuentra detallada en la **sección 4.3** del informe, correspondiente a la parametrización de Subestaciones.

Los inputs del sistema para realizar los flujos de potencia se ven reflejados en la tabla 5.1.1, consolidando los parámetros de carga y generación definidos para el escenario.

Barra	Tipo	Generación			Consumo		
		Potencia Max. [MW]	Potencia Min. [MW]	Potencia Promedio [MW]	Potencia Max. [MW]	Potencia Min. [MW]	Potencia Promedio [MW]
El Salto	PV	550,3	516,3	534,4	362,3	343,7	355,8
San Cristobal	PQ				124,5	119,4	122,3
Recoleta	PQ				90,7	83,7	87,7
Chacabuco	PQ				161,0	157,7	159,1
Quilicura	PQ				74,3	67,7	71,2
Lo Boza	PQ				106,3	101,6	103,3
Libertadores	PQ				37,6	37,3	37,5
las Canteras	PQ				3,1	3,0	3,1
Batuco	PQ				60,2	53,7	56,5
San Pablo	PQ				46,8	44,6	45,7
Altamirano	PQ				74,8	71,7	72,3
Nueva Renca	PV	37,9	35,8	36,9			
Punta Peuco	PV			85			
Santiago Solar	PV			90,1			
Las Vegas	PV	22,4	17,7	19,6			

Tabla 5.1.1 Perfil de S/E Escenario VDcR Presente. Elaboración propia.

5.1.2 Resultados

5.1.2.1 *Perfiles de Tensión*

De acuerdo con los perfiles de tensión presentados en la tabla 5.1.2, todas las barras se mantienen en un rango cercano a 1,0 p.u., con variaciones máximas del orden de 0.01 p.u., lo que evidencia un adecuado control de tensión en el sistema. Las barras tipo PV regulan correctamente el nivel de tensión mediante la inyección de potencia reactiva, mientras que la barra SL establece la

referencia angular. Los resultados corresponden al caso base, bajo condición de demanda nominal y sin contingencias, por lo que no representan un escenario extremo, con suficiente disponibilidad de soporte reactivo y márgenes adecuados de operación por parte de las barras PV.

Nombre	Tipo Barra	Tensión [p.u.]	Ángulo [°]
Cerro Navia 110 kV	PQ	1,00	-3,03
Cerro Navia 220 kV	SL	1,00	-
El Salto 110 kV	PQ	1,00	-3,01
El Salto 220kV	PV	1,00	1,55
P. Verde_B1	PQ	1,00	-1,27
P. Verde_B2	PQ	0,99	-4,38
S/E Altamirano	PQ	1,00	-3,25
S/E Batuco	PQ	1,00	0,16
S/E Chacabuco	PQ	0,99	-4,78
S/E Las Canteras	PQ	1,00	-0,72
S/E Las Vegas	PV	1,00	5,93
S/E Lo Boza	PQ	0,99	-3,67
S/E Los Libertadores	PQ	1,00	-2,00
S/E Punta Peuco	PV	1,00	4,07
S/E Quilicura	PQ	0,99	-4,00
S/E Recoleta	PQ	0,99	-4,38
S/E Renca	PV	1,00	-3,19
S/E San Cristobal	PQ	0,99	-4,38
S/E San Pablo	PQ	1,00	-3,60
S/E Santiago Solar	PV	1,00	5,06

Tabla 5.1.2 Niveles de tensión en barras. Escenario: Análisis curtailment.

5.1.2.2 Carga en Líneas

En la figura 5.1.2 se representan las líneas correspondientes al tramo Cerro Navia – Las Vegas, destacando que la línea 35, entre la S/E las Canteras y la S/E Punta Verde (Actualmente Torre 301A), concentra la mayor carga. El resto de las líneas de transmisión opera bajo el 80% de su capacidad nominal, lo que evidencia ausencia de congestión en el nivel de 110 kV del sistema, incluso bajo condiciones de máxima penetración de ERV. En contraste, la línea 35 se encuentra próxima a su límite nominal, por lo que el tramo Batuco – Las Canteras (línea 35 y 36) se considera crítico: ante la falla de uno de sus circuitos, no se cumpliría el criterio n-1.

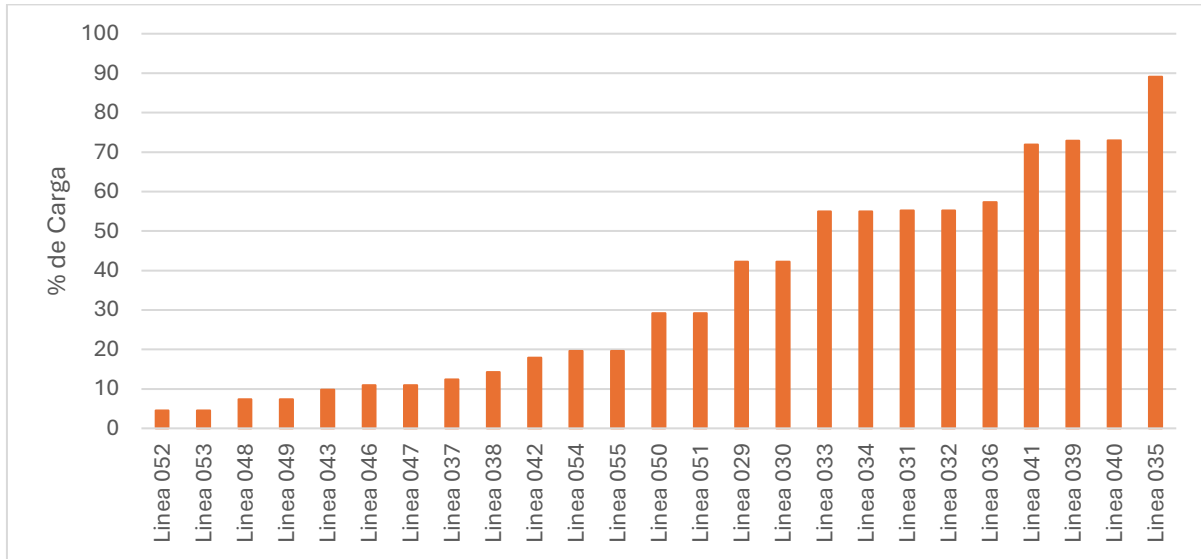


Figura 5.1.2 Carga en líneas tramo Cerro Navia – Las Vegas. Escenario: Análisis curtailment.

5.1.2.3 Carga en Transformadores

En la figura 5.1.3 presentan los transformadores de transmisión del sistema, observándose que ninguno supera el 70% de su capacidad nominal. Este nivel de carga evidencia que los equipos operan con un margen adecuado respecto de su potencia nominal, lo que permite absorber incrementos significativos de demanda sin generar restricciones en la inyección de energía desde el SEN.

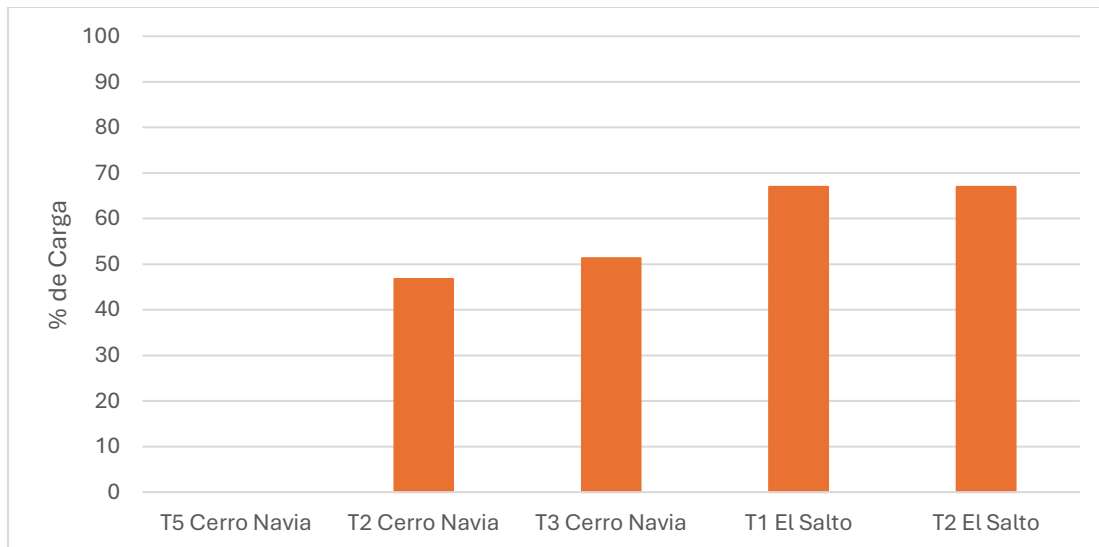


Figura 5.1.3 Carga en transformadores de transmisión. Escenario: análisis curtailment.

Para los transformadores de las subestaciones con penetración de ERV (figura 5.1.4) se llega a valores muy cercanos al 100%, pero esto es considerando que las centrales están operando al máximo de su capacidad y los transformadores no llegan a operar arriba del 70% de su potencia nominal.

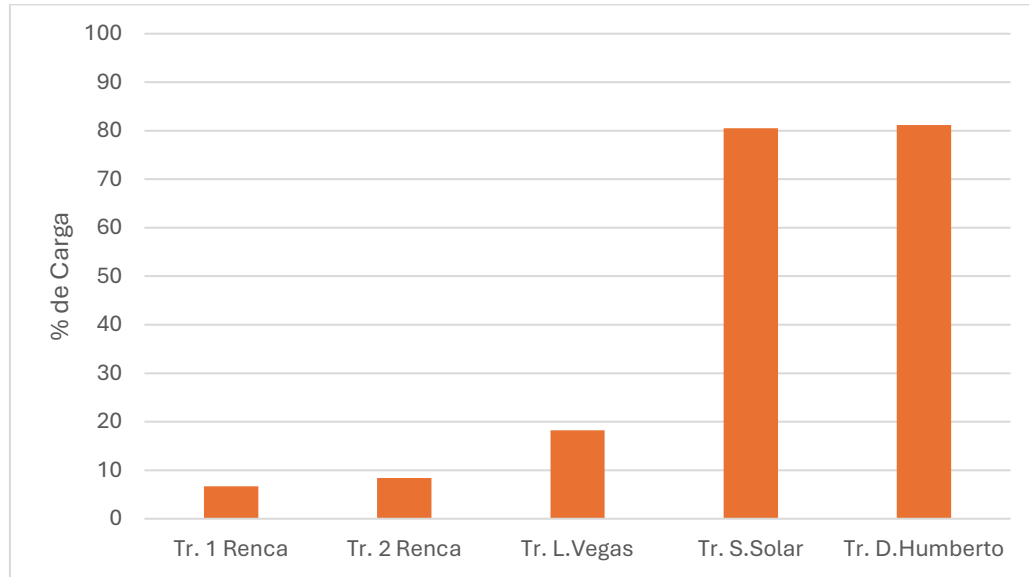


Figura 5.1.4 Carga en transformadores de centrales generadoras. Escenario: análisis curtailment.

5.1.3 Comentarios

De los resultados obtenidos se identificó que ningún elemento del sistema presento condiciones críticas de operación. Este hallazgo permite concluir que el curtailment observado corresponde a un fenómeno de carácter sistémico y no restricciones físicas específicas de la red de transmisión. La verificación de esta condición se realizó mediante el análisis de documento RIO del mes de enero, en el cual se detallan las causas del curtailment en la operación del sistema (tabla 5.1.3).

Central-Unidad	Configuración	Despacho [MW]	Motivo	Zona Desacople
PFV-DONHUMBERTO	PFV-DONHUMBERTO	18	P. Disp. = 59,4 MW; origen: Sitr; SSCC: Bloque CF(+)	Prorrata Generalizada costo SEN 0
PFV-SANTIAGOSOLAR	PFV-SANTIAGOSOLAR	77	P. Disp. = 82,6 MW; origen: Gen. Actual	Prorrata Generalizada costo SEN 0

Tabla 5.1.3 Extracto reporte RIO enero 2025. Fuente: [20]

Dicho análisis coincide con la información entregada por el Coordinador, donde se señala que el despacho fue inferior a la potencia disponible debido a la aplicación de una prorrata generalizada en el SEN, confirmando así que se trató de un curtailment sistémico. Con esta validación, se confirma la pertinencia de incorporar el escenario de máxima penetración de ERV dentro del estudio.

5.2 Análisis Escenarios Principales

5.2.1 *Procedimiento*

Los ocho escenarios son modelados en el programa de DigSILENT PowerFactory. Se consideran los inputs de las tablas en el **Anexo C** para cada escenario, y los resultados de los flujos de potencia son almacenados en el **Anexo D**, donde se detallan los niveles de tensión de cada barra, su ángulo de desfase, y la carga asociada tanto a las líneas como a los transformadores del sistema.

5.2.2 *Resultados*

5.2.2.1 *Cargabilidad en Líneas*

En la figura 5.2.1 se presenta un gráfico resumen de la cargabilidad de las ocho líneas más críticas en el sistema por escenario. Se observa que el escenario con mayor nivel de carga (VDcR) corresponde al que presenta una mayor penetración de ERV. No obstante, las líneas no alcanzan valores de cargabilidad significativos.

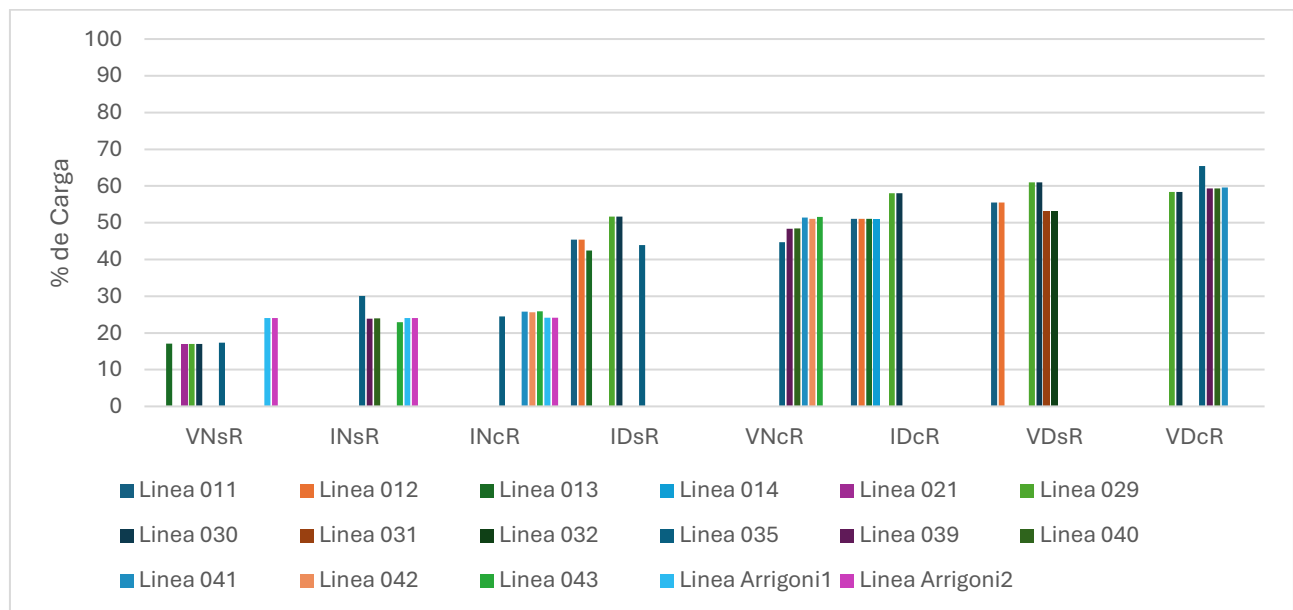


Figura 5.2.1 Cargabilidad de 8 líneas más críticas por escenario. Elaboración propia.

5.2.2.2 *Perfiles de tensión*

En la tabla 5.2.1 se observa que, en todos los escenarios modelados, las tensiones se mantienen dentro de un rango acotado entre 0,99 y 1,04 p.u., sin superar límites operativos. Las tensiones

cercanas a 1,04 p.u. se presentan principalmente en barras de tipo PV, debido a su función de regulación mediante inyección de potencia reactiva para mantener el nivel de tensión 1.pu. en el sistema. Esto se explica porque el control de voltaje de los generadores actúa sobre su punto de conexión en baja tensión, tomando como referencia la tensión de la barra en 110 kV. En condiciones de menor carga relativa o mayor aporte local de generación, esta regulación produce leves elevaciones de tensión. Sin embargo, la baja variación entre los escenarios evidencia una adecuada capacidad de control reactivo y robustez del sistema, sin presencia de condiciones críticas de sobre o baja tensión.

Nombre	Tipo Barra	Tensión en Barras [p.u]							
		IDcR	IDsR	INcR	INsR	VDcR	VDsR	VNcR	VNsR
Cerro Navia 110 kV	PQ	1,01	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	1,01	1,02
Cerro Navia 220 kV	SL	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
El Salto 110 kV	PQ	1,00	1,00	1,01	1,01	1,00	1,00	1,01	1,01
El Salto 220kV	PV	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
P. Verde_B1	PQ	1,00	1,00	1,01	1,01	0,99	1,00	1,01	1,01
P. Verde_B2	PQ	1,00	1,00	1,01	1,01	0,99	1,00	1,01	1,01
S/E Altamirano	PQ	1,01	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	1,01	1,02
S/E Arrigoni	PQ	1,00	1,00	1,01	1,01	0,99	1,00	1,01	1,01
S/E Batuco	PQ	1,00	1,01	1,01	1,01	0,99	1,00	1,01	1,01
S/E Las Canteras	PQ	1,00	1,00	1,01	1,01	0,99	1,00	1,01	1,01
S/E Las Vegas	PV	1,02	1,02	1,03	1,03	1,00	1,01	1,04	1,02
S/E Lo Boza	PQ	1,00	1,01	1,01	1,01	0,99	1,00	1,01	1,01
S/E Los Libertadores	PQ	1,00	1,00	1,01	1,01	0,99	1,00	1,01	1,01
S/E Punta Peuco	PV	1,01	1,01	1,02	1,02	1,00	1,01	1,02	1,01
S/E Quilicura	PQ	1,00	1,00	1,01	1,01	0,99	1,00	1,01	1,01
S/E Recoleta	PQ	1,00	1,00	1,01	1,01	0,99	1,00	1,01	1,01
S/E Nueva Renca	PV	1,01	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	1,01	1,02
S/E San Cristobal	PQ	1,00	1,00	1,01	1,01	0,99	1,00	1,01	1,01
S/E San Pablo	PQ	1,01	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	1,01	1,02
S/E Santiago Solar	PV	1,01	1,02	1,02	1,02	1,00	1,01	1,02	1,01

Tabla 5.2.1 Perfil de tensión en S/E por escenario. Elaboración propia.

5.2.2.3 Cargabilidad en los Transformadores

Para el análisis de cargabilidad de los transformadores, estos fueron evaluados de manera individual para transformadores de transmisión, y los transformadores pertenecientes a centrales son evaluados de manera conjunta.

En el caso de la S/E El Salto (figura 5.2.2), los transformadores operaron en bajos porcentajes de carga, sin presentar condiciones críticas en ningún escenario. En el caso IDcR y VDcR se observó una mayor tendencia a la carga, lo que en situación de falla de alguno de estos podría generar una sobrecarga en el transformador restante.

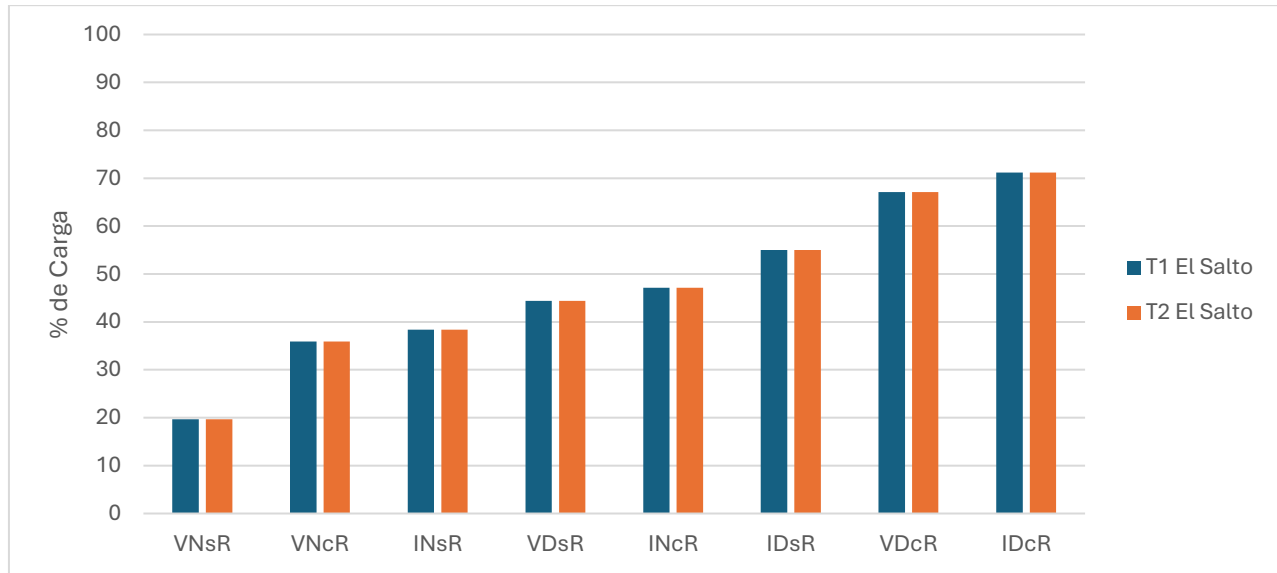


Figura 5.2.2 Carga en transformadores en S/E El Salto 8 escenarios principales. Elaboración propia.

En la figura 5.2.3 se aprecia que todos los escenarios en los que el BESS se encuentra en proceso de carga, los transformadores operan muy próximos a su capacidad nominal; particularmente en el escenario VDsR, donde estos se sobrecargaron operando en niveles de 103% y 107% de su capacidad nominal.

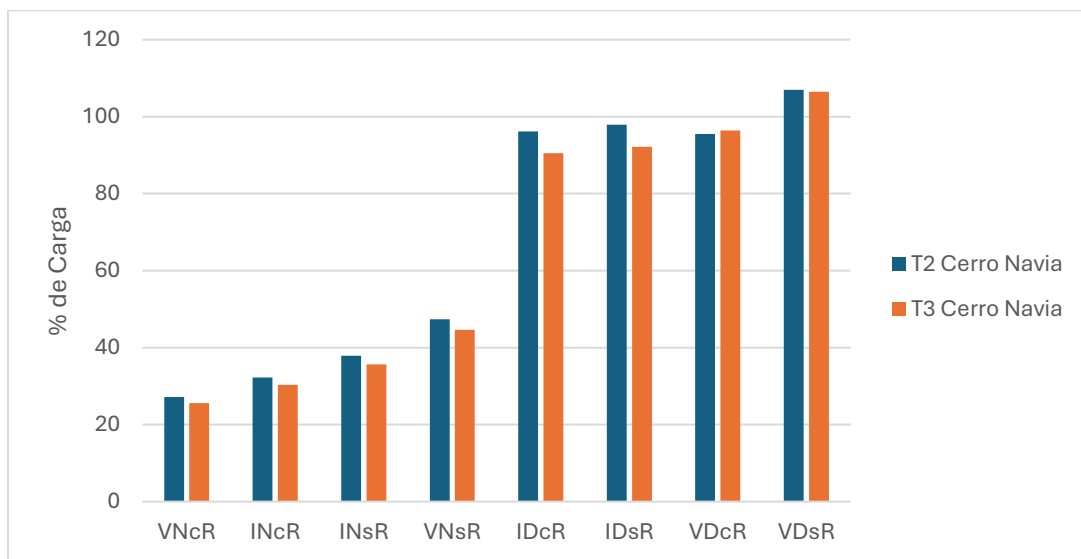


Figura 5.2.3 Carga en transformadores en S/E Cerro Navia 8 escenarios principales. Elaboración propia.

En la figura 5.2.4 se muestra la carga de los transformadores de las centrales del sistema. Se observa que, durante periodos diurnos, estos alcanzan aproximadamente un 80% de carga. Este comportamiento se explica porque las centrales han dimensionado sus transformadores en función de la máxima capacidad de generación, y si bien las centrales no necesariamente están despachando a máxima capacidad, la inyección de reactivos al sistema al estar modeladas como controladoras PV, aporta a la carga en los transformadores.

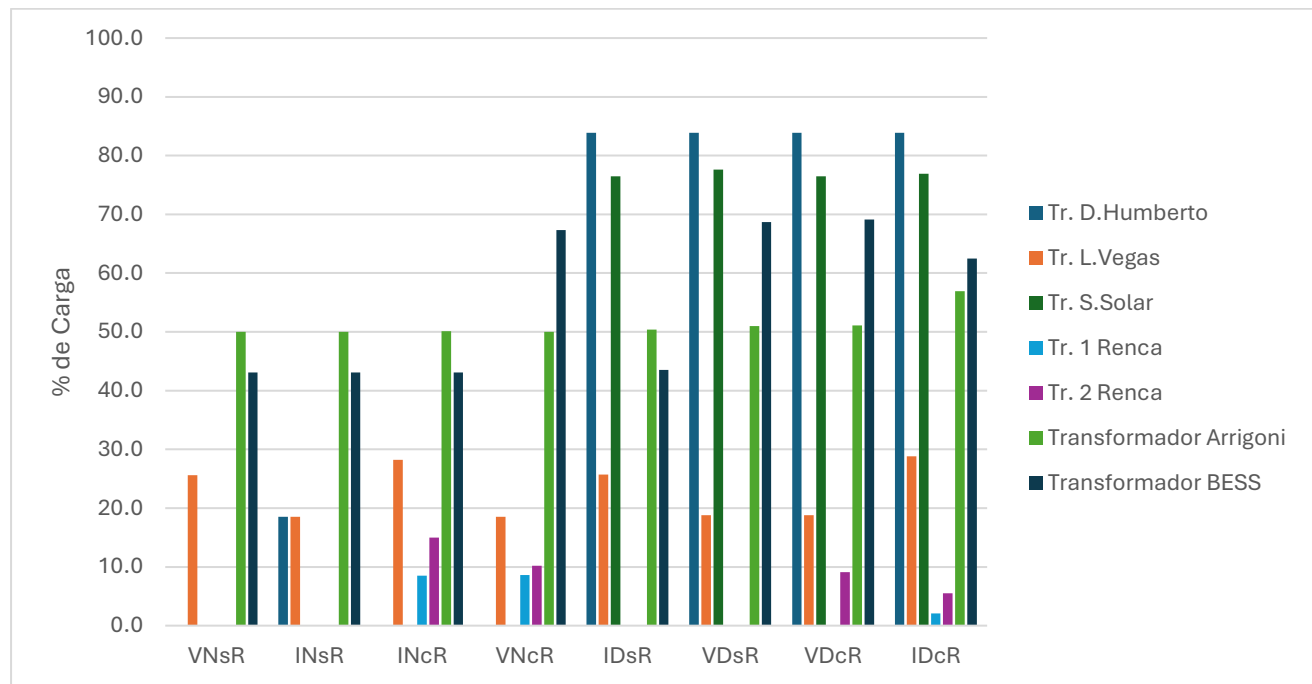


Figura 5.2.4 Carga en transformadores de centrales generadoras por escenario. Elaboración propia.

