



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

**SOLUCIÓN DE ALMACENAMIENTO PARA LA SEGURIDAD DE
SUMINISTRO DE LA CIUDAD DE CHAÑARAL**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL ELÉCTRICA

BAOYI GUO

PROFESOR GUÍA:

Eduardo Andrés Zamora de la Barra

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:

Alex Alegría Meza

Patricio Mendoza Araya

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por Transelec S.A.

SANTIAGO DE CHILE

2022

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERÍA CIVIL ELÉCTRICA
POR: BAOYI GUO
FECHA: 2022
PROF. GUÍA: EDUARDO ANDRÉS ZAMORA DE LA BARRA

SOLUCIÓN DE ALMACENAMIENTO PARA LA SEGURIDAD DE SUMINISTRO DE LA CIUDAD DE CHAÑARAL

La electrificación en distintos aspectos de la vida cotidiana ha marcado una creciente demanda energética en el sistema eléctrico. En particular, en las zonas remotas donde el suministro eléctrico depende de una única línea de transmisión, se han detectado problemas de seguridad cuando ocurren desconexiones intempestivas de servicios, llevando al incumplimiento del criterio N-1 exigido por la normativa vigente en estos sistemas zonales.

En este escenario, este trabajo busca evaluar la factibilidad técnica y económica de un sistema de almacenamiento de energía, como solución de respaldo del suministro, de un área que cumple con dicha necesidad, en particular, de la ciudad de Chañaral ubicada en la Región de Atacama.

Para lograr dicho objetivo principal, se ha proyectado el consumo de la zona durante los 20 años que contempla la planificación de la propuesta, mediante la recopilación del historial de confiabilidad del lugar y la aplicación de tasas de crecimiento estimadas por la CNE. De acuerdo a esta proyección, se han dimensionado los equipos en estudio cumpliendo las limitaciones regulatorias para el sector de transmisión. La solución propuesta fue comparada en distintos aspectos con las alternativas convencionales (generadores diésel y ampliación de líneas de transmisión), a modo de tener en mira los beneficios y deficiencias de cada opción. A partir de los resultados se halló que, desde perspectivas sociales y ambientales, el BESS es una solución recomendable, y es capaz de generar un ahorro sistémico significativo. Mientras que la ampliación de una línea de transmisión fue la alternativa con peor desempeño económico y no se considera oportuna por su extenso tiempo de construcción.

En cuanto al análisis técnico, primeramente, se ha implementado un modelo en base al sistema eléctrico nacional en DIgSILENT elaborado por el Coordinador. Desde este modelo se extiende el sistema zonal e incorpora el BESS, equipado de un convertidor en modo *grid-forming*, con el propósito de regular la tensión y frecuencia, cuando ocurren fallas en la red principal y se forma una micro-red operando en isla en Chañaral. Luego se simuló eventos de cortocircuito en elementos fuera y dentro de la micro-red, a fin de observar el comportamiento estacionario y dinámico de los elementos. Como consecuencia, se ha verificado que las variables en la micro-red operando en modo isla logran alcanzar la estabilidad, cuyos errores permanentes cumplen con el estándar establecido por la normativa frente a situaciones de contingencia.

*What we do for ourselves dies with us.
What we do for others and the world remains and is immortal.*

Albert Pine.

Agradecimientos

Durante el proceso de elaboración de este trabajo, he recibido apoyo de muchas personas que quiero agradecer y siempre tendrán un lugar en mi corazón. Iniciando por mis padres, a pesar de saber hablar poco del idioma español, me han apoyado en las buenas y malas con todos sus esfuerzos, gracias por el amor incondicional que me han brindado desde el día que nací, y enseñarme que con dedicación y perseverancia se pueden alcanzar las metas. La casa es el lugar más cálido y cómodo porque están ustedes.

A Cristian, mi novio y compañero de vida, gracias por hacerme ver que en el mundo hay infinitas posibilidades, ser mi fuente de inspiración y mi motivación a ser una mejor persona, nunca cansaré de aprender de ti y de descubrir nuevas cosas juntos.

Agradezco a Minyi, una gran persona en la vida (especialmente en comida). Gracias por haberte conocido, compartir de los momentos fangirl y no sabes cuánta alegría has traído a mi vida. Eres mi wikipedia favorita a recurrir cuando tengo dudas y no sé cómo sabes tanto. Gracias a Cata y Gis por escuchar mis quejas del estudio y siempre estar presente cuando necesito, sus abrazos son de los más recargadores. Gracias a Vale por ser una amiga tan genial, conversar contigo es relajante como un club de lectura y siempre tienes nuevas perspectivas.

Y no se puede faltar mis amigos de la universidad, las largas noches de estudio y tareas (y trasnoches) no serían tan amenas sin ustedes. Gracias Coni por ser la mejor compañera de eléctrica y mi consultora RAE; a Diego por ser el mejor compañero de Aikido y entregarnos su energía Squirtle Squad; a JP por ser un Sol de persona y el más brillante guía turístico; a Lucho por su humor natural y cada día renueva mi vocabulario; a Vale y Javi por ser apañadoras siempre tienen solución a los problemas.

También quiero agradecer a mis profesores de la comisión evaluadora, Eduardo, Alex y Profe Mendoza, por responderme con sensatos consejos y explicaciones cada vez que tengo consulta. Gracias por todo el apoyo y la oportunidad de aprender de ustedes, sus conocimientos me inspiran a ser eléctricos como ustedes que pueden iluminar el camino de otros y aportar al mundo. Así mismo quiero agradecer a los compañeros de sistemas eléctricos, gracias por explicarme de sus labores, sugerirme en las presentaciones, e invitarme a sus reuniones de galletas, he tenido una pasantía muy feliz con ustedes.

Último pero no menos importante, quiero darle gracias a Benja por prestarme su trabajo para la realización de éste, gracias por la disposición de ayudar y me significa un montón.

Tabla de Contenido

1. Glosario	1
2. Introducción	2
2.1. Motivación	2
2.2. Objetivo general	5
2.3. Objetivos específicos	5
2.4. Alcances	5
2.5. Estructura del documento	6
3. Marco Teórico	7
3.1. Introducción	7
3.2. Fallas en las líneas de transmisión	8
3.3. Alternativas de respaldo de suministro eléctrico	9
3.3.1. Tecnología térmica diésel	9
3.3.2. Ampliación de líneas de transmisión	11
3.4. Sistemas de almacenamiento de energía	11
3.4.1. Tecnologías de BESS	13
3.4.2. Componentes de BESS	15
3.4.3. Aplicaciones en el sector eléctrico	16
3.4.4. Impactos ambientales	20
3.4.5. Parámetros de diseño	20
3.4.6. Proyectos operativos de BESS	22
3.4.6.1. Casos alrededor del mundo	22
3.4.6.2. Casos chilenos	24
3.5. Micro-redes	26
3.5.1. Definición	26
3.5.2. Aspectos técnicos de las micro-redes	27
3.5.3. Control de micro-redes	30
3.5.3.1. Convertidores modo <i>grid-following</i>	31
3.5.3.2. Convertidores modo <i>grid-forming</i>	32
3.5.4. Sistemas de almacenamiento de energía en micro-redes	35
3.5.5. Modelo convertidor <i>grid-forming</i> para redes sin inercia	36
3.6. Aspectos normativos	40
3.6.1. Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio	40
3.6.2. Reglamento de los sistemas de transmisión	42
3.6.3. Energía no suministrada	43
3.6.4. Costo de Falla de Corta Duración	43

3.6.5. Valor anual de transmisión por tramo	43
3.7. Antecedentes	45
4. Metodología e Implementación	46
4.1. Evaluación Económica	49
4.1.1. Proyección ENS y su valorización	49
4.1.2. Determinación de casos de estudio	50
4.1.3. Componentes financieros de las alternativas de solución	51
4.1.3.1. Ingresos o beneficios	51
4.1.3.2. Costos de inversión, operación y mantenimiento	51
4.1.4. Comparación entre los casos de dimensionamiento BESS y las alternativas	53
4.2. Evaluación técnica	53
4.2.1. Modelo de simulación en DIgSILENT	54
4.2.2. Eventos de falla	57
5. Resultados y análisis	59
5.1. Evaluación Económica	60
5.1.1. Proyección de energía	60
5.1.2. Dimensionamiento	62
5.1.3. Ingresos y costos asociados al BESS	63
5.1.4. Alternativas de solución al problema de seguridad	65
5.1.4.1. Motor-generador diésel	65
5.1.4.2. Construcción de nueva línea de transmisión	66
5.1.5. Comparación entre soluciones	67
5.1.6. Análisis FODA	69
5.2. Formación de isla	71
5.2.1. Cortocircuito trifásico, caso formación de isla	76
5.3. Operación de isla	80
5.3.1. Cortocircuito trifásico, caso operación en isla	86
6. Conclusiones	91
6.1. Trabajos futuros	92
Bibliografía	94
Anexos	101
A. Cortocircuito monofásico a tierra en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV	101
B. Cortocircuito bifásico a tierra en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV	104
C. Cortocircuito bifásico sin contacto a tierra en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV	107
D. Cortocircuito monofásico a tierra en la Línea Consumo Chañaral 1	110
E. Cortocircuito bifásico a tierra en la Línea Consumo Chañaral 1	113
F. Cortocircuito bifásico sin contacto a tierra en la Línea Consumo Chañaral 1	117

Índice de Tablas

3.1.	Causas de cortocircuitos y frecuencia de ocurrencia.	9
3.2.	Características de tecnologías más comunes de batería.	13
3.3.	Tiempos de respuesta y descarga para optimizar BESS en aplicaciones de distribución y usuarios finales.	19
3.4.	Ejemplos de proyecto BESS con aplicación en la regulación de frecuencia y voltaje en el mundo.	19
4.1.	Términos para el cálculo de costos fijos.	52
4.2.	Términos para el cálculo de costos variables.	53
4.3.	Parámetros de líneas del sistema.	55
4.4.	Parámetros de los transformadores del sistema.	56
5.1.	Proyección de demanda día típico de Chañaral en MW, año 2024 - 2043	60
5.2.	Casos de evaluación económica según tamaño del equipo BESS, en MWh. . . .	62
5.3.	Características del BESS determinado con indicativos económicos.	65
5.4.	Indicativos económicos del motor-generador diésel.	66
5.5.	Indicativos económicos de la nueva línea de transmisión.	67
5.6.	Análisis FODA de la alternativa BESS.	70
5.7.	Análisis FODA de la alternativa motor-generador diésel.	70
5.8.	Análisis FODA de la alternativa nueva línea.	71
5.9.	Parámetros de las líneas de Chañaral y zonas aledañas, caso conectado a la red sin falla.	73
5.10.	Parámetros de las cargas de Chañaral y zonas aledañas, caso conectado a la red sin falla.	74
5.11.	Parámetros de las líneas de Chañaral y zonas aledañas, luego del despeje de falla trifásica en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV.	76
5.12.	Parámetros de las cargas de Chañaral y zonas aledañas, luego de una falla trifásica en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV.	77
5.13.	Parámetros de las líneas de Chañaral y zonas aledañas, caso aislado la red sin falla.	83
5.14.	Parámetros de las cargas de Chañaral y zonas aledañas, caso aislado de la red sin falla.	83
5.15.	Parámetros de las líneas y cargas de Chañaral, luego del despeje de falla trifásica en la Línea Consumo Chañaral 13,8 kV.	86
A.1.	Parámetros de las líneas de Chañaral y zonas aledañas, luego del despeje de falla monofásica a tierra en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV.	101
A.2.	Parámetros de las cargas de Chañaral y zonas aledañas, luego de una falla monofásica a tierra en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV.	101
B.1.	Parámetros de las líneas de Chañaral y zonas aledañas, luego del despeje de falla bifásica a tierra en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV.	104

B.2.	Parámetros de las cargas de Chañaral y zonas aledañas, luego de una falla bifásica a tierra en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV.	104
C.1.	Parámetros de las líneas de Chañaral y zonas aledañas, luego del despeje de falla bifásica sin conexión a tierra en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV.	107
C.2.	Parámetros de las cargas de Chañaral y zonas aledañas, luego de una falla bifásica sin conexión a tierra en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV.	107
D.1.	Parámetros de las líneas y cargas de Chañaral, luego del despeje de falla monofásica a tierra en la Línea Consumo Chañaral 13,8 kV.	110
E.1.	Parámetros de las líneas y cargas de Chañaral, luego del despeje de falla bifásica a tierra en la Línea Consumo Chañaral 13,8 kV.	113
F.1.	Parámetros de las líneas y cargas de Chañaral, luego del despeje de falla bifásica sin conexión a tierra en la Línea Consumo Chañaral 13,8 kV.	117

Índice de Ilustraciones

2.1.	Tiempo de desconexión de Chañaral en los eventos de los últimos cinco años.	3
2.2.	Cantidad de publicaciones sobre sistemas de almacenamiento de energía en los últimos 10 años en <i>Scopus Analysis</i>	4
3.1.	Clasificación de sistemas de almacenamiento energético.	12
3.2.	Instalaciones de almacenamiento de energía por tipo de baterías.	14
3.3.	Evolución de la participación ion-litio en las tecnologías de almacenamiento.	15
3.4.	Estructura de BESS Ion-Litio.	16
3.5.	Aplicaciones de BESS según sector eléctrico.	17
3.6.	Aplicaciones en infraestructuras de transmisión de los sistemas de almacenamiento energético.	18
3.7.	Banda muerta de operación del BESS.	24
3.8.	Topología básica de una micro-red.	27
3.9.	Composición de redes convencionales y futuras.	28
3.10.	Estructura de control de una micro-red.	30
3.11.	Diagrama del convertidor grid-following.	31
3.12.	Diagrama del convertidor grid-forming.	33
3.13.	Estructura de control de un convertidor tipo <i>grid-forming</i>	36
3.14.	<i>Frame</i> de modelo <i>grid-forming</i> implementado en DIGSILENT de la tesis mencionada.	38
3.15.	Convertidor GFM con lazos <i>droop</i> implementado en DIGSILENT de la tesis mencionada.	39
3.16.	Determinación de tiempo de acción desde el comienzo de una perturbación.	41
3.17.	Línea de conexión El Salado - Chañaral 23 kV.	45
4.1.	Diagrama de flujo de la metodología.	47
4.2.	Diagrama de conexión del BESS en la ciudad Chañaral.	55
5.1.	Probabilidad acumulada de las fallas registrada en una ventana de cinco años en Chañaral.	59
5.2.	Perfil de consumo proyectado en un día típico de Chañaral.	61
5.3.	Proyección de energía no suministrada de Chañaral.	62
5.4.	ENS y VAN según horas de suministro de equipos.	64
5.5.	Estimación del precio del petróleo diésel.	66
5.6.	Comparación de VAN entre alternativas.	68
5.7.	Comparación de costos de elementos entre alternativas.	69
5.8.	Esquema simplificado de la red de la zona y ubicación de fallas.	72
5.9.	Esquema del modelo equivalente conectado a la red principal.	73
5.10.	Tensión en la barra Chañaral Distribución 13,8 kV, cuando el sistema no presenta contingencia.	74

5.11.	Frecuencia en la barra Chañaral Distribución 13,8 kV, cuando el sistema no presenta contingencia.	75
5.12.	Flujo del transformador conectado al BESS, cuando el sistema no presenta contingencia.	75
5.13.	Flujo de la carga en Chañaral, cuando el sistema no presenta contingencia. . .	76
5.14.	Tensión de la barra Chañaral Distribución 13,8 kV, luego de una falla trifásica en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV.	77
5.15.	Frecuencia de la barra Chañaral Distribución 13,8 kV, luego de una falla trifásica en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV.	78
5.16.	Flujo del transformador conectado al BESS, luego de una falla trifásica en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV.	78
5.17.	Flujo de la carga en Chañaral, luego de una falla trifásica en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV.	79
5.18.	Esquema simplificado de la red de la zona y evento a simular cuando opera en isla.	81
5.19.	Esquema del modelo equivalente con la división de carga en Chañaral y el interruptor Chañaral 23kV abierto.	82
5.20.	Tensión en la barra Chañaral Distribución 13,8 kV, cuando el sistema no presenta contingencia.	84
5.21.	Frecuencia en la barra Chañaral Distribución 13,8 kV, cuando el sistema no presenta contingencia.	84
5.22.	Flujo del transformador conectado al BESS, cuando el sistema no presenta contingencia.	85
5.23.	Flujo de la carga 1 MW en Chañaral, cuando el sistema no presenta contingencia.	85
5.24.	Flujo de la carga 1,3 MW en Chañaral, cuando el sistema no presenta contingencia.	86
5.25.	Tensión de la barra Chañaral Distribución 13,8 kV, luego de una falla trifásica en la Línea Consumo Chañaral 13,8 kV.	87
5.26.	Frecuencia de la barra Chañaral Distribución 13,8 kV, luego de una falla trifásica en la Línea Consumo Chañaral 13,8 kV.	87
5.27.	Flujo del transformador conectado al BESS, luego de una falla trifásica en la Línea Consumo Chañaral 13,8 kV.	88
5.28.	Flujo de la carga 1 MW en Chañaral, luego de una falla trifásica en la Línea Consumo Chañaral 13,8 kV.	88
5.29.	Flujo de la carga 1,3 MW en Chañaral, luego de una falla trifásica en la Línea Consumo Chañaral 13,8 kV.	89
A.1.	Tensión de la barra Chañaral Distribución 13,8 kV, luego de una falla monofásica a tierra en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV.	102
A.2.	Frecuencia de la barra Chañaral Distribución 13,8 kV, luego de una falla monofásica a tierra en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV.	102
A.3.	Flujo del transformador conectado al BESS, luego de una falla monofásica a tierra en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV.	103
A.4.	Flujo de la carga en Chañaral, luego de una falla monofásica a tierra en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV.	103
B.1.	Tensión de la barra Chañaral Distribución 13,8 kV, luego de una falla bifásica a tierra en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV.	105
B.2.	Frecuencia de la barra Chañaral Distribución 13,8 kV, luego de una falla bifásica a tierra en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV.	105

B.3.	Flujo del transformador conectado al BESS, luego de una falla bifásica a tierra en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV.	106
B.4.	Flujo de la carga en Chañaral, luego de una falla bifásica a tierra en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV.	106
C.1.	Tensión de la barra Chañaral Distribución 13,8 kV, luego de una falla bifásica sin contacto a tierra en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV.	108
C.2.	Frecuencia de la barra Chañaral Distribución 13,8 kV, luego de una falla bifásica sin contacto a tierra en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV.	108
C.3.	Flujo del transformador conectado al BESS, luego de una falla bifásica sin contacto a tierra en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV.	109
C.4.	Flujo de la carga en Chañaral, luego de una falla bifásica sin contacto a tierra en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV.	109
D.1.	Tensión de la barra Chañaral Distribución 13,8 kV, luego de una falla monofásica a tierra en la Línea Consumo Chañaral 13,8 kV.	110
D.2.	Frecuencia de la barra Chañaral Distribución 13,8 kV, luego de una falla monofásica a tierra en la Línea Consumo Chañaral 13,8 kV.	111
D.3.	Flujo del transformador conectado al BESS, luego de una falla monofásica a tierra en la Línea Consumo Chañaral 13,8 kV.	111
D.4.	Flujo de la carga 1 MW en Chañaral, luego de una falla monofásica a tierra en la Línea Consumo Chañaral 13,8 kV.	112
D.5.	Flujo de la carga 1,3 MW en Chañaral, luego de una falla monofásica a tierra en la Línea Consumo Chañaral 13,8 kV.	112
E.1.	Tensión de la barra Chañaral Distribución 13,8 kV, luego de una falla bifásica a tierra en la Línea Consumo Chañaral 13,8 kV.	114
E.2.	Frecuencia de la barra Chañaral Distribución 13,8 kV, luego de una falla bifásica a tierra en la Línea Consumo Chañaral 13,8 kV.	114
E.3.	Flujo del transformador conectado al BESS, luego de una falla bifásica a tierra en la Línea Consumo Chañaral 13,8 kV.	115
E.4.	Flujo de la carga 1 MW en Chañaral, luego de una falla bifásica a tierra en la Línea Consumo Chañaral 13,8 kV.	115
E.5.	Flujo de la carga 1,3 MW en Chañaral, luego de una falla bifásica a tierra en la Línea Consumo Chañaral 13,8 kV.	116
F.1.	Tensión de la barra Chañaral Distribución 13,8 kV, luego de una falla bifásica sin contacto a tierra en la Línea Consumo Chañaral 13,8 kV.	118
F.2.	Frecuencia de la barra Chañaral Distribución 13,8 kV, luego de una falla bifásica sin contacto a tierra en la Línea Consumo Chañaral 13,8 kV.	118
F.3.	Flujo del transformador conectado al BESS, luego de una falla bifásica sin contacto a tierra en la Línea Consumo Chañaral 13,8 kV.	119
F.4.	Flujo de la carga 1 MW en Chañaral, luego de una falla bifásica sin contacto a tierra en la Línea Consumo Chañaral 13,8 kV.	119
F.5.	Flujo de la carga 1,3 MW en Chañaral, luego de una falla bifásica sin contacto a tierra en la Línea Consumo Chañaral 13,8 kV.	120

Capítulo 1

Glosario

- **SEP:** Sistema Eléctrico de Potencia
- **SAE:** Sistema de Almacenamiento de Energía
- **BESS:** Battery Energy Storage System
- **SSCC:** Servicios Complementarios
- **ERNC:** Energías Renovables No Convencionales
- **PCC:** Point of Common Coupling
- **GS:** Generador Sincrónico
- **GFL:** Grid-following
- **GFM:** Grid-forming
- **PWM:** Pulse-Width Modulation
- **PLL:** Phase-Locked Loop
- **NTSyCS:** Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
- **TDF:** Tiempo de Despeje de Falla
- **ENS:** Energía no suministrada/servida
- **LGSE:** Ley General de Servicios Eléctricos
- **VATT:** Valor Anual de Transmisión por Tramo

Capítulo 2

Introducción

2.1. Motivación

En vista a una creciente demanda energética debido a los desarrollos tecnológicos y electrificación de zonas habitables, es cada día más importante asegurar el suministro eléctrico manteniendo la continuidad de servicio y enfatizar el uso eficiente de las redes de transmisión [1] [2]. Sin embargo, las líneas de transmisión por su extensa ubicación están expuestas constantemente a factores externos que pueden afectar su operación, por ejemplo rayos durante una tormenta. Cuando las fallas ocurren en una línea de transmisión, los efectos pueden ser intermitentes, en cuyo caso las fallas son despejadas, o permanentes, pudiendo reducir, incluso hasta cero, la capacidad de transmisión de la línea. En situaciones contingentes, la línea se separa del resto del sistema, y las cargas que transportaba naturalmente se traspasan a las líneas adyacentes [3].

En algunas zonas alejadas del sistema eléctrico troncal del país, donde la electricidad es entregada de forma exclusiva por una línea de transmisión conectada a la red de suministro y no disponen de generación local, se afrontan a problemas de seguridad, ya que el abastecimiento no presenta otras alternativas. Este es el caso de la zona Chañaral, una ciudad perteneciente a la Región de Atacama. Durante cinco años de recolección de datos, en particular el período desde el año 2015 hasta el 2019, se registraron 19 eventos con afectaciones de suministro, resumidos en el gráfico ilustrado en la Figura 2.1.

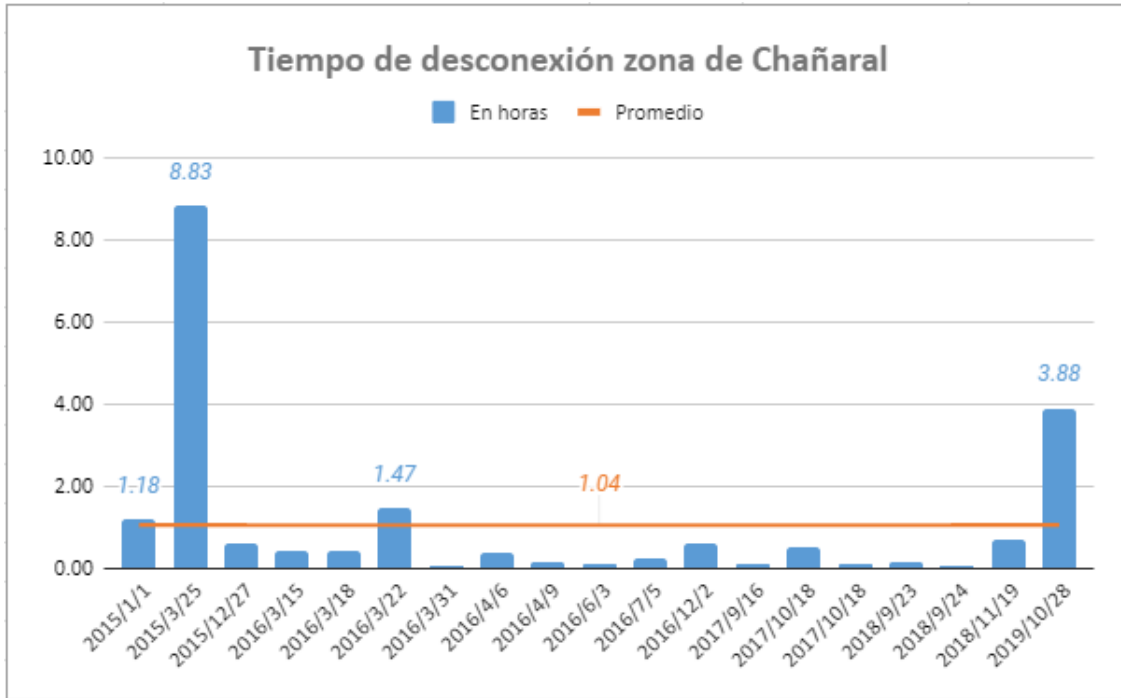


Figura 2.1: Tiempo de desconexión de Chañaral en los eventos de los últimos cinco años.

En esta representación de datos, se considera el tiempo de desconexión como factor clave para visualizar la confiabilidad, el cual contempla desde el momento del inicio de la falla hasta la recuperación de servicio. En el gráfico se puede observar que el promedio de dicho lapso entre los 19 eventos es brevemente mayor a una hora, representado la línea naranja. Sin embargo, hubo dos ocasiones en que la recuperación de servicio ha tomado más allá de tres horas, con la demora máxima registrada alcanzada a 8,83 horas. En consecuencia, el problema de seguridad afecta no solamente a la calidad de vida de los residentes de la localidad, sino también significa una inconveniente para una operación normal de la industria de la zona norte, cuyo rubro es principalmente el minero.

Con el objetivo de aumentar la seguridad de suministro eléctrico de zonas con estas características, las soluciones clásicas consideran obras de transmisión que cumplan con el criterio N-1 y, en caso de contingencia, transportar la energía demandada hacia la zona a través de una línea de respaldo hasta recuperarse de la falla. Sin embargo, este tipo de solicitudes puede estancarse en la etapa de evaluación de la Comisión Nacional de Energía (CNE), debido a su alto costo de inversión e impacto ambiental y comunitario. Por otro lado, gracias a los avances tecnológicos en el almacenamiento de energía en estas últimas décadas, se tiene la opción de desarrollar este tipo de tecnologías para dedicar su uso a la transmisión, capaz de alimentar de electricidad durante el período de desconexión que afronta la zona de Chañaral, y de esta forma asegurar la continuidad de servicio eléctrico mientras los operadores y brigadas de emergencia trabajan por la recuperación de la línea.

Desde el inicio de la década de los 2000s, las investigaciones científicas en el área de los sistemas de almacenamiento de energía han incrementado significativamente [4]. En la Figura

2.2 se puede notar el aumento de las publicaciones relacionadas al tema en *Scopus Analysis* en la última década:

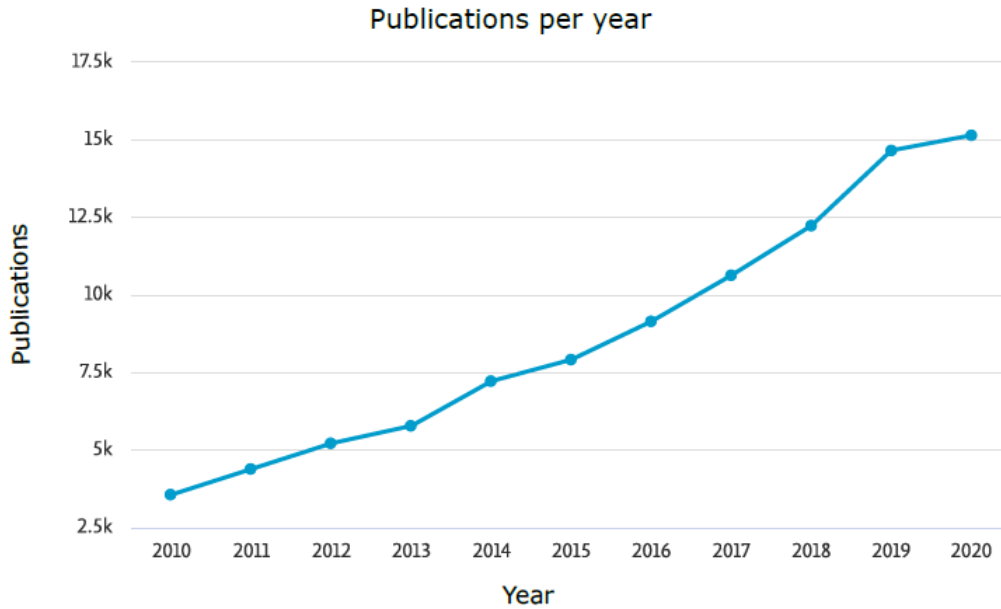


Figura 2.2: Cantidad de publicaciones sobre sistemas de almacenamiento de energía en los últimos 10 años en *Scopus Analysis*.

Las investigaciones realizadas hasta la actualidad, han permitido una amplia gama de aplicaciones en los sectores eléctricos, con excelente desempeño en el apoyo de servicios complementarios del sistema eléctrico de potencia, y alivio de congestiones de las líneas de transmisión, para mencionar algunas de sus funcionalidades. La continua búsqueda en la eficiencia y la flexibilidad en adaptar a diversas necesidades de usuarios de energía, ha logrado disminuir los costos de inversión y operación, además de ser compatible con los dispositivos existentes en los sistemas eléctricos.

Si bien los proyectos de sistemas de almacenamiento de energía aplicados en los diversos sectores eléctricos no son una tendencia considerada de la última década, las tecnologías del almacenamiento energético en Chile han sido implementados más enfocados al sector de generación por razones técnicas y regulatorias, ya que les otorga la participación en los servicios complementarios y se les ofrece el reconocimiento de potencia instalada de las centrales. En cambio, los agentes transmisores se han visto limitados en su desarrollo, debido a que sólo están permitidos los proyectos con propósitos de alivio de congestiones, capacidad de transmisión o seguridad de suministro, con fuerte enfoque en el ahorro sistémico; a diferencia del sector de generación, que es más atractivo al implicar un ingreso económico a los desarrolladores. Es por esta razón, que los proyectos de sistemas de almacenamiento de energía aplicados en el sector de transmisión de Chile siguen siendo una novedad y se espera una evaluación específica para aprovechar los beneficios de estas tecnologías.

Dicho lo anterior, en este trabajo de memoria, se estudia una solución a la falta de seguridad de la ciudad de Chañaral, donde se enfocará en el análisis de la implementación de un

sistema de almacenamiento que provee respaldo y continuidad de servicio, de esta manera ahorrar en el costo por energía no servida del sistema y mitigar el problema existente de seguridad.

2.2. Objetivo general

El objetivo principal de la memoria es evaluar la factibilidad técnica y económica de un sistema de almacenamiento de energía para el respaldo de la ciudad de Chañaral, cumpliendo las exigencias de la regulación para esta alternativa en sistemas de transmisión.

2.3. Objetivos específicos

1. Determinar por medio de recopilación de información histórica la confiabilidad de las líneas de transmisión, con el fin de visibilizar la problemática de seguridad eléctrica.
2. Analizar la regulación vigente para proyectos en el sector de transmisión, en particular el Reglamento de Planificación (Decreto N37), la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) y otras normativas pertinentes.
3. Dimensionar los equipos de respaldo en términos de potencia y capacidad, considerando cubrir en lo posible a las demandas de la ciudad de Chañaral en casos contingentes.
4. Justificar el desarrollo de almacenamiento en la zona con argumentos en aspectos relevantes.
5. Desarrollar un modelo eléctrico para verificar la estabilidad ante fallas al integrar equipos de respaldo en la micro-red de la zona, con operación tanto en modo conectado como en modo aislado de la red.

2.4. Alcances

El foco de la memoria se limita en proponer una solución favorable de respaldo de abastecimiento para el problema de seguridad en Chañaral, a través de investigación de sistemas de almacenamiento de energía para luego proceder con evaluaciones económicas y técnicas. Los parámetros utilizados de los componentes de simulación no representan las especificaciones de fabricantes del mercado, con el fin de no perder generalidad de la solución.

Acerca de las alternativas para solucionar el problema de seguridad eléctrica, se consideran solamente las más convencionales dentro del territorio nacional chileno, con el motivo de comparar y justificar la elección de tecnología de respaldo. En concreto, aparte de estudiar los aspectos de sistemas de almacenamiento, se toman en cuenta también ampliaciones de líneas de transmisión y generadores de petróleo diésel.

Por el lado de evaluación económica, se definen criterios de beneficio y costo a partir de las normativas y proyectos existentes, por lo que los valores utilizados son referenciales y pueden variar según las fluctuaciones del mercado actual y futuro. Además, se omiten

las penalizaciones e impuestos a las emisiones producto de la operación de los grupos de respaldo en base a combustibles. En cuanto a la evaluación técnica en *software*, los eventos considerados para el estudio de estabilidad son fallas de cortocircuito que se concentran en las líneas pertenecientes al exterior e interior de la micro-red de Chañaral, debido a que son causas principales de desconexión intempestiva.

Finalmente, en relación con el modelo base de simulación, se asume que las infraestructuras se equipan con elementos mínimos necesarios para su operación normal, como es el caso de los interruptores en los terminales de las líneas. No obstante, las simulaciones de operación isla no consideran sistemas de comunicación entre los dispositivos que conforman la micro-red dado que no son el enfoque del trabajo. Así mismo, considerando que se pretende regular tensión y frecuencia a modo de obtener estabilidad del sistema frente a contingencias, no se estudian los transitorios electromagnéticos de dichas variables.

2.5. Estructura del documento

El informe de memoria se divide en siete capítulos. El capítulo anterior a este es un Glosario que organiza las abreviaciones más utilizadas en el proceso de redacción del presente informe, con el fin de facilitar la búsqueda y lectura de los conceptos. A continuación este capítulo introductorio. El próximo se trata del Marco Teórico, donde se abordan los conceptos e investigaciones sobre los sistemas de almacenamiento energético, el cual contiene una revisión bibliográfica de los proyectos existentes de la temática y metodologías para llevar a cabo las aplicaciones de esta tecnología en escenarios realistas, y se analizan los reglamentos actuales para el desarrollo de la propuesta. Luego, en el capítulo de Metodología e Implementación se explica el procedimiento para realizar el trabajo planteado y las herramientas utilizadas, y también se especifican las configuraciones y la utilización de datos, para después llegar al capítulo de Resultados y Análisis, en el cual se presentan los cálculos relevantes para los casos de estudio y su discusión. Por último, en el capítulo de Conclusiones se sintetizan las observaciones más importantes obtenidas de los capítulos anteriores, así mismo se proponen trabajos futuros y proyecciones.

Capítulo 3

Marco Teórico

3.1. Introducción

En el presente capítulo se realiza una revisión conceptual sobre las fallas en las líneas de transmisión para contextualizar la problemática de seguridad eléctrica y presentar las soluciones más comunes existentes en la actualidad. A modo de comparación de tecnologías, además de investigar conceptos asociados a la propuesta principal centrada en el almacenamiento de energía para solucionar el problema de seguridad en el sistema eléctrico de potencia (SEP), también se describen brevemente características relevantes de otras alternativas consideradas como respaldo, entre ellas generadores de petróleo diésel y expansión de líneas de transmisión. Al sintetizar informaciones de cada tecnología de acuerdo con sus beneficios y sus deficiencias, es posible obtener una vista panorámica y argumentar decisiones del proyecto a medida que avanzan los análisis.

Siguiendo la línea de soluciones a la problemática, se explican los conceptos teóricos necesarios para el entendimiento de los sistemas de almacenamiento de energía (SAE), las tecnologías existentes, sus aplicaciones como activo de transmisión y las normativas que actualmente rigen este tipo de proyectos en el sector de transmisión de energía eléctrica. En esta revisión se abordan principalmente tres ejes: (1) los aspectos financieros, a modo de justificar la realización de estos proyectos, (2) aspectos técnicos, para su apropiada implementación y operación en los SEP remotos como una micro-red, y (3) aspectos reglamentarios, que permiten definir especificaciones del proyecto adaptadas a la situación nacional y zonal.

Con miras a experiencias de los SAE, se define el estado de arte del trabajo recolectando investigaciones recientes y bibliografías sobre los modelos y metodologías de implementación de la tecnología y sus parámetros de diseño. Además de los elementos genéricos, se exploran paralelamente los proyectos nacionales e internacionales relacionados al tema, proceso que permite observar la evolución de sus aplicaciones y contribuciones en el sector eléctrico a través del tiempo.

Finalmente, se considera el proyecto en términos prácticos, se presentan los antecedentes del trabajo situados en el esquema nacional y zonal de Chañaral con el fin de aplicar los conceptos revisados en la propuesta de solución al problema de seguridad. Esta investigación entrega informaciones esenciales para las evaluaciones económicas y técnicas en los capítulos

posteriores de implementación y análisis.

3.2. Fallas en las líneas de transmisión

Debido a que las líneas de transmisión conforman una considerable parte del SEP y abarcan zonas de diversas condiciones climáticas, éstas son más proclives a sufrir fallas de cortocircuito en comparación a otras estructuras componentes del SEP. Un alto porcentaje de fallas por cortocircuito en SEP ocurren en líneas de transmisión que pasan por zonas de condiciones climáticas extremas o diversas, y/o expuestas a contaminaciones ambientales [3].

Las condiciones anormales ocurren en SEP con alta frecuencia y se pueden clasificar de varias formas [5]. En término de duración, las fallas de cortocircuito en líneas de transmisión pueden ser categorizadas en dos tipos, temporarias y permanentes [3]. Las fallas temporarias son intermitentes y se mantienen por un corto período de tiempo. Después de ser detectadas por relés de protección, y una vez abiertos los interruptores en los terminales de las líneas de manera temporal, sus efectos son reducidos al aislar las fases con problema, y extinguir el cortocircuito. En este tipo de fallas, las líneas recuperan su servicio rápidamente al conectarse nuevamente los interruptores. En contraste, las fallas permanentes son provocadas por daños a la infraestructura tales como conductores y estructuras. Éstas persisten ya que la causa de la falla sigue presente aún después de despejar el cortocircuito, y se requieren reparaciones manuales de parte de los equipos de técnicos cuando se obtiene la ubicación precisa de falla [1] [3].

La mayoría de las fallas que afectan las líneas de transmisión son temporarias o intermitentes [1]. Sin embargo, los orígenes de fallas de cortocircuito son variados, algunas recolectadas en [6] son rayos durante tormentas, cobertura de hielo o nieve, acumulación de componentes contaminantes en la superficie, y daños externos como caída de árboles y colisión de automóviles.

En término de gravedad, las fallas pueden causar desde sobrecargas de corta duración hasta interrupciones de servicios. En orden de menor a mayor, se pueden clasificar las fallas en siguientes categorías [5]:

- **Perturbaciones:** pueden ser aceptadas durante períodos cortos y no producen efectos graves. Algunos ejemplos de perturbaciones son las sobrecargas moderadas y las oscilaciones pequeñas.
- **Operaciones erradas:** a diferencia de la clasificación anterior, éstas sí pueden provocar interrupciones de servicio y sus causas son principalmente humanas, tales como errores en el ajuste de protecciones.
- **Fallas:** su gravedad requiere una desconexión rápida de elementos involucrados. Como ejemplos de fallas y sus consecuencias: las fases abiertas pueden originar calentamiento; los cortocircuitos generan corrientes elevadas, esfuerzos mecánicos y problemas en las telecomunicaciones entre las instalaciones eléctricas.

En la práctica, los cortocircuitos son un tipo de falla provocados por contacto entre con-

ductores, o entre un conductor y tierra. Una vez ocurrido el evento, sus elementos cercanos presentan altas corrientes que provocan sobrecalentamiento y esfuerzos electrodinámicos en los equipos afectados [5]. Las causas y la frecuencia de estos eventos se muestran en la siguiente Tabla:

Tabla 3.1: Causas de cortocircuitos y frecuencia de ocurrencia.

Causa	Porcentaje [%]	Ejemplos
Atmosféricas	70 - 80	Rayos, neblina, hielo, nieve
Mecánicas	7 - 15	Roturas de conductores o aisladores, golpes o caídas violentas de objetos
Eléctricas	8 - 10	Aislantes desgastados o dañados, errores humanos

En la Tabla 3.1 se muestra que los cortocircuitos ocurridos debido a razones atmosféricas son los más comunes, constituyendo hasta 80 % del total. A pesar de que se conocen los orígenes de las fallas, al momento de implementar elementos de protección de las estructuras eléctricas se busca un equilibrio entre la inversión y seguridad de servicio, ya que para evitar cabalmente las fallas implicaría un costo muy elevado. Afortunadamente, la mayoría de los eventos de este tipo, en un 90 a 95 %, desaparecen rápidamente [5].

3.3. Alternativas de respaldo de suministro eléctrico

En áreas remotas, el abastecimiento eléctrico no siempre se puede derivar directamente del sistema troncal, por lo que en situaciones de contingencia ocurridas en la red principal, la demanda del sistema zonal sólo puede respaldar el suministro desde una micro-red. Este sistema de pequeña escala es equipado con fuentes de generación distribuida y/o almacenamiento de energía, con el motivo de cubrir las necesidades energéticas locales cuando se necesita desconectarse de la red principal [7]. A continuación, se estudian las tecnologías convencionales con las perspectivas centradas en el respaldo de abastecimiento y la seguridad energética.

3.3.1. Tecnología térmica diésel

Los generadores en base a petróleo diésel son una fuente convencional de energía, la cual es ampliamente utilizada en los SEP's ya sean troncales o zonales, como unidades de respaldo. Usualmente entran en operación cuando la demanda supera la oferta de energía con otras fuentes, pero también se destaca su uso en casos de contingencia en el sistema [9].

En [8] se categoriza la generación termoeléctrica en base a petróleo diésel en dos tipos de tecnologías:

- **Termoeléctrica con turbinas a gas duales en ciclo abierto (TG diésel):** Su

diseño permite operar el combustible tanto ante una emergencia como alternativa.

- **Grupos motor-generador en base a petróleo diésel (MG diésel):** Son equipos donde mediante un motor de combustión interna operado con petróleo diésel, se mueve un generador eléctrico sincrónico.

Esta tecnología se destaca por costos de inversión menores en comparación a otras tecnologías, buen desempeño a cargas parciales y operación de modalidad continua e intermitente. Posee un buen rendimiento eléctrico en ciclo abierto, pero presenta dificultades en aprovechar la energía residual.

Por lo anterior es importante considerar un control de emisiones en este tipo de centrales, en particular, una reducción catalítica incluyendo un agente reductor, comúnmente el desnitrificador catalítico amoníaco, con el objetivo de convertir mayor tasa posible de NO_x en gases de escape ricos en oxígeno.

Los desarrolladores tienden a preferir soluciones diésel integradas por su facilidad en instalación y puesta en marcha, y son equipos modulares con tamaños que van entre 1 MW y 5 MW. Su costo de inversión y eficiencias incrementan con una menor velocidad del motor.

Sumando a las anteriores, estas centrales tienen una alta flexibilidad en la selección de ubicación ya que pueden ser transportadas por vías adecuadas, y acercarse su instalación a centros de distribución, de manera que se minimizan los costos de conexión y pérdidas de transporte.

Los equipos integrantes de una central MG diésel consideran:

- Grupos motor-generador
- Sistemas de lubricación
- Planta desmineralizadora
- Sistemas de refrigeración

Y para el suministro de diésel a la central, se consideran las siguientes instalaciones:

- Estanques de almacenamiento de combustible
- Bahías de descarga para camiones
- Sistema de contención de derrames
- Sistema contra-incendio
- Bombas de impulsión y filtros

En el escenario de las comunidades localizadas en zonas rurales y aisladas de centros de suministro eléctricos, tienen su demanda proveniente en gran proporción de los grupos

electrógenos de petróleo diésel, lo que lleva a un nivel significativo de incertidumbre debido a la alta dependencia de las fluctuaciones de precio de combustibles y la contaminación ambiental en su alrededor, especialmente considerando la situación global de la crisis climática y la inestabilidad de los países exportadores de combustibles [9].