5.2.3 Comentarios

De la figura 5.2.1 se observó que la mayoría de estas operan dentro de rangos aceptables, donde los elementos más críticos no superaron una carga del 80% en ninguno los escenarios de analizados. Sin embargo, en los dos escenarios de mayor exigencia, VDcR y VDsR, algunas líneas no cumplen con el criterio n-1, lo que evidencia la necesidad de realizar estudios de contingencias en el tramo Cerro Navia – Las Vegas, dado que las líneas de dicho sector fueron las que presentaron mayores niveles de cargabilidad.

En cuanto al comportamiento de la tensión, al tener todos los valores de tensión cercanos al 1 en p.u., se verificó que las centrales generadoras, mediante la compensación con potencia reactiva, regularon de manera eficiente los niveles de voltaje en las distintas barras del sistema.

Respecto al análisis de cargabilidad en transformadores, se identificaron los elementos críticos del proyecto, los cuales corresponden a los transformadores de la S/E Cerro Navia. Se observó una mayor tendencia a la carga durante las operaciones diurnas, lo cual se explicó por el hecho de que, al operar como barra SL, la subestación suministra la potencia faltante en el sistema para satisfacer la demanda, evidenciando que la mayor parte de la potencia proviene desde el nivel de 220 kV de la misma instalación. En estos periodos diurnos, que corresponden al periodo de carga del BESS, se constató la existencia de limitaciones técnicas en el escenario VD_sR, lo que implica que el BESS puede operar normalmente en siete de ocho escenarios en el sistema analizado.

En este contexto, se establece que el escenario crítico de operación corresponde al escenario VD_sR, asociado al periodo en el cual el BESS no puede realizar su proceso de carga debido a las restricciones técnicas presentes en el sistema.

5.3 Escenario Máxima Penetración ERV

5.3.1 Procedimiento

Para la modelación del escenario en condiciones de máxima penetración ERV, se utilizaron los parámetros del escenario VD_sR, previamente definido como el escenario crítico. A partir de este, se analizó el comportamiento del sistema bajo la condición hipotética de ausencia de curtailment, por lo que las centrales ERV despachan energía a máxima capacidad. La metodología aplicada fue equivalente a la utilizada en el análisis de curtailment, considerando los consumos en el escenario VD_sR proyectadas para el año 2028 (tabla 8.3.3, **Anexo C**) y evaluando la máxima penetración de ERV (tabla 5.1.1).

5.3.2 Resultados

Los resultados de niveles de tensión fueron similares a los obtenidos en el escenario VD_sR, manteniéndose todos los valores de voltaje dentro de rangos adecuados y con variaciones mínimas (tabla 8.4.27, **Anexo D**). En cuanto a la cargabilidad de los transformadores, se observó una reducción aproximada del 10% en ambos transformadores de la S/E Cerro Navia, como se aprecia en la figura 5.3.1, en comparación con la figura 5.2.3 para el caso VD_sR.

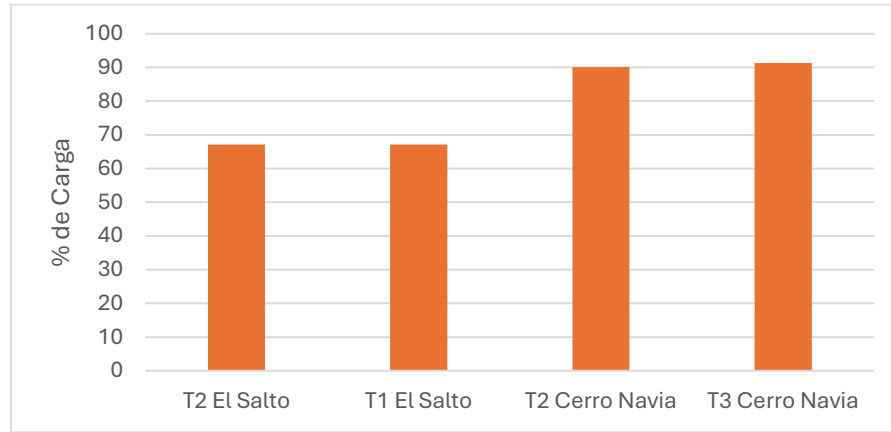


Figura 5.3.1 Carga en transformadores de transmisión para escenario crítico. Elaboración propia.

Es importante considerar que la carga en las líneas (figura 5.3.2) presenta un comportamiento similar al observado en el análisis de curtailment.

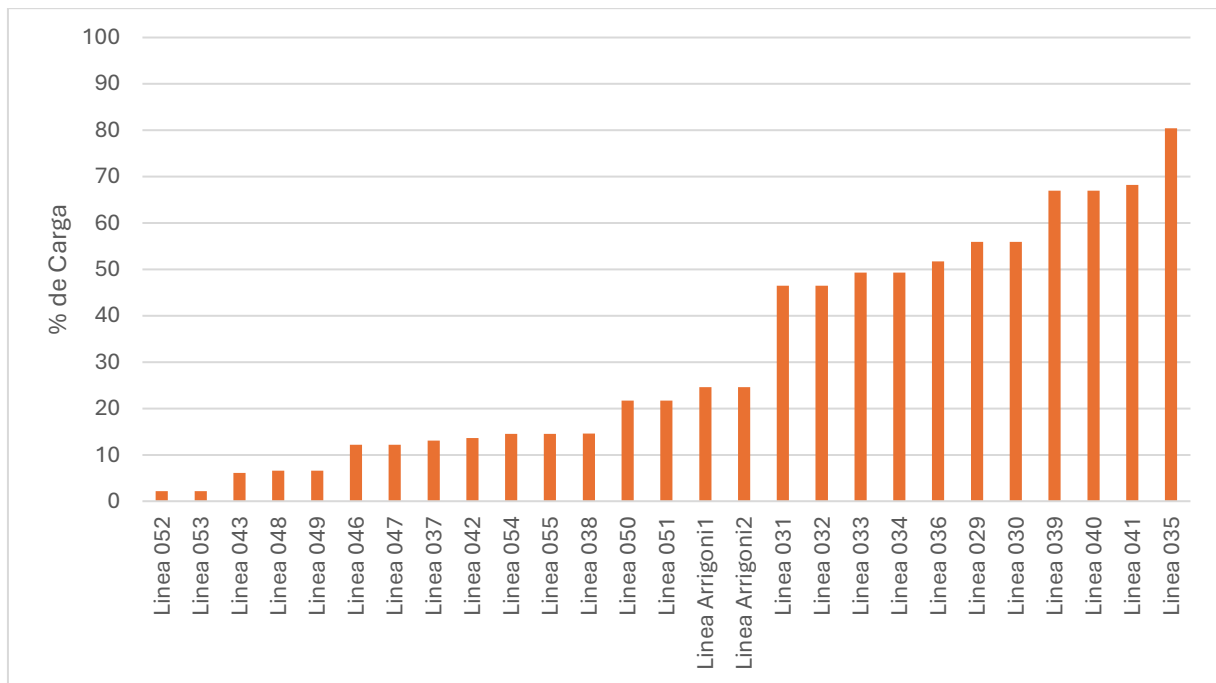


Figura 5.3.2 Carga en líneas tramo Cerro Navia – Las Vegas escenario crítico. Elaboración propia.

5.3.3 Comentarios

De los resultados obtenidos de cargabilidad en los transformadores, se observó una reducción cercana al 10% de cargabilidad en el caso de Cerro Navia, mientras que en la S/E El Salto la carga se mantuvo en niveles similares al escenario VDsR, aunque dentro de rangos aceptables. Esta reducción en la carga de los transformadores de Cerro Navia refleja una menor inyección de energía desde el

SEN. Lo que permitió que el BESS aprovechara al máximo la potencia generada en el tramo de Cerro Navia – Las Vegas. En consecuencia, la alta penetración de ERV contribuyó a aliviar la carga del sistema y a constituirse como la principal fuente de alimentación del BESS en dichas condiciones.

Por otra parte, de los resultados de carga en líneas del sistema, se evidenció que el tramo entre Punta Verde y Canteras constituye un punto crítico del sistema, debido a que en condiciones de máxima penetración de ERV, este sector es el que presenta mayor carga en sus elementos. Esto indica la necesidad de realizar un análisis de contingencias en el futuro, ya que la falla de uno de los circuitos podría generar la saturación en el circuito adyacente, provocando condiciones operativas críticas para la red.

5.4 Escenario Expansión Cerro Navia

5.4.1 *Procedimiento*

En este escenario se adoptaron las mismas condiciones de modelación que para el escenario de máxima penetración de ERV, incorporando además la consideración del proyecto de expansión. Dicho proyecto contempla la conexión del circuito 1 del tramo El Salto, el circuito 1 del tramo Nueva Renca y el circuito 1 del tramo San Pablo [18]. Bajo estas condiciones, la S/E Cerro Navia queda configurada bajo la topología representada en la figura 5.4.1, donde el transformador N°5 opera de manera radial junto con los otros dos transformadores.

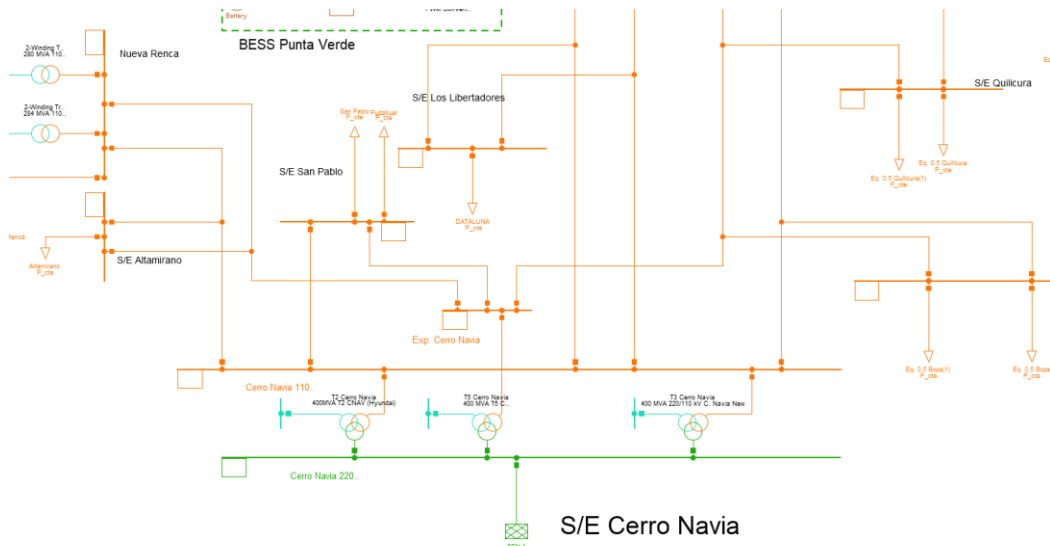


Figura 5.4.1 Proyecto de expansión Cerro Navia modelado en DigSILENT. Elaboración propia.

5.4.2 *Resultados*

Los resultados de niveles de tensión fueron similares a los obtenidos en el escenario VD_sR, manteniéndose todos los valores de voltaje dentro de rangos adecuados y con variaciones mínimas (tabla 8.4.30, **Anexo D**).

El cambio más significativo se ve representado en los transformadores de la S/E Cerro Navia (figura 5.4.2), donde la cargabilidad de todos los transformadores no supera el 70%.

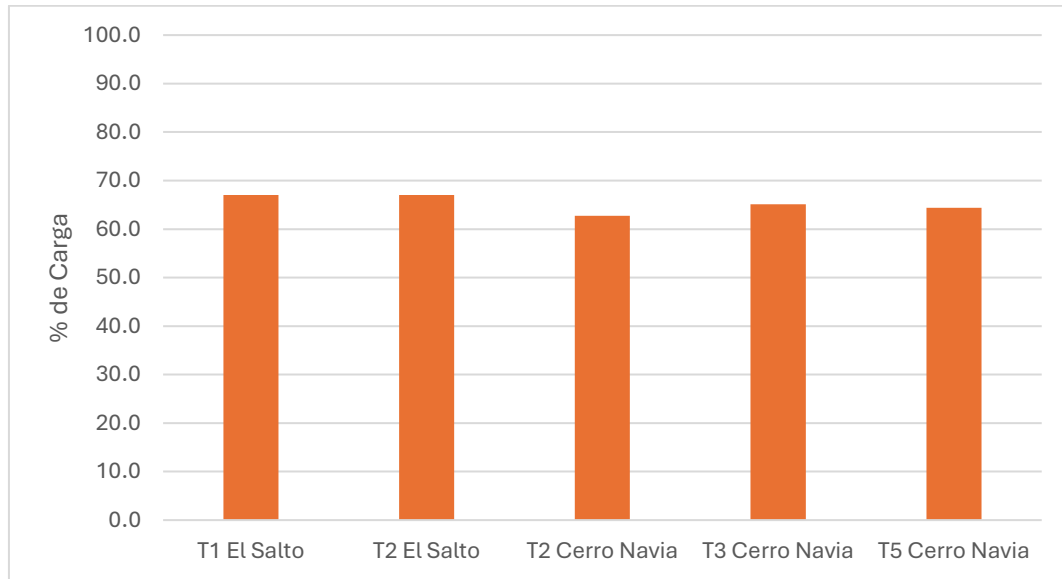


Figura 5.4.2 Carga en transformadores de transmisión para escenario ampliación. Elaboración propia.

Es importante considerar que la carga en las líneas (figura 5.4.3) presenta un comportamiento similar al observado en el análisis del escenario de máxima penetración ERV, con la línea 35 representando el elemento con mayor carga operacional.

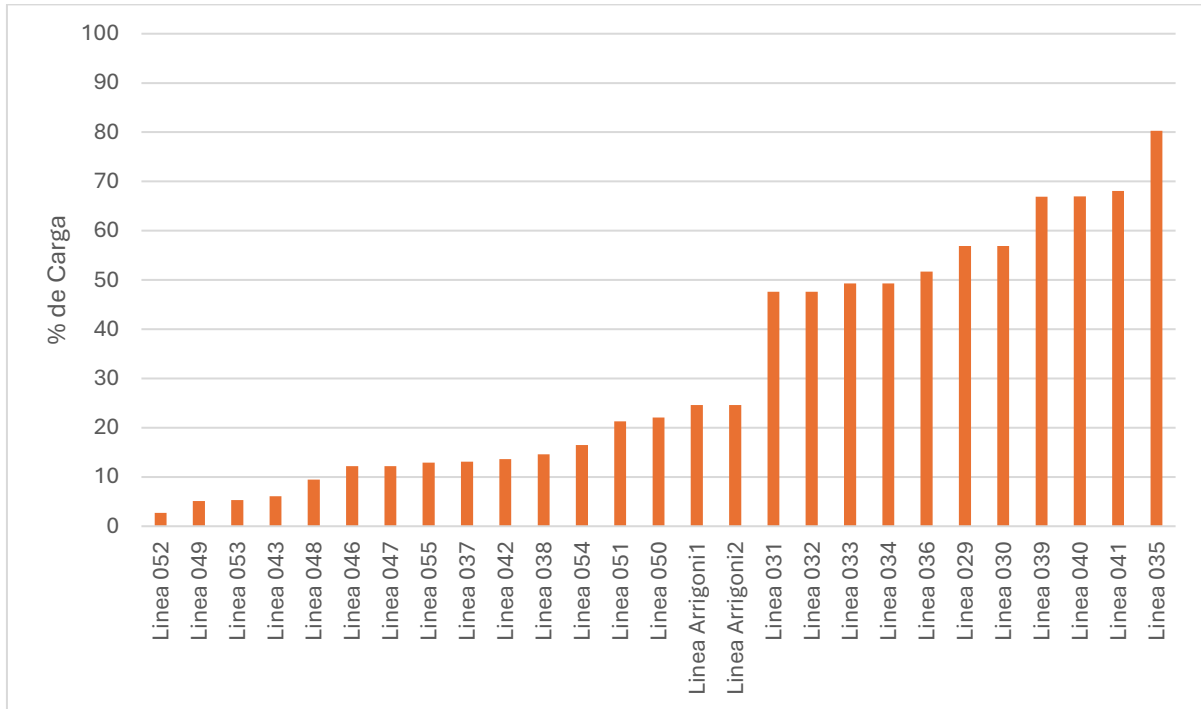


Figura 5.4.3 Carga en líneas tramo Cerro Navia – Las Vegas escenario expansión. Elaboración propia.

5.4.3 Comentarios

De los resultados obtenidos en el análisis de carga en líneas, se llegó a la misma conclusión que en el escenario de máxima penetración de ERV, donde el tramo entre la S/E Punta Verde y S/E Las Canteras representa el más crítico del sistema.

Por otra parte, de los resultados en el análisis de carga en transformadores se evidenció una condición de especial relevancia, ya que se determinó que, una vez en marcha el proyecto de expansión NUP N°1110, la carga en los transformadores de la S/E Cerro Navia no superaría el 70%. Este resultado implica que el BESS no presentaría limitaciones operativas para su ciclo de carga y descarga, asegurando su funcionamiento adecuado bajo las condiciones proyectadas.

5.5 Modelación de Redundancia

Una vez establecido los criterios de operación del BESS y sus interacciones con el sistema de transmisión, se evaluó la capacidad de este para cumplir con los estándares de confiabilidad definidos por el datacenter SCL4, clasificado como Tier III. Dicho nivel exige satisfacer condiciones de redundancia y alcanzar una confiabilidad de 99.98% en el suministro eléctrico.

El datacenter SCL4 según su clasificación de Tier III, dispone de sistemas UPS internos

propios de la instalación, los cuales permiten mitigar variaciones en el suministro y garantizar que los centros de procesamiento de información no se vieran afectados. De esta manera, ante eventos como cortocircuitos u otras fallas en la red, el abastecimiento del datacenter no se ve comprometido en periodos de tiempos cortos (menores a 10 minutos).

Considerando estas especificaciones, se evaluó la capacidad del BESS Punta Verde para actuar como redundancia del sistema troncal eléctrico, y se estudiaron tres topologías que cumplen con los requerimientos de confiabilidad establecidos.

5.5.1 Simulación de Redundancia

Para considerar que el BESS es una fuente de redundancia para el datacenter SCL4, se realizó una simulación dinámica en el programa DigSILENT donde se considera la operación de la S/E Punta Verde en modo isla, permitiendo que el BESS alimente la carga SCL4 de manera individual.

5.5.1.1 Procedimiento

Para este análisis se simuló que, a los 12 segundos, los interruptores de la barra 1 de la S/E Punta Verde que conectan el circuito Cerro Navia – Las Vegas se abren de manera simultánea, junto con el interruptor que vincula las barras 1 y 2 de la misma subestación. Bajo estas condiciones, el BESS y la carga en Arrigoni quedan aislados del sistema, permitiendo evaluar su comportamiento en dicho escenario.

5.5.1.2 Resultados

Como se observa en la figura 5.5.1, los niveles de tensión en la S/E Arrigoni y el voltaje suministrado por el BESS presentan una disminución de nivel de tensión equivalente a -0.025 p.u.; valor que está dentro de un rango aceptable. Las demás centrales también muestran variaciones en la

tensión, aunque estas resultan mínimas y no comprometen la estabilidad del sistema.

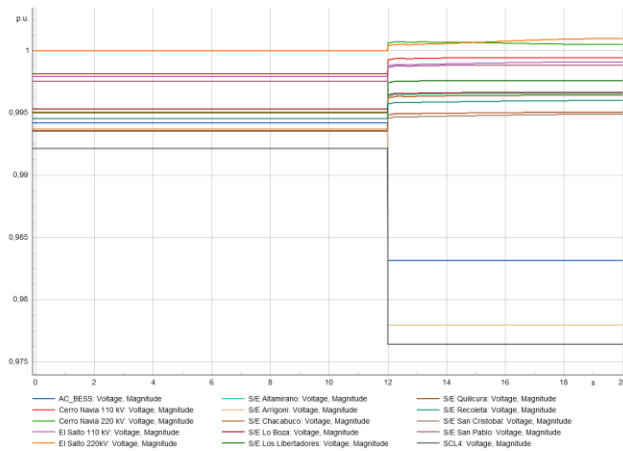


Figura 5.5.1 Niveles de Voltaje al pasar a isla de generación.

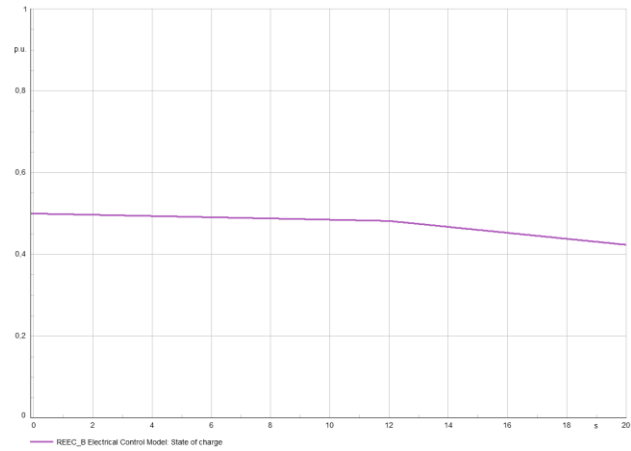


Figura 5.5.2 Estado SOC BESS Punta Verde.

Asimismo, se observa que el BESS, con un SOC mayor a 1 (figura 5.5.2) inicia un proceso de descarga más acelerado al suministrar la totalidad de la potencia requerida por el datacenter SCL4 (figura 5.5.3), el cual tiene un consumo de 150 MW con un factor de potencia cercano a 1. Este comportamiento confirma que el BESS es capaz de alimentar al datacenter en escenarios de contingencia en los que no exista otra fuente de suministro posible.

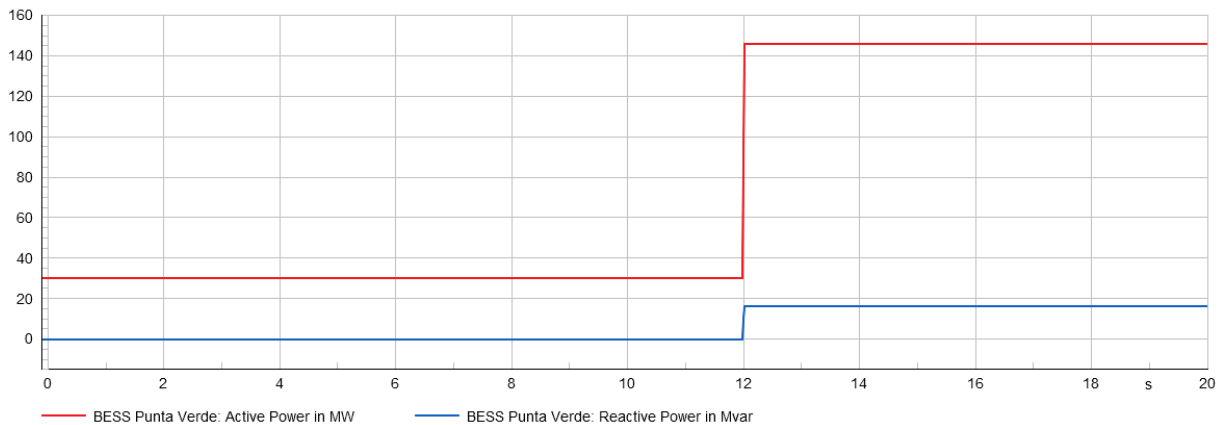


Figura 5.5.3 Suministro de P y Q del BESS Punta Verde. Elaboración propia.

5.5.2 Valores de Confiabilidad

Los parámetros, ecuaciones y definiciones de confiabilidad se encuentran en el **Anexo A**. Debido a que los componentes del sector a analizar aún no están en operación, se adoptaron los parámetros máximos establecidos como estándar, con el fin de asegurar el cumplimiento de la normativa NTSyCS y evitar eventuales sanciones. De esta manera se garantiza la confiabilidad del sistema en base a los criterios definidos por la norma técnica.

5.5.2.1 Transformadores

Los índices de confiabilidad de los transformadores exigidos por la NTSyCS (**Anexo A**) están dados en las ecuaciones 5.5.2 y 5.5.3, utilizando los valores de la tabla 8.1.2.

$$U_{trx} = HPROt + HFORt \quad (5.5.1)$$

$$U_{trx} = 75 \left[\frac{horas}{año} \right] \quad (5.5.2)$$

$$\lambda_{trx} = FFORt = 1 \left[\frac{fallas}{año} \right] \quad (5.5.3)$$

5.5.2.2 Líneas de Transmisión

El procedimiento es el mismo que se realizó en la **sección 6.5.2.1** del informe, aunque en este caso se consideraron distintos niveles de tensión. En particular, los índices de confiabilidad asociados a líneas de transmisión en la S/E Punta Verde y Arrigoni se determinan mediante las ecuaciones 5.5.4 y 5.5.5. Los demás cálculos se pueden encontrar en el **Anexo E**.

$$U_{L\ 110kV} = 35 \left[\frac{horas}{año} \right] \quad (5.5.4)$$

$$U_{L\ 33kV} = 45 \left[\frac{horas}{año} \right] \quad (5.5.5)$$

5.5.2.3 Alimentación

Para la definición de los parámetros de fuentes de alimentación se consideran los valores entregados por la empresa dueña del proyecto BESS. En el caso del sistema BESS se define una indisponibilidad total de 100 horas/año. En cuanto a la red, se aplicó un criterio más exigente, tomando como referencia el corte de suministro ocurrido en Chile durante febrero de 2025, cuando cerca del 90% de los clientes permanecieron sin energía por más de 15 horas. Considerando este evento, la fuente se modeló con una tasa de falla de 1 falla/año y una indisponibilidad total de 15 horas/año.

5.5.3 Topologías

Para realizar el análisis de confiabilidad en las distintas topologías del sistema, se emplearon modelos de falla que consideraron los valores de tasa de falla e indisponibilidad de los componentes involucrados. Un modelo de falla constituye una representación matemática y lógica del comportamiento de un sistema o de un elemento específico cuando se enfrenta una interrupción, avería o contingencia.

El propósito de estos modelos fue cuantificar la indisponibilidad y evaluar de manera sistemática como las fallas afectan la confiabilidad global del sistema eléctrico, permitiendo identificar los elementos críticos y validar si las configuraciones propuestas cumplen con los estándares de confiabilidad exigidos para el datacenter SCL4.