3.3.2. Ampliación de líneas de transmisión

Otra alternativa destacable se refiere a la ampliación de líneas de transmisión. Al año 2019, las líneas de transmisión instaladas en el Sistema Eléctrico Nacional superan las 1.900 y se extienden por una distancia aproximada de 34.650 km, totalizando una capacidad de transmisión de 77.696,34 MVA [10]. Siendo este el medio de transporte para llevar la energía desde las plantas de generación hasta los puntos de consumo, es esencial planificar su construcción para generar oportunidades de acceso a fuentes de producción y evitar desabastecimiento en zonas remotas.

La inserción de energías renovables y la electrificación en distintos aspectos de la vida cotidiana, han impulsado una mayor expansión del sistema zonal y dedicado, además de nuevas tecnologías en la transmisión en conjunto como HVDC. Por otro lado, a pesar de su importancia en SEP, las zonas donde los centros de suministro están lejos y carecen de líneas de transmisión, el abastecimiento de energía difícilmente puede basarse sólo en esta tecnología. Las principales razones son que no sólo están más expuestas a fallas por factores externos como se ha explicado anteriormente, sino también requieren condiciones específicas en la geografía del área de construcción, y el período de construcción puede tomar años, lo que la aleja de ser una solución oportuna. Debido a lo anterior, es necesario desarrollar una solución de diseño modular en el lugar mismo, pues disminuye la exposición a factores externos y es de rápida implementación.

3.4. Sistemas de almacenamiento de energía

El almacenamiento de energía eléctrica tiene inicio en el año 1799, cuando Alessandro Volta inventó la batería eléctrica. A contar de la década de 1970 el desarrollo ha estado enfocado en las baterías recargables. Actualmente, los desafíos que trae el cambio climático han impulsado a las instituciones públicas y privadas a buscar de soluciones tecnológicas más sostenibles con el medio ambiente [11].

Las clasificaciones de los SAE no son uniformes en las literaturas: se guían por las composiciones químicas, por la duración de suministro, y/o por los impactos ambientales, por mencionar algunas [4]. Con respecto al funcionamiento, los SAE están formados por acumuladores, elementos que concentran la energía proveniente de cierta naturaleza, para luego transformarla a energía eléctrica y utilizarla cuando sea necesario [11]. De forma más general, en el esquema de la Figura 3.1 se muestran las clasificaciones de estos sistemas según su forma de almacenamiento energético [12]:

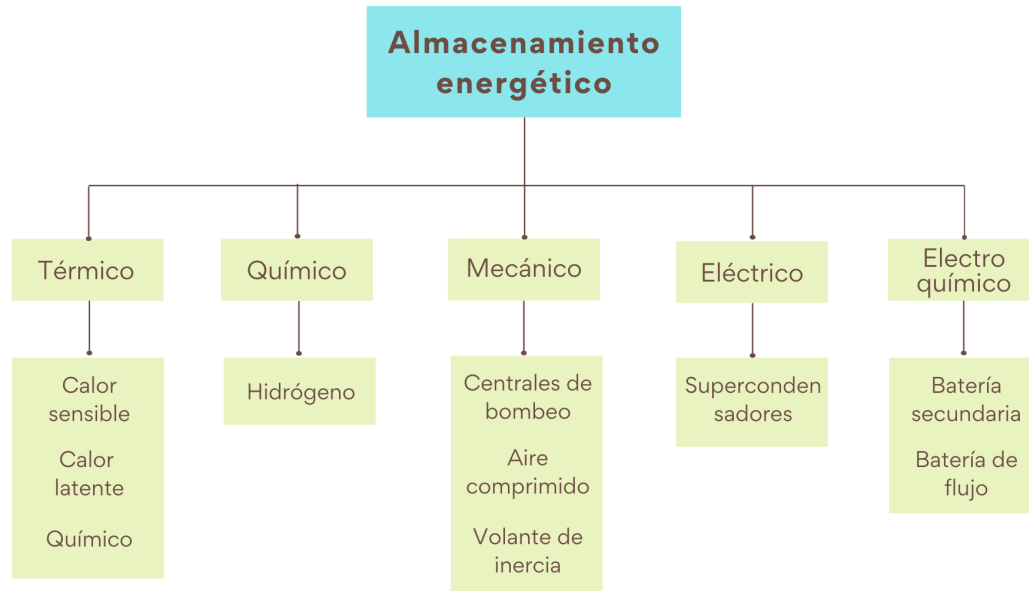


Figura 3.1: Clasificación de sistemas de almacenamiento energético.

En cuanto al almacenamiento con baterías, pertenece a un tipo de tecnología electroquímica, destacado por su portabilidad y diversidad de composiciones según necesidad. En las normas se distinguen dos tipos de baterías [11]:

- **Baterías primarias:** la reacción electroquímica (Redox) no es reversible y sólo permiten la descarga. No están diseñadas para ser recargadas eléctricamente. El ejemplo más común de baterías primarias es la alcalina de uso electrónico doméstico.
- **Baterías secundarias:** su diseño permite la transformación de energía eléctrica a química y viceversa, por lo que permiten tanto la descarga como recarga eléctrica. Ejemplos existentes son las de plomo-ácido, iones de litio y litio polímero.

Como se menciona anteriormente, las baterías como almacenamiento de clasificación electroquímica pueden diferir en su composición [13]. En general, los sistemas de almacenamiento que utilizan baterías conectadas a una red eléctrica, ya sea redes de transmisión, de distribución o aisladas, se denominan BESS por sus siglas en inglés *Battery Energy Storage Systems* [11].

Dentro de las ventajas que presentan los BESS, se encuentran su conexión *plug-and-play*, son casi libres de mantenimiento, poseen operación autónoma y uso compuesto de tipos variados de baterías. Además, el conjunto es de fácil escalabilidad e interconexión, destacable en su capacidad de energía almacenable, y en términos técnicos posee potencia de carga/descarga para distintas aplicaciones, excelente densidad energética y potencia, y seguridad bajo ciertos cuidados [11]. Gracias a la mejora en los procesos de fabricación, dichos indicadores claves de la operación de los BESS han progresado de manera significativa, incluyendo el ciclo de vida [7]. En términos económicos, los costos de almacenamiento con batería han variado rápidamente en la última década, y se ha observado una tendencia

descendiente en futuras generaciones [28], además de ser de gran utilidad en el ahorro para el sistema eléctrico [29].

3.4.1. Tecnologías de BESS

Según su composición química, las tecnologías de batería más comunes utilizadas en la actualidad son sodio-sulfuro, flujo redox, ion-litio y plomo-ácido. Se registran las principales características de cada uno en la siguiente Tabla obtenida de [7], donde resalta la tecnología plomo-ácido por su distinción en ciclo de vida, y la tecnología ion-litio por su densidad energética y potencia:

Tabla 3.2: Características de tecnologías más comunes de batería.

Característica	Sodio-sulfuro	Flujo redox de vanadio	Ion-litio	Plomo-ácido
Densidad energética [Wh / kg]	150	25	70 - 250	50
Densidad potencia [W / kg]	100	100	1000	500
Eficiencia energética [%]	80	70	95	75
Ciclo de vida	>2500	>10000	>5000	>500
Costo [USD / kWh]	285	570	430	110

Para tener una vista panorámica de la extensión de las tecnologías BESS, en el gráfico de la Figura 3.2 obtenido en las estadísticas de SAE [13], se muestra el porcentaje de las instalaciones de almacenamiento de energía en Estados Unidos, según el tipo de baterías, sin la diferenciación del sector eléctrico aplicado:

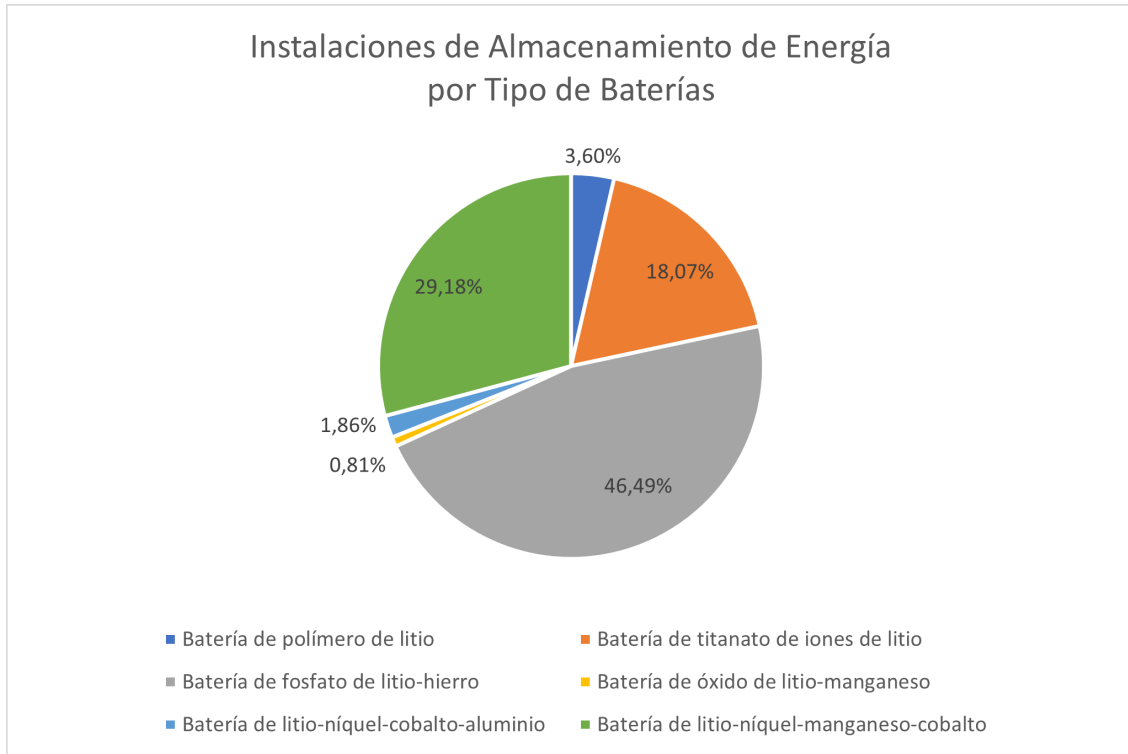


Figura 3.2: Instalaciones de almacenamiento de energía por tipo de baterías.

Dentro de las composiciones mencionadas, a pesar de que las baterías de fosfato de litio-hierro (LiFeP) representan la mayoría de las instalaciones que utilizan tecnologías de almacenamiento como indica la Figura 3.2, las baterías de ion-litio han sido observadas como el tipo con mayor crecimiento en la última década. En el siguiente gráfico de la Figura 3.3 se ilustra el aumento de la participación de las baterías ion-litio en porcentaje dentro de las tecnologías de almacenamiento energético. Este aumento se debe al descenso en los costos de este tipo de energía, el cual a la vez es impulsado por la producción, que pretende alcanzar la demanda acelerada que requiere el desarrollo de vehículos eléctricos [14].

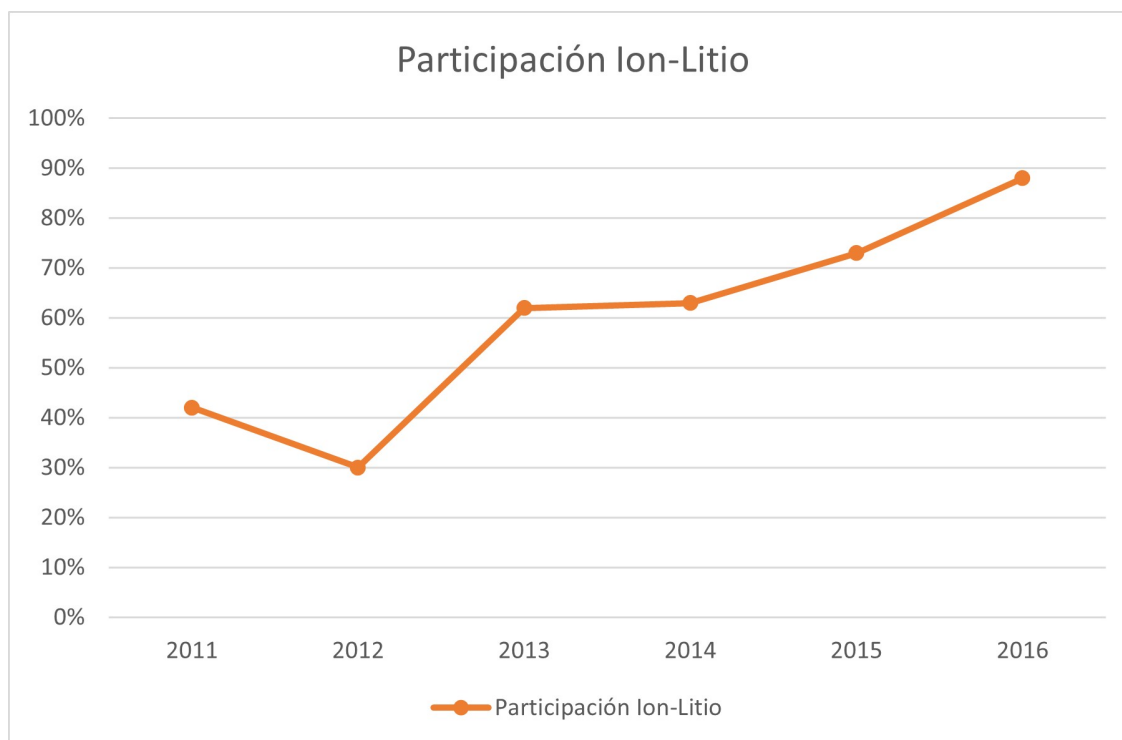


Figura 3.3: Evolución de la participación ion-litio en las tecnologías de almacenamiento.

3.4.2. Componentes de BESS

Con respecto a los dispositivos que integran un BESS, son generalmente los siguientes componentes según el estudio técnico realizado [11]:

- **Sistema de baterías:** está a la vez formado por estos elementos:
 - Arreglos de baterías en configuración serie/paralelo, que forman el banco de baterías.
 - Equipamiento auxiliar de baterías, que conforma elementos de protección e interconexión de éstas.
 - BMS (*Battery Management System*), que es un equipo de gestión de baterías para mantener el banco de baterías dentro del rango de operación seguro.
- **Dispositivos de aislación y de protecciones:** Dispositivos de protecciones y aislación, que consideran componentes tanto eléctricas como mecánicas, como fusibles, relés, borneras, sistemas de ventilación, entre otros.
- **Interfaz de usuario:** para visualización de estado interno de BESS.
- **Equipos de conversión de potencia:** o también llamado PCE por sus siglas en inglés *Power Converter Equipment*, que consiste en un equipo eléctrico que permite la interacción entre la red eléctrica a alimentar (CC y/o CA) y las baterías. Este equipo debe ser dimensionado para que la operación del banco de baterías con la red correspondiente sea segura en todo punto de operación.

Teniendo los dispositivos esenciales presentes, en la Figura 3.4 se ordena gráficamente la estructura de BESS de tipo ion-litio según el mismo estudio [11], donde se puede observar la organización de distintos componentes mencionados anteriormente y sus relaciones:

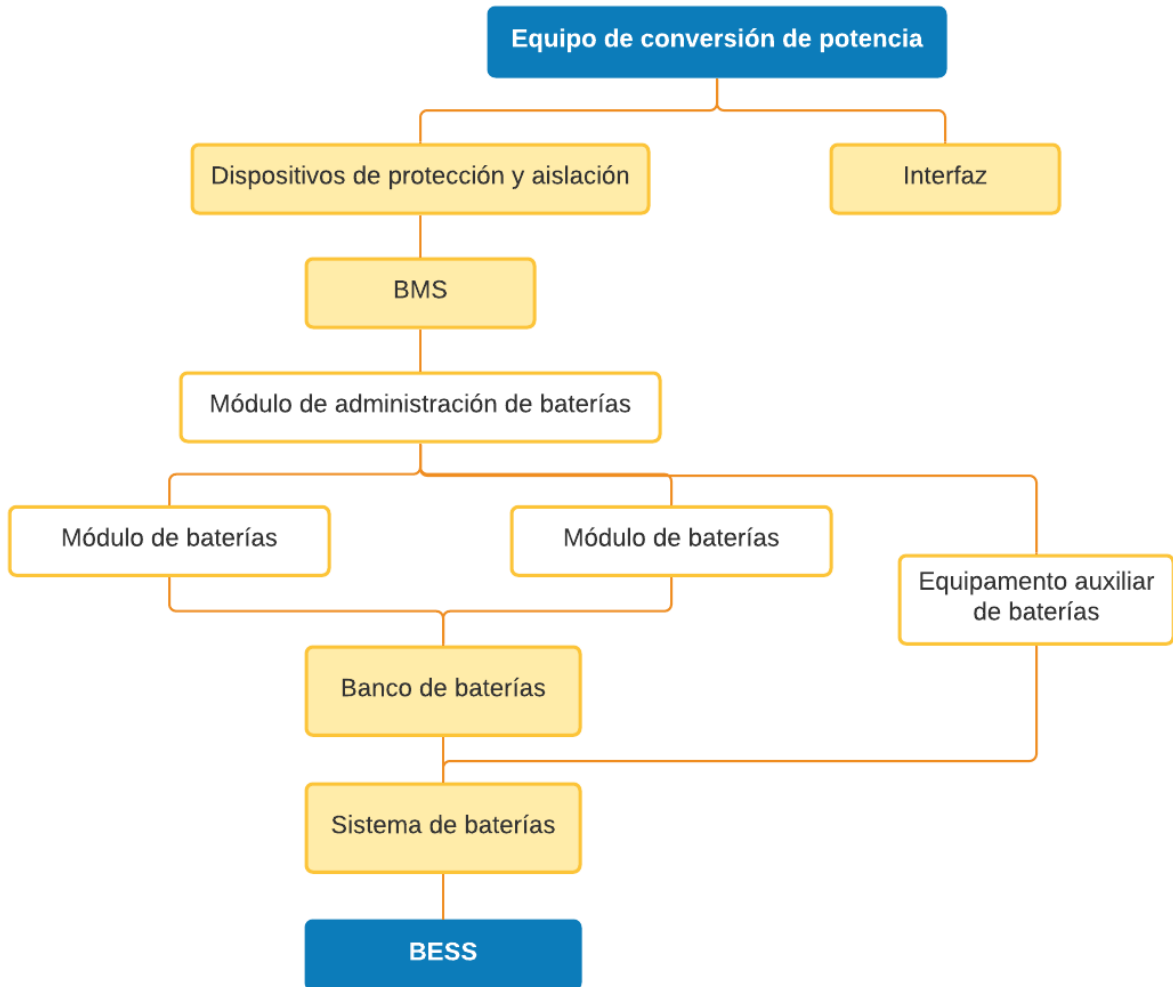


Figura 3.4: Estructura de BESS Ion-Litio.

Cabe recalcar que, el diseño del sistema de monitoreo es vital para asegurar que el BESS alcance los objetivos de operación [7].

3.4.3. Aplicaciones en el sector eléctrico

Acerca de las aplicaciones de BESS, en la experiencia mundial se puede dividir en tres ejes principales que se asimilan a la desintegración vertical del sector eléctrico: generación, transporte y distribución. De forma detallada, en [7] se presenta un esquema de clasificación según sector eléctrico, donde para cada eje mencionado propone ramas de aplicación específica de BESS, totalizando en 16 escenarios, como se ilustra en la Figura 3.5:

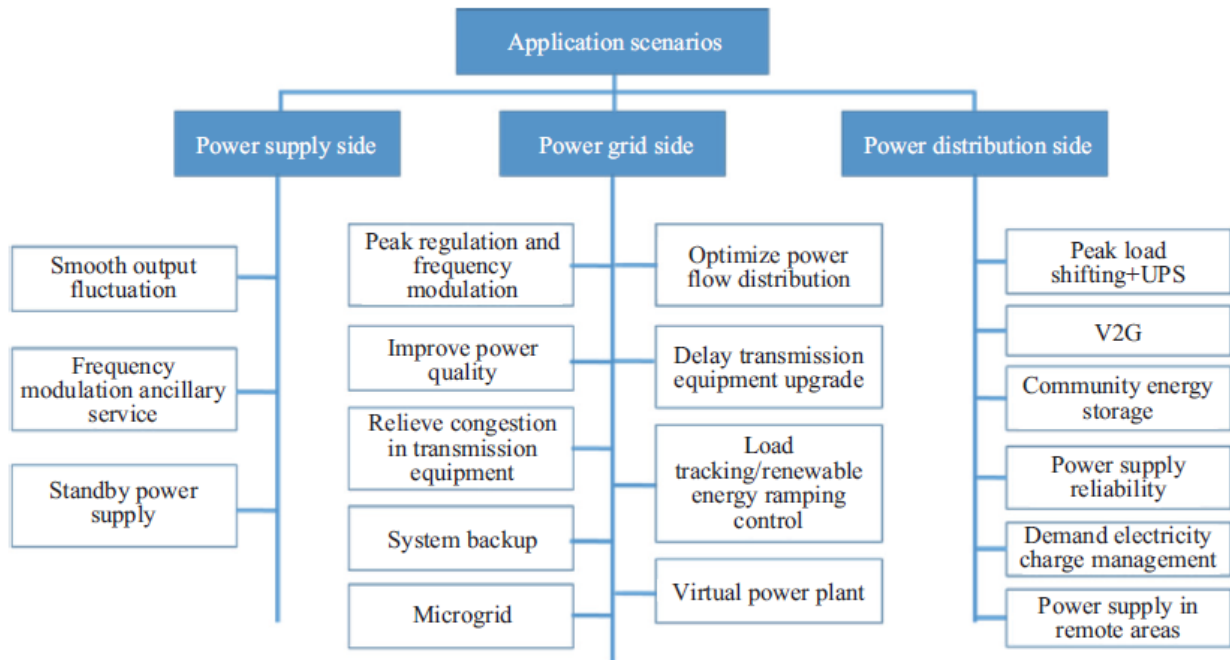


Figura 3.5: Aplicaciones de BESS según sector eléctrico.

Partiendo por el sector de generación, los SAE proveen una serie de beneficios en operación, incluyendo algunos servicios complementarios (SSCC) que pueden ser organizados en los siguientes puntos [4]:

1. Suministrar flujo de potencia hacia las cargas de manera continua y estable, especialmente en una red integrada por fuentes renovables intermitentes.
2. Realizar *peak shaving* y nivelación de cargas, mediante recarga de SAE durante períodos de mayor generación y bajos costos de energía, para luego poder descargar y suministrar en horas de mayor demanda y precio de energía.
3. Reducir riesgos debido a apagones con apoyo en partidas en negro, una capacidad notable en las tecnologías de SAE como supercondensadores y BESS.
4. Habilitar el uso de aplicaciones remotas como SEP autónomas, y móviles como vehículos eléctricos.

A pesar del límite impuesto por el criterio N-1, las líneas en realidad pueden transportar más potencia que aquella con la cual operan. Con respecto al sector de transmisión, las baterías pueden relajar estas restricciones, es decir, acumular esta potencia cuando no está siendo utilizada, y descargarla para balancear el sistema cuando se encuentre en situación de contingencia [15]. Esta particularidad que caracteriza las baterías no sólo permite regular la tensión en ambos terminales de las líneas de transmisión, sino también reduce los costos de inversión para aumentar la capacidad de transmisión de las líneas [16] [17].

En el gráfico de la Figura 3.6 obtenido del sitio de estadísticas [13], se muestran los

principales servicios que prestan los SAE en el sector de transmisión de Estados Unidos, y su participación en término de potencia instalada ¹.

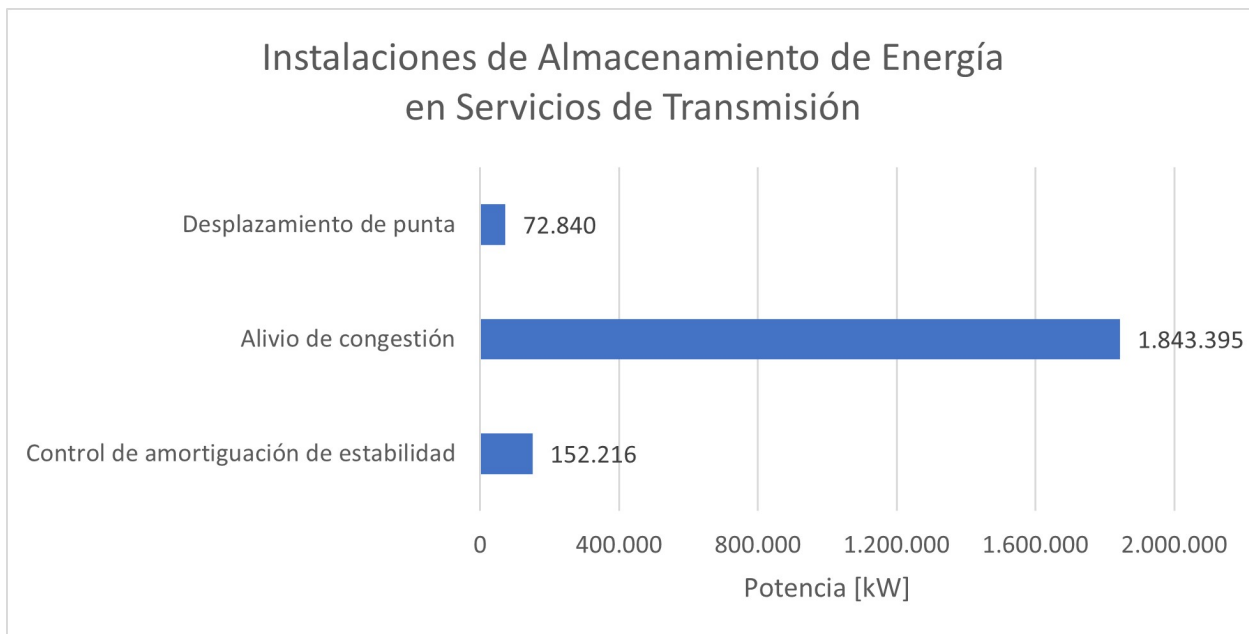


Figura 3.6: Aplicaciones en infraestructuras de transmisión de los sistemas de almacenamiento energético.

Desde las aplicaciones presentadas, se evidencia el aporte de los SAE en reducir estrechez, además de usar los activos existentes de la transmisión de forma más eficiente, asegurando su capacidad e incluso aumentándola como valor agregado a las líneas de transmisión [18].

Por lo que se refiere a nivel de distribución y usuarios finales de energía, el uso de SAE trae beneficios en los siguientes puntos [4]:

1. Mejora de la calidad de energía [16] [19]: la rápida respuesta de los SAE permite minimizar los efectos de problemas de calidad de energía, los cuales se reflejan en caídas de voltaje, transientes, parpadeos, armónicas, etc.
2. Incremento de seguridad [16] [19]: los sistemas de almacenamiento de energía apoyan al suministro de las cargas en casos de fallas.
3. Apoyo en regulación de tensión [19]: permiten mantener el voltaje dentro de un rango aceptable.
4. Aplazamiento de las actualizaciones de infraestructura [16]: el uso de los sistemas de almacenamiento de energía reduce la necesidad de invertir en nuevas infraestructuras que aumenten la capacidad de la red distribuidora con el motivo de suplir una demanda creciente. Eso se debe a que es capaz de realizar *peak shaving* y por ende mitigar congestiones.

¹ De los servicios ilustrados sólo se reconoce el alivio de congestión en la regulación chilena

5. Apoyo en recuperación de servicio [19]: los sistemas de almacenamiento de energía pueden ayudar a recuperar la operación de la red ante desconexiones por fallas y al despeje de fallas.

En virtud de una óptima operación en las aplicaciones claves mencionadas, se requiere que la tecnología utilizada del SAE tenga un mínimo tiempo de respuesta y tiempo de descarga, que va en unidades de milisegundos (ms) a minutos (min) incluso horas (hr). Para ser más precisos, en el sector de distribución y usuarios finales, los tiempos se muestran como indica la siguiente Tabla, basado en las literaturas [16] [20]:

Tabla 3.3: Tiempos de respuesta y descarga para optimizar BESS en aplicaciones de distribución y usuarios finales.

Aplicación	Tiempo de respuesta mínimo	Duración de descarga mínima
Calidad de energía	<5 ms	ms - 1,2 min
Seguridad	5 ms - s	5 min - 5 hr
Apoyo en tensión	<5 ms	15 min
Aplazamiento de actualizaciones de infraestructura	min	2 hr - 8 hr
Apoyo en la recuperación de servicio	<5 ms	10 s - 15 min
Aplicaciones de transporte	ms - s	s - h

Como se puede apreciar, el BESS, además de tener diversas aplicaciones al integrar la generación con energías renovables no convencionales (ERNC) al sistema, y en el sector de la distribución de energía, también trae efectos positivos en la seguridad, estabilidad y operación económica del sistema eléctrico en conjunto, bajo restricciones correspondientes [7].

Para mencionar, algunos de los proyectos de BESS con aplicaciones en la regulación de tensión y/o frecuencia en el mundo [7] se indican en la Tabla 3.4:

Tabla 3.4: Ejemplos de proyecto BESS con aplicación en la regulación de frecuencia y voltaje en el mundo.

Proyecto	Fecha de inicio	Tecnología	Dimensión
Qinghai Luneng Gel mud energía complementaria (China)	Diciembre de 2018	Batería ion-litio	50 MW / 100 MWh
Henan BESS red de distribución (China)	Diciembre de 2018	Batería ion-litio	100,8 MW / 125,8 MWh
Jiangsu Zhejiang BESS red de distribución (China)	Julio de 2018	Batería ion-litio	101 MW / 202 MWh
Virginia Beach Ridge BESS (EEUU)	Mayo de 2015	Batería ion-litio	31,5 MW / 12,06 MWh
West Sendai BESS regulación de frecuencia en subestación (Japón)	Febrero de 2015	Batería ion-litio	40 MW / 20 MWh

No es difícil observar que las tecnologías utilizadas de los proyectos en la Tabla 3.4 se asimilan a la tendencia de participación ion-litio expuesta en la Figura 3.3. Debido a la experiencia reciente del uso de BESS de ion-litio en el mundo recientemente, sumado a su alta densidad energética y potencia en comparación a otras composiciones, es conveniente incluir los valores de ion-litio como caso de estudio para efecto de análisis económico.

3.4.4. Impactos ambientales

A pesar de que los SAE son un fuerte apoyo en la incorporación de energías renovables de carácter intermitente, estos también impactan al medio ambiente en ciertos grados [4]. Por ejemplo, los almacenamientos de energía por PHESS² y CAESS³ son los que traen efectos ambientales más severos. Por otro lado, el de tipo *flywheel*, tiene influencias negativas mínimas en el entorno, bajo su operación normal. Aparte de estos ejemplos extremos, es necesario notar que las composiciones de algunas tecnologías de almacenamiento contienen materiales potencialmente riesgosos, por ejemplo cadmio, bromo y plomo [16].

A grandes rasgos, los SAE mecánicos impactan en bajo nivel al medio ambiente [21], excepto PHESS y GESS⁴, los cuales necesitan construcción de rutas, conductos y túneles que puedan reunir y fluir recursos hídricos, causando grandes impactos a la zona de implementación [22].

En cuanto a los sistemas de clasificación eléctrica, a pesar de su alta eficiencia en almacenamiento y no producir daños químicos a su alrededor, presentan problemas de seguridad en su operación. Dado que las condiciones de temperatura requeridas son usualmente bajas, es necesario diseñar protecciones correspondientes para evitar efectos magnéticos en la comunicación y seres vivos, como es el caso del SMES⁵ [23].

Respecto a los sistemas de tecnologías químicas, como es el caso de hidrógeno, son relativamente limpios, sin afectar mayormente al medio ambiente, dado que en los procesos de su producción, principalmente electrólisis, utilizan energías renovables [24]. Por otro lado, las tecnologías electroquímicas operan con alta eficiencia y poca necesidad de mantenimiento, por lo que son vistas como el método más práctico para almacenamiento de energía [25]. Dentro de los tipos electroquímicos se encuentran las baterías de de ion-litio, óxido de litio y sales. Estas se componen de químicos reciclables al final de su vida útil, que se extiende aproximadamente entre 15 y 20 años, por lo que provocan mínimos efectos al medio ambiente [4] [26]. No obstante, baterías con composiciones de cadmio y plomo pueden traer consecuencias tóxicas a su alrededor si no se maneja bien la seguridad de los equipos a través del sistema de gestión [21].

3.4.5. Parámetros de diseño

Ahora, entrando al diseño de los proyectos con los SAE, se deben tener en consideración diversos aspectos, como el objetivo a cumplir por equipo para que el sistema en su totalidad opere correctamente. Gracias a la característica modular inherente de los BESS, la única limitación para encontrar dispositivos con la potencia nominal requerida, radica en los aspectos de costo y dimensión [4]. Dicho esto, los parámetros fundamentales para la batería que se recomienda tener en consideración son las siguientes [27]:

² Pumped Hydro Energy Storage

³ Compressed Air Energy Storage System

⁴ Gravitational Energy Storage System

⁵ Superconducting Magnetic Energy Storage

- **Voltaje nominal:** es el voltaje referencial de la batería y es especificado por el fabricante. La unidad de medida es *volt*.
- **Capacidad nominal:** es la capacidad medida en *Ah* que indica cuando la batería se vacía su energía, dada una corriente de descarga generalmente expresada en *C-rate*. Por ejemplo, $1C$ significa que la batería se descarga en una hora con la corriente de descarga.
- **Capacidad energética:** es la cantidad de energía almacenada en unidades de *kWh* o *MWh*.
- **Duración de almacenamiento:** es la cantidad de tiempo que el banco puede descargar en su capacidad de potencia nominal antes de agotar su capacidad de energía. Por ejemplo, si se tiene una batería de 1 kW de capacidad de potencia y 5 kWh de capacidad energética efectiva, se tendrá una duración de almacenamiento de 5 horas.
- **Eficiencia de carga y descarga:** expresado en porcentaje. Es una relación entre la energía cargada y descargada de una batería, considerando la eficiencia total del BESS según sea el caso (operación de los convertidores), las pérdidas por auto-descarga y otras pérdidas eléctricas.
- **Energía efectiva:** es la energía que el sistema de almacenamiento puede entregar. Considera la eficiencia del banco de baterías, los convertidores y la profundidad de descarga.
- **Energía de ciclo de vida:** es la energía total que el banco de baterías puede entregar durante toda su vida. Se calcula en base a la profundidad de descarga (respecto a estado de carga máximo y mínimo), capacidad energética o energía nominal, y el número de ciclos que el fabricante especifica.
- **Vida útil efectiva:** es el periodo de tiempo que el banco de baterías puede entregar energía hasta considerarse no adecuado para su finalidad inicial. Suele expresarse en años y está determinada por la operación del sistema de almacenamiento para su aplicación afín. Cabe destacar que existe un límite práctico de vida útil, el cual debe acordarse en base a la tecnología de baterías a utilizar, por ejemplo 20 años.
- **Estado de carga (SoC):** se define como la cantidad de energía eléctrica almacenada en la batería. La medición va de 0 % (batería descargada), a 100 % (carga completa).
- **Profundidad de descarga (DoD):** al contrario del SoC, la DoD corresponde a un índice que representa que tan descargada se encuentra la batería, y se expresa entre 0 % (carga completa) y 100 % (descargada). De esta forma, si una batería tiene una DoD de 30 %, este porcentaje de la energía total almacenada ha sido descargada, y solo el 70 % es remanente que puede utilizarse para alimentar cargas. Una DoD a partir de 80 % se considera como una descarga profunda. Cabe destacar que los fabricantes pueden establecer el rango de operación energético según sea este parámetro.
- **Estado de salud (SoH):** es una figura de mérito de la condición de la batería en comparación a sus condiciones ideales. En general es 100 % cuando es recién fabricada, y va decreciendo a medida que aumenta su uso en el tiempo.

- **Ciclo de vida:** es la cantidad de tiempo o ciclos de almacenamiento que una batería puede proporcionar de recarga y descarga regulares, antes de una falla o degradación significativa. Este parámetro se asocia con factores como condiciones de recarga y descarga, temperatura, humedad, etc. En general, se obtiene menor ciclo de vida a una mayor DoD.
- **Corriente máxima de recarga y descarga:** como indica su nombre, es la máxima corriente con la cual la batería puede ser recargada o descargada de forma continua. Su conocimiento es relevante para evitar peligro en su operación.
- **Voltaje máximo:** también es conocido como el voltaje de recarga, con el cual la batería se recarga para alcanzar su capacidad completa.
- **Voltaje flotante:** es el voltaje que la batería debe mantenerse cuando tiene un SoC de 100 %, a modo de compensar la auto-descarga.
- **Impedancia interna:** es uno de los parámetros funcionales que reflejan la condición de batería junto al SoH y SoC. En general, la impedancia de una batería varía para la recarga y descarga. Este fenómeno se debe a las pérdidas internas y operaciones dinámicas de la batería.
- **Potencia y energía específica:** se expresan en W/kg y Wh/kg . Se refieren a la potencia y energía máxima por unidad de masa, respectivamente, y son valores nominales de la batería a 100 % de SoC.
- **Densidad de potencia y energética:** se expresan en W/m^3 y Wh/m^3 , similar al parámetro anterior, pero por unidad de volumen.

Con el objetivo de evitar comprometer la vida útil de las baterías, es clave no recargar o descargarlas a niveles mayores que los nominales, como se especifica anteriormente en los parámetros, además de revisar e igualar el voltaje de las celdas que conforman un módulo de batería. Para un manejo seguro y óptimo de las baterías que abastecen altas demandas, se necesita una gestión de temperatura adecuada: refrigeración cuando se ubican en ambientes de alta temperatura y viceversa [4].

3.4.6. Proyectos operativos de BESS

3.4.6.1. Casos alrededor del mundo

Dentro de proyectos de almacenamiento energético en el mundo, es importante mencionar de la batería ion-litio en el Sur de Australia. Este proyecto llamado *Hornsedale Power Reserve*, con una potencia de 100 MW y capacidad de 129 MWh, es el BESS más grande del mundo hasta el momento, y fue construido en el transcurso de 100 días en el año 2017 por la empresa tecnológica Tesla. Su finalidad es almacenar energía proveniente de las turbinas eólicas cercanas y suministrarla para 30.000 familias. Se destaca que el abastecimiento puede llegar hasta ocho horas. Sólo en el primer año de operación, ha ayudado a reducir la intermitencia y ha ahorrado 50 millones de dólares australianos para los consumidores [29].

El creciente desarrollo de Australia en el área de las ERNC ha generado volatilidad en la producción de energía. Además, carece de líneas transmisoras de alta tensión capaces de transportar estas energías hacia sus destinos de consumidores. En este escenario, el desarrollador de energía Neoen planifica la expansión del proyecto *Hornsedale Power Reserve* con el apoyo gubernamental y de Tesla, aumentando su potencia y capacidad a 300 MW y 450 MWh. Este nuevo proyecto llamado *Victorian Big Battery* aplicará su uso en la transmisión de energía eléctrica entre los estados de Victoria y New South Wales, donde el primero es un estado que avanza hacia una matriz energética con el 50 % basado en ERNC al año 2030, y carbono neutralidad al 2050.

Esta infraestructura de transmisión asegurará la alimentación inmediata de electricidad en caso de que la demanda de electricidad supere la capacidad de las líneas, que son raras ocasiones, para de esta forma ahorrar la mitad de costos y controversias de permisos, en comparación a una ampliación de líneas. De esta manera, aporta al uso eficiente de los activos de transmisión, además de aumentar la confiabilidad y redundancia del sistema [18]. Sin embargo, este tipo de infraestructuras enfrenta la incertidumbre de las normas reglamentarias que se encuentran incompletas en varios lugares del mundo, por ejemplo, en Estados Unidos y Chile, para crear un ambiente estable que atraiga inversiones [30].

En Alemania se enfrenta el mismo dilema de la distancia entre recursos renovables y centros de demanda energética, donde se suma que las centrales termoeléctricas a carbón y nucleares están en proceso de retiro. Con los objetivos de reforzar la estabilidad de las redes transmisoras y transporte de energía renovable a grandes distancias, Operadores del Sistema de Transmisión (TSOs) en Alemania han propuesto la iniciativa *"Grid-Boosters"*, en el cual planifica un portafolio de 1.300 MW de almacenamiento energético como "transmisión virtual". Esta energía proveniente principalmente de la generación eólica en la zona norte del país, será almacenada, y se dedicará a respaldar la capacidad de transmisión en caso de necesidad de compensar escasez, causada por interrupciones repentinas de suministro [15].

En concreto, el plan *"Grid-Boosters"* contempla dos etapas a realizar, respectivamente en 2035 y 2040, sujetas a aprobaciones por BNetzA, organismo federal alemán encargado de regulaciones de redes. El borrador de 2035 destina gran parte de recursos en medidas de redes en el continente, y el resto en redes de carácter *off shore*, lo que significará sumar a la red líneas nuevas de más de 7.000 km en corriente alterna y cerca de 5.000 km en corriente continua [31]. Los SAE serán a escala *utility* y se instalarán en uno de los dos extremos de las líneas de transmisión en operación. Bajo ese escenario, la estabilidad de la red puede aumentar significativamente y los costos son mucho menores en comparación a invertir y mantener una línea que cumple el estándar de criterio N-1, pero que rara vez será usada [15].

A pesar de que se observa un boom de los proyectos de BESS aplicados en sectores eléctricos en estos últimos años, no son una tendencia nueva, en particular aplicados en el sector de transmisión. En agosto del 2003, en la zona de *Fairbanks*, una ciudad de Alaska que se asimila a Chañaral en distanciamiento y dependencia de una línea única de transmisión, se instala el BESS más poderoso de la época, con una potencia instalada de 46 MW suministrando continuamente por cinco minutos, energía destinada para 35.000 habitantes [32] [33]. La participación del BESS ha marcado un gran avance en la seguridad de suministro del área, ya que desde el inicio de su operación ha prevenido el 90 % de los apagones de la zona y cabe

destacar que sólo en el año 2018, la ciudad se ha evitado un total de 59 eventos de falla [34]. Todo de lo expuesto hasta aquí significa que el BESS como respaldo de suministro facilita notablemente la vida cotidiana de los habitantes, considerando que en época de invierno la temperatura local de *Fairbanks* alcanza un mínimo de $-45^{\circ}C$ [33].

3.4.6.2. Casos chilenos

Volviendo al contexto de Chile, los proyectos de BESS se han enfocado en la regulación de frecuencia de las centrales generadoras, dado que el beneficio de operar las centrales generadoras a un factor de planta menor a uno con el objeto de disponer una reserva de giro, es superior al costo de instalar un BESS. Esta evolución ha sido impulsada principalmente por la empresa eléctrica AES Gener, y ha marcado su avance desde el año 2009, con la introducción del BESS en la Subestación Los Andes, ubicada en la región de Antofagasta. Las baterías que utiliza el BESS es de tecnología nanofosfato de ion-litio, de potencia instalada 12 MW, y pueden inyectar su energía al SING hasta 20 minutos. La energía almacenada en estas baterías puede ser inyectada al SING en periodos de contingencias, otorgándole al operador una ventana de tiempo superior para la entrada de otro generador auxiliar, para así satisfacer la demanda. De esta manera la central Norgener (280 MW) puede operar a mayor potencia y evitar la reserva en giro del 4% según normativa CDEC⁶ de ese momento [35].

Tres años más tarde, en el 2012, se suma la instalación del BESS de 20 MW en la Subestación Central Angamos, específicamente dentro de la Central Termoeléctrica Angamos, de potencia nominal 544 MW, en la misma región de Antofagasta. El sistema de baterías utiliza tecnología ion-litio y puede entregar al sistema 20 MW durante 20 minutos. La finalidad de este complejo es suplir la reserva en giro (4%) que debe ser suministrada por Angamos, permitiéndole a esta central operar a una mayor potencia de despacho [35].

Posteriormente en el año 2016, nuevamente en la misma región, se inició la operación de un BESS de 20 MW como unidad de almacenamiento de energía en apoyo a la central Termoeléctrica Cochrane en la región de Antofagasta, la cual está conectada al SING a través de una línea 220 kV doble circuito de 152 kilómetros, y suministra principalmente a las actividades mineras de la zona norte [36]. La banda de operación del BESS, obtenida de los ensayos realizados por Estudios Eléctricos [37], se observa como a continuación:



Figura 3.7: Banda muerta de operación del BESS.

⁶ Centro de Despacho Económico de Carga, actual Coordinador.

En la Figura 3.7 se muestra que la primera banda muerta externa determina el instante en que el sistema comienza con la absorción / inyección de potencia, mientras que la segunda banda muerta, ajustada según el estudio de impacto sistémico, determina la finalización de la absorción / inyección de potencia [37]. Al igual que los dos proyectos anteriores, permite funcionar la central a mayor potencia de despacho, en este caso de la Termoeléctrica Cochrane [35].