5.5.3.1 Topología I

La topología I presenta como tramo crítico la conexión entre la S/E Punta Verde y S/E Arrigoni. En este esquema, una de las rutas de alimentación se sustenta en el sistema BESS, mientras que la otra corresponde al SEN. Ambas rutas se disponen en configuración paralela, teniendo como segmento critico el tramo comprendido entre Arrigoni y Punta Verde, como se observa en la figura 5.5.4.

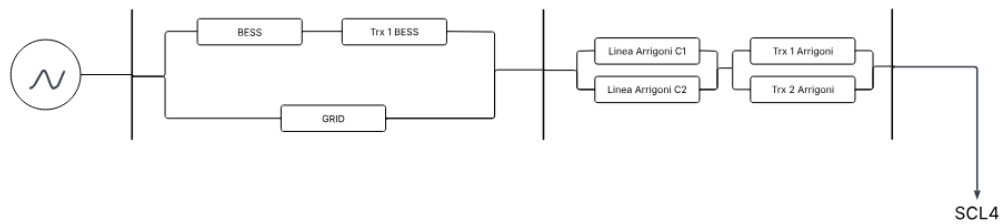


Figura 5.5.4 Modelo de falla para Topología I. Elaboración propia.

En el **Anexo E** se presentan los cálculos de probabilidad de falla, a partir de los cuales se determinó que esta topología alcanza una confiabilidad de 99.9887%, lo cual es apto para un datacenter equivalente al que se está construyendo.

5.5.3.2 Topología II

La topología II conecta el BESS directamente en la S/E Arrigoni, junto con su transformador, lo que aumenta la robustez de la ruta del SEN, y permite que el BESS alimente al datacenter de forma directa, lo que en el modelo de falla se representa con el BESS conectado en paralelo con la ruta crítica de alimentación, y tres transformadores en paralelo en la S/E Arrigoni, como se observa en la figura 5.5.5.

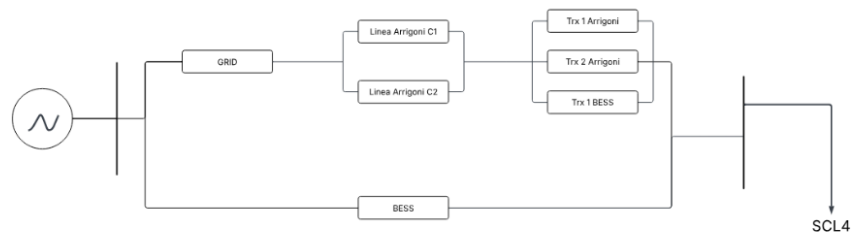


Figura 5.5.5 Modelo de falla para Topología II. Elaboración propia.

En el **Anexo E** se presentan los cálculos de probabilidad de falla, a partir de los cuales se determina una confiabilidad de 99.9987% para esta topología. Si bien esta topología cumple con los requisitos solicitados por el datacenter SCL4, es dependiente del espacio disponible en la S/E Arrigoni.

5.5.3.3 Topología III

La topología III agrega una línea auxiliar entre el BESS y el datacenter, la cual opera normalmente abierta y requiere protocolos automáticos. Esto permite que, además de las rutas críticas de la topología I, el datacenter pueda alimentarse directamente desde el BESS o desde el SEN a través de esa línea, aumentando la redundancia con un menor requerimiento espacial.

En la figura 5.5.6, se observa que se tienen dos modelos de falla, una para el sistema BESS y uno para la alimentación del SEN. Esto es debido a que, al incluir la línea auxiliar, el SEN tiene dos vías de alimentación para la carga SCL4, la primera ruta siendo la convencional por la S/E Arrigoni, y la segunda en caso de que el tramo “principal” tenga componentes fuera de servicio, sería posible alimentar el datacenter desde el transformador del BESS y la línea auxiliar. A su vez, el BESS también tiene dos rutas de alimentación para el datacenter, siendo la primera la inyección a través de la S/E Punta Verde, y la otra mediante la línea auxiliar.

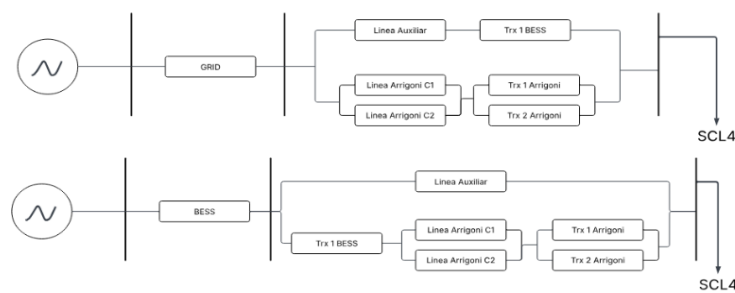


Figura 5.5.6 Modelo de falla para Topología III. Elaboración propia.

En el **Anexo E** se presentan los cálculos de probabilidad de falla de la topología, a partir de los cuales se determina una confiabilidad de 99.99801%, cumpliendo con los requerimientos de confiabilidad y sin disponer de tanto espacio como la Topología II. Esta confiabilidad depende del control que tendrá la línea auxiliar, ya que, si no dispone de control remoto, la confiabilidad puede reducirse.

5.5.3.4 Comentarios

Si bien todas las topologías estudiadas cumplen con los requerimientos de redundancia del datacenter SCL4, todas presentan ventajas y desventajas. El resumen de las características de cada topología se presenta en la tabla 5.5.1.

Topología	Índice de Confiabilidad	Observaciones
Topología I	99,98%	Índice de confiabilidad más bajo de las tres topologías. Si bien es la configuración más simple, la confiabilidad está en el límite de lo requerido, lo que podría verse afectado una vez se coticen los componentes definitivos de la topología.
topología II	99,9987%	Índice de confiabilidad más alta de las tres topologías. Esta configuración depende altamente del espacio disponible en la S/E Arrigoni, y se asume que es posible conectar el BESS en la misma barra que el datacenter.
topología III	99,99801%	Configuración con una confiabilidad muy similar a la topología II, sin necesidad de disponer del espacio en S/E Arrigoni ni altos niveles de inversión. El cable auxiliar tiene que considerar protocolos de acción automática, debido a que este no operaría en condiciones NC, y la operación manual aumentaría los niveles de indisponibilidad.

Tabla 5.5.1 Tabla resumen de topologías. Fuente: elaboración propia.

Debido a que la topología III representó una opción viable, capaz de alcanzar altos niveles de confiabilidad sin requerir del espacio en S/E Arrigoni, se procedió a evaluar los protocolos preliminares necesarios para que dicha configuración alcanzara los índices de confiabilidad previamente calculados.

5.5.4 *Protocolos Topología III*

Dado que la línea auxiliar ubicada entre el BESS y la S/E Arrigoni operaría normalmente en condición NO, resultó necesario esquematizar y simular protocolos de acción que prioricen una conexión segura y confiable entre los medios de energización y el datacenter. Estos protocolos permiten establecer criterios de operación frente a contingencias y garantizar la continuidad de suministro bajo condiciones de falla.

Utilizando como base la figura 10.4.6, se evaluaron todos los escenarios de falla en la carga y se establecieron las condiciones específicas en la que la línea auxiliar debe entrar en operación, con el fin de preservar la confiabilidad calculada en el **ítem 10.4.3**. Las situaciones consideradas en donde la línea auxiliar debe entrar en servicio son enlistadas a continuación:

1. Ambos transformadores en Arrigoni fuera de servicio.
2. Desconexión simultánea de los circuitos del tramo Arrigoni – Punta Verde.
3. Indisponibilidad de ambos transformadores de Arrigoni junto con el transformador del BESS en mantención.
4. Indisponibilidad de ambos transformadores de Arrigoni en periodo donde el BESS Punta Verde está totalmente descargado.

5.5.4.1 *Protocolo I*

Se simula el sistema considerando que los transformadores en Arrigoni se desconectan a los 12 segundos, y la línea auxiliar tarda cinco ciclos en conectarse.

Se observa en la figura 5.5.7 que una vez ocurrida la contingencia el BESS inyectó energía con el objetivo de mantener estables los niveles de PQ en el datacenter. Sin embargo, debido a que el SEN también actúa inyectando energía a través del tramo, el BESS no aportó la totalidad de la energía requerida por el datacenter. Esto demuestra que en el caso de que el SEN no sea capaz de suministrar potencia al datacenter, el control del BESS también es capaz de actuar en este protocolo.

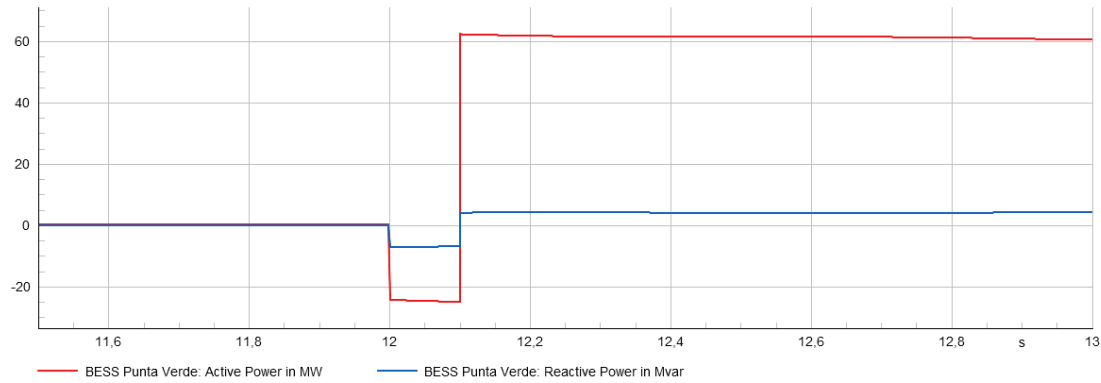


Figura 5.5.7 Respuesta del sistema BESS ante protocolo I. Elaboración propia.

Se observa que la caída de tensión en la barra del datacenter es abrupta (figura 5.5.8), ya que se queda sin alimentación en un periodo de cinco ciclos, pero se debe considerar que el datacenter cuenta con sistemas UPS diseñados para enfrentar este tipo de contingencias de corta duración. En consecuencia, la infraestructura no percibe la caída de tensión, manteniendo la continuidad operativa hasta que el sistema vuelva a compensar mediante el tramo redundante.

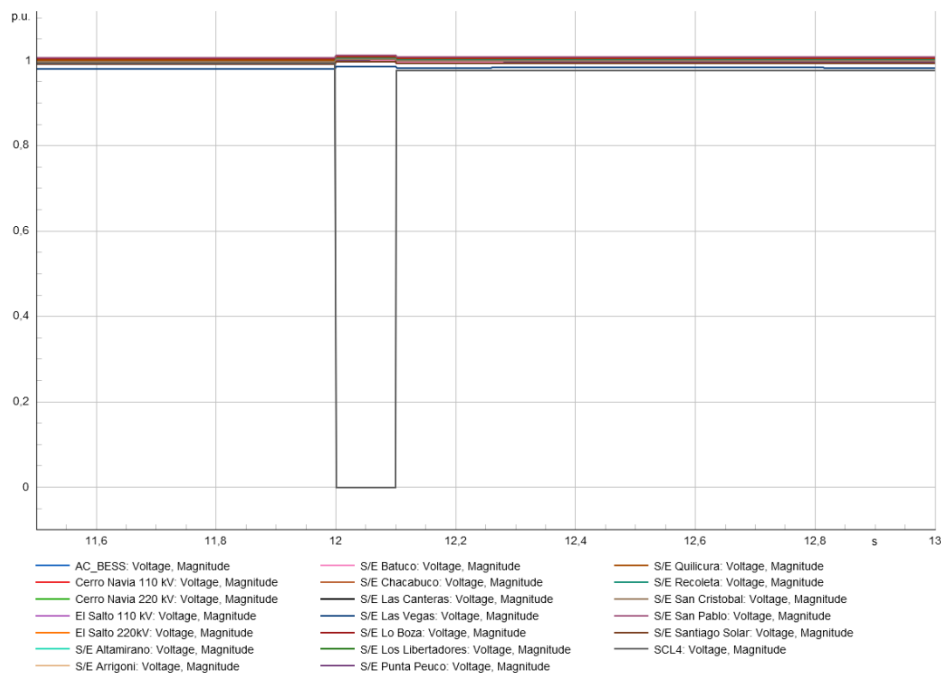


Figura 5.5.8 Perfiles de tensión protocolo I. Elaboración propia.

En la figura 5.5.9 se evidencia que, una vez ocurrida la contingencia, el datacenter percibió la totalidad de su carga, lo cual refleja la capacidad del sistema para restablecer el suministro y garantizar que la demanda crítica del datacenter fue cubierta en su totalidad.

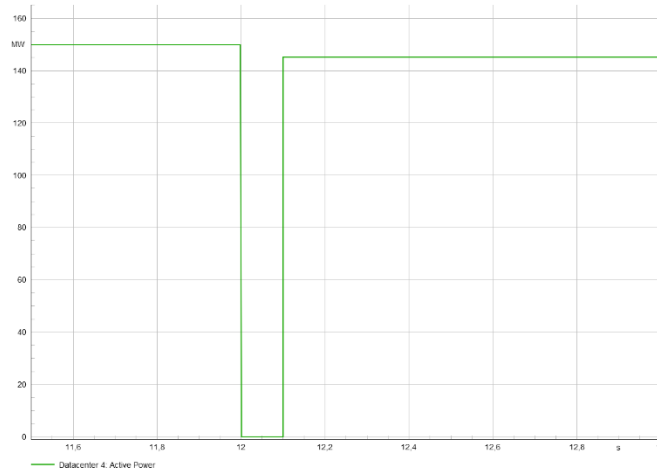


Figura 5.5.9 Potencia en datacenter SCL4 en protocolo I. Elaboración propia.

5.5.4.2 Protocolo II

Se simuló un cortocircuito (C.C) en el circuito 1 del tramo Arrigoni – Punta Verde. Una vez despejada la falla (100 ciclos), se desconecta el circuito 2 con el objetivo de analizar el comportamiento de los elementos del sistema bajo las condiciones de contingencia y el actuar del protocolo. La línea auxiliar se conecta una vez que se desconecta el circuito 2, en un tiempo de cinco ciclos.

Tal como se evidencia en la figura 5.5.10, tras la ocurrencia del C.C el BESS intentó compensar la caída de voltaje mediante la inyección de potencia reactiva, alcanzando sus límites operativos en el proceso. Posteriormente despejada la falla, el sistema de almacenamiento tiende a oscilar al regular su aporte a la carga SCL4. Sin embargo, esta oscilación se mantuvo dentro de parámetros aceptables y no compromete la estabilidad global del sistema. Esto demuestra que en el caso de que el SEN no sea capaz de suministrar potencia al datacenter, el control del BESS también es capaz de actuar en este protocolo.

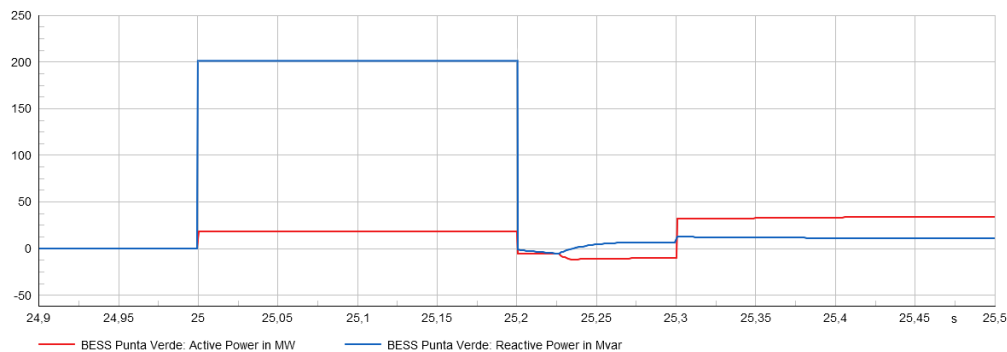


Figura 5.5.10 Respuesta del sistema BESS ante protocolo II. Elaboración propia.

En la figura 5.5.11 se evidencia el hueco de tensión originado por el CC, así como el retorno a la estabilidad una vez que la falla fue despejada. Si bien la magnitud de la caída de tensión alcanzó niveles bajos, esto es debido que el sistema modelado está compuesto mayoritariamente por consumo, incorporando varias cargas de perfil P constante, las cuales tienden a amplificar la severidad de las perturbaciones de voltaje en escenarios de falla. No obstante, tras la eliminación de la contingencia, el sistema recuperó su condición de operación normal, restableciendo parámetros eléctricos dentro de los rangos estables.

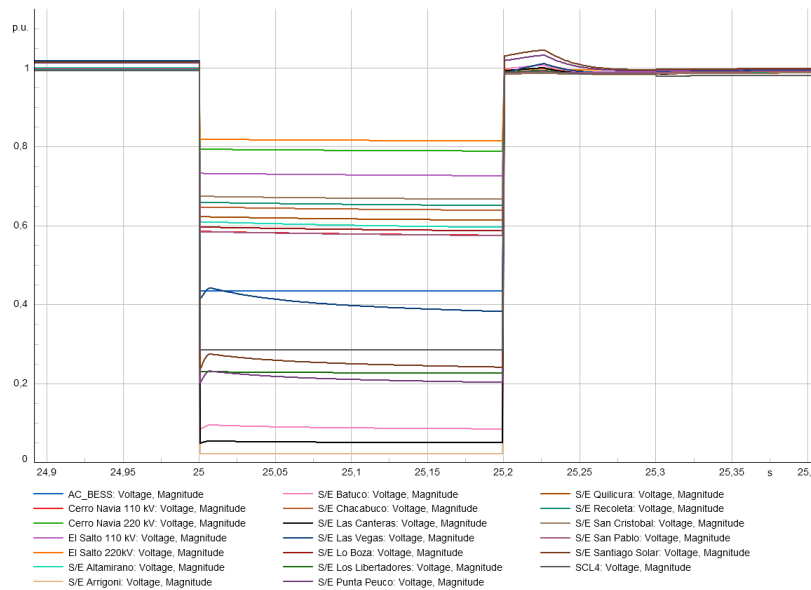


Figura 5.5.11 Hueco del C.C en protocolo II. Elaboración propia.

También se comprueba que la potencia en el datacenter se recupera una vez ocurrida la contingencia (figura 5.5.12), comprobando que el protocolo actúa de la manera deseada.

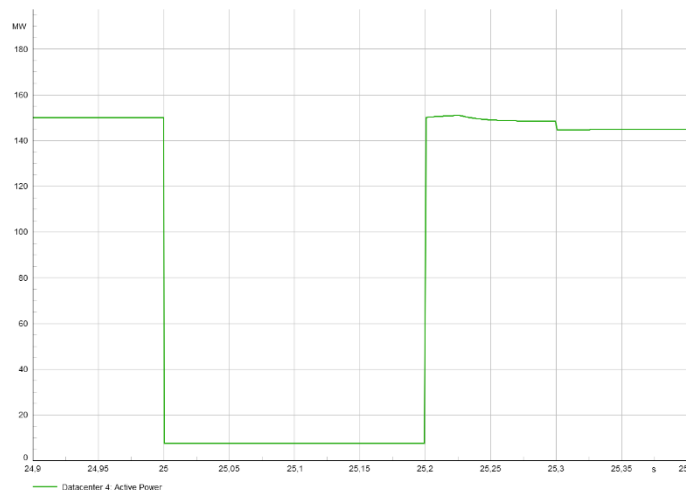


Figura 5.5.12 Potencia en datacenter SCL4 en protocolo II. Elaboración propia.

5.5.4.3 Protocolo III

En este escenario el transformador que conecta al BESS con Punta Verde se mantuvo fuera de servicio desde el comienzo de la simulación. Para esta modelación se emplearon los mismos parámetros de simulación definidos en el protocolo I.

Este escenario fue utilizado para el **ítem 10.2**, donde el BESS es capaz de alimentar al datacenter una vez que pierde conexión con el SEN (figura 5.5.13). Se demuestra la redundancia del BESS.

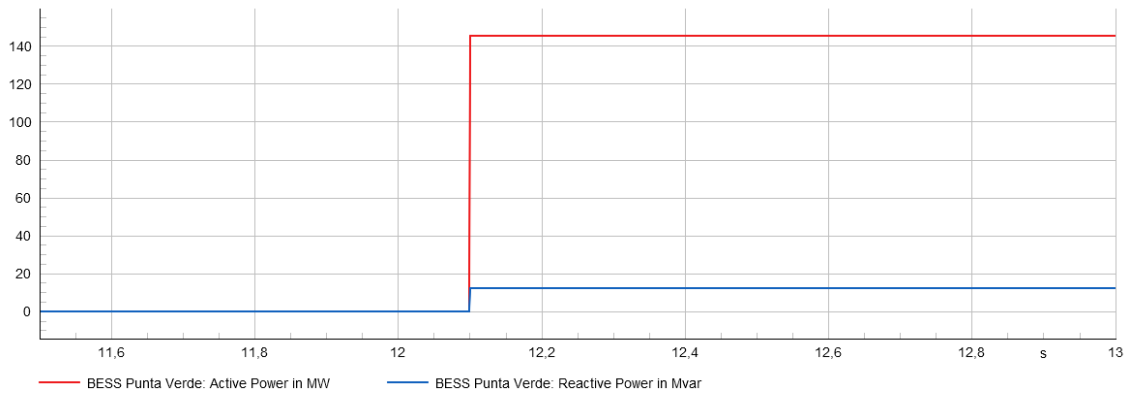


Figura 5.5.13 Respuesta del sistema BESS ante protocolo III.

El comportamiento de tensión observado en la figura 5.5.14, así como el comportamiento del datacenter en la figura 5.5.15, resultaron ser similares a los registrados en el protocolo I. En consecuencia, se verifica que la respuesta del sistema se mantuvo dentro de lo esperado y se comprueba el correcto funcionamiento del protocolo III.

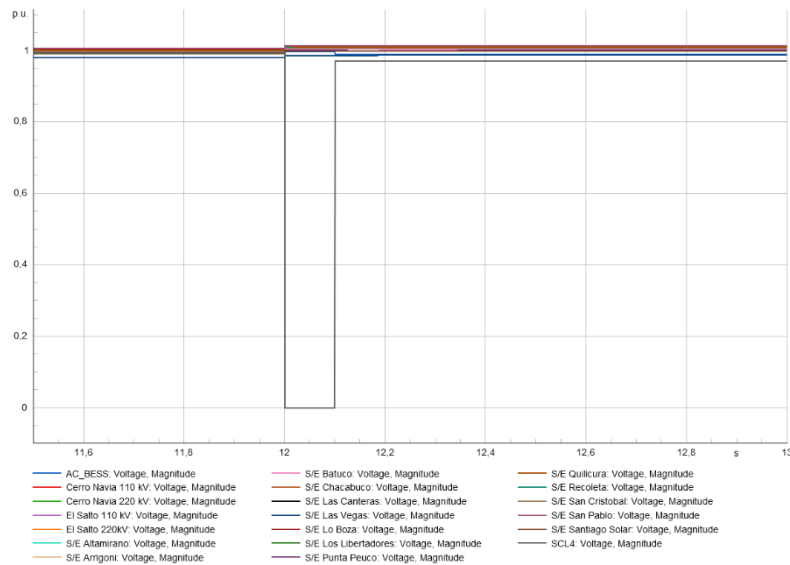


Figura 5.5.14 Perfiles de tensión protocolo III.

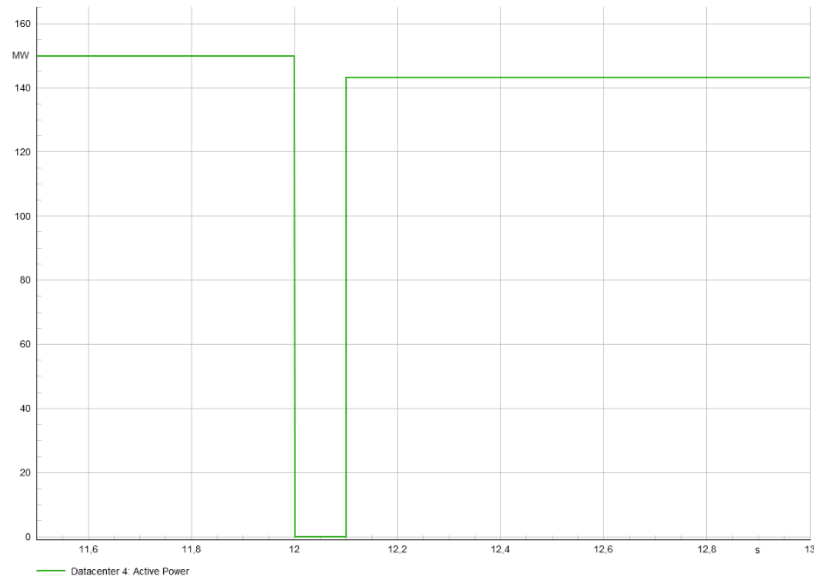


Figura 5.5.15 Potencia en datacenter SCL4 en protocolo III.

5.5.4.4 Protocolo IV

En este escenario se simuló al BESS en condición de descarga completa, es decir, sin capacidad de aportar energía al sistema. Bajo esta configuración, la alimentación del datacenter provino exclusivamente del SEN, a través del tramo auxiliar, una vez ocurrida la contingencia definida en el protocolo 1.

En esta situación el BESS está descargado, lo que implica que no actúa durante todo el periodo simulado (figura 5.5.16).

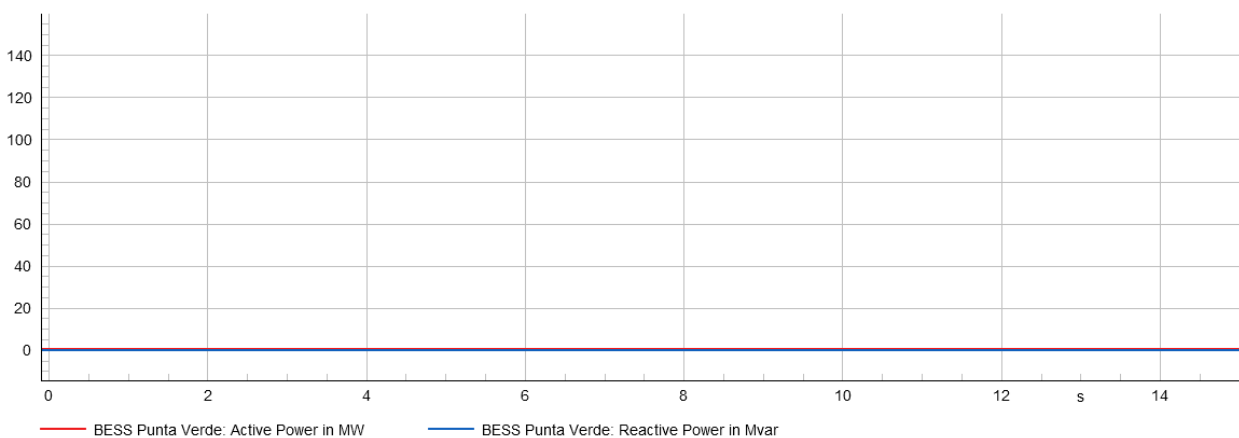


Figura 5.5.16 Respuesta del sistema BESS ante protocolo IV.