Lo expuesto hasta ahora, cabe mencionar que la aplicación de los BESS en el norte de Chile no tiene objetivo en el control de punta, sino que responde a lo que hoy está catalogada como SSCC, en particular, de la regulación de frecuencia. Sus implementaciones apuntan a la exigencia para las centrales de producir menor a su capacidad máxima, de modo que en caso de ser necesario se tiene un margen para aumentar o disminuir su potencia generada tal que se regule la frecuencia. Como consecuencia, estas centrales generadoras están diseñadas con ese margen de potencia encargado por tecnología BESS, en lugar de entregarlo mediante una menor generación.

Acercando a los desarrollos de los últimos años, se destaca un proyecto por su modelo innovador *Virtual Dam/Reservoir*, que consiste en integrar baterías a las hidroeléctricas de pasada, en particular un BESS asociado a la Central Alfalfal. Esta innovación se ubica en la Región Metropolitana y entró en operación el año 2020. Emplea la tecnología ion-litio y tiene una capacidad de 10 MW para respaldar durante 5 horas en el Cajón del Maipo [38]. Para su implementación, se requirió una inversión de 14 millones en USD, espacio de 950 m^2 y un período de construcción de ocho meses, a partir de la aprobación de interconexión del Coordinador [39].

Por otra parte, en el primer semestre de este año, la obra BESS S/E Nueva Imperial del Grupo Saesa, entra al Plan de Expansión de 2022 para abastecer consumos de las comunas de Nueva Imperial, Chol Chol, Carahue, Puerto Saavedra y Teodoro Schmidt, cuyas ubicaciones se encuentran en la IX Región de la Araucanía, que corresponde a una zona detectada con problemas de suficiencia en el Plan de Expansión anterior. Debido a que los proyectos originalmente planificados no fueron materializados ya sea por razones técnicas o sociales, el BESS S/E Nueva Imperial fue incluido con urgencia al Plan gracias al decreto N°37, artículo N°40 [40]. Esta obra de 5,2 MW de potencia y 24 MWh de capacidad energética, dio el primer paso de almacenamiento de energía como infraestructura de transmisión, y se estima su inicio de operación hacia final del año 2025 [41].

Por último, el proyecto en evaluación por agentes transmisores, BESS Parinas - Polpaico, consiste en la implementación de dos BESS que se ubicarán respectivamente en las subestaciones de Parinas y Lo Aguirre. El objetivo de este proyecto es incrementar las transferencias por los conductores 2x500 kV que unen las subestaciones de Parinas y Lo Aguirre por sobre la capacidad definida por el criterio N-1, mediante la compensación dinámica de potencia activa entregada por los dos equipos de almacenamiento de energía de forma coordinada.

Durante la operación normal del tramo Parinas - Lo Aguirre 2x500 kV las transferencias de energía fluyen desde el norte donde se encuentran las fuentes de generación, hacia el sur conectado con puntos de consumos, por lo que los BESS mantienen una operación con carga al mínimo para el equipo instalado en la subestación de Parinas, y al máximo para el

equipo ubicado en la subestación de Lo Aguirre. En operación bajo estado de contingencia causado por falla en alguno de los circuitos del tramo, los BESS de ambas subestaciones se coordinan para mantener el equilibrio entre generación y demanda establecido previo a la falla. La compensación de la carga se representa por la inyección del BESS de la subestación de Lo Aguirre, cuya finalidad es mitigar los impactos hacia los consumos de las fallas. Por otra parte, la compensación de generación y capacidad térmica de la línea se representa por la absorción de potencia del BESS ubicado en Parinas por sobre la capacidad N del tramo con falla. Se pretende aumentar la capacidad de transmisión de 1700 a 2200 MVA con este proyecto [42].

3.5. Micro-redes

Existen distintos caminos para crear sistemas eléctricos flexibles capaces de adaptarse para la integración de fuentes de energía renovable y generación distribuida. Estos tipos de generación tienen la ventaja de reducir la distancia física y eléctrica entre los puntos de suministro y demanda, lo cual contribuye favorablemente al perfil de voltaje de la red, reduce los cuellos de botella en la transmisión de energía y pérdidas por efecto Joule, además de aumentar la seguridad del sistema [43]. En esta sección se introduce el concepto de micro-red que hace posible la integración de las generaciones y suministros locales.

3.5.1. Definición

El concepto de micro-redes tiene una definición que varía en las literaturas de ciencias y tecnologías. En [44], una micro-red consiste en generaciones de energía distribuidas, equipos de almacenamiento de energía, y cargas locales que requieren ser suministradas de energía. Desde el punto de vista del nivel de centralización de la red, una micro-red también puede definirse como una red descentralizada donde se distribuyen fuentes de energía y cargas, dentro de periferias específicas. Desde el punto de vista de modo de operación, este sistema eléctrico de pequeña escala puede operar tanto de forma independiente (isla), como de forma colaborativa con el sistema eléctrico a nivel distribución [4]. Una definición más precisa de micro-redes fue introducida por el Departamento de Energía de Estados Unidos, donde indica que una micro-red es un sistema de energía con unidades de generación y carga coordinadas, y es capaz de operar de forma controlada tanto conectada a la red principal, como aislada de ella [45].

El objetivo principal de las micro-redes es ofrecer estabilidad al sistema cuando se encuentra en estado de contingencia, como una interrupción de servicio [46] [47]. A diferencia de las redes tradicionales, las micro-redes presentan una serie de ventajas en términos de facilidad de conexión y recursos de baja emisión. Además, dado que las unidades integradas son flexibles, permite el flujo bidireccional de la energía, siempre y cuando se respeten los estándares de calidad y seguridad [48].

A causa de su gran capacidad de adaptación, las micro-redes son diseñadas de acuerdo a una serie de factores, tales como las necesidades de la comunidad, la disponibilidad de los recursos de generación, y la robustez del sistema. Gracias a su alta flexibilidad, pueden ser

instaladas en ubicaciones de diversas características, desde fábricas hasta islas de turbinas eólicas [49] [50]. La topología básica de una micro-red y sus componentes se ilustra en la siguiente Figura, obtenida de [51]:

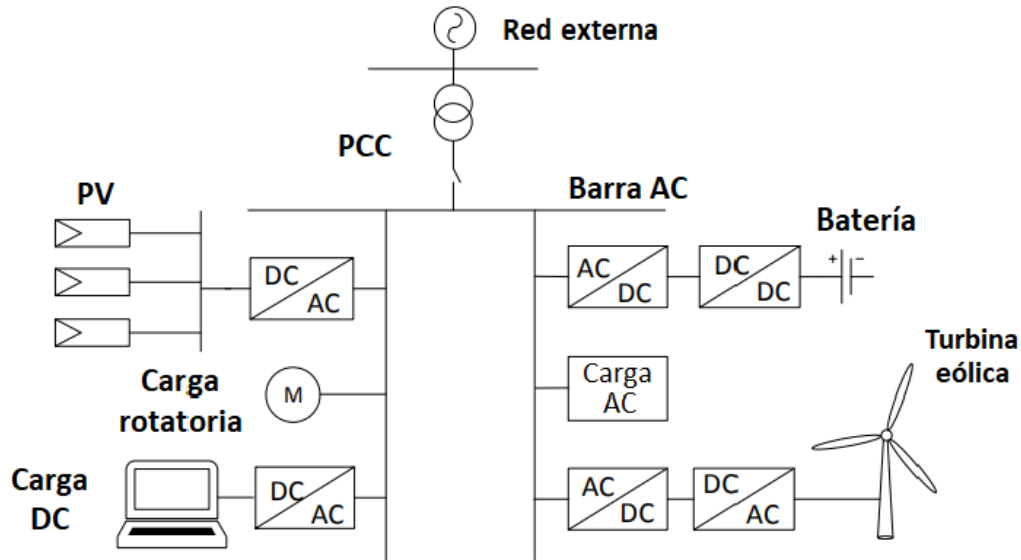


Figura 3.8: Topología básica de una micro-red.

En la figura 3.8 se aprecian las unidades generadoras, representadas con turbina eólica y planta fotovoltaica. Además, se representan las unidades de almacenamiento con baterías, todas conectadas a través de convertidores, y cargas tanto en AC como DC. El punto que une la barra AC de la micro-red y la red externa es el *Point of Common Coupling (PCC)* [51].

3.5.2. Aspectos técnicos de las micro-redes

En el sistema eléctrico presente predominan los generadores sincrónicos (GS), que se caracterizan por una inercia robusta dependiente de la velocidad de giro de las máquinas, mientras que, los generadores variables controlados por los convertidores de potencia, son la minoría en la composición de la matriz energética. No obstante, se espera que la participación de los generadores operados en base a convertidores de potencia aumente gradualmente, reemplazando a las máquinas sincrónicas convencionales, como se observa en la Figura 3.9, [67]:

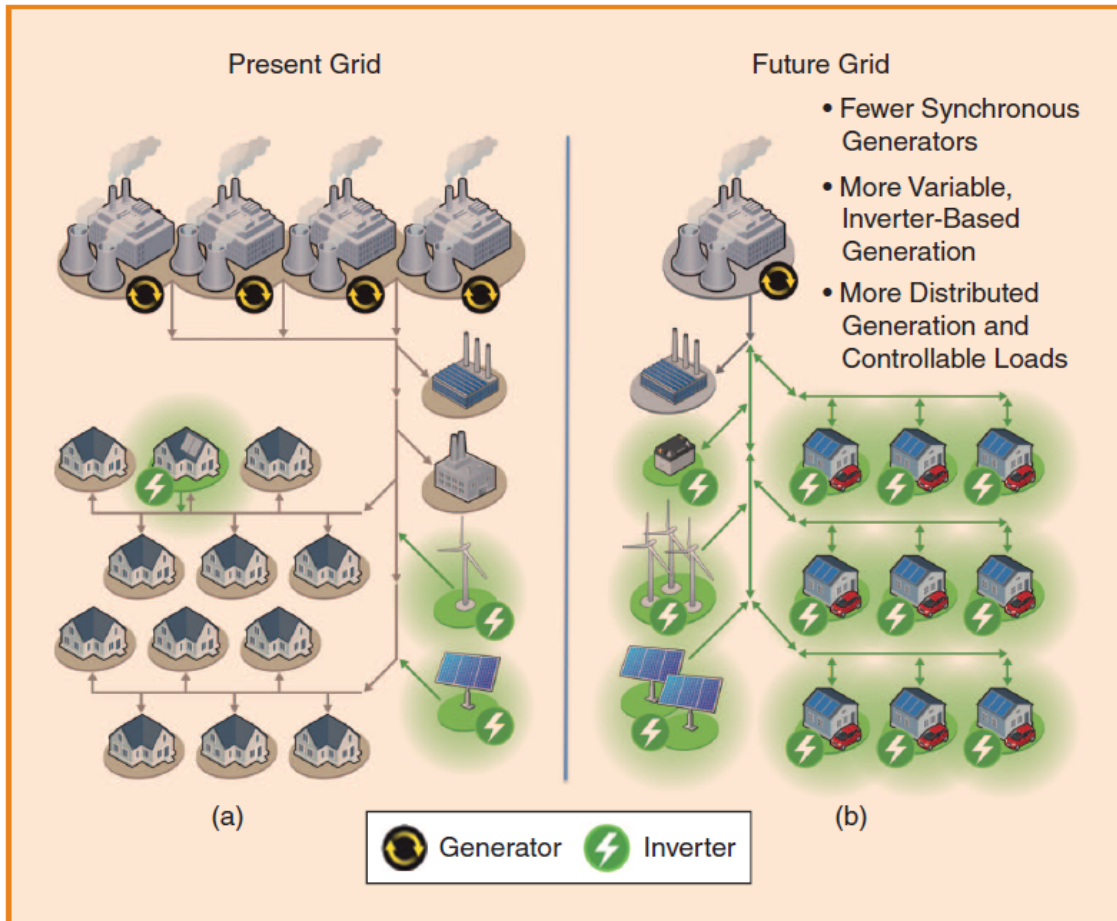


Figura 3.9: Composición de redes convencionales y futuras.

Las características diversificadas en la operación de distintas unidades que integran en las micro-redes, conllevan un uso óptimo de recursos existentes, pero también los desafíos para la estabilidad en conjunto del SEP, debido a tres principales razones [44]:

- El sistema presenta inercia relativamente baja, provocando inestabilidad en el ángulo y frecuencia.
- La distribución reducida de energía inestabiliza el nivel de tensión.
- El cambio de la tasa de compartimiento de energía genera oscilaciones de frecuencia.

Tradicionalmente, los GS son los encargados de estabilizar la frecuencia en la red eléctrica gracias a su energía cinética almacenada. No obstante, con el aumento de fuentes de generación dependientes de convertidores de potencia, la estabilidad de frecuencia se convierte en una preocupación para ciertos períodos del día. La principal causa de esta preocupación es que estos generadores usualmente operan con su potencia de salida nominal y no responden a variaciones dinámicas, lo que ralentiza la respuesta dinámica de frecuencia [43]. Es más, en un sistema sin GS, como el caso de Chañaral, la frecuencia deja de ser una variable física acoplada a la velocidad de giro de las máquinas, por lo que carece de significado para determinar el desbalance de un sistema [51] [52].

Los controladores de potencia en términos de magnitud de potencia nominal, son dos a tres órdenes menores en comparación a plantas termoeléctricas y nucleares, las cuales se integran con máquinas sincrónicas. Bajo esta comparación, un sistema eléctrico que tiene su carga basada en dispositivos de electrónica de potencia, se requiere involucrar gran cantidad de convertidores de potencia [53]. Es por esto que la introducción de los dispositivos de electrónica de potencia de acción rápida implica que las suposiciones sobre la transmisión, de omitir sus dinámicas, pueden no ser válidas, lo que conllevaría tanto efectos positivos como adversos a la estabilidad del sistema [54]. Esto se refleja en los casos internacionales con amplia experiencia en fuentes intermitentes, como el caso de Irlanda con el 40 % de su matriz energética dependiente de recursos eólicos al año 2020 [55], Texas [56] y el Sur de Australia [57]. Por esta razón, es crucial diseñar adecuadamente los convertidores de potencia para redes con mayor flexibilidad, que integren un alto nivel de fuentes renovables y generación distribuida [43].

La inercia resulta ser relevante en la operación, control y estabilidad del SEP [58]. Los bajos niveles de inercia enfrentan de forma distinta a las contingencias. Un ejemplo se encuentra en el sistema simulado en [54], donde demuestra que a diferencia de las expectativas, una baja inercia no impacta mayormente en la estabilidad de pequeñas señales de los SEP con alta inserción de generadores conectados a la red a través de electrónica de potencia, pero sí afecta en las dinámicas de frecuencia y sus transientes asociados, los cuales comprometen al esquema de activación de las protecciones basadas en las mediciones de RoCoF⁷, por ejemplo EDAC⁸ en el caso de Chile. Esto verifica que la interacción entre los controladores de GS y generadores basados en convertidores de potencia pueden llevar a inestabilidades en la frecuencia y voltaje con una alta penetración de ERNC, comportamiento que es posible observar con mayor claridad en simulaciones que toman en consideración el nivel de controles de los generadores. En vista a la creciente incorporación de energías renovables con uso de convertidores para contribuir en la matriz energética, se necesitan nuevas medidas de mitigación para compensar los impactos en la inercia [58].

Cuando la micro-red opera de modo conectado a la red principal, el PCC prioriza el control de potencia por sobre el control de frecuencia y tensión, para una óptima gestión. Por el contrario, en modo aislado de la red principal la regulación de frecuencia y tensión es vital [59]. Considerando que la regulación de voltaje y frecuencia, y el balance entre generación y carga ya no son apoyadas por la red principal, estas tareas se convierten en uno de los desafíos para micro-red en operación modo isla. Sin la conexión a la red principal, las unidades de generación y almacenamiento dentro de la micro-red no pueden controlar la entrega de cantidades determinadas de potencia activa y reactiva, por lo que se deben implementar estrategias de control que procuren la participación de estas unidades en la regulación de voltaje y frecuencia [51] [60].

Al igual que el empleo de los dispositivos de electrónica de potencia, en el caso de almacenamiento de energía por batería, el calor disipado durante los procesos de carga y descarga puede afectar las armónicas presentes, y por consiguiente la seguridad de la micro-red [61]. Es por esto la necesidad de filtros de potencia con el objetivo de mejorar la confiabilidad de la micro-red [62].

⁷ Rate-of-Change-of-Frequency

⁸ Esquema de Desconexión Automática de Carga

Todas estas observaciones también se relacionan con la transición entre las modalidades de operación. Desde el modo conectado a la red externa hacia el modo aislado, y viceversa, pueden ocurrir desbalances sistémicos y fluctuaciones en el voltaje. Estos fenómenos se deben a tres factores: (1) la transformación entre carga y fuente de la micro-red, (2) la velocidad de respuesta dinámica, y (3) la baja inercia de los recursos existentes. Todo esto, debido a que en los sistemas de generación distribuida tienen una alta penetración de tecnologías de generación variable y almacenamiento, con convertidores y dispositivos de electrónica de potencia [63].

3.5.3. Control de micro-redes

En la sub-sección anterior se da a conocer la importancia de un control adecuado en las micro-redes. A nivel de dispositivos, en [64] se proponen soluciones a los problemas técnicos de micro-redes con SAE y FACTS⁹, en combinación con una adecuada relación entre generación y demanda. A nivel de controladores, en [59] se presenta un control PI utilizado en proceso de recarga y descarga de un BESS implementado en una micro-red, con el motivo de alcanzar la estabilidad de frecuencia y tensión. En general los controladores PI son configurados con una ganancia fija, pero en ese estudio se ha descubierto que al aplicar ganancias actualizadas en tiempo real a los controladores permite una regulación más rápida y precisa [59].

Una configuración típica del control de las micro-redes es el diagrama publicado en [65], que se muestra la Figura 3.10:

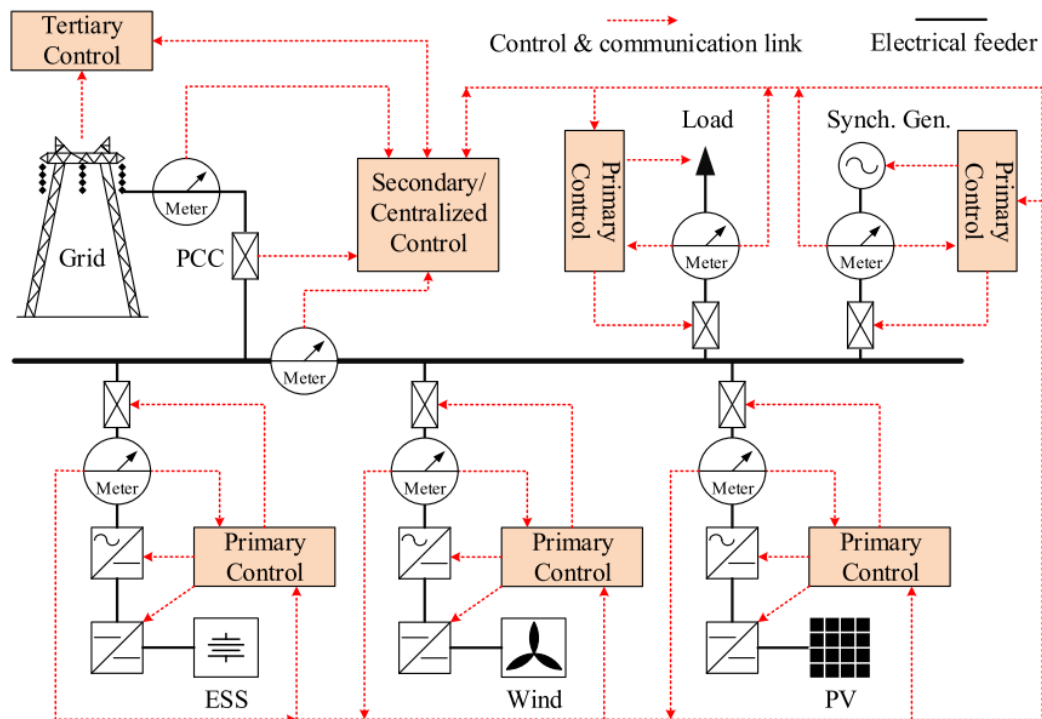


Figura 3.10: Estructura de control de una micro-red.

⁹ Flexible Alternating Current Transmission System

Como se puede observar en el diagrama de la Figura 3.10, el control primario es la interfaz para integrar equipos de respaldo como SAE. En la literatura y experiencia práctica se consideran dos tipos de convertidores para el control de variables en micro-redes, *grid-following* y *grid-forming*, actualmente aplicados para generadores de ERNC como eólicos y fotovoltaicos, baterías, etc [53].

3.5.3.1. Convertidores modo *grid-following*

Como se ha mencionado anteriormente, las fuentes renovables de generación distribuida están conectadas a la red a través de convertidores de potencia. Dentro de ellos prevalece el tipo *grid-following*, en adelante GFL, que se utiliza ampliamente en generadores eólicos y fotovoltaicos [53]. Los convertidores en modo GFL inyectan la corriente en un determinado ángulo de fase para controlar la salida de potencia activa y reactiva [43]. Para lograr esto, requieren un voltaje externo bien definido de manera que permite al PLL seguir su voltaje, frecuencia y fase, en virtud de sincronizar el convertidor a las redes [66]. En la Figura 3.11 obtenida de [43] se muestra un diagrama general del convertidor en modo GFL.

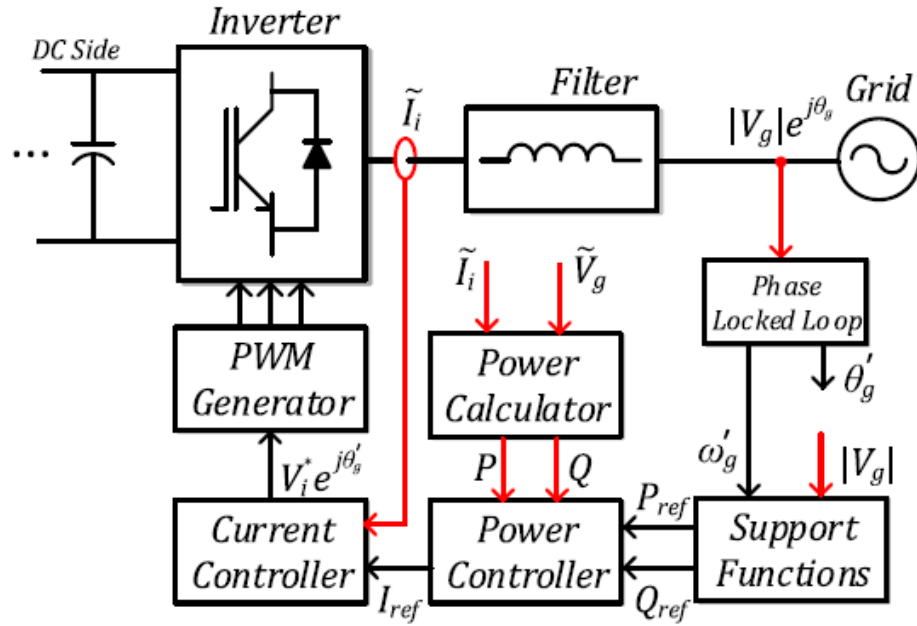


Figura 3.11: Diagrama del convertidor grid-following.

Dentro de los controladores presentes en el diagrama de la Figura 3.11, el centro de operación de un convertidor GFL está en el controlador PLL, que se encarga de estimar el ángulo de la tensión sinusoidal en tiempo real, a partir de los terminales de los inversores. Posteriormente, se inyecta una corriente controlada a la red para rastrear el voltaje en el terminal, de forma que el comportamiento colectivo de las máquinas del sistema mantiene la frecuencia y voltaje dentro del rango determinado, en cualquier punto de la red [67].

Si bien los convertidores GFL se destacan por su rápida respuesta en comparación a los

GS, presentan dos inconvenientes significativos. Primeramente, no tienen propiedad inercial para formar una red, por lo que su uso puede llevar a una disminución de inercia y capacidad de sincronización del sistema en conjunto, lo cual afecta a la estabilidad sistémica e impide su integración a los SEP actuales. En segundo lugar, los convertidores GFL no pueden operar en modalidad autónoma, ya que la tecnología de control depende de un lazo PLL en virtud de sincronización, controlador que a la vez se referencia de los parámetros entregados por la red principal, haciendo imposible una partida en negro [68].

En síntesis, los convertidores que operan en modo GFL actúan como una fuente de corriente sinusoidal que sigue al voltaje en los terminales, con la mínima desviación posible en su magnitud y ángulo, y en frecuencia [67]. Debido a que sólo actúan como una fuente de corriente dependiente de una referencia de voltaje, es riesgoso basarse solamente en convertidores GFL para una red con alta participación de generadores controlados por electrónica de potencia, ya que no pueden regular directamente la tensión y frecuencia del sistema, función que cumple la misma red principal. Por esta razón, es vital un diseño de convertidores que determina el voltaje del sistema bajo una frecuencia deseada [43] [67].

3.5.3.2. Convertidores modo *grid-forming*

Un convertidor *grid-forming*, en adelante GFM, se encarga de establecer la magnitud de voltaje y frecuencia en el PCC, siguiendo valores de referencia específicos [69]. Es más, puede participar en la regulación de estos parámetros y en la repartición de carga de un sistema ante perturbaciones, mediante la implementación de controlador *droop*, sin la necesidad de conexión a una red externa operativa [51]. Más que una fuente de inercia, un convertidor GFM actúa como una fuente de amortiguamiento (*damping*) para el sistema, en el cual tradicionalmente se compensa con reserva de giro de GS. En principio, la generación distribuida con GFM puede ser implementada como un activo de "reserva de giro" [43].

En la Figura 3.12 se pueden observar los controladores que componen un convertidor GFM (diagrama obtenido de [43]):

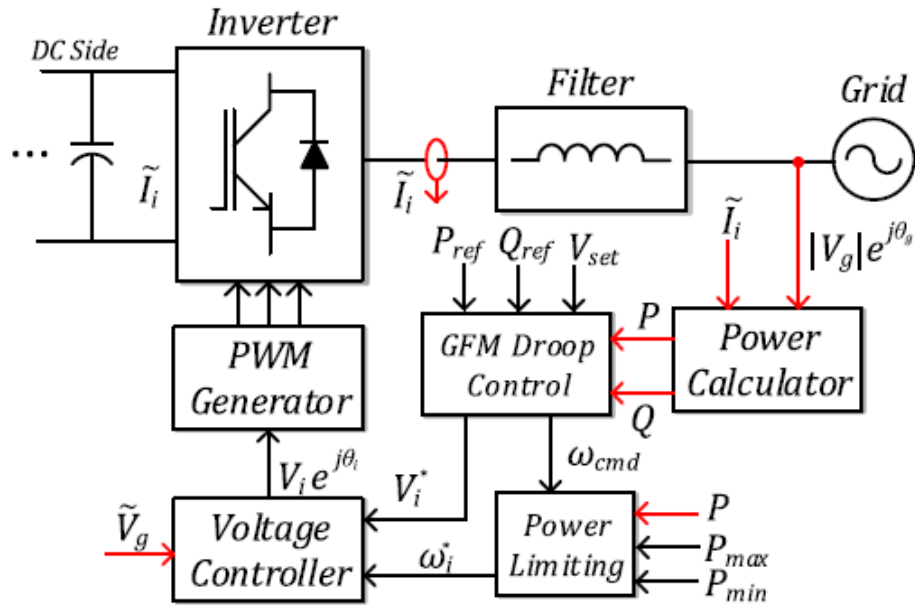


Figura 3.12: Diagrama del convertidor grid-forming.

El control *droop* del convertidor presentado en 3.12 es capaz de imitar el comportamiento de un GS en estado estacionario, e introduce una compensación lineal entre la potencia activa y frecuencia, potencia reactiva y voltaje [70]. En micro-redes, convertidores con un control *droop* contribuyen al control primario, en donde el compartimiento de potencia en estado estacionario depende de la capacidad de los convertidores y la tasa de pendiente del control *droop*. Es por esto que este tipo de convertidores aumentan la capacidad del compartimiento de potencia y mejoran la estabilidad sistémica [68].

Dado que actúa como una fuente de voltaje, este tipo de control responde activamente a variaciones y disturbios de la red externa, como las fallas en el sistema. Para el *loop* del control de potencia activa, un convertidor GFM se comporta de forma similar al control *droop* de GS, pero utilizando las mediciones de potencia activa en el PCC para ajustar la frecuencia de su voltaje de salida. Mientras tanto, el voltaje en el PCC se puede mantener dentro del rango a través del control del voltaje en la salida del convertidor, contando con la potencia reactiva de salida en el control *droop* Q/V [53].

Para un acercamiento desde los convertidores de modo GFL, la diferencia intrínseca entre estos y los convertidores GFM, es que los primeros se asimilan más a una fuente de corriente que se inhabilita al control de frecuencia y tensión, por lo que su apoyo en los SSCC de la red se ve limitado. Por otro lado, los últimos son una fuente de tensión controlable detrás de una reactancia de acoplamiento, que funcionan como lo hacen los GS conectados a la red. Para las fuentes de voltaje, sus convertidores con *droop* son capaces de controlar directamente la tensión y frecuencia [71].

Hay que mencionar, además, que en situaciones de contingencia, las fuentes que se equipan de convertidores GFM pueden ajustar rápidamente su potencia de salida para balancear las cargas tal que la frecuencia y tensión se mantengan en el rango correspondiente. Por lo que

en términos de tiempo de respuesta, los convertidores GFM pueden reaccionar con mayor rapidez en comparación a los convertidores GFL [43].

A modo de ejemplo, en [71] se realizó una comparación entre dos tipos de convertidores para el sistema eléctrico de Oahu en Hawaii, donde la carga total conectada es de 1080 MW, la razón entre GS y fuentes renovables es de 660 MW / 80 MW, y se posee un grupo de generación distribuida en base a PV de 360 MW. Al experimentar una caída de 200 MW de los GS y durante la operación en isla, las generadoras renovables con convertidores GFM y control *droop* superan a los convertidores GFL en más 20 segundos en rapidez de regular la frecuencia. Sus resultados reflejan un robusto control de frecuencia de parte de convertidores GFM con control *droop*.

Los métodos de control GFM se desarrollaron bajo ese escenario. La operación en modo GFM permite la coexistencia de convertidores en modo GFL, con otros GFM y GS en el mismo sistema eléctrico. Es por esta razón que los convertidores GFM pueden ser categorizados como inversores de control *droop*, inversores sincrónicos virtuales, e inversores osciladores virtuales [68].

En la misma línea de la compatibilidad con otros elementos de la micro-red, los convertidores que operan en modo GFM pueden superar las desventajas mencionadas para GFL. Esto, gracias a los controles descentralizados de variables (sin la necesidad de comunicación en tiempo real), en cuyas mediciones se basan los controladores para determinar la magnitud de tensión y frecuencia. Su esquema de diseño debe considerar las siguientes características [67]:

- Controladores compatibles con los sistemas existentes.
- Operación robusta que involucra convertidores distribuidores en una amplia zona geográfica.
- Capacidad de operación independiente de la presencia de las máquinas sincrónicas.
- Control de la potencia activa y reactiva, asegurando la calidad de energía y suministro hacia las cargas.

En términos de regulación, la principal diferencia entre los convertidores de GFM y GFL es que el primero disminuye las oscilaciones de frecuencia para sistema de modalidad híbrida, mientras que el segundo puede exacerbar el problema de frecuencia a medida que aumente la penetración de generación con recursos renovables [43]. A causa de esta distinción, se implementa este tipo de convertidor para que el sistema logre mantener su estabilidad ante las fallas, como las desconexiones intempestivas. También se ha mostrado en [51] que la frecuencia se establece en su valor estacionario más rápido en comparación a los sistemas eléctricos tradicionales, y a los convertidores GFL. Las observaciones reflejan que los convertidores GFM sin PLL pueden contribuir a amortiguar de mejor manera las oscilaciones en pequeña señal y ante grandes perturbaciones en comparación a otros convertidores de potencia [54].

A pesar de que los convertidores GFM son renombrados por sus funcionalidades en la regulación en la frecuencia y voltaje, y la capacidad de balancear potencia dentro de una

micro-red, debido a que no tienen control directo de la corriente como el GFL, son potenciales en obtener una sobrecarga de corriente que podría llevar al sobrecalentamiento de los dispositivos, aumentando riesgos de seguridad en la operación y provocando la desactivación de los inversores por sobrecarga de corriente, efectos que eventualmente colapsan la micro-red [72]. Para una aplicación óptima de convertidores evitando estas complejidades, se resumen tres puntos claves [43]:

- Técnicas autónomas de cálculo de convertidores para evitar la sobrecarga de corriente y por ende el sobrecalentamiento.
- Amortiguamiento (*damping*) de convertidores para lograr estabilidad de frecuencia en el sistema.
- Uso de almacenamiento de energía

Los anteriores puntos reúnen las condiciones necesarias para un uso práctico de los convertidores GFM que se encuentra en las micro-redes con operación isla, es más, el voltaje generado por el convertidor se puede utilizar como referencia para convertidores GFL conectados a la red en caso de existir [69].

3.5.4. Sistemas de almacenamiento de energía en micro-redes

Los SAE, al ser un intermediario entre las fuentes de generación intermitentes y la carga, aportan a la estabilidad de las micro-redes [44]. Estos dispositivos son capaces de encabezar acciones de recuperación del sistema eléctrico en circunstancias catastróficas como una tormenta o un terremoto, sin la necesidad de un respaldo. Esta operación también es llamada partida en negro. Sumando a lo anterior, aportan en la regulación de voltaje y una serie de SSCC reconocidos en el área de generación y transmisión.

Como se afirma más arriba, los SAE proporcionan un avance en la estabilidad a las micro-redes, aislando las fuentes de generación de las cargas. Entre sus otros beneficios, se encuentran [44]:

- suministro en circunstancias de catástrofe
- aceleración del tiempo de recuperación de servicios de energía eléctrica
- reducción de oscilaciones
- aumento del factor de potencia del sistema
- compensación de los errores generados por fuentes renovables de energía
- balance entre generación y demanda de energía

Las tecnologías de almacenamiento existentes en las micro-redes en la actualidad, entre las más comunes incluyen baterías, volantes de inercia, superconductores magnéticos y almacenamiento híbrido [73].

Dada la relevancia de los SAE en la estabilidad y balance de flujo de las micro-redes, es necesario diseñar modelos que controlan su recarga y descarga para cumplir sus objetivos [44].

Con la planificación y construcción de BESS a gran escala, como los proyectos ejemplos recolectados en la Tabla 3.4 en la sección de aplicaciones de SAE en el sector eléctrico, permite su desarrollo de diversas dimensiones y capacidades distribuidas, su habilidad de *plug-and-play* y movilidad, estos dispositivos son potenciales en lograr la sinergia en redes inteligentes y redes interconectados [7].

3.5.5. Modelo convertidor *grid-forming* para redes sin inercia

Además del aporte en la estabilidad, los estudios comprueban el apoyo de los BESS con convertidor operando en GFM, en la confiabilidad, seguridad y resiliencia de una micro-red, independiente de las redes de comunicación [68].

En el trabajo realizado en [51], se implementa un convertidor GFM en DIGSILENT que ingresa a la red de simulación como reemplazo a un GS encargado de proveer inercia a la red, convirtiéndola de esta manera en una sin inercia. En la Figura 3.13 se muestra el esquema de control típico de un convertidor GFM [74], en el cual se basó el diseño de modelo de implementación del trabajo mencionado [51].

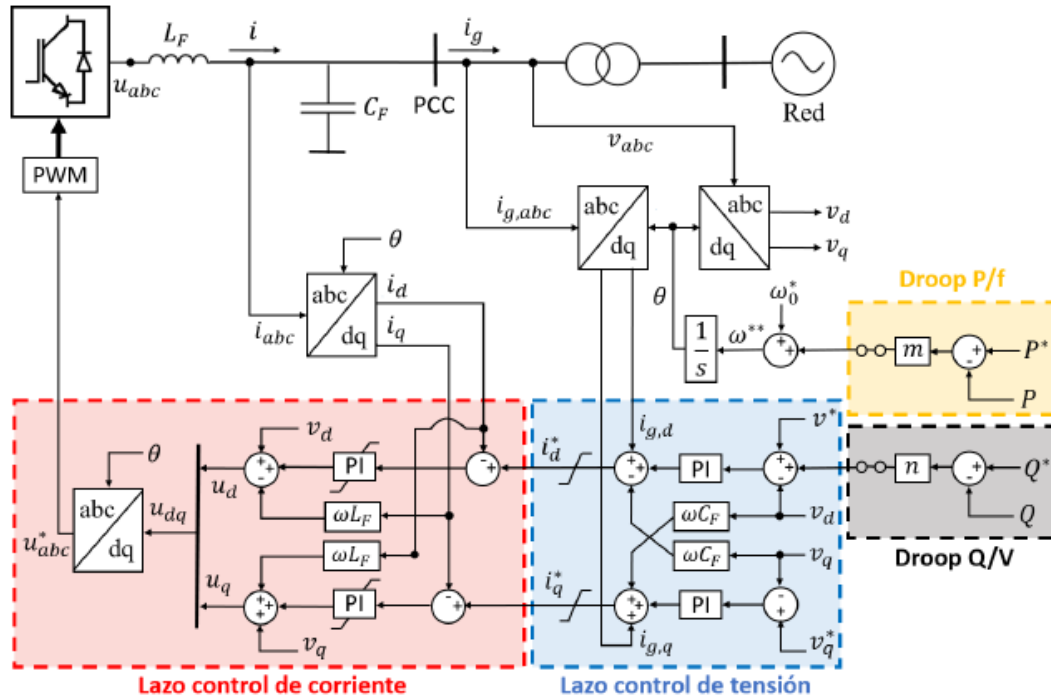


Figura 3.13: Estructura de control de un convertidor tipo *grid-forming*.

En el esquema de la Figura 3.13 se puede observar que el modelo tiene tres lazos de control en cascada y en ejes *dq*. Con el objetivo de sincronizar el convertidor a la red, en

lugar de disponer de un PLL como en el caso del convertidor GFL, se integra la frecuencia de referencia proveniente de la frecuencia nominal del sistema, o la frecuencia generada por un controlador *droop* de frecuencia. De esta manera, el convertidor GFM puede imponer el valor de frecuencia en el PCC para obtener el ángulo θ , el cual es clave para definir la orientación de los ejes dq [75].

Los controladores *droop* de frecuencia y tensión son los lazos externos del esquema de control del convertidor GFM de la Figura 3.13. Estos convertidores le otorgan al convertidor participar en la regulación de frecuencia y tensión del sistema y por ende, la repartición de carga entre las unidades [51].

En principio, los convertidores GFM se asimilan a fuentes de voltaje, con valores de frecuencia y tensión, determinados por controles *droop* para pasar a controles de voltaje y finalmente a moduladores PWM, donde se busca evitar variaciones rápidas de frecuencia y filtrar ruidos en la medición. Dado que los controladores integrados son locales, los convertidores sobresalen por su ventaja de operar sin la dependencia de enlaces adicionales de comunicación entre ellos [75].

No obstante, una de las desventajas del uso de los controladores *droop* es que puede generar desviaciones de frecuencia con respecto a su valor nominal en el régimen permanente, en un grado que depende del rango de tolerancia permitido en su configuración. En particular, un mayor rango de tolerancia permite un repartición de carga más rápida, pero también hay mayor probabilidad de generar desviaciones de frecuencia que pueden afectar a la estabilidad, y así vice versa. Por esta razón, se debe encontrar un equilibrio entre la velocidad de respuesta de los controles y la estabilidad de la micro-red [51].

El modelo GFM implementado en DIgSILENT de [51] utiliza un convertidor PWM asociado a esquemas de control en cascada genéricos, que se explican en las literaturas [53] y [76]. El plano general del control diseñado de la tesis mencionada se ilustra en la Figura 3.14 (Diagrama denominada "*GF Controller*" en DIgSILENT):

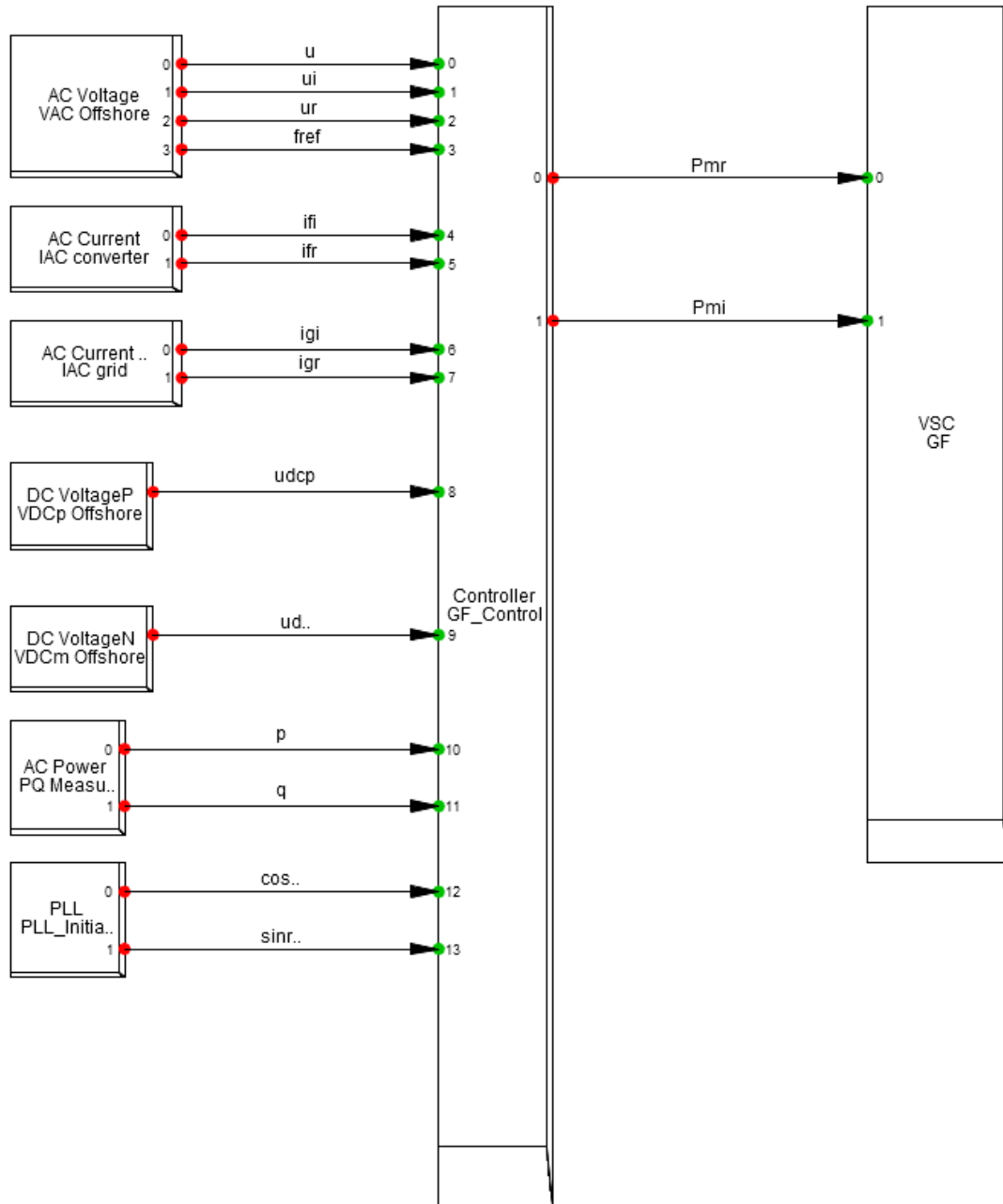


Figura 3.14: *Frame* de modelo *grid-forming* implementado en DigSILENT de la tesis mencionada.

En la Figura 3.14 se puede observar que en el diagrama están integrados los medidores de potencia activa y reactiva, medidores de voltaje, y medidores de corriente. Estas mediciones son ingresadas al controlador anidado de tensión y corriente (*Slot "Controller"* en DigSILENT), en cuyo interior existen lazos de control *droop* de frecuencia y voltaje. Finalmente, las salidas del *Slot "Controller"* son utilizadas como índices de modulación en ejes real e imaginario, los cuales se entregan al convertidor [51]. Cada uno de los elementos mencionados componen a los lazos señalados en al Figura 3.15, respectivamente.