El comportamiento de tensión observado en la figura 5.5.17, así como el comportamiento del datacenter en la figura 5.5.18, resultaron ser similares a los registrados en el protocolo I. En consecuencia, se verifica que la respuesta del sistema se mantuvo dentro de lo esperado y se comprueba el correcto funcionamiento del protocolo IV.

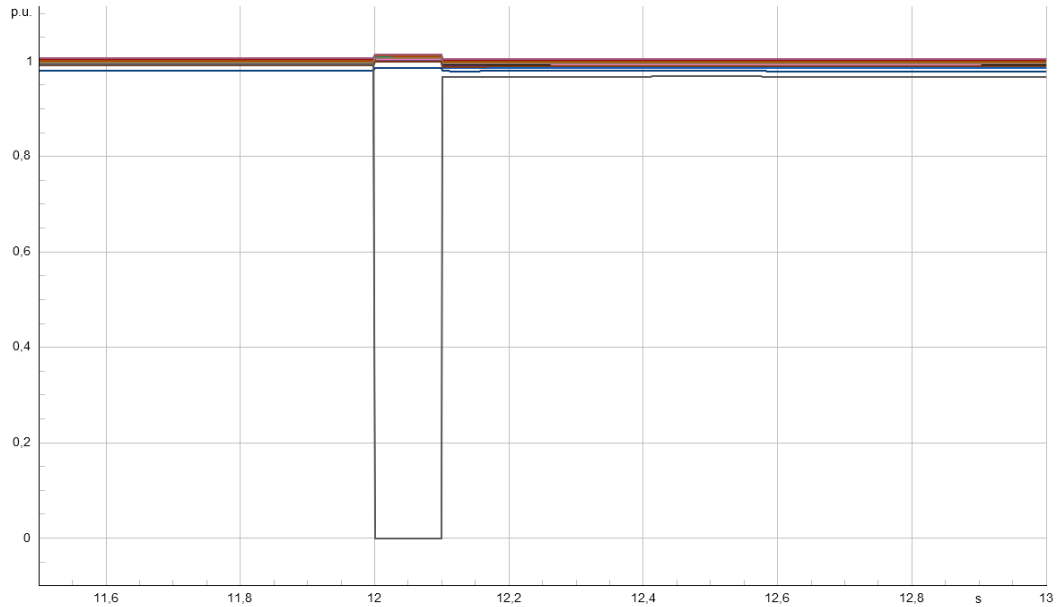


Figura 5.5.17 Perfiles de tensión protocolo IV.

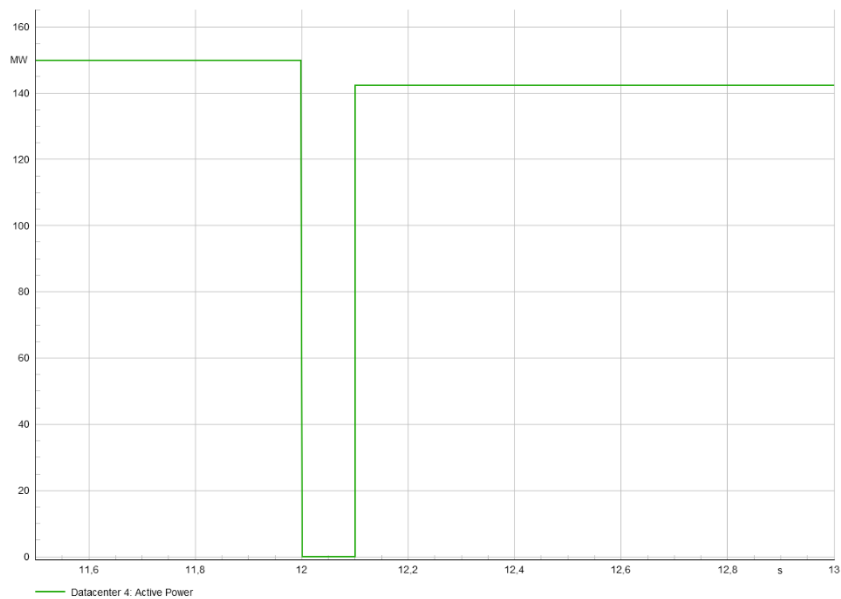


Figura 5.5.18 Potencia en datacenter SCL4 en protocolo IV.

5.5.4.5 Comentarios

El correcto funcionamiento de los protocolos establecidos indicó que, ante todas las rutas de alimentación, la línea auxiliar fue capaz de actuar oportunamente y generar la redundancia necesaria para cumplir con la condición de confiabilidad definida en la sección 6.5.3.3. Se cubrieron todas las rutas posibles entre la fuente de alimentación, ya fuera el BESS o el SEN, y los resultados de las simulaciones dinámicas demostraron que el comportamiento del sistema es adecuado.

La tabla resumen (tabla 5.5.2) representa la ruta cubierta y si la línea auxiliar fue capaz de alimentar al datacenter SCL4.

Protocolo	Condición de operación	Observaciones
Protocolo I	Ambos transformadores en Arrigoni fuera de servicio	Tanto el BESS como el SEN son capaces de alimentar el datacenter a través de la línea auxiliar
Protocolo II	Desconexión simultanea de los circuitos del tramo Arrigoni – Punta Verde	Tanto el BESS como el SEN son capaces de alimentar el datacenter a través de la línea auxiliar
Protocolo III	Indisponibilidad de ambos transformadores de Arrigoni junto con el transformador del BESS en mantención	Debido a la indisponibilidad del transformador que conecta el sistema de almacenamiento, el BESS se encarga de suministrar la totalidad de la demanda del datacenter a través de la línea auxiliar.
Protocolo IV	Indisponibilidad de ambos transformadores de Arrigoni en periodo donde el BESS Punta Verde está totalmente descargado	Debido a la indisponibilidad del BESS debido a que está descargado o fuera de servicio, a través del tramo del transformador BESS y línea auxiliar, el SEN es capaz de suplir la demanda del datacenter.

Tabla 5.5.2 Tabla resumen de protocolos topología III.

5.6 Análisis de Resultados

El análisis de escenarios proyectados para el año 2028 evidenció que el BESS es capaz de operar en siete de ocho de los escenarios principales evaluados. El único caso en que se presentaron restricciones corresponde al escenario de verano con la central Nueva Renca fuera de servicio, donde se produjo la operación por sobre la capacidad nominal de elementos críticos del sistema. Este resultado se contrastó con los otros dos escenarios críticos analizados, en los cuales la alta penetración de ERV permite cargar al BESS y, en consecuencia, reducir la inyección de energía desde el 220 kV. Dicho comportamiento disminuyó la carga en los transformadores de la S/E Cerro Navia en un 10%. Junto con esto, en el escenario donde se considera la ampliación de la S/E Cerro Navia, se verificó que el BESS de 200 MW no presenta limitaciones operativas, confirmando que su dimensionamiento resulta adecuado para ser incorporado al sistema eléctrico considerando los proyectos de ampliación futuros.

El análisis de redundancia demuestra que el BESS es capaz de suministrar la totalidad de la energía solicitada por el datacenter SCL4 sin problemas de estabilidad. Se modelaron tres topologías de operación que cumplen con los requerimientos de confiabilidad de un datacenter Tier III. Asimismo, se definieron protocolos de contingencia orientados a garantizar un nivel de confiabilidad del 99.998%, asegurando la continuidad operativa de la infraestructura crítica bajo condiciones de falla simuladas.

6 Conclusiones

6.1 Sumario

Este trabajo abordó el dimensionamiento e integración de un sistema BESS en el proyecto de S/E Punta Verde, con el objetivo de proporcionar redundancia al datacenter SCL4 y evaluar la capacidad del sistema de transmisión para soportar los ciclos de carga y descarga del almacenamiento. Se estableció una metodología de modelación y control, incorporando modelos de cargas y normativa chilena vigente. El sistema fue modelado en DigSILENT PowerFactory, considerando infraestructura existente, ampliaciones proyectadas y demanda futura. Se analizaron diez escenarios de operación, se definieron criterios de redundancia y protocolos de acción para cumplir con los requerimientos de confiabilidad solicitados. Los alcances del estudio se restringieron a análisis en régimen estacionario y simulaciones básicas de estabilidad transitoria sin control de frecuencia, utilizando modelos estándar de generación y control. Las limitaciones corresponden a la licencia académica del software, la simplificación de los modelos dinámicos y los datos de consumo entregado por las plataformas oficiales del Coordinador.

6.2 Conclusiones

El desarrollo del estudio permitió cumplir de manera íntegra con los objetivos planteados. En primer lugar. Se modeló el sistema de transmisión asociado a la subestación seccionadora Punta Verde en DigSILENT PowerFactory, incorporando tanto la infraestructura existente, parametrizada en base a datos históricos, como también proyecciones futuras y proyectos de ampliación en S/E del sistema.

Asimismo, se estableció un modelo simplificado representativo del sistema BESS, adecuado para estudios de flujo de potencia, análisis cargabilidad y análisis dinámicos simples, el cual fue sometido a simulaciones de protocolos, condiciones de redundancia y análisis estáticos, verificando la capacidad del sistema para sostener la operación en condiciones críticas.

Del análisis estático del sistema, en base a criterios técnicos y económicos se establecieron una totalidad de diez escenarios de operación, considerando periodos de descarga y carga del BESS. El estudio del comportamiento del sistema de transmisión permitió comprobar los niveles de tensión, flujos de potencia y sobrecargas en elementos del sistema, validando los escenarios operativos establecidos.

Finalmente, el análisis dinámico demostró que el BESS es capaz de actuar como fuente

redundante en condiciones de falla, garantizando la alimentación del datacenter y cumpliendo con los requerimientos de confiabilidad establecidos para instalaciones de Tier III en las tres topologías estudiadas.

El conjunto de resultados demuestra que el BESS, bajo escenarios de expansión futura y con mayor penetración de ERV, es capaz de aprovechar eficientemente la energía renovable para sus procesos de carga, mejorar los perfiles de cargabilidad y tensión durante los periodos de descarga, y operar conforme al criterio económico de despacho establecido para el sistema de almacenamiento. Junto con esto, el BESS es capaz de cumplir con los requerimientos de confiabilidad del datacenter SCL4, donde la redundancia generada por el sistema de almacenamiento brinda la confiabilidad requerida por el datacenter.

6.3 Trabajo Futuro

Como línea trabajo futuro, se propone realizar análisis transitorios del sistema eléctrico. Esta necesidad surge debido a que, en diversos escenarios operativos, se evidencio que durante los periodos de carga del BESS, varios componentes no cumplieron con el criterio n-1, lo que obliga a considerar el comportamiento del sistema bajo condiciones críticas de contingencia.

Adicionalmente, se recomienda implementar un modelo dinámico más detallado, dado que el control utilizado en el presente proyecto correspondió a un esquema estándar de control. En particular, se observó que, en las simulaciones de comportamiento de frecuencia, dicho control podría no reflejar con exactitud la respuesta real del sistema, debido a los alcances y limitaciones establecidos. Por ello, la incorporación de un modelo dinámico avanzado permitiría representar de manera más fiel la interacción del BESS con la red y mejorar la evaluación de su desempeño ante contingencias severas.

7 Bibliografía

- [1] Y. Zhu, C. Liu, R. Dai, G. Liu y Y. Xu, «Optimal battery energy storage placement for transient voltage stability enhancement,» 2019. [En línea]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8973610>. [Último acceso: 11 01 2026].
- [2] A. Parajuli, S. Gurung y K. Chapagain, «Optimal placement and sizing of battery energy storage systems for improvement of system frequency stability,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.mdpi.com/2673-4826/5/3/33>. [Último acceso: 11 01 2026].
- [3] C. M. Riquelme, «Control de Frecuencia Mediante BESS Desarrollado en DigSILENT PowerFactory,» Concepción, 2025.
- [4] P. Boonluk, A. Siritaratiwat, P. Fuangfoo y S. Khunkitti, «Optimal siting and sizing of battery energy storage systems for distribution network of distribution system operators,» *Batteries*, vol. 6, n° 4, p. 56, 2020.
- [5] Q. Li, Y. Tao, Z. Li, Y. Zhang y Z. Zhang, «Simulation and modeling for active distribution network BESS system in DIgSILENT,» *Energy Reports*, vol. 8, pp. 97-102, 2022.
- [6] C. M. Cid, «DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA DE OPTIMIZACIÓN DE SISTEMAS BESS PARA DIFERENTES ESCENARIOS DE GENERACIÓN RENOVABLE, MERCADO ELÉCTRICO Y DEMANDA INDUSTRIAL,» Santiago, Chile, 2024.
- [7] F. Calero, C. A. Cañizares y K. Bhattacharya, «Detailed and average battery energy storage model comparison,» de *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe)*, 2019.
- [8] «Standard load models for power flow and dynamic performance simulation,» *IEEE transactions on power systems : a publication of the Power Engineering Society*, vol. 10, n° 3, pp. 1302-1313, 1995.
- [9] G. E. Colon-Reyes, R. Dye, C. Tomlin y D. Callaway, «Effects of dynamic power electronic load models on power systems analysis using ZIP-E loads,» 2024.

- [10] R. Rahmani, I. Moser y M. Seyedmahmoudian, «A complete model for modular simulation of data centre power load,» 2018. [En línea]. Available: <https://arxiv.org/abs/1804.00703>. [Último acceso: 11 01 2026].
- [11] L. G. Santander, «Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia (A.S.E.P.), Apunte de Apoyo,» Concepción, 2023.
- [12] Uptime Institute, «Sistema de clasificación Tier,» [En línea]. Available: <https://es.uptimeinstitute.com/tiers>. [Último acceso: 15 12 2025].
- [13] Coordinador Electrico Nacional, «Planificacion y Desarrollo NUP N°5778,» [En línea]. Available: <https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/desarrollo-de-la-transmision/obras-urgentes-de-transmision/ano-2025/nup-5778-subestacion-seccionadora-punta-verde-110-kv/>. [Último acceso: 10 09 2025].
- [14] Coordinador Electrico nacional, «Infotecnica,» [En línea]. Available: <https://infotecnica.coordinador.cl/>. [Último acceso: 10 09 2025].
- [15] Coordinador Electrico Nacional, «PLABACOM,» [En línea]. Available: <https://plabacom.coordinador.cl/pages/report/downloads/list>. [Último acceso: 16 10 2025].
- [16] P. DigSILENT, «Battery Energy Storing Systems,» 2010. [En línea]. Available: <https://www.digsilent.de/en/faq-reader-powerfactory/do-you-have-an-application-example-for-a-battery-energy-storage-system-bess.html>. [Último acceso: 11 01 2026].
- [17] Coordinador Electrico Nacional, «INFORME GO N°23/2023,» 2023. [En línea]. Available: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/12/Requerimientos-Mejoras-Instalaciones-Transmision-2023_Informe-Final.pdf. [Último acceso: 11 01 2026].
- [18] Coordinador Electrico Nacional, «PGP,» [En línea]. Available: <https://pgp.coordinador.cl/irequests/5e879fc936d9ef159d756fdb>. [Último acceso: 12 12 2025].
- [19] Coordinador Electrico Nacional, «Proyección de Demanda Largo Plazo del Sistema Eléctrico Nacional periodo 2025-2045,» 2025. [En línea]. Available: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2025/11/2511-C13-INF-DPR-01->

- V1-Proy_Dda_25-45.pdf. [Último acceso: 11 01 2026].
- [20] Coordinador Electrico Nacional, «Registro de Operacion (RIO),» [En línea]. Available: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/registro-de-instrucciones-de-operacion-rio/>. [Último acceso: 28 11 2025].
- [21] International Energy Agency, «Renewable Energy Market Update,» 2023. [En línea]. Available: https://www.iea.org/reports/renewable-energy-market-update-june-2023?utm_source=chatgpt.com. [Último acceso: 11 01 2026].
- [22] Coordinador Electrico Nacional, «Estudio de Almacenamiento de Energía en el SEN,» 2023.
- [23] «Data centers cuadruplicarán su demanda de energía a 2030: Alza presionará al sistema eléctrico,» 23 9 2025. [En línea]. Available: <https://systep.cl/es/data-centers-cuadruplicaran-su-demanda-de-energia-a-2030-alza-presionara-al-sistema-electrico/>. [Último acceso: 4 10 2025].
- [24] Ascenty, «Clasificación TIER: sepa cuál es su importancia en los data centers,» [En línea]. Available: <https://ascenty.com/es/blog/articulos/clasificacion-tier-sepa-cual-es-su-importancia-en-los-data-centers/>. [Último acceso: 15 12 2025].
- [25] CNE, «Norma Técnica de seguridad y calidad de servicio,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/09/NTSyCS-Sept20.pdf>. [Último acceso: 11 01 2026].
- [26] Facultad de Ingenieria, Reglamento de Memoria de Título, Concepción, Concepción, 1995.
- [27] F. Calero, C. A. Canizares y K. Bhattacharya, «Dynamic modeling of battery energy storage and applications in transmission systems,» *IEEE transactions on smart grid*, vol. 12, n° 1, pp. 589-598, 2021.
- [28] J. Duncan Glover y M. S. Sarma, *Sistemas De Potencia: Analisis Y Diseño*, Mexico City, Mexico: Cengage Learning Editores S.A. de C.V, 2003.
- [29] International Energy Agency, «Executive Summary for World Energy Outlook 2024,» [En línea]. Available: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024/executive-summary>. [Último acceso: 13 10 2025].
- [30] «ERNC y otro récord: generación eléctrica en base a este tipo de energía llegó

- al 41% en lo que va de 2024,» [En línea]. Available: <https://energia.gob.cl/noticias/nacional/ernc-y-otro-record-generacion-electrica-en-base-este-tipo-de-energia-llego-al-41-en-lo-que-va-de-2024>. [Último acceso: 26 09 25].
- [31] W. Paper, «Electrical Efficiency Modeling for Data Centers,» [En línea]. Available: https://media.ptsdcs.com/wpp/APC/Electrical%20Efficiency%20Modeling%20for%20data%20centers%20by%20APC%20NRAN-66CK3D_R2_EN.pdf. [Último acceso: 15 11 2025].
- [32] International Energy Agency, «Executive Summary for Batteries and Secure Energy Transitions,» [En línea]. Available: <https://www.iea.org/reports/batteries-and-secure-energy-transitions/executive-summary>. [Último acceso: 24 10 2025].
- [33] ACERA, «ESTADÍSTICAS SECTOR DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA RENOVABLE,» 2025. [En línea]. Available: <https://cdn.acera.cl/wp-content/uploads/2025/10/2025-09-Boletin-Estadisticas-ACERA.pdf>. [Último acceso: 11 01 2026].
- [34] Coordinador Electrico Nacional, «REPORTE ENERGÉTICO DICIEMBRE 2024,» 2024.
- [35] International Energy Agency, «Batteries and Secure Energy Transitions,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.iea.org/reports/batteries-and-secure-energy-transitions>. [Último acceso: 11 01 2026].
- [36] C. L. Alarcón, «DIMENSIONAMIENTO Y UBICACIÓN DE UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO POR BATERÍAS EN EL SISTEMA MEDIANO AYSÉN,» 2021. [En línea]. Available: <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/181129>. [Último acceso: 11 01 2026].
- [37] A. R. M. Sedighizadeh, «Load Modeling for Power Flow and Transient Stability Computer Studies at BAKHTAR Network,» 2007. [En línea]. Available: https://www.researchgate.net/publication/3263667_Load_Modeling_for_Power_Flow_and_Transient_Stability_Studies. [Último acceso: 11 01 2026].
- [38] IEEE, «IEEE Guide for Load Mod2781-2022 - IEEE Guide for Load Modeling

and Simulations for Power Systems,» 2022. [En línea]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9905546>. [Último acceso: 11 01 2026].

- [39] «PowerFactory 2024 Python Function Reference,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.digsilent.de/en/downloads.html>. [Último acceso: 11 01 2026].
- [40] Uptime Institute, «Infraestructura para Centros de datos Tier Standard: Topología,» 2018. [En línea]. Available: <https://uptimeinstitute.com/resources/asset/tier-standard-topology-es>. [Último acceso: 10 1 2026].

8 ANEXOS

8.1 ANEXO A

Curtailment

El término “*curtailment*” en sistemas eléctricos se refiere a la reducción forzosa o directamente la desconexión de generación renovable disponible cuando la oferta en generación excede la demanda del sistema, aun cuando la fuente renovable es capaz de producir y despachar energía. Esto ocurre debido a que no es posible garantizar la estabilidad o la operación segura del sistema de transmisión debido a riesgos en los parámetros de tensión, frecuencia y cargabilidad. A este Curtailment también se le conoce como vertimiento [21].

Los reportes del Coordinador Eléctrico Nacional indican que el fenómeno de vertimiento/curtailment se ha intensificado en ciertas zonas del sistema troncal, particularmente en los ejes de transmisión que conectan la zona norte, donde la limitación de capacidad de transmisión resulta en desconexiones de unidades de ERV aun cuando estas disponen de los recursos. Específicamente, en el Estudio de Almacenamiento de Energía en el SEN [22] el coordinador señala que, bajo el escenario de rápida expansión fotovoltaica proyectada, el curtailment continuará en aumento si no se incorporan mecanismos de flexibilidad como lo es el almacenamiento. Esto señala que el curtailment en Chile no es un evento marginal, este es un riesgo estructural que condiciona la integración eficiente de ERV y legitima la urgencia de desplegar tecnologías de almacenamiento para mitigarlo.

Datacenters

El término “*datacenter*” se refiere a la infraestructura física destinada al almacenamiento, procesamiento y gestión de datos digitales, caracterizada por una alta demanda energética y estrictos requisitos de continuidad operativa. En el contexto chileno, los datacenters han adquirido creciente relevancia debido al aumento exponencial de servicios digitales y a la expansión de la industria. Los estudios nacionales indican que la demanda energética de estas empresas se encuentra en una fase de acelerado crecimiento, donde se estima que entre 2025 y 2030 la demanda asociada a estas instalaciones se cuadruplicará, pasando de aproximadamente 325 MW a más de 1,200 MW en 2030, concentrándose principalmente en la Región Metropolitana [23].

Los datacenters tienden a clasificarse en niveles, bajo el criterio establecido del Uptime

Institute, que establece índices mínimos de confiabilidad y estructura los cuales deben satisfacer [12]. Estos requerimientos pueden observarse en la tabla 8.1.1, donde distribución de energía crítica se define como la energía de salida de UPS a los activos del datacenter.

	Tier I	Tier II	Tier III	Tier IV
Componentes de capacidad mínima para soportar la Carga de TI	N	N+1	N+1	N Después de cualquier falla
Redes de distribución: red troncal de energía eléctrica	1	1	1 activo y 1 suplente	2 activos simultáneamente
Distribución de energía crítica	1	1	2 activos simultáneamente	2 activos simultáneamente
Concurrentemente Mantenible	No	No	Sí	Sí
Fault Tolerance	No	No	No	Sí
Compartimentalización	No	No	No	Sí
Refrigeración continua	No	No	No	Sí

Tabla 8.1.1 Resumen Requerimientos Tiers. Fuente: [12]

Uno de los proveedores de datacenters en Latinoamérica, ACENTY, enlista los índices de confiabilidad requeridos del sistema eléctrico en Latinoamérica [24]. Estos son las clasificaciones;

- Tier I: Infraestructura básica, con una fuente de energía y sin redundancia. La infraestructura cuenta con Sistemas de Alimentación Ininterrumpida (UPS, sigla en inglés de: *Uninterruptible Power Supply*) para los picos de potencia y caídas de tensión. Garantiza una confiabilidad del 99.67%, con un tiempo de inactividad anual de 28.8 horas.
- Tier II: Incorpora componentes de redundancia en energía y agrega climatización para los servidores. Incluye todo lo del nivel anterior, lo que aumenta la tolerancia a fallas. Garantiza una confiabilidad del 99.749%, con un tiempo de inactividad anual de 22 horas.
- Tier III: Permite el mantenimiento concurrente, con múltiples rutas de energización y refrigeración, junto con incluir todo lo de los niveles anteriores. Garantiza una confiabilidad del 99.98%, con un tiempo de inactividad anual de 1,6 horas.
- Tier IV: Nivel más alto, con tolerancia a fallas completa y una redundancia total en todos los sistemas críticos, garantizando una confiabilidad del 99,999% y un tiempo de inactividad tolerada de solo 26 minutos al año.

Esta clasificación no solo refleja el nivel de confiabilidad y redundancia de la infraestructura, sino que también constituye un criterio de inversión y competitividad para las empresas que contratan los servicios.

Análisis de Confiabilidad

Los índices de confiabilidad son herramientas utilizadas en las normativas para medir y exigir estándares mínimos de desempeño. Su propósito es medir el rendimiento, para que se garantice el suministro eléctrico de manera segura y estable, minimizando la energía no suministrada (ENS) y asegurando la continuidad del servicio eléctrico. En el estudio se utilizarán principalmente los índices de tasa de falla (λ), indisponibilidad (U), probabilidad de falla ($P_{(\lambda)}$), y algunos parámetros establecidos por la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NT SyCS) para los cálculos necesarios.

Tasa de Falla (λ_c)

Representa la cantidad de veces que un equipo falla dentro de un periodo de tiempo establecido, generalmente representado anualmente.

$$\lambda_c = \sum_{k=1}^n \lambda_k \left[\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right] \quad (8.1.1)$$

Indisponibilidad (U_c)

Refleja el tiempo en que un cliente, elemento o sistema no es capaz de entregar su servicio.

$$U_c = \sum_{k=1}^n \lambda_k * r_k \left[\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right] \quad (8.1.2)$$

Tiempo de Reparación (r_c):

Es el tiempo promedio que dura una falla de suministro expresado en horas, donde el inverso del tiempo de reparación es la tasa de reparación.

$$\lambda_c \approx \frac{U_c}{\lambda_c} = \frac{\sum_{k=1}^n \lambda_k * r_k}{\sum_{k=1}^n \lambda_k} \left[\frac{\text{horas}}{\text{falla}} \right] \quad (8.1.3)$$

Parámetros de la NT SyCS [25]

Según el artículo 5-55, los índices de indisponibilidad programada y forzada establecidos en instalaciones de transmisión para circuitos de menos de 300 km de longitud, transformadores, equipos en serie y compensación, deben regirse por la tabla 8.1.2.

Nivel de Tensión	HPROt	HFORT	FFORT
Mayor o igual que 500 [kV]	20	5	2
Mayor o igual que 220 [kV] y menor que 500 [kV]	20	10	3
Mayor o igual que 100 [kV] y menor que 220 [kV]	20	15	4
Mayor o igual que 44 [kV] y menor que 100 [kV]	15	30	5
Transformadores, equipos serie y compensación	30	45	1

Tabla 8.1.2 Índices de indisponibilidad de en instalaciones. Fuente: [25]

Donde;

- *HPROt*: Límite de horas de desconexión promedio anual de transmisión por concepto de Indisponibilidad Programada, con una ventana móvil de 60 meses. En caso de líneas, el valor corresponde por cada 100 [km] de circuito de línea
- *HFROT*: Límite de horas de desconexión promedio anual de transmisión por concepto de Indisponibilidad Forzada, con una ventana móvil de 60 meses. En caso de líneas, el valor corresponde por cada 100 [km] de circuito de línea.
- *FFORT*: Límite de frecuencia de desconexiones promedio anual de transmisión por concepto de Indisponibilidad Forzada, con una ventana móvil de 60 meses. En caso de líneas, el valor corresponde por cada 100 [km] de circuito de línea.

Considerando la suma del HPROt y HFORT se tiene la indisponibilidad máxima permitida (U_{max}) anual por parte de los componentes analizados.

8.2 ANEXO B

Nombre	Terminal i	Terminal j	Longitud [km]	Resistencia [Ω]	Reactancia [X]
Línea 001	El Salto 110 kV	Torre33_C1	8.44	0.01	0.07
Línea 002	Torre33_C2	El Salto 110 kV	8.44	0.01	0.07
Línea 003	Torre33_C1	Torre17_C1	0.02	0.03	0.29
Línea 004	Torre17_C2	Torre33_C2	0.02	0.03	0.29
Línea 005	Torre17_C1	Tap Recoleta_C1	2.75	0.03	0.25
Línea 006	Tap Recoleta_C2	Torre17_C2	2.75	0.03	0.25
Línea 007	Tap Recoleta_C1	P. Verde_B2	5.95	0.04	0.26
Línea 008	Tap Recoleta_C2	P. Verde_B2	5.95	0.04	0.26
Línea 009	Tap Quilicura_C1	P. Verde_B2	4.12	0.04	0.25
Línea 010	Tap Quilicura_C2	P. Verde_B2	4.12	0.04	0.25
Línea 011	Tap Quilicura_C1	Tap LoBoza_C1	4.35	0.04	0.25
Línea 012	Tap Quilicura_C2	Tap LoBoza_C2	4.35	0.04	0.25

Línea 013	Tap_LoBoza_C1	Cerro Navia 110 kV	2.30	0.03	0.25
Línea 014	Tap_LoBoza_C2	Cerro Navia 110 kV	2.30	0.03	0.25
Línea 015	TMO TAP SAN CRISTOBAL A	Torre33_C1	3.10	0.08	0.37
Línea 016	Torre17_C1	TMO TAP SAN CRISTOBAL A	3.10	0.08	0.37
Línea 017	TMO TAP SAN CRISTOBAL A	S/E San Cristobal	3.08	0.21	0.40
Línea 018	Torre33_C2	TMO TAP SAN CRISTOBAL B	3.08	0.21	0.40
Línea 019	Torre17_C2	TMO TAP SAN CRISTOBAL B	0.03	0.04	0.35
Línea 020	TMO TAP SAN CRISTOBAL B	S/E San Cristobal	0.03	0.04	0.35
Línea 021	Tap Recoleta_C1	S/E Recoleta	0.22	0.13	0.39
Línea 022	Tap_Recoleta_C2	S/E Recoleta	0.22	0.13	0.39
Línea 023	P. Verde_B2	S/E Chacabuco	3.84	0.04	0.26
Línea 024	P. Verde_B2	S/E Chacabuco	3.84	0.04	0.26
Línea 025	Tap_Quilicura_C1	S/E Quilicura	0.07	0.05	0.35
Línea 026	Tap_Quilicura_C2	S/E Quilicura	0.10	0.05	0.36
Línea 027	Tap_LoBoza_C1	S/E Lo Boza	2.76	0.13	0.40
Línea 028	Tap_LoBoza_C2	S/E Lo Boza	2.82	0.13	0.40
Línea 029	Tap_Libertadores_C1	Cerro Navia 110 kV	8.78	0.09	0.37
Línea 030	Tap_Libertadores_C2	Cerro Navia 110 kV	8.78	0.09	0.37
Línea 031	Tap_Libertadores_C1	P. Verde_B1	4.92	0.09	0.38
Línea 032	Tap_Libertadores_C2	P. Verde_B1	4.92	0.09	0.37
Línea 033	S/E Las Canteras	P. Verde_B1	3.64	0.09	0.37
Línea 034	S/E Las Canteras	P. Verde_B1	3.64	0.09	0.37
Línea 035	Tap Batuco_C1	S/E Las Canteras	5.48	0.09	0.38
Línea 036	S/E Las Canteras	Tap_Batuco_C2	5.48	0.09	0.37
Línea 037	Tap_Batuco_C2	S/E Batuco	0.01	0.05	0.36
Línea 038	Tap Batuco_C1	S/E Batuco	0.04	0.05	0.36
Línea 039	Tap_PuntaPeuco_C1	Tap Batuco_C1	19.57	0.09	0.37
Línea 040	Tap_Batuco_C2	Tap_PuntaPeuco_C2	19.57	0.09	0.37
Línea 041	S/E Santiago Solar	Tap_PuntaPeuco_C1	5.03	0.09	0.37
Línea 042	Tap_PuntaPeuco_C2	S/E Las Vegas	38.05	0.09	0.37
Línea 043	S/E Las Vegas	S/E Santiago Solar	32.64	0.09	0.37
Línea 046	Tap_Libertadores_C2	S/E Los Libertadores	0.20	0.09	0.37
Línea 047	Tap_Libertadores_C1	S/E Los Libertadores	0.20	0.09	0.37
Línea 048	Tap Altamirano C1	Cerro Navia 110 kV	4.62	0.03	0.25
Línea 049	Tap Altamirano C2	Cerro Navia 110 kV	4.62	0.03	0.25

Línea 050	S/E Altamirano	Tap Altamirano C1	0.70	0.05	0.35
Línea 051	S/E Altamirano	Tap Altamirano C2	0.70	0.05	0.35
Línea 052	S/E Renca	Tap Altamirano C1	0.07	0.03	0.24
Línea 053	S/E Renca	Tap Altamirano C2	0.07	0.03	0.24
Línea 054	S/E San Pablo	Cerro Navia 110 kV	4.62	0.03	0.25
Línea 055	S/E San Pablo	Cerro Navia 110 kV	4.62	0.03	0.25
Línea Arrigoni1	S/E Arrigoni	P. Verde_B1	3.84	0.04	0.26
Línea Arrigoni2	P. Verde_B1	S/E Arrigoni	3.84	0.04	0.26
Línea Auxiliar	SCL4	AC_BEES	3.84	0.04	0.26

Tabla 8.2.1 Datos de líneas del sistema. Fuente: [14]

S/E Cerro Navia

Cerro Navia constituye la S/E principal del sistema, esta es una S/E reductora que transforma 220 kV a 110 kV e inyecta potencia al sistema de forma continua. Dado que los flujos en su barra se asocian exclusivamente a transacciones de transmisión, se confirma su función reductora e importancia, puesto que representa la inyección de potencia del SEN al sistema de 110 kV a analizar.

En el proyecto, se considerará esta S/E como la barra SL del sistema, puesto que el SEN dispone de capacidad para abastecer la totalidad de la demanda. En este caso, Cerro Navia actuará como referencia angular y proveedor residual de potencia activa y reactiva para garantizar el balance global del sistema.

En el sector de 110 kV del sistema, la S/E tiene conectados varios tramos de alimentación, pero en este caso solo se modelan tres, los tramos hacia El Salto y Las Vegas, los cuales la S/E Punta Verde va a seccionar, y el tramo hacia Nueva Renca, debido a que este influye directamente en el comportamiento de los otros dos tramos.

La S/E cuenta con tres transformadores de potencia de tres devanados. Los transformadores 1 y 2 operan en condición normal (NC), mientras que por limitaciones de la S/E, el transformador 5 normalmente se encuentra fuera de servicio (NO), entrando en servicio únicamente ante la falla o indisponibilidad de algún otro transformador. Los modelos utilizados en DigSILENT son representados en la tabla 8.2.2.

Nombre	Capacidad Nominal [MVA]	Nº de Devanados	Nivel de tensión [kV]	condición de operación
CERRO NAVIA TR2	400	3	220 / 110 / 12.3	NC
CERRO NAVIA TR5	400	3	220 / 110 / 12.3	NO
CERRO NAVIA TR1	400	3	220 / 110 / 12.3	NC

Tabla 8.2.2 Transformadores principales S/E Cerro Navia. Fuente: [14]

S/E El Salto

La S/E El Salto opera como S/E reductora, inyectando potencia desde 220 kV al sistema en 110 kV. En ella hay conectado dos tramos, el tramo hacia Cerro Navia, y otro dirigido a la S/E Los Almendros, el cual no cuenta con grandes centrales de generación.

Dadas las condiciones limitantes del software DigSILENT con licencia académica, el tramo hacia Los Almendros es modelada como una carga conectada en la barra de 110 kV de El Salto, esto

es posible ya que el consumo y los flujos de potencia ligados a ese tramo no tienen una alta varianza en su comportamiento diario.

Debido a estas características, se decide que el suministro del SEN actúa solo como una barra PV que alimenta ambos tramos y mantiene la magnitud de tensión requerida, con un suministro de potencia fijo, ajustando la inyección de potencia reactiva dentro de las capacidades de regulación, pero sin asumir la función de proveedor residual de potencia, ni la referencia angular del sistema.

La S/E dispone de dos transformadores de potencia que permiten la inyección de energía desde 220 kV. Ambos operan de manera permanente en estado NC y están conectados en paralelo. Los modelos correspondientes se presentan en la tabla 8.2.3.

Nombre	Capacidad Nominal [MVA]	Nº de Devanados	Nivel de tensión [kV]	condición de operación
EL SALTO 1 + URC	400	3	220 / 110 / 34.5	NC
EL SALTO 2 + URC	400	3	220 / 110 / 34.5	NC

Tabla 8.2.3 Transformadores principales de S/E El Salto. Fuente: [14]

S/E San Cristóbal

San Cristóbal es una S/E que presenta únicamente retiros por consumo. Esta demanda está compuesta por retiros de tipo regulado y libres distribuidos.

Como se observa en la figura 8.2.1, la demanda predominante corresponde a Chilectra, por lo que San Cristóbal está representado mayoritariamente como consumo de clientes regulados. Es por esto que la carga en San Cristóbal será establecida como residencial, y, por ende, de Z constante.

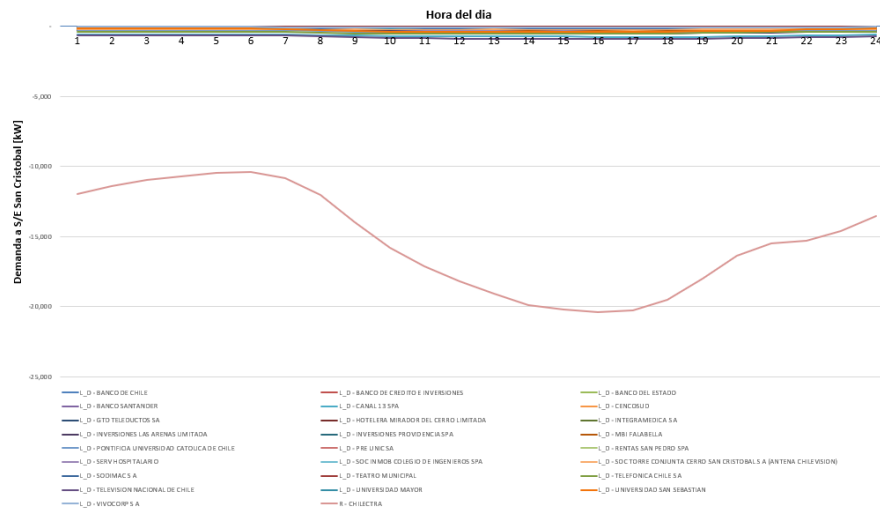


Figura 8.2.1 Consumo Diario Promedio en S/E San Cristóbal. Elaboración propia.

S/E Recoleta

La S/E Recoleta tiene el mismo comportamiento que la S/E San Cristóbal, con clientes de tipo regulados y libres distribuidos, con la demanda predominante siendo Chilectra. Por lo que su carga será modelada como Z constante.

S/E Chacabuco

En la S/E Chacabuco, también hay un consumo predominante de clientes regulados, como se observa en la figura 8.2.2, con la generación por PMGD siendo nula. Además de lo mencionado, en Chacabuco se debe considerar que en la S/E están conectados los datacenters Chile 1, 2 y 3, los cuales, hoy en día, están con una toma de carga inicial de 5 MW. Para el año 2028 se debe considerar que cada uno de estos datacenters opere con un consumo de aproximadamente 10 MW cada uno según lo mencionado por el dueño del proyecto SCL4. Por lo tanto, las cargas serán modeladas aparte de la demanda de la S/E Chacabuco. Esto implica que en Chacabuco se modelaran cuatro cargas, la primera como la carga representada para los clientes regulados, de Z constante, y otras tres cargas que representarían los datacenters SCL 1, 2 y 3, modelados como P constante.

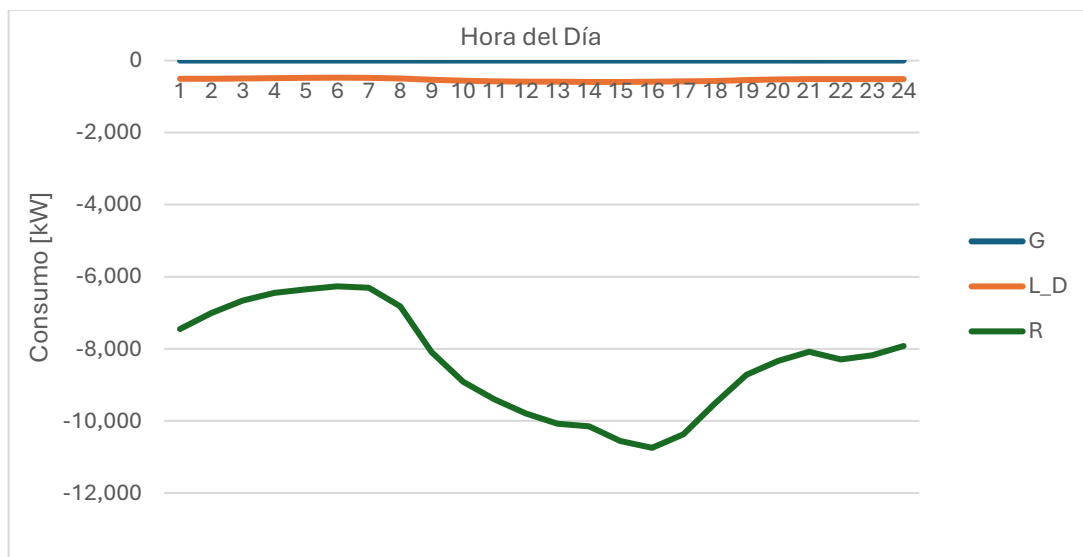


Figura 8.2.2 Consumo diario promedio [kW] representado por tipo de Cliente. Elaboración propia.

S/E Quilicura

La S/E Quilicura, al igual que las S/E anteriores, posee un consumo mayoritariamente compuesto por clientes regulados, pero en este caso, los clientes regulados corresponden a pequeños comercios que operan bajo contrato regulado. Se asume peor condición de simulación, y se modela una carga Z constante, y otra P constante, que componen el total del retiro de la S/E Quilicura.

S/E Lo Boza

En el caso de Lo Boza, también es una S/E donde el consumo predominante corresponde a clientes regulados. Sin embargo, en esta S/E hay conectados 4 PMGD en la barra de 13 kV, los cuales cuentan con tecnología fotovoltaica para suministrar energía al sistema. Durante los periodos de sol, si bien los PMGD son despachados, estos no suministran energía al sistema, sino que solamente reducen la carga representada en la S/E. Por estas razones, la carga en Lo Boza será modelada como P constante, asumiendo el caso más crítico de simulación.

S/E Nueva Renca

La S/E Nueva Renca está conectada a la generadora Nueva Renca, la cual es una termoeléctrica con una capacidad bruta de generación de aproximadamente 380 MW [26]. Esta termoeléctrica, según los Registros de Instrucción de Operación (RIO) [28], opera al mínimo técnico durante el día y se despacha en periodos nocturnos, representando una de las principales fuentes de energía en el sistema analizado durante la noche. Esta central generadora se modela mediante el equivalente utilizado por el Coordinador en el programa DigSILENT (figura 8.2.3), utilizando dos generadores sincrónicos conectados a sus respectivos transformadores en 15 kV.

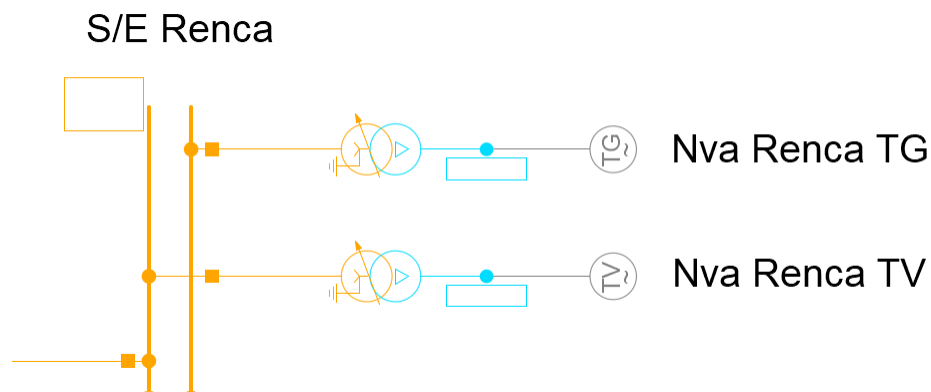


Figura 8.2.3 Modelo de Generadora Nueva Renca DigSILENT. Fuente: [14]

La S/E fue modelada como barra tipo PV, utilizando modelos de transformadores de dos devanados y generadores sincrónicos extraídos de la base de datos del Coordinador. La información correspondiente se presenta en las tablas 8.2.4 y 8.2.5 respectivamente.

Nombre	Generadores en paralelo	Potencia [MW]	Potencia total Bruta [MW]	Capacidad máxima (Potencia Efectiva) [MW]
--------	-------------------------	---------------	---------------------------	---

Nueva Renca TG	1	300	300	295
Nueva Renca TV	1	80	80	75

Tabla 8.2.4 Generadoras conectadas a S/E Nueva Renca. Fuente: [14]

Nombre	Capacidad Nominal [MVA]	Nº de Devanados	Nivel de tensión [kV]	condición de operación
T2D S/E CENTRAL NUEVA RENCA HT3	280	2	110 / 15.5	NC
CENTRAL NUEVA RENCA 2	300	3	110 / 15.75	NC

Tabla 8.2.5 Generadores principales S/E Nueva Renca. Fuente: [14]

En periodos donde las unidades de la S/E no presentaron generación, el consumo asociado a dicha S/E fue considerado de tipo P constante, asumiendo la condición de mayor exigencia para el sistema.

S/E Altamirano

La S/E Altamirano está compuesta mayoritariamente por consumo de clientes libres y libres distribuidos, por lo que, asumiendo la condición de mayor exigencia, se modela con consumo de tipo potencia constante.

S/E San Pablo

La S/E San Pablo está compuesta por consumo de clientes libres distribuidos y regulados, sin embargo, en este caso ambos consumos son proporcionales, por lo que, se modelaron dos cargas, consumo P constante para clientes libres distribuidos, y Z constante para clientes regulados.

S/E Libertadores

Libertadores consiste en una S/E dedicada para alimentar la creciente demanda de datacenters del sector. Esta S/E cuenta con solo una carga conectada, la cual corresponde al datacenter “Dataluna”. Es por esta razón que la carga conectada a esta S/E será modelada como P constante para el estudio.

S/E Punta Verde

Punta Verde es la S/E del proyecto. Esta Secciona los tramos Cerro Navia – Las Vegas y Cerro Navia – El Salto. En esta S/E se conecta Arrigoni, que corresponde a la S/E dedicada para alimentar el datacenter SCL4, y también está conectado en 33 kV el BESS del proyecto.

En la S/E se modeló el transformador que conecta el sistema BESS desde 110 kV a 33 kV, utilizando un modelo estándar para las simulaciones. Los datos generales del transformador fueron

proporcionados por la empresa (tabla 8.2.6) y complementados con modelos estándar disponibles en el software de simulación.

Nombre	Capacidad Nominal [MVA]	Nº de Devanados	Nivel de tensión [kV]	condición de operación
TR BESS P. VERDE 1	220	2	220 / 33	NC

Tabla 8.2.6 Transformadores que conectan S/E Punta Verde con el BESS. Elaboración propia.

Para la representación del BESS se emplearon los parámetros definidos en la **sección 3.4**, los cuales se presentan en la tabla 8.2.7.

Nombre	Capacidad Nominal [MW]	Nivel de tensión [kV]	Tiempo de Descarga [s]
BESS Punta Verde	200	33	18,000

Tabla 8.2.7 Parámetros generales BESS Punta Verde. Elaboración propia.

S/E Arrigoni

Arrigoni es una subestación dedicada para alimentar el datacenter SCL4. En la figura 3.1.1 se muestra el sector donde se instalará el datacenter, y la S/E estará ubicada geográficamente en el mismo espacio que se muestra. Para los tramos de conductores, se utilizan los mismos parámetros de cables que se utilizan para conectar Tap Chacabuco con Chacabuco, debido a que las distancias y condiciones de demanda son similares para el estudio preliminar. La demanda de SCL4 se modela como P constante, ya que es un datacenter.

La carga P constante es modelada en 33 kV, considerando los transformadores principales que se instalarán en la S/E Arrigoni, cuyos parámetros preliminares fueron proporcionados por los dueños del proyecto SCL4. Los valores generales de estos transformadores están presentes en la tabla 8.2.8.

Nombre	Capacidad Nominal [MVA]	Nº de Devanados	Nivel de tensión [kV]	condición de operación
Tr1 Arrigoni	150	2	220 / 33	NC
Tr2 Arrigoni	150	2	220 / 33	NC

Tabla 8.2.8 Transformadores que alimentan datacenter SCL4. Elaboración propia.

S/E Las Canteras

Las Canteras también cuenta con un datacenter conectado como consumo en sus instalaciones. Según las medidas registradas, solo hay retiros del cliente libre asociados al datacenter EDGECONEX, por lo que la carga modelada en la barra de Las Canteras corresponde a una de tipo P constante.

S/E Batuco

La S/E Batuco está compuesta por consumo de clientes libres distribuidos y clientes regulados, pero al igual que en la S/E San pablo, en este caso ambos consumos son proporcionales, por lo que, se modelaron dos cargas, consumo P constante para clientes libres distribuidos, y Z constante para clientes regulados.

S/E Punta Peuco

En Punta Peuco, hay tres grandes bloques de potencia conectados. Esta la Industria Polpaico, conectado como cliente libre, la planta fotovoltaica Don Humberto, y la planta Rucasol. El neto en la barra Punta Peuco es de generación, esto significa que, si bien Polpaico implica una alta demanda constante, las fotovoltaicas junto con un PMGD suplen esa demanda y además inyectan energía al sistema durante el día. Sin embargo, en la noche, Punta Peuco tiene un neto negativo, lo que implica que en la noche se consume energía. De este análisis se extrae que, durante el día, Punta Peuco actúa como barra PV, mientras que en la noche actúa como Barra PQ con un consumo P constante. Los datos específicos de generación en la S/E se detallan en la tabla 8.2.9.

Nombre	Generadores en paralelo	Potencia [MW]	Potencia total Bruta [MW]	Capacidad máxima (Potencia Efectiva) [MW]
PFV Rucasol	47	0.215	10.1	8.95
PFV Don Humberto	270	0.306	82.7	80.8
TER Lomas Coloradas	1	3.2	3.2	3

Tabla 8.2.9 Generadoras conectadas a S/E Punta Peuco. Fuente: [14]

Los datos del transformador encargado de la transferencia de potencia desde las centrales generadoras hacia el sistema de transmisión están resumidos en la tabla 8.2.10.

Nombre	Capacidad Nominal [MVA]	Nº de Devanados	Nivel de tensión [kV]	condición de operación
S/E DON HUMBERTO HT1	83.3	2	110 / 33	NC

Tabla 8.2.10 Transformador principal de S/E Punta Peuco. Fuente: [14]

S/E Santiago Solar

Santiago Solar es una S/E donde está conectada la planta fotovoltaica Santiago Solar. Esta PFV cuenta con una potencia instalada de 93 MW [26] en generación solar, lo que implica que durante el día actúa como una barra PV, mientras que en la noche presenta un consumo muy cercano a cero, que corresponde a consumo de servicios auxiliares propios de la planta generadora. Los datos de la central están en la tabla 8.2.11.

Nombre	Generadores en paralelo	Potencia [MW]	Potencia total Bruta [MW]	Capacidad máxima (Potencia Efectiva) [MW]
PFV Santiago Solar	47	1.97	92.73	90.83

Tabla 8.2.11 Generadoras conectadas a S/E Santiago Solar. Fuente: [14]

Los datos del transformador encargado de la transferencia de potencia desde la central de PFV hacia el sistema de transmisión están resumidos en la tabla 8.2.12.

Nombre	Capacidad Nominal [MVA]	Nº de Devanados	Nivel de tensión [kV]	condición de operación
S/E CENTRAL SANTIAGO SOLAR E6	110	2	110 / 30	NC

Tabla 8.2.12 Transformador principal de S/E Santiago Solar. Fuente: [14]

S/E Las Vegas

Las Vegas es una S/E en la cual existen distintas y variadas centrales de generación conectadas en distintos niveles de voltaje. Esta la S/E Pachacama, Rungue, Estancilla, San Pedro, Esperanza, entre otras. Estas inyectan energía a la S/E Las Vegas, que a su vez alimenta el sistema en 110 kV. Esta la central termoeléctrica Los Vientos conectada a la S/E, y un PMGD térmico conectado en baja tensión a Las Vegas. Debido a las limitaciones de la licencia académica, esta generación se modela considerando el motor sincrónico utilizado por el Coordinador para modelar la central térmica Los Vientos, considerando la central térmica de Las Vegas para componer la totalidad de energía inyectada en el sistema. Los datos de las generadoras se representan en la tabla 8.2.13.