De manera puntual, el esquema del controlador llamado *Slot "Controller"* en DIGSILENT y sus principales bloques de control se detallan en la siguiente Figura 3.15:

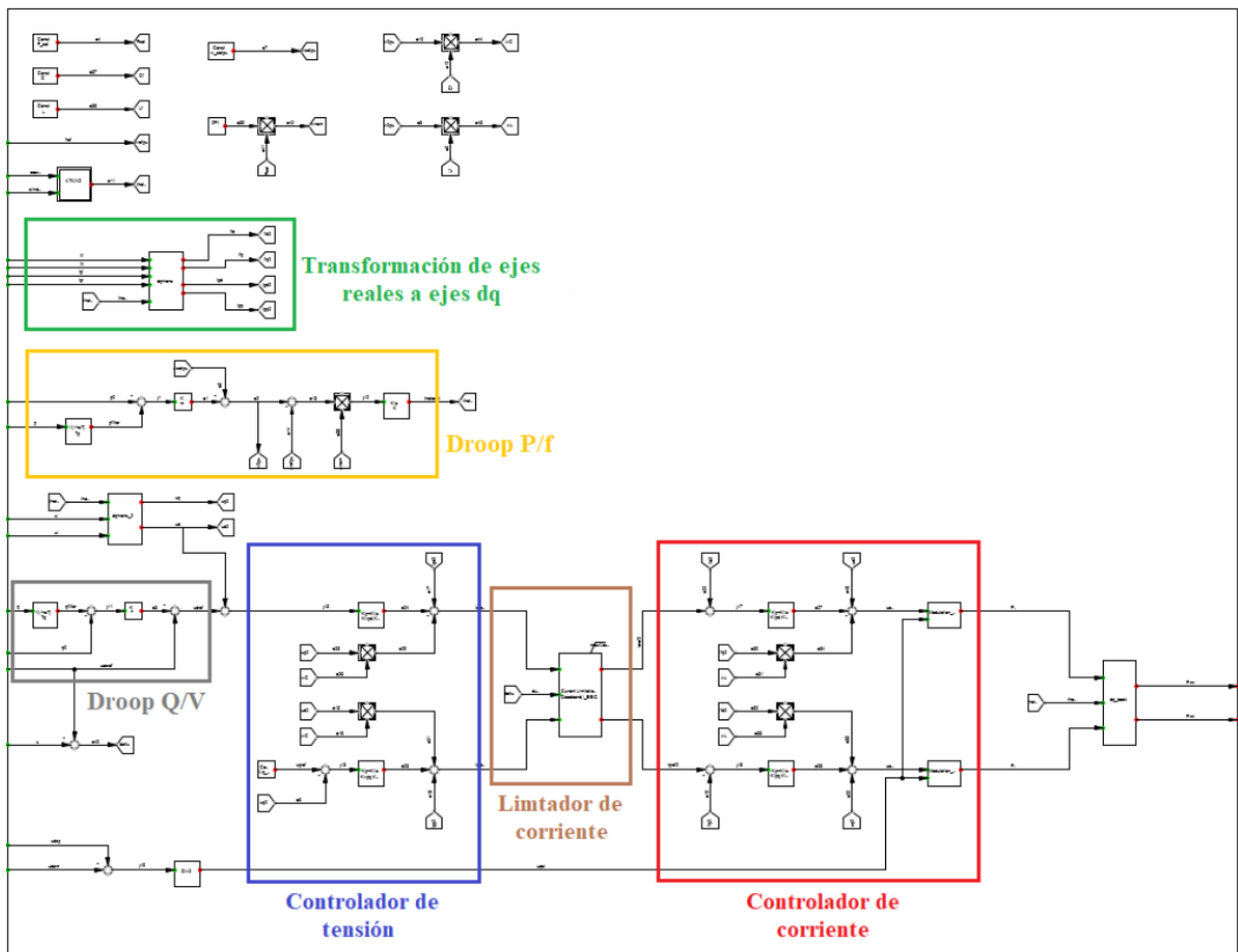


Figura 3.15: Convertidor GFM con lazos *droop* implementado en DIGSILENT de la tesis mencionada.

En el diagrama de bloques de la Figura 3.15 se destacan los lazos según sus utilidades, donde se tiene la transformación a ejes dq , control *droop* P/f, controlador de tensión, limitador de corriente, y controlador de corriente.

Cabe destacar que a pesar de ser un convertidor que opera en modo GFM, se incluye un controlador PLL en el tiempo cero, a modo de establecer las condiciones iniciales del ángulo del convertidor en las simulaciones de DIGSILENT. De esta forma, se evitan perturbaciones causadas por diferencia de ángulo entre el convertidor y la red durante los primeros segundos de las simulaciones.

3.6. Aspectos normativos

Uno de los enfoques del trabajo es analizar la normativa vigente para proyectos de transmisión destinados a la seguridad de suministro, a fin de observar el cumplimiento de la finalidad del equipo desde esas perspectivas. En esta sección, se recolectan los documentos necesarios para entender los conceptos asociados a la seguridad de suministro, y las limitaciones para el diseño de este tipo de proyectos.

3.6.1. Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio

Para empezar, en palabras del Artículo 1-7 de la NTSyCS [77], se entiende la Confiabilidad como la cualidad de un sistema eléctrico determinada conjuntamente por la Suficiencia, la Seguridad y la Calidad de Servicio. De éstos últimos términos, la Suficiencia es el atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer su demanda, y la Seguridad es la capacidad de respuesta de un sistema eléctrico, para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumos, a través de respaldos, utilización de reservas y, en general, de los SSCC. A la vez, la Calidad de Servicio es el atributo de un sistema eléctrico determinado conjuntamente por la Calidad del Producto (caracterizada por la magnitud, la frecuencia fundamental y la contaminación de la onda de tensión instantánea), la Calidad del Suministro (caracterizada por la frecuencia de ocurrencia, profundidad y la duración de las interrupciones de suministro) y la Calidad del Servicio Comercial entregado a sus distintos usuarios y clientes.

El criterio N-1 mencionado a lo largo de este informe, es un criterio de Seguridad utilizado en la planificación del desarrollo y operación de un sistema interconectado que garantiza que, ante la ocurrencia de una Contingencia Simple, sus efectos no se propaguen a las restantes instalaciones del sistema provocando la salida en cascada de otros componentes debido a sobrecargas inadmisibles, o a pérdida de estabilidad de frecuencia, ángulo y/o tensión. En concreto, una Contingencia Simple, en la NTSyCS es definida como una falla o desconexión intempestiva de un elemento del sistema interconectado, pudiendo ser este último una unidad generadora, un elemento en serie o paralelo del sistema de transmisión, o una barra de consumo, entre otros, y que puede ser controlada con los recursos generales de control de contingencias. Se entiende que la contingencia puede ser controlada cuando no se propaga a otras instalaciones del sistema interconectado.

Según la NTSyCS, en los estudios de planificación, en la aplicación del criterio N-1 sólo se pueden utilizar recursos de EDAC, EDAG y ERAG supervisados por frecuencia o por tensión. Conviene explicar que EDAC es la abreviación de Esquema de Desconexión Automática de Carga, que es un sistema automático de desprendimiento de carga en función de la frecuencia (magnitud y velocidad de caída), específicamente de RoCoF como se explica en las secciones anteriores, y permite equilibrar los desprendimientos de generación que eventualmente pudieran ocurrir en el sistema eléctrico [78]. Por otro lado, EDAG y ERAG se refieren al Esquema de Desconexión y Reducción Automática de Generación, respectivamente [79].

En cuanto al tiempo de despeje de falla (también conocido como TDF), es posible encon-

trar las especificaciones en el Artículo 5-40 del mismo documento. Este concepto corresponde al tiempo transcurrido desde el momento del inicio de la falla en una instalación, hasta la extinción de la misma por la actuación normal del sistema de protecciones propio de dicha instalación. Las instalaciones del sistema interconectado deben contar con un sistema de protecciones que otorga el cumplimiento con los máximos TDF, de forma oportuna y selectiva, respetando los pasos de coordinación establecidos en la NTSyCS. Dicho TDF varía según el nivel de tensión en el punto de conexión de los elementos, para el caso de este proyecto, que corresponden a fallas en línea del sistema de transmisión con tensión nominal inferior a 200 kV, el máximo TDF permitido es de 400 ms¹⁰.

Además del TDF como parámetro para simular las fallas, también se debe disponer de herramientas para validar el desempeño del sistema en el estándar de variables eléctricas. A modo de una mejor comprensión, se detallan los límites de tiempos para la recuperación de tensión en la Figura 3.16, donde el área en gris es la zona permitida para los valores:

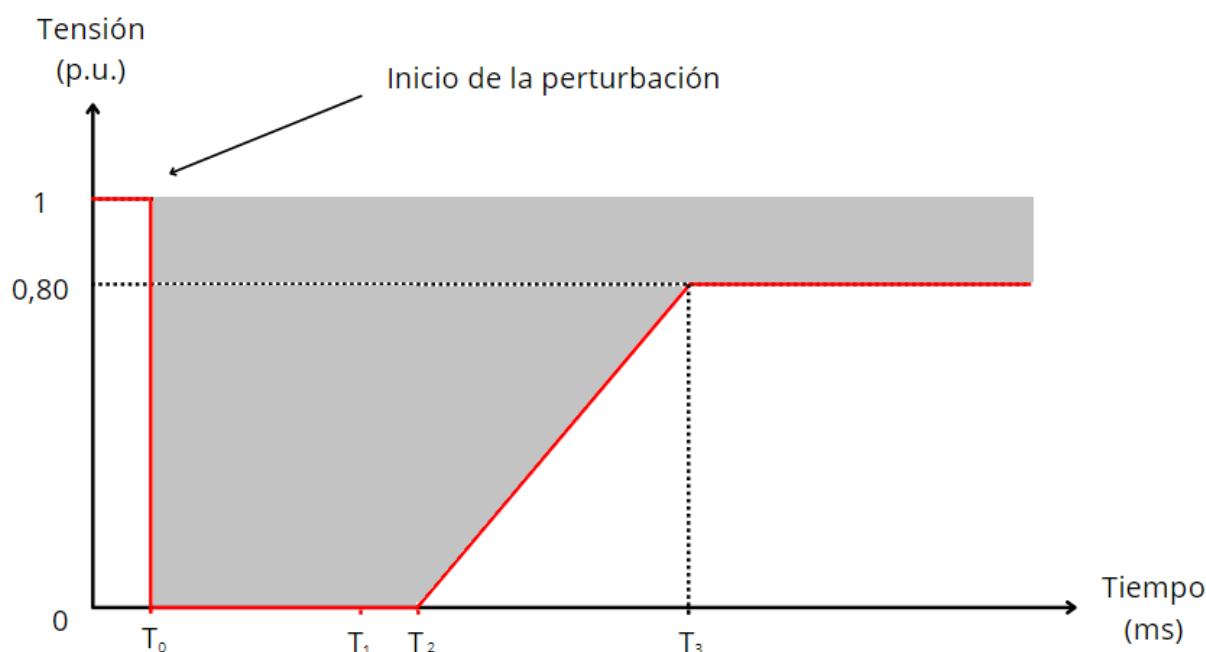


Figura 3.16: Determinación de tiempo de acción desde el comienzo de una perturbación.

Donde las abreviaciones se refieren a lo siguiente:

- $T_0 = 0[ms]$, Tiempo de inicio de la falla.
- T_1 =Tiempo máximo de despeje de falla establecido en el Artículo 5-45, según el nivel de tensión del punto de conexión.
- $T_2 = T_1 + 20[ms]$
- $T_3 = 1000[ms]$

¹⁰ Equivalente a 20 ciclos de onda sinusoidal

Con respecto al rango permitido de la amplitud de la tensión, como se puede observar en la Figura 3.16, se indica en la norma que éste no debe descender transitoriamente por debajo de 0,70 p.u. luego de 50 ms de despejar la contingencia, y tampoco puede permanecer por debajo de 0,80 p.u., por un tiempo superior a un segundo. La magnitud de la tensión en todas las barras del sistema interconectado deben converger a su valor final, ingresando dentro de una banda de tolerancia de $\pm 10\%$ en torno al mismo, en un tiempo no superior a 20 segundos desde el momento de la ocurrencia del estado de contingencia [77].

Por último, se establece en NTSyCS que la frecuencia para sistemas de transmisión con tensión inferior a 200 kV, el límite de tiempo para mantener un valor por debajo de 48,30 Hz es de 200 ms.

3.6.2. Reglamento de los sistemas de transmisión

Otra de las normativas que se debe tener en consideración es el Reglamento de los sistemas de transmisión y de la planificación de la transmisión [80]. Su objeto es establecer las disposiciones aplicables al régimen de acceso abierto a que se encuentran sujetos los sistemas de transmisión, al proceso de planificación de la transmisión, y al proceso de licitación de las obras de expansión, así como a las demás materias necesarias para el adecuado desarrollo de los procesos. Esta legislación actualmente se encuentra en la Controlaría.

Los SAE que se incorporan al sistema de transmisión, deben prestar servicio de transmisión permitiendo reducir los costos de inversión, operación y falla del sistema eléctrico. Estos incluyen sistemas que aumentan la capacidad segura de transmisión o suministran la demanda de clientes finales cuando las infraestructuras de transmisión convencionales no son posibles, ya sea por eficiencia económica o de oportunidad [81].

En el artículo 102 del mismo Decreto se establece que sólo pueden formar parte de las carteras de proyectos del proceso de planificación, aquellos sistemas de almacenamiento que poseen las siguientes características:

1. SAE intensivos en potencia: aquellos proyectos cuyo propósito sea aumentar la capacidad segura de transmisión, y se dediquen principalmente a Sistemas de Transmisión Nacional o Troncal, caracterizados por una tensión nominal de operación de 500 kV o 220 kV.
2. SAE intensivos en energía: aquellos proyectos cuyo propósito sea permitir el abastecimiento de la demanda de una zona específica, perteneciente a alguno de los Sistemas de Transmisión Zonal, equivalente a decir los Sistemas con tensión operacional menor a 220 kV.

En cuanto a la capacidad del proyecto, ésta se rige por la siguiente cociente:

$$\frac{\textit{Capacidad de almacenamiento de energía}}{\textit{Potencia nominal}} \quad (3.1)$$

Esta razón debe ser menor o igual a 0,5 para SAE de tipo intensivo en potencia, y menor o igual 5 para SAE de tipo intensivo en energía.

En cuanto al dimensionamiento de estos sistemas, se restringe a la capacidad de la infraestructura existente o proyectada a la que se conectarán. Además, estos sistemas están sometidos a distintas etapas del proceso de planificación, sin participar en el arbitraje de energía o la prestación de SSCC. A pesar de lo anterior, es posible participar en la entrega de servicios compatibles con el servicio de transmisión requerido en el Plan de Expansión, pero que no son remunerados adicionalmente.

3.6.3. Energía no suministrada

La energía no suministrada o no servida, también conocida por su abreviación ENS, se define como el exceso de la energía interrumpida por sobre los estándares de indisponibilidad de suministro. Ésta se registra con la unidad de MWh y con dos cifras decimales, como se indica en la Norma Técnica de Indisponibilidad de Suministro y Compensaciones [82]. Este término es utilizado en la normativa chilena de electricidad principalmente para calcular la asignación de pago de compensaciones de las empresas eléctricas para los clientes regulados y es un importante índice de la calidad de suministro. Su metodología de cálculo se instruye más adelante en la sección de metodología.

3.6.4. Costo de Falla de Corta Duración

El costo de falla de corta duración, en adelante CFCD, es definido por la NTSyCS [77] como "costo en el que, en promedio, incurren los consumidores finales al verse interrumpido su abastecimiento eléctrico en forma súbita y sin previo aviso". Son varios factores que deben ser considerados para la determinación de dicho costo, tales como el tipo de cliente afectado, la duración de la interrupción del suministro, y la profundidad de la interrupción. El CFCD se determina a partir del costo unitario de la ENS de corta duración, expresado en $[US\$/kWh]$.

Según el informe técnico del Plan de Expansión 2021 [83] y la Resolución Exenta N°56 [84], su valor es actualizado anualmente y varía por sistema de transmisión:

- 15,36 $[US\$/kWh]$ para el Sistema Eléctrico Nacional.
- 12,78 $[US\$/kWh]$ para los Sistemas Medianos de Cochamó, Hornopirén y Palena.
- 13,31 $[US\$/kWh]$ para los Sistemas Medianos de las regiones de Aysén y Magallanes.

3.6.5. Valor anual de transmisión por tramo

Como antecedentes normativos relacionados a líneas de transmisión, en el artículo 81 de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) se establece que para cada tramo de un sistema de transmisión troncal, se determinará el "Valor anual de la transmisión por tramo" (VATT),

compuesto por la anualidad del "valor de inversión" (VI), más los costos anuales de operación, mantenimiento y administración (COMA) del tramo respectivo [85].

De manera específica, en el documento se definen estos conceptos relevantes [85]:

- **Tramo del sistema de transmisión troncal:** "Un conjunto mínimo de instalaciones económicamente identificables, y agrupadas según los criterios que establezca el reglamento, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 74".
- **Valor de inversión:** Para una instalación de transmisión, se define como la suma de los costos de adquisición e instalación de sus componentes, ya sean materiales y equipos, servidumbre y terreno, de acuerdo con los valores de mercado, los cuales se determinan en función de sus características físicas y técnicas en el caso de instalaciones existentes, y en función referencial por el decreto en el caso de instalaciones futuras. La anualidad de este valor debe ser calculada de acuerdo a la vida útil económica considerando tasa de descuento del proyecto, de forma como indica la siguiente Ecuación:

$$AVI_i = a_i \times VI_i \quad (3.2)$$

Donde cada componente de la Ecuación se define como:

AVI_i : Anualidad del valor de la inversión del componente i del tramo, en [US\$/año].

a_i : Factor de recuperación de capital determinado con una tasa de descuento igual a r y una vida útil igual a t_i del componente i del tramo, que se relacionan como indica la siguiente Fórmula:

$$a_i = \frac{1}{\left[\frac{1}{r} \times \left(1 - \frac{1}{(1+r)^{t_i}}\right)\right]}$$

VI_i : Valor de inversión del componente i del tramo, en [US\$].

t_i : Vida útil del componente i del tramo [años].

r : Tasa de descuento real igual a 10% anual.

- **Costos de operación, mantenimiento y administración:** Conocido por su abreviación "COMA", que considera los ítems de remuneración, actividades de operación, mantenimiento y administración como indica su nombre, y brigadas.

Cabe destacar que en el nuevo Informe Técnico [86] señala que el rango de la tasa mencionada para la anualización de proyecto es de 5 – 10 %, y en la realización de este trabajo se elige una tasa de 6 % a modo de mantener uniformidad con la evaluación entre alternativas de solución.

3.7. Antecedentes

La ciudad de Chañaral es la capital de la provincia de Chañaral, ubicada en la Región de Atacama, 170 kilómetros al norte de Copiapó. Tradicionalmente ha sido una ciudad industrial marcada con el desarrollo de la minería, y actualmente cuenta con 13.000 habitantes según los registros hasta el año 2002. Dado a que se ubica en el borde costero, es una ciudad destacada por su turismo, conservación de patrimonios y una gran cantidad de pescados y mariscos.

Como se ha demostrado anteriormente en la Figura 2.1, el historial de desconexiones indica que la ciudad Chañaral presenta problemas de seguridad desde hace años, y refleja la necesidad de una solución de respaldo de suministro en la zona. En la Figura 3.17 se ilustra la extensión de la Línea El Salado - Chañaral 23 kV que conecta ambas subestaciones:

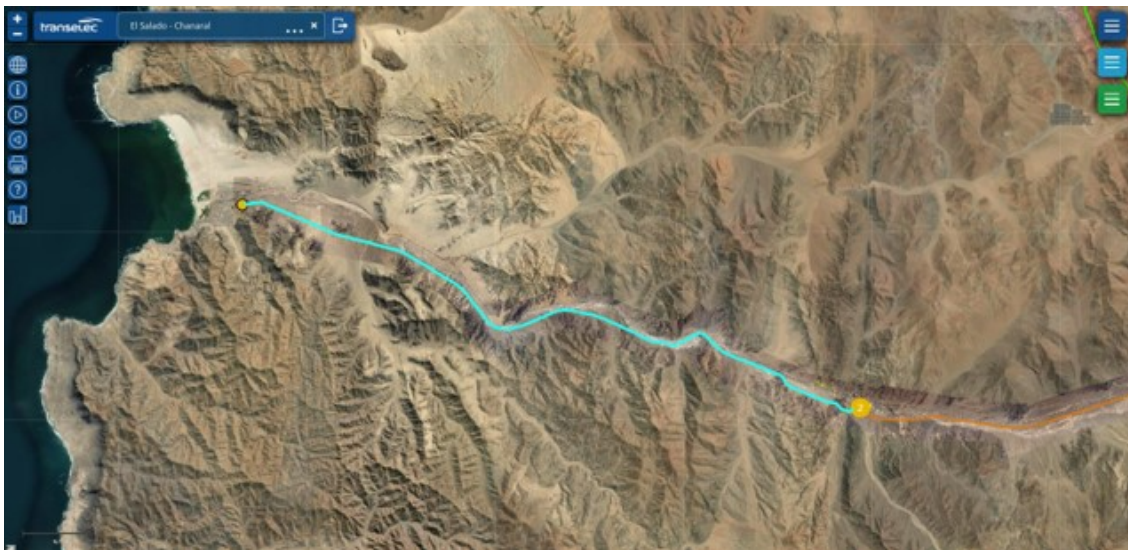


Figura 3.17: Línea de conexión El Salado - Chañaral 23 kV.

Según la información extraída desde la plataforma de infotécnica del Coordinador [87], esta única línea de transmisión hacia Chañaral, cuyo conductor con temperatura de ambiente a 25°C, bajo exposición a radiación solar, tiene una capacidad térmica como indica en lo siguiente:

- Corriente: 0,524 kA
- Voltaje: 23 kV
- Potencia: 20,88 MVA

Con los antecedentes agrupados se escoge la ciudad Chañaral como caso de estudio para evaluar la factibilidad de la solución con SAE para respaldo, y en el camino impulsar las aplicaciones permitidas por las normativas de esta tecnología para el sector de transmisión del país.

Capítulo 4

Metodología e Implementación

En este capítulo, se describe la metodología a aplicar y la implementación para el desarrollo de la memoria, incluyendo los objetivos de cada paso y los softwares utilizados. A grandes rasgos, la metodología se centra principalmente en tres enfoques:

- **Financiera:** se realiza una evaluación económica a lo largo de la operación del proyecto. En específico, se identifican los factores influyentes para el análisis, se calculan los indicadores económicos correspondientes y se justifica la elección de tecnología de acuerdo a los resultados en comparación con las soluciones alternativas.
- **Normativa:** como se ha investigado en la sección anterior, la regulación para proyectos de almacenamiento desarrollado destinados a la transmisión, difiere de los sectores de generación y distribución, por lo que se debe adaptar el dimensionamiento de equipos a los límites que impone la normativa actual. Se relaciona estrechamente con el enfoque anterior, tal que se consideran los costos asociados a los componentes de compensación y/o multas para las interrupciones de servicio.
- **Modelo:** en base a los estudios realizados recientemente sobre las tecnologías de almacenamiento y su integración a los sistemas eléctricos, se construye un modelo de simulación extendido desde la red existente en Chañaral, con el fin de comprobar estabilidad en el estado contingente al integrar el conjunto BESS y formar una micro-red en la zona.