Nombre	Generadores en paralelo	Potencia [MW]	Potencia total Bruta [MW]	Capacidad máxima (Potencia Efectiva) [MW]
TER Las Vegas	2	1.1	2.21	2.21
TER Los Vientos	2	132	148.2	144.5

Tabla 8.2.13 Generadoras conectadas a S/E Las Vegas. Fuente: [14]

Los datos del transformador encargado de la transferencia de potencia desde la central hacia el sistema de transmisión están resumidos en la tabla 8.2.14.

Nombre	Capacidad Nominal [MVA]	Nº de Devanados	Nivel de tensión [kV]	condición de operación
T2D S/E CENTRAL LOS VIENTOS HT4	130	2	110 / 15	NC

Tabla 8.2.14 Transformador principal de S/E Las Vegas. Fuente: [14]

8.3 ANEXO C

Barra	Tipo	Generación			Consumo		
		Potencia Max. [MW]	Potencia Min. [MW]	Potencia Promedio [MW]	Potencia Max. [MW]	Potencia Min. [MW]	Potencia Promedio [MW]
El Salto	PV	550.3	516.3	534.4	362.3	343.7	355.8
San Cristóbal	PQ				124.5	119.4	122.3
Recoleta	PQ				90.7	83.7	87.7
Chacabuco	PQ				161.0	157.7	159.1
Quilicura	PQ				74.3	67.7	71.2
Lo Boza	PQ				106.3	101.6	103.3
Libertadores	PQ				37.6	37.3	37.5
las Canteras	PQ				3.1	3.0	3.1
Batuco	PQ				60.2	53.7	56.5
San Pablo	PQ				46.8	44.6	45.7
Altamirano	PQ				74.8	71.7	72.3
Renca	PV	37.9	35.8	36.9			
Punta Peuco	PV	63.9	61.4	62.4			
Santiago Solar	PV	70.1	60.6	65.9			
Las Vegas	PV	22.4	17.7	19.6			

Tabla 8.3.1 Perfiles de cada S/E Escenario VDcR. Elaboración propia.

Barra	Tipo	Generación			Consumo		
		Potencia Max. [MW]	Potencia Min. [MW]	Potencia Promedio [MW]	Potencia Max. [MW]	Potencia Min. [MW]	Potencia Promedio [MW]
El Salto	PV	328.3	261.5	285.3	146.1	115.5	125.7
San Cristóbal	PQ				64.9	54.6	58.4
Recoleta	PQ				62.9	45.6	53.0
Chacabuco	PQ				122.1	114.4	117.4
Quilicura	PQ				52.0	40.8	45.1
Lo Boza	PQ				104.9	96.1	99.9
Libertadores	PQ				36.0	34.9	35.4

las Canteras	PQ				2.9	2.9	2.9
Batuco	PQ				71.0	58.2	63.1
San Pablo	PQ				44.0	39.1	41.3
Altamirano	PQ				52.9	43.1	46.8
Renca	PV	50.3	38.3	46.1			
Punta Peuco	PQ				9.1	7.7	8.6
Santiago Solar	PQ				0.2	0.2	0.2
Las Vegas	PV	94.5	82.1	86.1			

Tabla 8.3.2 Perfiles de cada S/E Escenario VNcR. Elaboración propia.

Barra	Tipo	Generación			Consumo		
		Potencia Max. [MW]	Potencia Min. [MW]	Potencia Promedio [MW]	Potencia Max. [MW]	Potencia Min. [MW]	Potencia Promedio [MW]
El Salto	PV	375.1	333.7	355.0	240.8	216.3	229.4
San Cristobal	PQ				97.0	92.1	94.8
Recoleta	PQ				78.3	69.5	74.2
Chacabuco	PQ				123.0	119.7	121.5
Quilicura	PQ				74.4	67.7	66.7
Lo Boza	PQ				69.5	63.1	66.0
Libertadores	PQ				35.8	35.4	35.6
las Canteras	PQ				3.1	3.0	3.1
Batuco	PQ				43.6	37.0	40.3
San Pablo	PQ				0.0	0.0	37.6
Altamirano	PQ				57.9	52.3	55.2
Renca	PQ						108.4
Punta Peuco	PV	59.9	54.3	57.2			
Santiago Solar	PV	53.0	48.8	51.0			
Las Vegas	PV						2.6

Tabla 8.3.3 Perfiles de cada S/E Escenario VDsR. Elaboración propia.

Barra	Tipo	Generación			Consumo		
		Potencia Max. [MW]	Potencia Min. [MW]	Potencia Promedio [MW]	Potencia Max. [MW]	Potencia Min. [MW]	Potencia Promedio [MW]
El Salto	PV	174.1	137.0	150.6	47.9	26.3	35.4
San Cristobal	PQ				58.1	52.0	54.3
Recoleta	PQ				55.6	40.8	48.0
Chacabuco	PQ				87.8	83.5	85.9
Quilicura	PQ				41.0	52.0	45.1
Lo Boza	PQ				59.3	58.5	58.9
Libertadores	PQ				34.4	33.3	33.9

las Canteras	PQ				2.9	2.9	2.9
Batuco	PQ				54.3	43.7	48.3
San Pablo	PQ				35.9	30.4	32.8
Altamirano	PQ				40.7	33.3	36.3
Renca	PQ				75.2	68.2	71.2
Punta Peuco	PQ				5.3	4.2	4.8
Santiago Solar	PQ				0.2	0.2	0.2
Las Vegas	PV	22.7	6.2	11.4			

Tabla 8.3.4 Perfiles de cada S/E Escenario VN_sR. Elaboración propia.

Barra	Tipo	Generación			Consumo		
		Potencia Max. [MW]	Potencia Min. [MW]	Potencia Promedio [MW]	Potencia Max. [MW]	Potencia Min. [MW]	Potencia Promedio [MW]
El Salto	PV	570.3	567.6	569.3	412.7	397.8	407.0
San Cristóbal	PQ				108.6	108.0	108.2
Recoleta	PQ				77.2	76.4	77.0
Chacabuco	PQ				157.8	150.6	153.8
Quilicura	PQ				61.1	60.7	60.9
Lo Boza	PQ				103.2	94.9	98.1
Libertadores	PQ				37.7	37.6	37.7
las Canteras	PQ				4.4	4.4	4.4
Batuco	PQ				21.2	19.1	20.2
San Pablo	PQ				38.6	37.2	37.8
Altamirano	PQ				75.3	72.8	74.2
Renca	PV	25.2	21.8	24.2			
Punta Peuco	PV	21.9	4.0	14.7			
Santiago Solar	PV	59.6	57.3	58.0			
Las Vegas	PV	38.0	34.4	36.0			

Tabla 8.3.5 Perfiles de cada S/E Escenario ID_cR. Elaboración propia.

Barra	Tipo	Generación			Consumo		
		Potencia Max. [MW]	Potencia Min. [MW]	Potencia Promedio [MW]	Potencia Max. [MW]	Potencia Min. [MW]	Potencia Promedio [MW]
El Salto	PV	416.7	346.2	375.7	255.9	221.3	235.4
San Cristobal	PQ				67.0	54.2	58.9
Recoleta	PQ				66.5	45.4	53.8
Chacabuco	PQ				129.6	119.2	123.2
Quilicura	PQ				52.7	39.7	44.4
Lo Boza	PQ				106.7	93.9	99.9
Libertadores	PQ				35.9	35.1	35.3
las Canteras	PQ				4.3	4.3	4.3

Batuco	PQ				26.7	21.8	23.8
San Pablo	PQ				41.4	36.4	38.6
Altamirano	PQ				59.8	45.9	53.8
Renca	PV	35.6	32.0	33.7			
Punta Peuco	PQ				16.3	2.0	8.8
Santiago Solar	PQ				0.2	0.2	0.2
Las Vegas	PV	66.9	23.0	39.8			

Tabla 8.3.6 Perfiles de cada S/E Escenario INcR. Elaboración propia.

Barra	Tipo	Generación			Consumo		
		Potencia Max. [MW]	Potencia Min. [MW]	Potencia Promedio [MW]	Potencia Max. [MW]	Potencia Min. [MW]	Potencia Promedio [MW]
El Salto	PV	448.3	433.4	440.2	292.0	288.0	290.0
San Cristóbal	PQ				83.5	82.1	82.9
Recoleta	PQ				63.7	61.6	62.9
Chacabuco	PQ				121.0	119.7	120.2
Quilicura	PQ				48.3	46.1	47.5
Lo Boza	PQ				65.7	61.8	63.6
Libertadores	PQ				36.7	37.0	36.8
las Canteras	PQ				3.2	3.2	3.2
Batuco	PQ				11.6	11.1	11.3
San Pablo	PQ				26.8	26.0	26.4
Altamirano	PQ				50.6	49.1	50.0
Renca	PQ				22.9	22.9	22.9
Punta Peuco	PV	30.6	26.2	27.7			
Santiago Solar	PV	65.0	58.5	62.8			
Las Vegas	PV	19.7	16.8	18.2			

Tabla 8.3.7 Perfiles de cada S/E Escenario IDsR. Elaboración propia.

Barra	Tipo	Generación			Consumo		
		Potencia Max. [MW]	Potencia Min. [MW]	Potencia Promedio [MW]	Potencia Max. [MW]	Potencia Min. [MW]	Potencia Promedio [MW]
El Salto	PV	338.6	283.7	304.3	191.7	143.1	163.6
San Cristóbal	PQ				57.0	48.6	51.8
Recoleta	PQ				53.7	38.9	45.1
Chacabuco	PQ				103.8	93.5	97.3
Quilicura	PQ				38.8	32.9	35.3
Lo Boza	PQ				72.6	67.2	70.0
Libertadores	PQ				34.7	33.9	34.4
las Canteras	PQ				3.1	3.1	3.1

Batuco	PQ				18.2	15.8	16.8
San Pablo	PQ				33.2	29.2	31.2
Altamirano	PQ				31.5	41.3	35.2
Renca	PV				18.3	14.3	16.3
Punta Peuco	PV	5.0	2.5	3.6			
Santiago Solar	PQ				0.2	0.2	0.2
Las Vegas	PV	61.1	11.8	35.3			

Tabla 8.3.8 Perfiles de cada S/E Escenario INsR. Elaboración propia.

8.4 ANEXO D

Nombre	Terminal i	Terminal j	Carga [%]
Línea 029	Tap_Libertadores_C1	Cerro Navia 110 kV	42.20
Línea 030	Tap_Libertadores_C2	Cerro Navia 110 kV	42.20
Línea 031	Tap_Libertadores_C1	P. Verde_B1	55.24
Línea 032	Tap_Libertadores_C2	P. Verde_B1	55.24
Línea 033	S/E Las Canteras	P. Verde_B1	55.00
Línea 034	S/E Las Canteras	P. Verde_B1	55.00
Línea 035	Tap Batuco_C1	S/E Las Canteras	89.13
Línea 036	S/E Las Canteras	Tap Batuco_C2	57.32
Línea 037	Tap Batuco_C2	S/E Batuco	12.37
Línea 038	Tap Batuco_C1	S/E Batuco	14.23
Línea 039	Tap_PuntaPeuco_C1	Tap Batuco_C1	72.91
Línea 040	Tap_Batuco_C2	Tap_PuntaPeuco_C2	72.94
Línea 041	S/E Santiago Solar	Tap_PuntaPeuco_C1	71.91
Línea 042	Tap_PuntaPeuco_C2	S/E Las Vegas	17.88
Línea 043	S/E Las Vegas	S/E Santiago Solar	9.82
Línea 046	Tap_Libertadores_C2	S/E Los Libertadores	10.95
Línea 047	Tap_Libertadores_C1	S/E Los Libertadores	10.95
Línea 048	Tap Altamirano C1	Cerro Navia 110 kV	7.37
Línea 049	Tap Altamirano C2	Cerro Navia 110 kV	7.37
Línea 050	S/E Altamirano	Tap Altamirano C1	29.15
Línea 051	S/E Altamirano	Tap Altamirano C2	29.15
Línea 052	S/E Renca	Tap Altamirano C1	4.52
Línea 053	S/E Renca	Tap Altamirano C2	4.52
Línea 054	S/E San Pablo	Cerro Navia 110 kV	19.59
Línea 055	S/E San Pablo	Cerro Navia 110 kV	19.59

Tabla 8.4.1 Carga en líneas análisis curtailment. Elaboración propia.

Nombre	Carga [%]
T1 El Salto	66.95
T2 El Salto	66.95
T5 Cerro Navia	-
T2 Cerro Navia	46.79
T3 Cerro Navia	51.30

Tabla 8.4.2 Carga en transformadores análisis curtailment. Elaboración propia.

Nombre	Tensión [p.u.]	Ángulo [°]
--------	----------------	------------

Cerro Navia 110 kV	1.00	-6.19
Cerro Navia 220 kV	1.00	0.00
El Salto 110 kV	1.00	-6.91
El Salto 220kV	1.00	-2.34
P. Verde_B1	0.99	-8.23
P. Verde_B2	0.99	-8.23
S/E Altamirano	1.00	-6.38
S/E Arrigoni	0.99	-8.41
S/E Batuco	0.99	-7.19
S/E Chacabuco	0.99	-8.61
S/E Las Canteras	0.99	-7.84
S/E Las Vegas	1.00	-2.11
S/E Lo Boza	0.99	-7.01
S/E Los Libertadores	0.99	-7.60
S/E Punta Peuco	1.00	-4.03
S/E Quilicura	0.99	-7.59
S/E Recoleta	0.99	-8.25
S/E Renca	1.00	-6.33
S/E San Cristóbal	0.99	-8.29
S/E San Pablo	1.00	-6.61
S/E Santiago Solar	1.00	-3.21

Tabla 8.4.3 Niveles de tensión escenario VDcR. Elaboración propia.

Nombre	Terminal i	Terminal j	Carga [%]
Línea 001	El Salto 110 kV	Torre33_C1	26.50
Línea 002	Torre33_C2	El Salto 110 kV	26.49
Línea 003	Torre33_C1	Torre17_C1	18.87
Línea 004	Torre17_C2	Torre33_C2	18.92
Línea 005	Torre17_C1	Tap Recoleta_C1	11.35
Línea 006	Tap_Recoleta_C2	Torre17_C2	11.43
Línea 007	Tap Recoleta_C1	P. Verde_B2	0.78
Línea 008	Tap_Recoleta_C2	P. Verde_B2	3.51
Línea 009	Tap_Quilicura_C1	P. Verde_B2	40.62
Línea 010	Tap_Quilicura_C2	P. Verde_B2	40.74
Línea 011	Tap_Quilicura_C1	Tap_LoBoza_C1	51.77
Línea 012	Tap_Quilicura_C2	Tap_LoBoza_C2	51.78
Línea 013	Tap_LoBoza_C1	Cerro Navia 110 kV	52.41
Línea 014	Tap_LoBoza_C2	Cerro Navia 110 kV	52.23
Línea 015	TMO TAP SAN CRISTOBAL A	Torre33_C1	36.16

Línea 016	Torre17_C1	TMO TAP SAN CRISTOBAL A	35.87
Línea 017	TMO TAP SAN CRISTOBAL A	S/E San Cristóbal	23.92
Línea 018	Torre33_C2	TMO TAP SAN CRISTOBAL B	35.98
Línea 019	Torre17_C2	TMO TAP SAN CRISTOBAL B	35.69
Línea 020	TMO TAP SAN CRISTOBAL B	S/E San Cristóbal	23.79
Línea 021	Tap Recoleta_C1	S/E Recoleta	23.92
Línea 022	Tap_Recoleta_C2	S/E Recoleta	23.17
Línea 023	P. Verde_B2	S/E Chacabuco	26.18
Línea 024	P. Verde_B2	S/E Chacabuco	26.18
Línea 025	Tap_Quilicura_C1	S/E Quilicura	16.29
Línea 026	Tap_Quilicura_C2	S/E Quilicura	16.14
Línea 027	Tap_LoBoza_C1	S/E Lo Boza	21.94
Línea 028	Tap_LoBoza_C2	S/E Lo Boza	21.63
Línea 029	Tap_Libertadores_C1	Cerro Navia 110 kV	58.37
Línea 030	Tap_Libertadores_C2	Cerro Navia 110 kV	58.37
Línea 031	Tap_Libertadores_C1	P. Verde_B1	49.10
Línea 032	Tap_Libertadores_C2	P. Verde_B1	49.10
Línea 033	S/E Las Canteras	P. Verde_B1	40.00
Línea 034	S/E Las Canteras	P. Verde_B1	40.00
Línea 035	Tap Batuco_C1	S/E Las Canteras	65.47
Línea 036	S/E Las Canteras	Tap_Batuco_C2	42.08
Línea 037	Tap_Batuco_C2	S/E Batuco	13.32
Línea 038	Tap Batuco_C1	S/E Batuco	14.67
Línea 039	Tap_PuntaPeuco_C1	Tap Batuco_C1	59.32
Línea 040	Tap_Batuco_C2	Tap_PuntaPeuco_C2	59.35
Línea 041	S/E Santiago Solar	Tap_PuntaPeuco_C1	59.59
Línea 042	Tap_PuntaPeuco_C2	S/E Las Vegas	18.47
Línea 043	S/E Las Vegas	S/E Santiago Solar	12.34
Línea 046	Tap_Libertadores_C2	S/E Los Libertadores	12.27
Línea 047	Tap_Libertadores_C1	S/E Los Libertadores	12.27
Línea 048	Tap Altamirano C1	Cerro Navia 110 kV	6.62
Línea 049	Tap Altamirano C2	Cerro Navia 110 kV	6.62
Línea 050	S/E Altamirano	Tap Altamirano C1	21.74
Línea 051	S/E Altamirano	Tap Altamirano C2	21.74
Línea 052	S/E Renca	Tap Altamirano C1	2.28
Línea 053	S/E Renca	Tap Altamirano C2	2.28
Línea 054	S/E San Pablo	Cerro Navia 110 kV	14.55
Línea 055	S/E San Pablo	Cerro Navia 110 kV	14.55

Línea Arrigoni1	S/E Arrigoni	P. Verde_B1	24.60
Línea Arrigoni2	P. Verde_B1	S/E Arrigoni	24.60

Tabla 8.4.4 Carga en líneas escenario VDcR. Elaboración propia.

Nombre	Carga [%]
T1 El Salto	67.09
T2 El Salto	67.09
T5 Cerro Navia	-
T2 Cerro Navia	95.52
T3 Cerro Navia	96.38
Tr. D. Humberto	83.90
Tr. L. Vegas	18.80
Tr. S. Solar	76.50
Trafo 1 Renca	0.00
Trafo 2 Renca	9.10
Transformador Arrigoni	51.10
Transformador BESS	69.10

Tabla 8.4.5 Carga en transformadores VDcR. Elaboración propia.

Nombre	Tensión [p.u.]	Ángulo [°]
Cerro Navia 110 kV	1.01	-1.53
Cerro Navia 220 kV	1.00	0.00
El Salto 110 kV	1.01	-0.24
El Salto 220kV	1.00	2.18
P. Verde_B1	1.01	-1.47
P. Verde_B2	1.01	-1.47
S/E Altamirano	1.01	-1.56
S/E Arrigoni	1.01	-1.64
S/E Batuco	1.01	-0.78
S/E Chacabuco	1.01	-1.74
S/E Las Canteras	1.01	-1.21
S/E Las Vegas	1.04	6.83
S/E Lo Boza	1.01	-1.88
S/E Los Libertadores	1.01	-1.59
S/E Punta Peuco	1.02	1.75
S/E Quilicura	1.01	-1.61
S/E Recoleta	1.01	-1.41
S/E Renca	1.01	-1.53

S/E San Cristobal	1.01	-1.30
S/E San Pablo	1.01	-1.91
S/E Santiago Solar	1.02	2.44

Tabla 8.4.6 Niveles de tensión escenario VNcR. Elaboración propia.

Nombre	Terminal i	Terminal j	Carga [%]
Línea 001	El Salto 110 kV	Torre33_C1	21.68
Línea 002	Torre33_C2	El Salto 110 kV	21.87
Línea 003	Torre33_C1	Torre17_C1	18.03
Línea 004	Torre17_C2	Torre33_C2	18.53
Línea 005	Torre17_C1	Tap Recoleta_C1	14.61
Línea 006	Tap_Recoleta_C2	Torre17_C2	15.38
Línea 007	Tap Recoleta_C1	P. Verde_B2	3.13
Línea 008	Tap_Recoleta_C2	P. Verde_B2	14.69
Línea 009	Tap_Quilicura_C1	P. Verde_B2	9.64
Línea 010	Tap_Quilicura_C2	P. Verde_B2	9.58
Línea 011	Tap_Quilicura_C1	Tap_LoBoza_C1	6.42
Línea 012	Tap_Quilicura_C2	Tap_LoBoza_C2	6.42
Línea 013	Tap_LoBoza_C1	Cerro Navia 110 kV	13.60
Línea 014	Tap_LoBoza_C2	Cerro Navia 110 kV	13.44
Línea 015	TMO TAP SAN CRISTOBAL A	Torre33_C1	17.56
Línea 016	Torre17_C1	TMO TAP SAN CRISTOBAL A	17.33
Línea 017	TMO TAP SAN CRISTOBAL A	S/E San Cristóbal	11.58
Línea 018	Torre33_C2	TMO TAP SAN CRISTOBAL B	16.39
Línea 019	Torre17_C2	TMO TAP SAN CRISTOBAL B	16.17
Línea 020	TMO TAP SAN CRISTOBAL B	S/E San Cristóbal	10.81
Línea 021	Tap Recoleta_C1	S/E Recoleta	24.68
Línea 022	Tap_Recoleta_C2	S/E Recoleta	6.53
Línea 023	P. Verde_B2	S/E Chacabuco	18.89
Línea 024	P. Verde_B2	S/E Chacabuco	18.89
Línea 025	Tap_Quilicura_C1	S/E Quilicura	10.12
Línea 026	Tap_Quilicura_C2	S/E Quilicura	10.07
Línea 027	Tap_LoBoza_C1	S/E Lo Boza	20.89
Línea 028	Tap_LoBoza_C2	S/E Lo Boza	20.57
Línea 029	Tap_Libertadores_C1	Cerro Navia 110 kV	8.43
Línea 030	Tap_Libertadores_C2	Cerro Navia 110 kV	8.43
Línea 031	Tap_Libertadores_C1	P. Verde_B1	9.72

Línea 032	Tap_Libertadores_C2	P. Verde_B1	9.72
Línea 033	S/E Las Canteras	P. Verde_B1	27.04
Línea 034	S/E Las Canteras	P. Verde_B1	27.04
Línea 035	Tap Batuco_C1	S/E Las Canteras	44.70
Línea 036	S/E Las Canteras	Tap_Batuco_C2	28.69
Línea 037	Tap_Batuco_C2	S/E Batuco	14.90
Línea 038	Tap Batuco_C1	S/E Batuco	15.78
Línea 039	Tap_PuntaPeuco_C1	Tap Batuco_C1	48.37
Línea 040	Tap_Batuco_C2	Tap_PuntaPeuco_C2	48.41
Línea 041	S/E Santiago Solar	Tap_PuntaPeuco_C1	51.40
Línea 042	Tap_PuntaPeuco_C2	S/E Las Vegas	51.02
Línea 043	S/E Las Vegas	S/E Santiago Solar	51.55
Línea 046	Tap_Libertadores_C2	S/E Los Libertadores	11.38
Línea 047	Tap_Libertadores_C1	S/E Los Libertadores	11.38
Línea 048	Tap Altamirano C1	Cerro Navia 110 kV	0.14
Línea 049	Tap Altamirano C2	Cerro Navia 110 kV	0.14
Línea 050	S/E Altamirano	Tap Altamirano C1	13.86
Línea 051	S/E Altamirano	Tap Altamirano C2	13.86
Línea 052	S/E Renca	Tap Altamirano C1	5.53
Línea 053	S/E Renca	Tap Altamirano C2	5.53
Línea 054	S/E San Pablo	Cerro Navia 110 kV	13.08
Línea 055	S/E San Pablo	Cerro Navia 110 kV	13.08
Línea Arrigoni1	S/E Arrigoni	P. Verde_B1	24.13
Línea Arrigoni2	P. Verde_B1	S/E Arrigoni	24.13

Tabla 8.4.7 Carga en líneas escenario VNcR. Elaboración propia.

Nombre	Carga [%]
T1 El Salto	35.94
T2 El Salto	35.94
T5 Cerro Navia	-
T2 Cerro Navia	27.20
T3 Cerro Navia	25.57
Tr. D. Humberto	-
Tr. L. Vegas	18.50
Tr. S. Solar	-
Trafo 1 Renca	8.60
Trafo 2 Renca	10.20
Transformador Arrigoni	50.00
Transformador BESS	67.30

Tabla 8.4.8 Carga transformadores VNcR. Elaboración propia.

Nombre	Tensión [p.u.]	Ángulo [°]
Cerro Navia 110 kV	1.00	-6.91
Cerro Navia 220 kV	1.00	0.00
El Salto 110 kV	1.00	-8.22
El Salto 220kV	1.00	-5.20
P. Verde_B1	1.00	-9.11
P. Verde_B2	1.00	-9.11
S/E Altamirano	1.00	-7.38
S/E Arrigoni	1.00	-9.29
S/E Batuco	1.00	-8.58
S/E Chacabuco	1.00	-9.39
S/E Las Canteras	1.00	-8.91
S/E Las Vegas	1.01	-6.62
S/E Lo Boza	1.00	-7.63
S/E Los Libertadores	1.00	-8.42
S/E Punta Peuco	1.01	-6.75
S/E Quilicura	1.00	-8.38
S/E Recoleta	1.00	-9.15
S/E Renca	1.00	-7.35
S/E San Cristobal	1.00	-9.20
S/E San Pablo	1.00	-7.27
S/E Santiago Solar	1.01	-6.34

Tabla 8.4.9 Niveles de tensión escenario VD_sR. Elaboración propia.

Nombre	Terminal i	Terminal j	Carga [%]
Línea 001	El Salto 110 kV	Torre33_C1	18.40
Línea 002	Torre33_C2	El Salto 110 kV	18.34
Línea 003	Torre33_C1	Torre17_C1	12.62
Línea 004	Torre17_C2	Torre33_C2	12.52
Línea 005	Torre17_C1	Tap Recoleta_C1	7.02
Línea 006	Tap Recoleta_C2	Torre17_C2	6.87
Línea 007	Tap Recoleta_C1	P. Verde_B2	0.92
Línea 008	Tap Recoleta_C2	P. Verde_B2	4.29
Línea 009	Tap Quilicura_C1	P. Verde_B2	45.64
Línea 010	Tap Quilicura_C2	P. Verde_B2	45.74
Línea 011	Tap Quilicura_C1	Tap LoBoza_C1	55.49
Línea 012	Tap Quilicura_C2	Tap LoBoza_C2	55.47
Línea 013	Tap LoBoza_C1	Cerro Navia 110 kV	50.29
Línea 014	Tap LoBoza_C2	Cerro Navia 110 kV	50.17
Línea 015	TMO TAP SAN CRISTOBAL A	Torre33_C1	27.52

Línea 016	Torre17_C1	TMO TAP SAN CRISTOBAL A	27.34
Línea 017	TMO TAP SAN CRISTOBAL A	S/E San Cristóbal	18.22
Línea 018	Torre33_C2	TMO TAP SAN CRISTOBAL B	27.82
Línea 019	Torre17_C2	TMO TAP SAN CRISTOBAL B	27.65
Línea 020	TMO TAP SAN CRISTOBAL B	S/E San Cristóbal	18.42
Línea 021	Tap Recoleta_C1	S/E Recoleta	16.57
Línea 022	Tap_Recoleta_C2	S/E Recoleta	22.72
Línea 023	P. Verde_B2	S/E Chacabuco	19.72
Línea 024	P. Verde_B2	S/E Chacabuco	19.72
Línea 025	Tap_Quilicura_C1	S/E Quilicura	15.16
Línea 026	Tap_Quilicura_C2	S/E Quilicura	14.98
Línea 027	Tap_LoBoza_C1	S/E Lo Boza	13.92
Línea 028	Tap_LoBoza_C2	S/E Lo Boza	13.72
Línea 029	Tap_Libertadores_C1	Cerro Navia 110 kV	61.02
Línea 030	Tap_Libertadores_C2	Cerro Navia 110 kV	61.02
Línea 031	Tap_Libertadores_C1	P. Verde_B1	53.13
Línea 032	Tap_Libertadores_C2	P. Verde_B1	53.13
Línea 033	S/E Las Canteras	P. Verde_B1	21.49
Línea 034	S/E Las Canteras	P. Verde_B1	21.49
Línea 035	Tap Batuco_C1	S/E Las Canteras	36.01
Línea 036	S/E Las Canteras	Tap_Batuco_C2	23.13
Línea 037	Tap_Batuco_C2	S/E Batuco	9.51
Línea 038	Tap Batuco_C1	S/E Batuco	10.23
Línea 039	Tap_PuntaPeuco_C1	Tap Batuco_C1	35.32
Línea 040	Tap_Batuco_C2	Tap_PuntaPeuco_C2	35.34
Línea 041	S/E Santiago Solar	Tap_PuntaPeuco_C1	31.59
Línea 042	Tap_PuntaPeuco_C2	S/E Las Vegas	1.74
Línea 043	S/E Las Vegas	S/E Santiago Solar	3.27
Línea 046	Tap_Libertadores_C2	S/E Los Libertadores	11.55
Línea 047	Tap_Libertadores_C1	S/E Los Libertadores	11.55
Línea 048	Tap Altamirano C1	Cerro Navia 110 kV	20.56
Línea 049	Tap Altamirano C2	Cerro Navia 110 kV	20.56
Línea 050	S/E Altamirano	Tap Altamirano C1	16.56
Línea 051	S/E Altamirano	Tap Altamirano C2	16.56
Línea 052	S/E Renca	Tap Altamirano C1	14.10
Línea 053	S/E Renca	Tap Altamirano C2	14.10
Línea 054	S/E San Pablo	Cerro Navia 110 kV	12.21
Línea 055	S/E San Pablo	Cerro Navia 110 kV	12.21

Línea Arrigoni1	S/E Arrigoni	P. Verde_B1	24.34
Línea Arrigoni2	P. Verde_B1	S/E Arrigoni	24.34

Tabla 8.4.10 Carga en líneas escenario VDsr. Elaboración propia.

Nombre	Carga [%]
T1 El Salto	44.38
T2 El Salto	44.38
T5 Cerro Navia	-
T2 Cerro Navia	106.99
T3 Cerro Navia	106.46
Tr. D.Humberto	83.90
Tr. L.Vegas	18.80
Tr. S.Solar	77.60
Trafo 1 Renca	0.00
Trafo 2 Renca	0.00
Transformador Arrigoni	51.00
Transformador BESS	68.70

Tabla 8.4.11 Carga en transformadores escenario VDsr. Elaboración propia.

Nombre	Tensión [p.u.]	Ángulo [°]
Cerro Navia 110 kV	1.02	-2.87
Cerro Navia 220 kV	1.00	0.00
El Salto 110 kV	1.01	-2.49
El Salto 220kV	1.00	-1.21
P. Verde_B1	1.01	-3.30
P. Verde_B2	1.01	-3.30
S/E Altamirano	1.02	-3.18
S/E Arrigoni	1.01	-3.48
S/E Batuco	1.01	-3.59
S/E Chacabuco	1.01	-3.50
S/E Las Canteras	1.01	-3.42
S/E Las Vegas	1.02	-2.57
S/E Lo Boza	1.01	-3.19
S/E Los Libertadores	1.01	-3.24
S/E Punta Peuco	1.01	-3.30
S/E Quilicura	1.01	-3.23
S/E Recoleta	1.01	-3.29
S/E Renca	1.02	-3.16

S/E San Cristóbal	1.01	-3.26
S/E San Pablo	1.02	-3.17
S/E Santiago Solar	1.01	-3.21

Tabla 8.4.12 Niveles de tensión escenario VNsR. Elaboración propia.

Nombre	Terminal i	Terminal j	Carga [%]
Línea 001	El Salto 110 kV	Torre33_C1	15.61
Línea 002	Torre33_C2	El Salto 110 kV	15.70
Línea 003	Torre33_C1	Torre17_C1	12.43
Línea 004	Torre17_C2	Torre33_C2	12.69
Línea 005	Torre17_C1	Tap Recoleta_C1	9.60
Línea 006	Tap_Recoleta_C2	Torre17_C2	10.03
Línea 007	Tap Recoleta_C1	P. Verde_B2	1.97
Línea 008	Tap_Recoleta_C2	P. Verde_B2	9.11
Línea 009	Tap_Quilicura_C1	P. Verde_B2	6.65
Línea 010	Tap_Quilicura_C2	P. Verde_B2	6.71
Línea 011	Tap_Quilicura_C1	Tap_LoBoza_C1	12.96
Línea 012	Tap_Quilicura_C2	Tap_LoBoza_C2	12.97
Línea 013	Tap_LoBoza_C1	Cerro Navia 110 kV	17.08
Línea 014	Tap_LoBoza_C2	Cerro Navia 110 kV	16.98
Línea 015	TMO TAP SAN CRISTOBAL A	Torre33_C1	15.88
Línea 016	Torre17_C1	TMO TAP SAN CRISTOBAL A	15.74
Línea 017	TMO TAP SAN CRISTOBAL A	S/E San Cristóbal	10.50
Línea 018	Torre33_C2	TMO TAP SAN CRISTOBAL B	15.54
Línea 019	Torre17_C2	TMO TAP SAN CRISTOBAL B	15.41
Línea 020	TMO TAP SAN CRISTOBAL B	S/E San Cristóbal	10.28
Línea 021	Tap Recoleta_C1	S/E Recoleta	17.02
Línea 022	Tap_Recoleta_C2	S/E Recoleta	11.25
Línea 023	P. Verde_B2	S/E Chacabuco	13.67
Línea 024	P. Verde_B2	S/E Chacabuco	13.67
Línea 025	Tap_Quilicura_C1	S/E Quilicura	9.19
Línea 026	Tap_Quilicura_C2	S/E Quilicura	9.11
Línea 027	Tap_LoBoza_C1	S/E Lo Boza	12.26
Línea 028	Tap_LoBoza_C2	S/E Lo Boza	12.08
Línea 029	Tap_Libertadores_C1	Cerro Navia 110 kV	16.99
Línea 030	Tap_Libertadores_C2	Cerro Navia 110 kV	16.99
Línea 031	Tap_Libertadores_C1	P. Verde_B1	6.79

Línea 032	Tap_Libertadores_C2	P. Verde_B1	6.79
Línea 033	S/E Las Canteras	P. Verde_B1	11.79
Línea 034	S/E Las Canteras	P. Verde_B1	11.79
Línea 035	Tap Batuco_C1	S/E Las Canteras	17.38
Línea 036	S/E Las Canteras	Tap_Batuco_C2	11.27
Línea 037	Tap_Batuco_C2	S/E Batuco	11.95
Línea 038	Tap Batuco_C1	S/E Batuco	11.51
Línea 039	Tap_PuntaPeuco_C1	Tap Batuco_C1	5.95
Línea 040	Tap_Batuco_C2	Tap_PuntaPeuco_C2	5.97
Línea 041	S/E Santiago Solar	Tap_PuntaPeuco_C1	7.41
Línea 042	Tap_PuntaPeuco_C2	S/E Las Vegas	7.45
Línea 043	S/E Las Vegas	S/E Santiago Solar	7.53
Línea 046	Tap_Libertadores_C2	S/E Los Libertadores	10.87
Línea 047	Tap_Libertadores_C1	S/E Los Libertadores	10.87
Línea 048	Tap Altamirano C1	Cerro Navia 110 kV	12.94
Línea 049	Tap Altamirano C2	Cerro Navia 110 kV	12.94
Línea 050	S/E Altamirano	Tap Altamirano C1	10.72
Línea 051	S/E Altamirano	Tap Altamirano C2	10.72
Línea 052	S/E Renca	Tap Altamirano C1	8.57
Línea 053	S/E Renca	Tap Altamirano C2	8.57
Línea 054	S/E San Pablo	Cerro Navia 110 kV	10.36
Línea 055	S/E San Pablo	Cerro Navia 110 kV	10.36
Línea Arrigoni1	S/E Arrigoni	P. Verde_B1	24.07
Línea Arrigoni2	P. Verde_B1	S/E Arrigoni	24.07

Tabla 8.4.13 Carga en líneas escenario VN_sR. Elaboración propia.

Nombre	Carga [%]
T1 El Salto	19.70
T2 El Salto	19.70
T5 Cerro Navia	-
T2 Cerro Navia	47.38
T3 Cerro Navia	44.59
Tr. D. Humberto	-
Tr. L. Vegas	25.60
Tr. S. Solar	-
Trafo 1 Renca	-
Trafo 2 Renca	-
Transformador Arrigoni	50.00
Transformador BESS	43.10

Tabla 8.4.14 Carga Transformadores escenario VN_sR. Elaboración propia.

Nombre	Tensión [p.u.]	Ángulo [°]
Cerro Navia 110 kV	1.01	-5.89
Cerro Navia 220 kV	1.00	0.00
El Salto 110 kV	1.00	-6.57
El Salto 220kV	1.00	-1.72
P. Verde_B1	1.00	-7.89
P. Verde_B2	1.00	-7.89
S/E Altamirano	1.01	-6.08
S/E Arrigoni	1.00	-8.06
S/E Batuco	1.00	-7.14
S/E Chacabuco	1.00	-8.24
S/E Las Canteras	1.00	-7.61
S/E Las Vegas	1.02	-3.69
S/E Lo Boza	1.00	-6.67
S/E Los Libertadores	1.00	-7.27
S/E Punta Peuco	1.01	-5.23
S/E Quilicura	1.00	-7.24
S/E Recoleta	1.00	-7.88
S/E Renca	1.01	-6.04
S/E San Cristóbal	1.00	-7.89
S/E San Pablo	1.01	-6.24
S/E Santiago Solar	1.01	-4.59

Tabla 8.4.15 Niveles de tensión escenario IDcR. Elaboración propia.

Nombre	Terminal i	Terminal j	Carga [%]
Línea 001	El Salto 110 kV	Torre33_C1	25.22
Línea 002	Torre33_C2	El Salto 110 kV	25.27
Línea 003	Torre33_C1	Torre17_C1	18.56
Línea 004	Torre17_C2	Torre33_C2	18.74
Línea 005	Torre17_C1	Tap Recoleta_C1	12.14
Línea 006	Tap Recoleta_C2	Torre17_C2	12.42
Línea 007	Tap Recoleta_C1	P. Verde_B2	1.21
Línea 008	Tap Recoleta_C2	P. Verde_B2	5.60
Línea 009	Tap Quilicura_C1	P. Verde_B2	41.67
Línea 010	Tap Quilicura_C2	P. Verde_B2	41.77
Línea 011	Tap Quilicura_C1	Tap LoBoza_C1	51.04
Línea 012	Tap Quilicura_C2	Tap LoBoza_C2	51.06
Línea 013	Tap LoBoza_C1	Cerro Navia 110 kV	51.09
Línea 014	Tap LoBoza_C2	Cerro Navia 110 kV	50.92
Línea 015	TMO TAP SAN CRISTOBAL A	Torre33_C1	31.84

Línea 016	Torre17_C1	TMO TAP SAN CRISTOBAL A	31.59
Línea 017	TMO TAP SAN CRISTOBAL A	S/E San Cristóbal	21.06
Línea 018	Torre33_C2	TMO TAP SAN CRISTOBAL B	31.41
Línea 019	Torre17_C2	TMO TAP SAN CRISTOBAL B	31.16
Línea 020	TMO TAP SAN CRISTOBAL B	S/E San Cristóbal	20.78
Línea 021	Tap Recoleta_C1	S/E Recoleta	23.75
Línea 022	Tap_Recoleta_C2	S/E Recoleta	17.35
Línea 023	P. Verde_B2	S/E Chacabuco	24.97
Línea 024	P. Verde_B2	S/E Chacabuco	24.97
Línea 025	Tap_Quilicura_C1	S/E Quilicura	13.78
Línea 026	Tap_Quilicura_C2	S/E Quilicura	13.66
Línea 027	Tap_LoBoza_C1	S/E Lo Boza	20.60
Línea 028	Tap_LoBoza_C2	S/E Lo Boza	20.30
Línea 029	Tap_Libertadores_C1	Cerro Navia 110 kV	58.06
Línea 030	Tap_Libertadores_C2	Cerro Navia 110 kV	58.06
Línea 031	Tap_Libertadores_C1	P. Verde_B1	48.92
Línea 032	Tap_Libertadores_C2	P. Verde_B1	48.92
Línea 033	S/E Las Canteras	P. Verde_B1	29.34
Línea 034	S/E Las Canteras	P. Verde_B1	29.34
Línea 035	Tap Batuco_C1	S/E Las Canteras	49.17
Línea 036	S/E Las Canteras	Tap_Batuco_C2	31.64
Línea 037	Tap_Batuco_C2	S/E Batuco	4.43
Línea 038	Tap Batuco_C1	S/E Batuco	5.47
Línea 039	Tap_PuntaPeuco_C1	Tap Batuco_C1	36.87
Línea 040	Tap_Batuco_C2	Tap_PuntaPeuco_C2	36.88
Línea 041	S/E Santiago Solar	Tap_PuntaPeuco_C1	48.58
Línea 042	Tap_PuntaPeuco_C2	S/E Las Vegas	15.52
Línea 043	S/E Las Vegas	S/E Santiago Solar	10.61
Línea 046	Tap_Libertadores_C2	S/E Los Libertadores	12.07
Línea 047	Tap_Libertadores_C1	S/E Los Libertadores	12.07
Línea 048	Tap Altamirano C1	Cerro Navia 110 kV	6.85
Línea 049	Tap Altamirano C2	Cerro Navia 110 kV	6.85
Línea 050	S/E Altamirano	Tap Altamirano C1	22.06
Línea 051	S/E Altamirano	Tap Altamirano C2	22.06
Línea 052	S/E Renca	Tap Altamirano C1	2.14
Línea 053	S/E Renca	Tap Altamirano C2	2.14
Línea 054	S/E San Pablo	Cerro Navia 110 kV	12.02
Línea 055	S/E San Pablo	Cerro Navia 110 kV	12.02

Línea Arrigoni1	S/E Arrigoni	P. Verde_B1	24.34
Línea Arrigoni2	P. Verde_B1	S/E Arrigoni	24.34

Tabla 8.4.16 Carga en líneas escenario IDcR. Elaboración propia.

Nombre	Carga [%]
T1 El Salto	71.20
T2 El Salto	71.20
T5 Cerro Navia	
T2 Cerro Navia	96.12
T3 Cerro Navia	90.48
Tr. D.Humberto	83.90
Tr. L.Vegas	28.80
Tr. S.Solar	76.90
Trafo 1 Renca	2.10
Trafo 2 Renca	5.50
Transformador Arrigoni	56.90
Transformador BESS	62.50

Tabla 8.4.17 Carga en transformadores escenario IDcR. Elaboración propia.

Nombre	Tensión [p.u.]	Ángulo [°]
Cerro Navia 110 kV	1.01	-1.88
Cerro Navia 220 kV	1.00	0.00
El Salto 110 kV	1.01	-0.88
El Salto 220kV	1.00	2.30
P. Verde_B1	1.01	-2.05
P. Verde_B2	1.01	-2.05
S/E Altamirano	1.01	-1.90
S/E Arrigoni	1.01	-2.22
S/E Batuco	1.01	-1.69
S/E Chacabuco	1.01	-2.33
S/E Las Canteras	1.01	-1.92
S/E Las Vegas	1.03	2.03
S/E Lo Boza	1.01	-2.28
S/E Los Libertadores	1.01	-2.09
S/E Punta Peuco	1.02	-0.52
S/E Quilicura	1.01	-2.10
S/E Recoleta	1.01	-2.00
S/E Renca	1.01	-1.87

S/E San Cristóbal	1.01	-1.91
S/E San Pablo	1.01	-2.23
S/E Santiago Solar	1.02	-0.18

Tabla 8.4.18 Niveles de tensión escenario INcR. Elaboración propia.

Nombre	Terminal i	Terminal j	Carga [%]
Línea 001	El Salto 110 kV	Torre33_C1	20.89
Línea 002	Torre33_C2	El Salto 110 kV	21.07
Línea 003	Torre33_C1	Torre17_C1	17.27
Línea 004	Torre17_C2	Torre33_C2	17.72
Línea 005	Torre17_C1	Tap Recoleta_C1	13.89
Línea 006	Tap_Recoleta_C2	Torre17_C2	14.60
Línea 007	Tap Recoleta_C1	P. Verde_B2	2.91
Línea 008	Tap_Recoleta_C2	P. Verde_B2	13.61
Línea 009	Tap_Quilicura_C1	P. Verde_B2	5.16
Línea 010	Tap_Quilicura_C2	P. Verde_B2	5.14
Línea 011	Tap_Quilicura_C1	Tap_LoBoza_C1	7.39
Línea 012	Tap_Quilicura_C2	Tap_LoBoza_C2	7.42
Línea 013	Tap_LoBoza_C1	Cerro Navia 110 kV	17.09
Línea 014	Tap_LoBoza_C2	Cerro Navia 110 kV	16.93
Línea 015	TMO TAP SAN CRISTOBAL A	Torre33_C1	17.61
Línea 016	Torre17_C1	TMO TAP SAN CRISTOBAL A	17.39
Línea 017	TMO TAP SAN CRISTOBAL A	S/E San Cristóbal	11.62
Línea 018	Torre33_C2	TMO TAP SAN CRISTOBAL B	16.61
Línea 019	Torre17_C2	TMO TAP SAN CRISTOBAL B	16.40
Línea 020	TMO TAP SAN CRISTOBAL B	S/E San Cristóbal	10.96
Línea 021	Tap Recoleta_C1	S/E Recoleta	23.69
Línea 022	Tap_Recoleta_C2	S/E Recoleta	8.01
Línea 023	P. Verde_B2	S/E Chacabuco	19.82
Línea 024	P. Verde_B2	S/E Chacabuco	19.82
Línea 025	Tap_Quilicura_C1	S/E Quilicura	9.95
Línea 026	Tap_Quilicura_C2	S/E Quilicura	9.90
Línea 027	Tap_LoBoza_C1	S/E Lo Boza	20.87
Línea 028	Tap_LoBoza_C2	S/E Lo Boza	20.56
Línea 029	Tap_Libertadores_C1	Cerro Navia 110 kV	11.78
Línea 030	Tap_Libertadores_C2	Cerro Navia 110 kV	11.78
Línea 031	Tap_Libertadores_C1	P. Verde_B1	5.19

Línea 032	Tap_Libertadores_C2	P. Verde_B1	5.19
Línea 033	S/E Las Canteras	P. Verde_B1	13.88
Línea 034	S/E Las Canteras	P. Verde_B1	13.88
Línea 035	Tap Batuco_C1	S/E Las Canteras	24.48
Línea 036	S/E Las Canteras	Tap_Batuco_C2	15.73
Línea 037	Tap_Batuco_C2	S/E Batuco	5.54
Línea 038	Tap Batuco_C1	S/E Batuco	6.03
Línea 039	Tap_PuntaPeuco_C1	Tap Batuco_C1	22.80
Línea 040	Tap_Batuco_C2	Tap_PuntaPeuco_C2	22.81
Línea 041	S/E Santiago Solar	Tap_PuntaPeuco_C1	25.76
Línea 042	Tap_PuntaPeuco_C2	S/E Las Vegas	25.61
Línea 043	S/E Las Vegas	S/E Santiago Solar	25.89
Línea 046	Tap_Libertadores_C2	S/E Los Libertadores	11.34
Línea 047	Tap_Libertadores_C1	S/E Los Libertadores	11.34
Línea 048	Tap Altamirano C1	Cerro Navia 110 kV	0.34
Línea 049	Tap Altamirano C2	Cerro Navia 110 kV	0.34
Línea 050	S/E Altamirano	Tap Altamirano C1	15.92
Línea 051	S/E Altamirano	Tap Altamirano C2	15.92
Línea 052	S/E Renca	Tap Altamirano C1	6.79
Línea 053	S/E Renca	Tap Altamirano C2	6.79
Línea 054	S/E San Pablo	Cerro Navia 110 kV	12.22
Línea 055	S/E San Pablo	Cerro Navia 110 kV	12.22
Línea Arrigoni1	S/E Arrigoni	P. Verde_B1	24.12
Línea Arrigoni2	P. Verde_B1	S/E Arrigoni	24.12

Tabla 8.4.19 Carga en líneas escenario INcR. Elaboración propia.

Nombre	Carga [%]
T1 El Salto	47.11
T2 El Salto	47.11
T5 Cerro Navia	
T2 Cerro Navia	32.26
T3 Cerro Navia	30.35
Tr. D. Humberto	
Tr. L. Vegas	28.20
Tr. S. Solar	
Trafo 1 Renca	8.50
Trafo 2 Renca	15.00
Transformador Arrigoni	50.10
Transformador BESS	43.10

Tabla 8.4.20 Carga en transformadores escenario INcR. Elaboración propia.

Nombre	Tensión [p.u.]	Ángulo [°]
Cerro Navia 110 kV	1.01	-6.01
Cerro Navia 220 kV	1.00	0.00
El Salto 110 kV	1.00	-6.56
El Salto 220kV	1.00	-2.82
P. Verde_B1	1.00	-7.76
P. Verde_B2	1.00	-7.76
S/E Altamirano	1.01	-6.44
S/E Arrigoni	1.00	-7.94
S/E Batuco	1.01	-7.10
S/E Chacabuco	1.00	-8.04
S/E Las Canteras	1.00	-7.51
S/E Las Vegas	1.02	-4.35
S/E Lo Boza	1.01	-6.62
S/E Los Libertadores	1.00	-7.23
S/E Punta Peuco	1.01	-5.36
S/E Quilicura	1.00	-7.17
S/E Recoleta	1.00	-7.73
S/E Renca	1.01	-6.40
S/E San Cristóbal	1.00	-7.70
S/E San Pablo	1.01	-6.44
S/E Santiago Solar	1.02	-4.85

Tabla 8.4.21 Niveles de tensión escenario IDsR. Elaboración propia.

Nombre	Terminal i	Terminal j	Carga [%]
Línea 001	El Salto 110 kV	Torre33_C1	22.24
Línea 002	Torre33_C2	El Salto 110 kV	22.34
Línea 003	Torre33_C1	Torre17_C1	17.10
Línea 004	Torre17_C2	Torre33_C2	17.38
Línea 005	Torre17_C1	Tap Recoleta_C1	12.16
Línea 006	Tap_Recoleta_C2	Torre17_C2	12.59
Línea 007	Tap_Recoleta_C1	P. Verde_B2	1.73
Línea 008	Tap_Recoleta_C2	P. Verde_B2	8.08
Línea 009	Tap_Quilicura_C1	P. Verde_B2	38.15
Línea 010	Tap_Quilicura_C2	P. Verde_B2	38.22
Línea 011	Tap_Quilicura_C1	Tap_LoBoza_C1	45.38
Línea 012	Tap_Quilicura_C2	Tap_LoBoza_C2	45.38
Línea 013	Tap_LoBoza_C1	Cerro Navia 110 kV	42.45
Línea 014	Tap_LoBoza_C2	Cerro Navia 110 kV	42.34

Línea 015	TMO TAP SAN CRISTOBAL A	Torre33_C1	24.54
Línea 016	Torre17_C1	TMO TAP SAN CRISTOBAL A	24.31
Línea 017	TMO TAP SAN CRISTOBAL A	S/E San Cristóbal	16.22
Línea 018	Torre33_C2	TMO TAP SAN CRISTOBAL B	23.85
Línea 019	Torre17_C2	TMO TAP SAN CRISTOBAL B	23.62
Línea 020	TMO TAP SAN CRISTOBAL B	S/E San Cristóbal	15.76
Línea 021	Tap Recoleta_C1	S/E Recoleta	22.44
Línea 022	Tap_Recoleta_C2	S/E Recoleta	11.24
Línea 023	P. Verde_B2	S/E Chacabuco	19.47
Línea 024	P. Verde_B2	S/E Chacabuco	19.47
Línea 025	Tap_Quilicura_C1	S/E Quilicura	10.73
Línea 026	Tap_Quilicura_C2	S/E Quilicura	10.63
Línea 027	Tap_LoBoza_C1	S/E Lo Boza	13.32
Línea 028	Tap_LoBoza_C2	S/E Lo Boza	13.13
Línea 029	Tap_Libertadores_C1	Cerro Navia 110 kV	51.64
Línea 030	Tap_Libertadores_C2	Cerro Navia 110 kV	51.64
Línea 031	Tap_Libertadores_C1	P. Verde_B1	42.28
Línea 032	Tap_Libertadores_C2	P. Verde_B1	42.28
Línea 033	S/E Las Canteras	P. Verde_B1	26.45
Línea 034	S/E Las Canteras	P. Verde_B1	26.45
Línea 035	Tap Batuco_C1	S/E Las Canteras	43.92
Línea 036	S/E Las Canteras	Tap_Batuco_C2	28.26
Línea 037	Tap_Batuco_C2	S/E Batuco	4.48
Línea 038	Tap Batuco_C1	S/E Batuco	5.40
Línea 039	Tap_PuntaPeuco_C1	Tap Batuco_C1	33.62
Línea 040	Tap_Batuco_C2	Tap_PuntaPeuco_C2	33.63
Línea 041	S/E Santiago Solar	Tap_PuntaPeuco_C1	38.76
Línea 042	Tap_PuntaPeuco_C2	S/E Las Vegas	10.33
Línea 043	S/E Las Vegas	S/E Santiago Solar	6.08
Línea 046	Tap_Libertadores_C2	S/E Los Libertadores	11.89
Línea 047	Tap_Libertadores_C1	S/E Los Libertadores	11.89
Línea 048	Tap Altamirano C1	Cerro Navia 110 kV	17.49
Línea 049	Tap Altamirano C2	Cerro Navia 110 kV	17.49
Línea 050	S/E Altamirano	Tap Altamirano C1	22.14
Línea 051	S/E Altamirano	Tap Altamirano C2	22.14
Línea 052	S/E Renca	Tap Altamirano C1	8.47
Línea 053	S/E Renca	Tap Altamirano C2	8.47
Línea 054	S/E San Pablo	Cerro Navia 110 kV	14.77

Línea 055	S/E San Pablo	Cerro Navia 110 kV	14.77
Línea Arrigoni1	S/E Arrigoni	P. Verde_B1	24.30
Línea Arrigoni2	P. Verde_B1	S/E Arrigoni	24.30

Tabla 8.4.22 Carga en líneas escenario IDSR. Elaboración propia.

Nombre	Carga [%]
T1 El Salto	55.03
T2 El Salto	55.03
T5 Cerro Navia	
T2 Cerro Navia	97.93
T3 Cerro Navia	92.18
Tr. D.Humberto	83.90
Tr. L.Vegas	25.70
Tr. S.Solar	76.50
Trafo 1 Renca	0.00
Trafo 2 Renca	0.00
Transformador Arrigoni	50.40
Transformador BESS	43.50

Tabla 8.4.23 Carga en transformadores escenario IDSR. Elaboración propia.

Nombre	Tensión [p.u.]	Ángulo [°]
Cerro Navia 110 kV	1.01	-2.25
Cerro Navia 220 kV	1.00	0.00
El Salto 110 kV	1.01	-1.04
El Salto 220kV	1.00	1.53
P. Verde_B1	1.01	-2.18
P. Verde_B2	1.01	-2.18
S/E Altamirano	1.01	-2.57
S/E Arrigoni	1.01	-2.36
S/E Batuco	1.01	-1.74
S/E Chacabuco	1.01	-2.40
S/E Las Canteras	1.01	-2.02
S/E Las Vegas	1.03	1.74
S/E Lo Boza	1.01	-2.50
S/E Los Libertadores	1.01	-2.30
S/E Punta Peuco	1.02	-0.51
S/E Quilicura	1.01	-2.30
S/E Recoleta	1.01	-2.12

S/E Renca	1.01	-2.55
S/E San Cristobal	1.01	-2.02
S/E San Pablo	1.01	-2.69
S/E Santiago Solar	1.02	-0.21

Tabla 8.4.24 Niveles de tensión escenario INsR. Elaboración propia.

Nombre	Terminal i	Terminal j	Carga [%]
Línea 001	El Salto 110 kV	Torre33_C1	20.06
Línea 002	Torre33_C2	El Salto 110 kV	20.26
Línea 003	Torre33_C1	Torre17_C1	16.85
Línea 004	Torre17_C2	Torre33_C2	17.36
Línea 005	Torre17_C1	Tap Recoleta_C1	13.88
Línea 006	Tap_Recoleta_C2	Torre17_C2	14.68
Línea 007	Tap Recoleta_C1	P. Verde_B2	3.25
Línea 008	Tap_Recoleta_C2	P. Verde_B2	15.25
Línea 009	Tap_Quilicura_C1	P. Verde_B2	8.25
Línea 010	Tap_Quilicura_C2	P. Verde_B2	8.21
Línea 011	Tap_Quilicura_C1	Tap_LoBoza_C1	5.83
Línea 012	Tap_Quilicura_C2	Tap_LoBoza_C2	5.83
Línea 013	Tap_LoBoza_C1	Cerro Navia 110 kV	9.83
Línea 014	Tap_LoBoza_C2	Cerro Navia 110 kV	9.72
Línea 015	TMO TAP SAN CRISTOBAL A	Torre33_C1	15.61
Línea 016	Torre17_C1	TMO TAP SAN CRISTOBAL A	15.41
Línea 017	TMO TAP SAN CRISTOBAL A	S/E San Cristóbal	10.30
Línea 018	Torre33_C2	TMO TAP SAN CRISTOBAL B	14.46
Línea 019	Torre17_C2	TMO TAP SAN CRISTOBAL B	14.27
Línea 020	TMO TAP SAN CRISTOBAL B	S/E San Cristóbal	9.54
Línea 021	Tap Recoleta_C1	S/E Recoleta	22.85
Línea 022	Tap_Recoleta_C2	S/E Recoleta	6.55
Línea 023	P. Verde_B2	S/E Chacabuco	15.63
Línea 024	P. Verde_B2	S/E Chacabuco	15.63
Línea 025	Tap_Quilicura_C1	S/E Quilicura	7.95
Línea 026	Tap_Quilicura_C2	S/E Quilicura	7.90
Línea 027	Tap_LoBoza_C1	S/E Lo Boza	14.60
Línea 028	Tap_LoBoza_C2	S/E Lo Boza	14.38
Línea 029	Tap_Libertadores_C1	Cerro Navia 110 kV	7.51
Línea 030	Tap_Libertadores_C2	Cerro Navia 110 kV	7.51

Línea 031	Tap_Libertadores_C1	P. Verde_B1	9.63
Línea 032	Tap_Libertadores_C2	P. Verde_B1	9.63
Línea 033	S/E Las Canteras	P. Verde_B1	17.78
Línea 034	S/E Las Canteras	P. Verde_B1	17.78
Línea 035	Tap Batuco_C1	S/E Las Canteras	30.04
Línea 036	S/E Las Canteras	Tap_Batuco_C2	19.32
Línea 037	Tap_Batuco_C2	S/E Batuco	3.76
Línea 038	Tap Batuco_C1	S/E Batuco	4.39
Línea 039	Tap_PuntaPeuco_C1	Tap Batuco_C1	23.92
Línea 040	Tap_Batuco_C2	Tap_PuntaPeuco_C2	23.93
Línea 041	S/E Santiago Solar	Tap_PuntaPeuco_C1	22.81
Línea 042	Tap_PuntaPeuco_C2	S/E Las Vegas	22.70
Línea 043	S/E Las Vegas	S/E Santiago Solar	22.94
Línea 046	Tap_Libertadores_C2	S/E Los Libertadores	11.04
Línea 047	Tap_Libertadores_C1	S/E Los Libertadores	11.04
Línea 048	Tap Altamirano C1	Cerro Navia 110 kV	13.38
Línea 049	Tap Altamirano C2	Cerro Navia 110 kV	13.38
Línea 050	S/E Altamirano	Tap Altamirano C1	10.41
Línea 051	S/E Altamirano	Tap Altamirano C2	10.41
Línea 052	S/E Renca	Tap Altamirano C1	9.14
Línea 053	S/E Renca	Tap Altamirano C2	9.14
Línea 054	S/E San Pablo	Cerro Navia 110 kV	15.22
Línea 055	S/E San Pablo	Cerro Navia 110 kV	15.22
Línea Arrigoni1	S/E Arrigoni	P. Verde_B1	24.09
Línea Arrigoni2	P. Verde_B1	S/E Arrigoni	24.09

Tabla 8.4.25 Carga en líneas escenario INsR. Elaboración propia.

Nombre	Carga [%]
T1 El Salto	38.35
T2 El Salto	38.35
T5 Cerro Navia	
T2 Cerro Navia	37.89
T3 Cerro Navia	35.65
Tr. D. Humberto	18.50
Tr. L. Vegas	17.50
Tr. S. Solar	
Trafo 1 Renca	0.00
Trafo 2 Renca	0.00
Transformador Arrigoni	50.00
Transformador BESS	43.10

Tabla 8.4.26 Carga en transformadores escenario INsR. Elaboración propia.

Nombre	Tensión [p.u.]	Ángulo [°]
P. Verde_B1	0.99	-7.69
P. Verde_B2	0.99	-7.69
Cerro Navia 110 kV	1.00	-5.83
Cerro Navia 220 kV	1.00	0.00
DC_BESS	1.08	0.00
El Salto 110 kV	0.99	-6.37
El Salto 220kV	1.00	-1.80
S/E Altamirano	1.00	-6.03
S/E Arrigoni	0.99	-7.87
S/E Batuco	0.99	-6.27
S/E Las Canteras	0.99	-7.15
S/E Las Vegas	1.00	-0.28
S/E Lo Boza	0.99	-6.62
S/E Los Libertadores	0.99	-7.13
S/E Punta Peuco	1.00	-2.31
S/E Quilicura	0.99	-7.13
S/E Recoleta	0.99	-7.71
S/E Renca	1.00	-5.98
S/E San Cristóbal	0.99	-7.75
S/E San Pablo	1.00	-6.26
S/E Santiago Solar	1.00	-1.29

Tabla 8.4.27 Perfiles de tensión escenario Penetración ERV. Elaboración propia.

Nombre	Terminal i	Terminal j	Carga [%]
Línea 001	El Salto 110 kV	Torre33_C1	26.4
Línea 002	Torre33_C2	El Salto 110 kV	26.4
Línea 003	Torre33_C1	Torre17_C1	18.8
Línea 004	Torre17_C2	Torre33_C2	18.9
Línea 005	Torre17_C1	Tap Recoleta_C1	11.3
Línea 006	Tap_Recoleta_C2	Torre17_C2	11.4
Línea 007	Tap Recoleta_C1	P. Verde_B2	0.4
Línea 008	Tap_Recoleta_C2	P. Verde_B2	1.8
Línea 009	Tap_Quilicura_C1	P. Verde_B2	38.3
Línea 010	Tap_Quilicura_C2	P. Verde_B2	38.4
Línea 011	Tap_Quilicura_C1	Tap_LoBoza_C1	49.4
Línea 012	Tap_Quilicura_C2	Tap_LoBoza_C2	49.4
Línea 013	Tap_LoBoza_C1	Cerro Navia 110 kV	50.6
Línea 014	Tap_LoBoza_C2	Cerro Navia 110 kV	50.4
Línea 015	TMO TAP SAN CRISTOBAL A	Torre33_C1	36.1

Línea 016	Torre17_C1	TMO TAP SAN CRISTOBAL A	35.8
Línea 017	TMO TAP SAN CRISTOBAL A	S/E San Cristóbal	23.9
Línea 018	Torre33_C2	TMO TAP SAN CRISTOBAL B	35.9
Línea 019	Torre17_C2	TMO TAP SAN CRISTOBAL B	35.6
Línea 020	TMO TAP SAN CRISTOBAL B	S/E San Cristóbal	23.7
Línea 021	Tap Recoleta_C1	S/E Recoleta	23.9
Línea 022	Tap_Recoleta_C2	S/E Recoleta	22.8
Línea 023	P. Verde_B2	S/E Chacabuco	26.1
Línea 024	P. Verde_B2	S/E Chacabuco	26.1
Línea 025	Tap_Quilicura_C1	S/E Quilicura	16.3
Línea 026	Tap_Quilicura_C2	S/E Quilicura	16.1
Línea 027	Tap_LoBoza_C1	S/E Lo Boza	21.9
Línea 028	Tap_LoBoza_C2	S/E Lo Boza	21.6
Línea 029	Tap_Libertadores_C1	Cerro Navia 110 kV	55.9
Línea 030	Tap_Libertadores_C2	Cerro Navia 110 kV	55.9
Línea 031	Tap_Libertadores_C1	P. Verde_B1	46.5
Línea 032	Tap_Libertadores_C2	P. Verde_B1	46.5
Línea 033	S/E Las Canteras	P. Verde_B1	49.3
Línea 034	S/E Las Canteras	P. Verde_B1	49.3
Línea 035	Tap Batuco_C1	S/E Las Canteras	80.4
Línea 036	S/E Las Canteras	Tap_Batuco_C2	51.7
Línea 037	Tap_Batuco_C2	S/E Batuco	13.1
Línea 038	Tap Batuco_C1	S/E Batuco	14.6
Línea 039	Tap_PuntaPeuco_C1	Tap Batuco_C1	67
Línea 040	Tap_Batuco_C2	Tap_PuntaPeuco_C2	67
Línea 041	S/E Santiago Solar	Tap_PuntaPeuco_C1	68.2
Línea 042	Tap_PuntaPeuco_C2	S/E Las Vegas	13.6
Línea 043	S/E Las Vegas	S/E Santiago Solar	6.1
Línea 046	Tap_Libertadores_C2	S/E Los Libertadores	12.2
Línea 047	Tap_Libertadores_C1	S/E Los Libertadores	12.2
Línea 048	Tap Altamirano C1	Cerro Navia 110 kV	6.6
Línea 049	Tap Altamirano C2	Cerro Navia 110 kV	6.6
Línea 050	S/E Altamirano	Tap Altamirano C1	21.7
Línea 051	S/E Altamirano	Tap Altamirano C2	21.7
Línea 052	S/E Renca	Tap Altamirano C1	2.2
Línea 053	S/E Renca	Tap Altamirano C2	2.2
Línea 054	S/E San Pablo	Cerro Navia 110 kV	14.5
Línea 055	S/E San Pablo	Cerro Navia 110 kV	14.5
Línea Arrigoni1	S/E Arrigoni	P. Verde_B1	24.6

Línea Arrigoni2	P. Verde_B1	S/E Arrigoni	24.6
-----------------	-------------	--------------	------

Tabla 8.4.28 Carga en líneas escenario Penetración ERV. Elaboración propia.

Nombre	Carga [%]
T5 Cerro Navia	-
T1 El Salto	67.11
T2 El Salto	67.11
T2 Cerro Navia	90.09
T3 Cerro Navia	91.32
Tr. D. Humberto	83.90
Tr. L. Vegas	18.80
Tr. S. Solar	77.60
Trafo 1 Renca	0.00
Trafo 2 Renca	0.00
Transformador Arrigoni	51.00
Transformador BESS	68.70

Tabla 8.4.29 Carga en transformadores escenario Penetración ERV. Elaboración propia.

Nombre	Tensión [p.u.]	Ángulo [°]
S/E Las Canteras	0.99	-5.73
El Salto 110 kV	1.00	-4.80
Cerro Navia 110 kV	1.00	-4.06
S/E Santiago Solar	1.00	-1.09
S/E Las Vegas	1.00	0.01
Cerro Navia 220 kV	1.00	0.00
El Salto 220kV	1.00	-0.23
S/E San Cristóbal	0.99	-6.18
S/E Recoleta	0.99	-6.14
S/E Quilicura	0.99	-5.49
S/E Lo Boza	0.99	-4.93
S/E Los Libertadores	0.99	-5.48
S/E Batuco	0.99	-5.08
S/E Punta Peuco	1.00	-1.91
DC_BEES	1.08	0.00
P. Verde_B1	0.99	-6.12
P. Verde_B2	0.99	-6.12
S/E Altamirano	1.00	-4.30
S/E Renca	1.00	-4.25
S/E San Pablo	1.00	-4.53

S/E Arrigoni	0.99	-6.30
--------------	------	-------

Tabla 8.4.30 Perfil de tensión de S/E escenario expansión C.N. Elaboración propia.

Nombre	Terminal i	Terminal j	Carga [%]
Línea 001	El Salto 110 kV	Torre33_C1	26.4
Línea 002	Torre33_C2	El Salto 110 kV	26.4
Línea 003	Torre33_C1	Torre17_C1	18.8
Línea 004	Torre17_C2	Torre33_C2	18.9
Línea 005	Torre17_C1	Tap Recoleta_C1	11.3
Línea 006	Tap Recoleta_C2	Torre17_C2	11.4
Línea 007	Tap Recoleta_C1	P. Verde_B2	0.3
Línea 008	Tap Recoleta_C2	P. Verde_B2	1.3
Línea 009	Tap Quilicura_C1	P. Verde_B2	37.7
Línea 010	Tap Quilicura_C2	P. Verde_B2	37.9
Línea 011	Tap Quilicura_C1	Tap LoBoza_C1	47.1
Línea 012	Tap Quilicura_C2	Tap LoBoza_C2	50.7
Línea 013	Tap LoBoza_C1	expansión Cerro Navia	47.2
Línea 014	Tap LoBoza_C2	Cerro Navia 110 kV	52.9
Línea 015	TMO TAP SAN CRISTOBAL A	Torre33_C1	36.1
Línea 016	Torre17_C1	TMO TAP SAN CRISTOBAL A	35.8
Línea 017	TMO TAP SAN CRISTOBAL A	S/E San Cristóbal	23.8
Línea 018	Torre33_C2	TMO TAP SAN CRISTOBAL B	35.9
Línea 019	Torre17_C2	TMO TAP SAN CRISTOBAL B	35.6
Línea 020	TMO TAP SAN CRISTOBAL B	S/E San Cristóbal	23.7
Línea 021	Tap Recoleta_C1	S/E Recoleta	23.9
Línea 022	Tap Recoleta_C2	S/E Recoleta	22.7
Línea 023	P. Verde_B2	S/E Chacabuco	26.1
Línea 024	P. Verde_B2	S/E Chacabuco	26.1
Línea 025	Tap Quilicura_C1	S/E Quilicura	13.7
Línea 026	Tap Quilicura_C2	S/E Quilicura	18.9
Línea 027	Tap LoBoza_C1	S/E Lo Boza	19.2
Línea 028	Tap LoBoza_C2	S/E Lo Boza	24.4
Línea 029	Tap Libertadores_C1	Cerro Navia 110 kV	56.9
Línea 030	Tap Libertadores_C2	Cerro Navia 110 kV	56.9
Línea 031	Tap Libertadores_C1	P. Verde_B1	47.6
Línea 032	Tap Libertadores_C2	P. Verde_B1	47.6
Línea 033	S/E Las Canteras	P. Verde_B1	49.3
Línea 034	S/E Las Canteras	P. Verde_B1	49.3

Línea 035	Tap Batuco_C1	S/E Las Canteras	80.3
Línea 036	S/E Las Canteras	Tap_Batuco_C2	51.7
Línea 037	Tap_Batuco_C2	S/E Batuco	13.1
Línea 038	Tap Batuco_C1	S/E Batuco	14.6
Línea 039	Tap_PuntaPeuco_C1	Tap Batuco_C1	66.9
Línea 040	Tap_Batuco_C2	Tap_PuntaPeuco_C2	67
Línea 041	S/E Santiago Solar	Tap_PuntaPeuco_C1	68.1
Línea 042	Tap_PuntaPeuco_C2	S/E Las Vegas	13.6
Línea 043	S/E Las Vegas	S/E Santiago Solar	6.1
Línea 046	Tap_Libertadores_C2	S/E Los Libertadores	12.2
Línea 047	Tap_Libertadores_C1	S/E Los Libertadores	12.2
Línea 048	Tap Altamirano C1	Cerro Navia 110 kV	9.5
Línea 049	Tap Altamirano C2	Expansión Cerro Navia	5.1
Línea 050	S/E Altamirano	Tap Altamirano C1	22.1
Línea 051	S/E Altamirano	Tap Altamirano C2	21.3
Línea 052	S/E Renca	Tap Altamirano C1	2.7
Línea 053	S/E Renca	Tap Altamirano C2	5.3
Línea 054	S/E San Pablo	Cerro Navia 110 kV	16.5
Línea 055	S/E San Pablo	Expansión Cerro Navia	12.9
Línea Arrigoni1	S/E Arrigoni	P. Verde_B1	24.6
Línea Arrigoni2	P. Verde_B1	S/E Arrigoni	24.6

Tabla 8.4.31 Carga en líneas escenario expansión C.N. Elaboración propia.

Nombre	Carga [%]
T5 Cerro Navia	64.4
T2 Cerro Navia	62.7
T2 El Salto	67.1
T1 El Salto	67.1
T3 Cerro Navia	65.1
Tr. D.Humberto	83.9
Tr. L.Vegas	18.8
Tr. S.Solar	77.6
Trafo 1 Renca	0.0
Trafo 2 Renca	0.0
Transformador Arrigoni	51.0
Transformador BESS	68.7

Tabla 8.4.32 Carga en transformadores escenario expansión C.N. Elaboración propia.

8.5 ANEXO E

Calculo Confiabilidad Topología 1

Cálculo de paralelo entre línea Arrigoni 1 y 2:

$$U_{LA1} = U_{LA2} = 35 \left[\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right] \quad (8.5.1)$$

$$Q_{LA1} = Q_{LA2} = \frac{35}{8760} = 3.99 \times 10^{-3} \quad (8.5.2)$$

$$Q_{LA1//LA2} = (3.99 \times 10^{-3})^2 = 1.592 \times 10^{-5} \quad (8.5.3)$$

$$U_{LA1//LA2} = 1.592 \times 10^{-5} * 8760 = 0.139 \left[\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right] \quad (8.5.4)$$

Cálculo de Paralelo para transformadores:

$$U_{trxA1} = U_{trxA2} = U_{trxBESS1} = U_{trxBESS2} = 75 \left[\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right] \quad (8.5.5)$$

$$Q = \frac{75}{8760} = 8.56 \times 10^{-3} \quad (8.5.6)$$

$$Q_{trx1//trx2} = (8.56 \times 10^{-3})^2 = 7.327 \times 10^{-5} \quad (8.5.7)$$

$$U_{trx1//trx2} = 7.327 \times 10^{-5} * 8760 = 0.64 \left[\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right] \quad (8.5.8)$$

Serie entre BESS y paralelo de sus transformadores:

$$U_{s1} = 100 + 0.64 = 100.64 \left[\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right] \quad (8.5.9)$$

$$Q_{s1} = 0.01149 \quad (8.5.10)$$

Paralelo entre el resultado en serie BESS y red:

$$U_{red} = 15 \left[\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right] \quad (8.5.11)$$

$$Q_{red} = 1.71 \times 10^{-3} \quad (8.5.12)$$

$$Q_{red//s1} = 0.01149 * 1.71 \times 10^{-3} = 1.72 \times 10^{-5} \quad (8.5.13)$$

$$U_{s2} = 0.172 \left[\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right] \quad (8.5.14)$$

Serie del tramo:

$$U_{s3} = 0.172 + 0.64 + 0.139 = 0.951 \left[\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right] \quad (8.5.15)$$

$$U_{topologia I} = 0.951 \left[\frac{horas}{año} \right] \quad (8.5.16)$$

$$Q_{topologia I} = \frac{0.951}{8760} * 100 = 0.0108 [\%] \quad (8.5.17)$$

$$A_{topologia I} = 100 - 0.0108 = 99.987 [\%] \quad (8.5.18)$$

Calculo Confiabilidad Topología 2

Se calcula el paralelo de los 3 transformadores:

$$Q_{trx1//trx2//trx3} = (8.56x10^{-3})^3 = 6.27x10^{-7} \quad (8.5.19)$$

$$U_{trx1//trx2//trx3} = 6.27x10^{-7} * 8760 = 0.00549 \left[\frac{horas}{año} \right] \quad (8.5.20)$$

Se usa el valor del paralelo de líneas utilizado en 14.4.4 y se calcula el equivalente en serie de la red con el paralelo de las líneas:

$$U_{s1} = 0.139 + 15 + 0.00549 = 15.1445 \left[\frac{horas}{año} \right] \quad (8.5.21)$$

$$Q_{s1} = 0.001729 \quad (8.5.22)$$

Se calcula el valor en paralelo con el sistema BESS:

$$Q_{BESS//gen} = \frac{100}{8760} * 0.001729 = 2.6x10^{-5} \quad (8.5.23)$$

$$U_{BESS//s1} = 0.172 \left[\frac{horas}{año} \right] \quad (8.5.24)$$

Por Ultimo se calcula el paralelo entre el tramo y el paralelo de generadores

$$Q_{topologia II} = \frac{0.172}{8760} = 2.6x10^{-5} = 0.00197 \% \quad (8.5.25)$$

$$A_{topologia II} = 100 - 0.00197 = 99.9987 [\%] \quad (8.5.26)$$

Calculo Confiabilidad Topología 3

En esta topología se presentan 2 modos de falla. Para el primer modo de falla, correspondiente al de la alimentación del SEN se calcula:

$$(U_{Laux} + U_{TrxBESS}) // (U_{trxA1//trxA2} + U_{LAC1//LAC2}) \quad (8.5.27)$$

$$(U_{s1}) // (U_{s2}) \quad (8.5.28)$$

$$U_{s1} = 110 \left[\frac{horas}{año} \right] \quad (8.5.29)$$

$$Q_{s1} = 0.01255 \quad (8.5.30)$$

$$U_{s2} = 0.779 \left[\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right] \quad (8.5.31)$$

$$Q_{s2} = 8.9 \times 10^{-5} \quad (8.5.32)$$

$$Q_{s1//s2} = 8.9 \times 10^{-5} * 0.012557 = 1.11 \times 10^{-6} \quad (8.5.33)$$

$$U_{s1//s2} = 0.0109 \left[\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right] \quad (8.5.34)$$

Se realiza el equivalente en serie con la red y se obtiene:

$$U_{tramo1} = 0.0116 + 15 = 15.0109 \left[\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right] \quad (8.5.35)$$

Se realiza el mismo procedimiento para el tramo 2:

$$(U_{Laux}) // (U_{trxA1//trxA2} + U_{LAC1//LAC2} + U_{TrxBESS}) \quad (8.5.36)$$

$$(U_{s1}) // (U_{s2}) \quad (8.5.37)$$

$$U_{s1} = 35 \left[\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right] \quad (8.5.38)$$

$$Q_{s1} = 0.003995 \quad (8.5.39)$$

$$U_{s2} = 0.64 + 75 + 0.139 = 75.779 \left[\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right] \quad (8.5.40)$$

$$Q_{s2} = 0.00865 \quad (8.5.41)$$

$$Q_{s1//s2} = 0.00865 * 0.003995 = 3.456 \times 10^{-5} \quad (8.5.42)$$

$$U_{s1//s2} = 0.30275 \left[\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right] \quad (8.5.43)$$

Se realiza el equivalente en serie con la red y se obtiene:

$$U_{tramo2} = 0.30275 + 100 = 100.30275 \left[\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right] \quad (8.5.44)$$

Como ambas topologías actúan como rutas en paralelo, es factible realizar un aproximado de la confiabilidad de la topología calculando el paralelo entre el tramo 1 y 2.

$$Q_{topologia III} = \frac{15.0109}{8760} * \frac{100.30275}{8760} = 1.96 \times 10^{-5} = 0.001962 \% \quad (8.5.45)$$

$$U_{topologia III} = 1.96 \times 10^{-5} * 8760 = 0.1718 \left[\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right] \quad (8.5.46)$$

$$A_{topologia III} = 100 - 0.00197 = 99.99801\% \quad (8.5.47)$$