Se presentan en la Figura 4.1 las etapas que se planifican a seguir para llevar a cabo los estudios técnico-económicos de la solución:

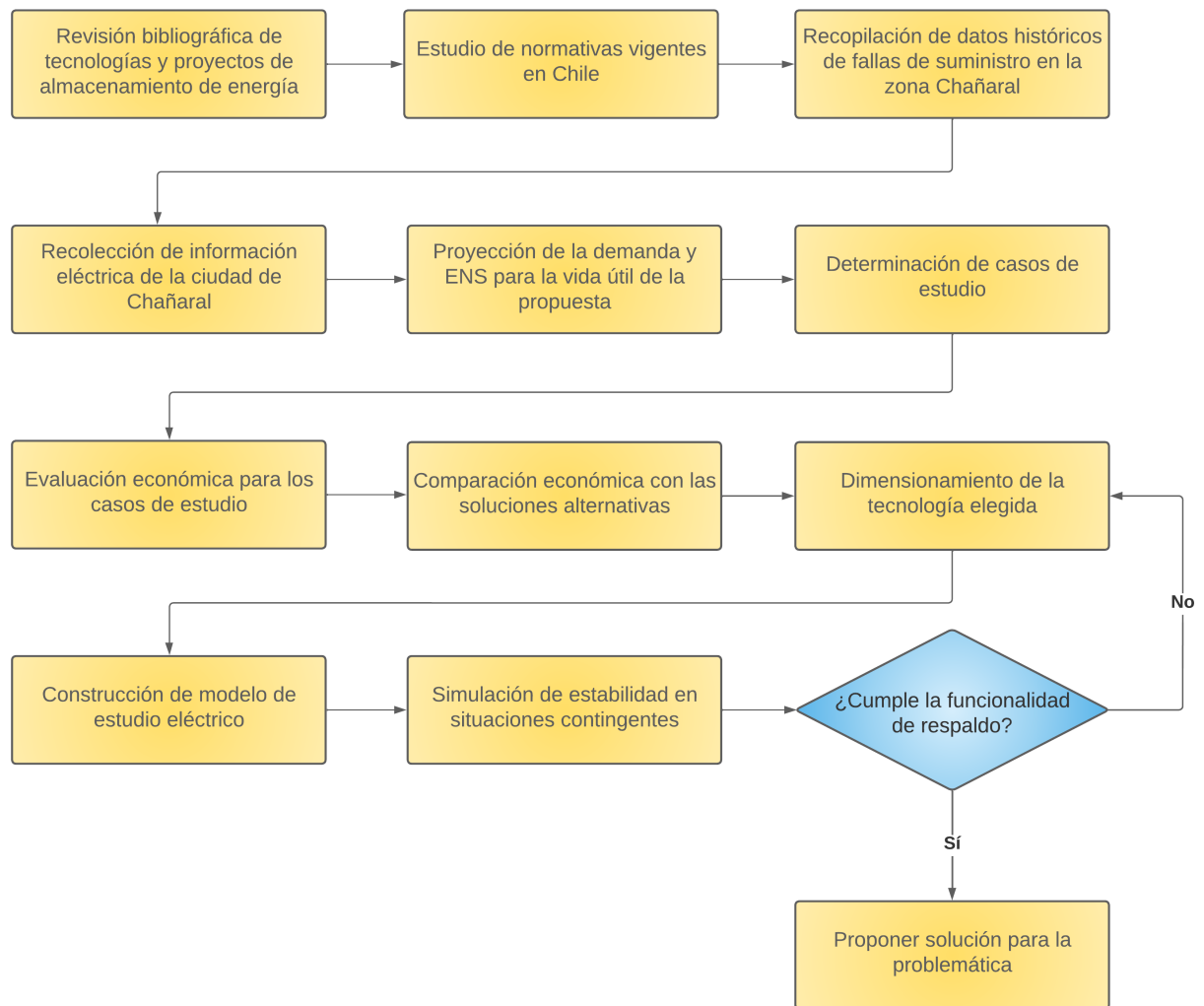


Figura 4.1: Diagrama de flujo de la metodología.

Siguiendo el diagrama de flujo de la Figura 4.1, se explica detalladamente el paso a paso para la realización de este trabajo:

1. Para tener mayor conocimiento de los sistemas de almacenamiento de energía, se inicia el trabajo preparando la base teórica. Comienza con buscar proyectos y estudios asociados al tema que proveen experiencias tanto nacionales como internacionales. Esto permite tener en cuenta de las tecnologías de almacenamiento de energía existentes, en qué se destacan cada una, y en qué áreas se emplean usualmente. Más aún, entrega soluciones innovadoras para los desafíos que han surgido en las áreas, ya sea de integración a sistemas eléctricos o de cumplimiento de sus finalidades.
2. Dado que este trabajo se especifica en proponer una solución al problema de seguridad eléctrica de una zona determinada, es esencial actualizar el conocimiento sobre las normativas vigentes del país con el propósito de adaptar el dimensionamiento y operación de los grupos de suministro. Estas regulaciones se encuentran en los decretos del Ministerio de Energía, en los informes técnicos de la CNE, y en otras publicaciones pertinentes elaboradas por las instituciones.

3. En lo que toca a la realidad de fallas de la zona en estudio, se recolecta el historial de las desconexiones intempestivas registradas en la base de datos oficial, de manera que se generen las estadísticas para observar de mejor forma el tiempo de duración de las fallas, obteniendo su valor máximo y promedio, y de la esperanza de ocurrencia de estos eventos.
4. Con el propósito de acercar la propuesta a la realidad zonal y determinar la ubicación de los equipos, es necesario obtener la información eléctrica actualizada de la ciudad Chañaral, precisamente las líneas de transmisión existentes, los parámetros de operación, las subestaciones de conexión, entre otros.
5. Las informaciones requeridas hasta el momento son los datos de utilidad para proyectar la demanda y por consiguiente de la ENS del lugar, dentro de una ventana que abarca la vida útil regulada del proyecto. Esta estimación es imprescindible para dimensionar la capacidad de los grupos de suministro, de manera que sean suficientes para suplir la demanda de la zona a pesar de un eventual crecimiento o decrecimiento.
6. En base a las proyecciones realizadas en las etapas anteriores, es posible crear los casos de estudio que se evalúan económicamente. Para comprender mejor, estos casos varían de acuerdo a los valores de demanda para determinar la potencia, y de horas de suministro para determinar la capacidad.
7. Una vez obtenidos los casos de estudio, se procede a investigar y calcular los costos involucrados para la implementación de la solución con almacenamiento de energía. Simultáneamente, se fija un criterio de beneficios en vista de que los proyectos de seguridad tienen el principal objetivo de reducir costos del sistema y de inversión, en vez de maximizar ganancias. Mediante estos resultados, es posible obtener un caso favorable, y por ende estimar la dimensión de los grupos de suministro.
8. Enseguida se evalúan las soluciones alternativas con miras a realizar una comparación financiera con la propuesta principal y justificar la elección. Estas soluciones alternativas a comparar consisten en grupos de petróleo diésel y la construcción de nueva línea de transmisión. Es importante diferenciar los métodos de cálculos considerando que cada alternativa posee sus propios factores relevantes en el cálculo de costos y opera de forma muy distinta a las otras. Esta comparación se espera completar con un análisis en distintos aspectos además del financiero, a modo de tener una visión también social y ambiental. Aquí no se descarta que la solución más favorable resulte ser una de las alternativas al BESS.
9. A condición de la justificación de tecnología y estimación de capacidad de equipos, se procede a dimensionar el respaldo en conjunto con el sistema de control necesario para su implementación en la red zonal. Esto abre paso a la determinación de los parámetros de operación de los dispositivos, los cuales toman protagonismo en el estudio de estabilidad de la red.
10. Antes de configurar los dispositivos con los valores obtenidos en el paso anterior, se debe diseñar el modelo eléctrico a simular eventos de contingencia en software a detallar más adelante. Este modelo contiene no sólo el equipo principal de respaldo, sino también el sistema de control y los dispositivos necesarios para su incorporación. Una vez creado

el modelo con sus componentes definidos, son configurados con los valores para los parámetros obtenidos en el paso anterior.

11. Con la intención de comprobar la estabilidad de la red respaldada en situaciones contingentes, la micro-red formada por el sistema zonal es simulada con diversos eventos de fallas eléctricas considerados comunes de ocurrir, bajo los cuales la micro-red debe operar en isla. Estos eventos son creados en el software a utilizar, y los resultados que reflejan las variables eléctricas serán claves para determinar el cumplimiento de la finalidad propuesta del equipo de respaldo.
12. Por último, en caso de que se cumplan las expectativas de respaldo con los equipos integrados sin afectar la estabilidad de operación de la red, se procede a generar una propuesta de solución a la problemática con los resultados que apoyan su factibilidad. Ahora bien, en caso negativo, se vuelve al paso 9 para configurar nuevamente los dispositivos, mediante ajustes necesarios de acuerdo a los resultados de las simulaciones.

4.1. Evaluación Económica

Partiendo por el período considerado como vida útil del proyecto, por convención la evaluación abarca una ventana de 20 años, y se asume su inicio de operación tan pronto como sea posible aplicando el Artículo 102 de LGSE para Obras Urgentes de Transmisión, sin la necesidad de integrarse al Plan de Expansión [88]. Al tomarse otro proyecto de similar carácter como referencia, BESS S/E Nueva Imperial de la Región de la Araucanía, se estima que el proyecto de BESS en Chañaral toma 18 meses para completar los trámites, tales como estudios técnicos y obras civiles, a contar del segundo semestre de 2022, por lo que se concreta su puesta en servicio para el año 2024.

Los datos en esta etapa se procesan utilizando Excel de Microsoft Office. A continuación, se indica la metodología a seguir para llevar a cabo el análisis económico de este proyecto.

4.1.1. Proyección ENS y su valorización

Al mencionar las obras de transmisión de energía que buscan aumentar la seguridad del sistema eléctrico, es necesario recalcar que su objetivo principal más que generar mayor ganancia al sistema, es minimizar costos asociados a las situaciones contingentes, a la operación e inversión, por lo que aclarar un criterio de evaluación que justifique su implementación es uno de los pasos esenciales en la etapa inicial de la evaluación económica. Según los beneficios expresados en ahorros que trae la operación del proyecto, es posible revisar su función de respaldo en situaciones de salidas intempestivas de las unidades de suministro. Según lo revisado de las normativas, se aplica el criterio de CFCD, el cual es utilizado para valorizar la ENS de una subestación o una línea de transmisión. La actualización del CFCD es posible encontrarla en el Plan de Expansión de cada año [83]. La metodología para evaluar obras de transmisión por CFCD se indica en los siguientes pasos instruidos en el Decreto [81]:

1. Determinación de energía no suministrada

La ENS se determina con los consumos aguas abajo de la instalación a evaluar, obteniendo así su promedio en resolución horaria, para luego construir un promedio diario. En el caso de este proyecto, la ENS se escala por MTTR¹¹ registrado para la línea a reparar, valor que se obtiene del registro de fallas informado por SEC.

2. Proyección de energía no suministrada

Al determinar la ENS del año con registro, se procede a proyectar anualmente para todo el período de vida útil del proyecto, usando la tasa de crecimiento de demanda utilizada en el Informe Técnico Final Plan de Expansión [83].

3. Valorización de energía no suministrada

Una vez obtenida la proyección anual de ENS para el período de análisis, se procede a calcular su valor actualizado aplicando el CFCD, valorizado en 15.360 USD/MWh en el mismo informe técnico mencionado anteriormente, y la probabilidad de salida forzada de la instalación. En este caso, la información se toma para una ventana de cinco años, obtenida del registro de fallas informado por la SEC.

4. Comparación entre caso con proyecto y caso sin proyecto

La sumatoria de estos valores actualizados constituye el costo del sistema, y el ahorro sistémico que se genera con respecto al caso sin obra constituye un ingreso para el cálculo del VAN.

La metodología descrita para estimar la ENS a lo largo de los años de operación del proyecto también es de utilidad para estimar la demanda de la localidad, aplicando la misma tasa de crecimiento que indica el Plan de Expansión. No obstante, a diferencia de la proyección ENS, para la demanda no es necesario escalar por MTTR, ni se valoriza por CFCD.

4.1.2. Determinación de casos de estudio

Al obtener los datos de consumo durante un día, se procede a determinar los casos de estudio para la etapa de evaluación económica, con el motivo de seleccionar un caso favorable. Para este trabajo, los casos de estudio dependen de dos variables de los equipos a dimensionar: la potencia instalada y la capacidad energética, que dependen de la demanda de la ciudad y las horas de suministro a considerar de los equipos, respectivamente. En relación con lo primero, se consideraron los siguientes casos:

- Caso base: se calculan los beneficios y costos sin el proyecto.
- Caso estándar: la potencia instalada es equivalente al consumo promedio diario del primer año de estudio.

¹¹ Tiempo medio de reparación, *Mean Time To Repair* en inglés

- Caso extremo: se supone que la falla ocurre en las horas de mayor demanda en el día, por lo cual la potencia instalada se basa en el consumo máximo diario registrado del primer año de estudio.

Una vez determinados los casos de acuerdo al consumo de la ciudad, refiriendo a la potencia de salida de los equipos, es posible obtener los casos de capacidad energética según horas de suministro:

$$\text{Potencia de salida [MW]} * \text{Horas de suministro [h]} = \text{Capacidad energética [MWh]} \quad (4.1)$$

Por lo que se refiere a la propuesta principal de la solución, la implementación del SAE, se asocia a pérdidas incurridas en porcentaje entre la recarga y descarga en AC del sistema. Es por esta razón que se debe aplicar una tasa de eficiencia generalmente informada por los fabricantes de estos dispositivos. Dicho esto, la potencia nominal instalada del equipo de abastecimiento considerando eficiencia de operación es:

$$\text{Potencia de salida [MW]} / \text{Eficiencia BESS [\%]} = \text{Potencia nominal [MW]} \quad (4.2)$$

4.1.3. Componentes financieros de las alternativas de solución

Antes de examinar los factores influyentes, cabe señalar que en esta evaluación no se consideraron penalizaciones o impuestos a las emisiones producto de la operación de estos grupos de respaldo. Luego avanzando en el análisis financiero se establecen los componentes relevantes, que no necesariamente son equivalentes para cada alternativa. Estos se basan en las experiencias de los proyectos existentes y las regulaciones vigentes para proyectos de transmisión, bibliografías especificadas en la sección de Marco Teórico.

4.1.3.1. Ingresos o beneficios

Como se ha mencionado anteriormente, debido a que los proyectos de almacenamiento realizados por los agentes de transmisión no tienen el principal objetivo de generar ingresos, los beneficios económicos del proyecto de Chañaral se definen como el ahorro sistémico generado por la implementación del proyecto, que a la vez es la ENS valorizada en el CFCD. Este componente es análogo entre las alternativas, considerando que respaldarían en lo posible el consumo de la ciudad durante el tiempo de recuperación de fallas.

4.1.3.2. Costos de inversión, operación y mantenimiento

En contraste con los beneficios, los costos varían por la tecnología y el dimensionamiento. Por componente se identifican los siguientes costos para la propuesta principal BESS:

- Inversión de equipos, también conocido como CAPEX¹².

¹² Capital Expenditure

- Recambio o aumento de capacidad de equipos después de un período de uso.
- Costos de operación, mantención y administración actualizados para cada año, también conocido como COMA.

Para la propuesta del BESS, el CAPEX y COMA varían de acuerdo a la potencia instalada y capacidad energética que caracterizan al equipo. Para el efecto de este trabajo, su estimación se basa en las valorizaciones realizadas por Transelec [96].

El CAPEX para un motor-generador diésel es similar a un BESS, en el sentido que se escala dependiendo de la potencia instalada del equipo. En cuanto a los costos de operación y mantención, éstos se dividen en dos grandes categorías: fijos y variables. Los primeros corresponden a los costos necesarios para mantener en operación las unidades generadoras, independientes del nivel de producción. Algunos ejemplos de costos fijos son remuneraciones de los trabajadores y contratos de mantenimiento. Los costos variables están directamente asociados a la producción de energía, en específico, el costo variable corresponde al costo del insumo principal utilizado para la generación [8]. Cabe señalar que los valores a utilizar para calcular estos costos no necesariamente son equivalentes a los actuales por fluctuaciones de mercado.

Los costos fijos del motor-generador diésel se calculan con la siguiente fórmula:

$$CF_i = (P_{bruta} * CF_{O\&M})_i \quad (4.3)$$

Donde los componentes de la fórmula se explican en la Tabla 4.1:

Tabla 4.1: Términos para el cálculo de costos fijos.

Término	Referencia
CF_i	Costos fijos totales en el período i-ésimo.
P_{bruta}	Potencia bruta de la unidad generadora.
$CF_{O\&M}$	Costos fijos de operación y mantenimiento.

En términos generales, es posible calcular los costos variables con la siguiente fórmula:

$$CE_i = (C_i^{comb} * C^{esp} + CVnC) * E_i \quad (4.4)$$

Donde los componentes de la fórmula se explican en la Tabla 4.2:

Tabla 4.2: Términos para el cálculo de costos variables.

Término	Referencia
CE_i	Costos variables por generación de energía en el periodo i-ésimo.
C_i^{comb}	Costo de combustible en el periodo i-ésimo.
C^{esp}	Consumo específico de la unidad generadora.
$CVnC$	Costo variable no combustible de la unidad generadora.
E_i	Energía consumida en el periodo i-ésimo.

En el informe [8] también se indican los valores referenciales del consumo específico para centrales térmicas diésel que utilizan grupos motor-generador. El $CVnC$ se relaciona directamente con la operación de la central y no de la generación de energía, cuyo valor referencial también se encuentra en [8].

En el caso de las líneas de transmisión, se tiene el concepto VATT, definido como el valor anual de transmisión por tramo, que integra la anualidad del valor de inversión (AVI) del tramo y COMA [89].

A diferencia de las alternativas de solución analizadas anteriormente, las líneas de transmisión tienen una vida útil de aproximadamente dos veces mayor [89], por lo que es importante considerar un valor residual al finalizar el período de análisis en base a su tasa de depreciación, con el motivo de comparar las alternativas en un mismo horizonte de tiempo. De esta manera, la vida útil ayuda a determinar la retribución económica de la línea instalada.

4.1.4. Comparación entre los casos de dimensionamiento BESS y las alternativas

De acuerdo a las observaciones de los indicadores económicos de la propuesta principal BESS, se obtiene un caso de dimensionamiento con resultados más favorables entre los 12 casos totales, que difieren en escenarios de potencia y capacidad del equipo de respaldo. El BESS con la potencia ajustada a su eficiencia será comparado con las alternativas de planta diésel y nueva línea, bajo las mismas condiciones de dimensionamiento. Como resultado de esta etapa se espera considerar también algunos aspectos sociales, ambientales y normativos, antes de decidir la tecnología a incorporar en el análisis eléctrico con las simulaciones de falla.

4.2. Evaluación técnica

El siguiente punto se trata de estudiar la estabilidad del sistema eléctrico al integrar el equipo de respaldo a la red zonal de Chañaral. Para comenzar, se toma en cuenta los siguientes supuestos generados en base a la bibliografía y antecedentes de la ciudad:

1. El sistema eléctrico de la zona Chañaral se considera como una micro-red, dados los antecedentes que reflejan su escala reducida y cantidad de unidades en operación. Además,

se debe comprobar el abastecimiento tanto en modo conectado a la red como en modo isla.

2. En la misma línea del punto anterior, se aplican controladores de potencia para la regulación de frecuencia y tensión en el sistema zonal, en particular de convertidores GFM.
3. Puesto que la ciudad Chañaral se suministra con solamente una línea de transmisión y no contempla unidades de generación ni almacenamiento local, el BESS sería el único equipo de seguridad considerado en la micro-red.
4. Las simulaciones en DIgSILENT abarcan una duración suficiente para observar el comportamiento en estado estacionario y dinámico de las variables frente a contingencias, sin la necesidad de simular durante todas las horas de suministro.
5. El modelo no considera sistemas de comunicación entre los dispositivos, ya que el convertidor GFM integrado es el encargado de imponer la frecuencia y no hay necesidad de repartir cargas dentro de la micro-red.

Para esta parte de análisis se construye un modelo eléctrico utilizando software *DIgSILENT PowerFactory*, con los dispositivos de conexión y sistemas de control correspondientes, los cuales a la vez son configurados de acuerdo a los valores de parámetros resultados de la evaluación financiera. Este modelo se enfrenta a eventos de diversas particularidades con cierta duración, de donde se observa el comportamiento estacionario y dinámico de los elementos de la red, mediante la evolución de sus parámetros. En consecuencia, se puede comprobar el cumplimiento del objetivo destinado para los equipos de suministro, refiriendo a mejorar la seguridad de la zona.

4.2.1. Modelo de simulación en DIgSILENT

Con la finalidad de asimilar en lo posible los resultados de las simulaciones a lo que ocurriría en la realidad, la red a la cual se conecta el nuevo respaldo de consumo también se debe acercar en lo posible al sistema eléctrico actual. En primera instancia, es necesario recolectar la información del sistema eléctrico en sus ámbitos más relevantes. Esto es, distribución de las líneas de transmisión, puntos de inyección y retiro, flujo de potencia en distintos escenarios, entre otros.

Se sabe que la línea de transmisión que suministra energía a la ciudad Chañaral deriva del SEN, y se puede encontrar su modelación en formato del software *DIgSILENT PowerFactory* en la base de datos del Coordinador [90]. La representación del SEN como la base del modelo desde la cual se extiende el sistema zonal, corresponde a la versión más actualizada al momento de construcción de modelo, abril de 2022.

Sobre la modelación proporcionada por el CEN, donde se incluyen los sistemas con tensión nominal entre 66 kV a 500 kV, se realiza una reducción mediante redes equivalentes desde la subestación de El Salado, la línea que la une con la subestación Chañaral, y el BESS que se agrega como respaldo del consumo de Chañaral. El sistema extendido se representa de mejor manera en el esquema de la Figura 4.2, limitado hacia el interior con líneas moradas:

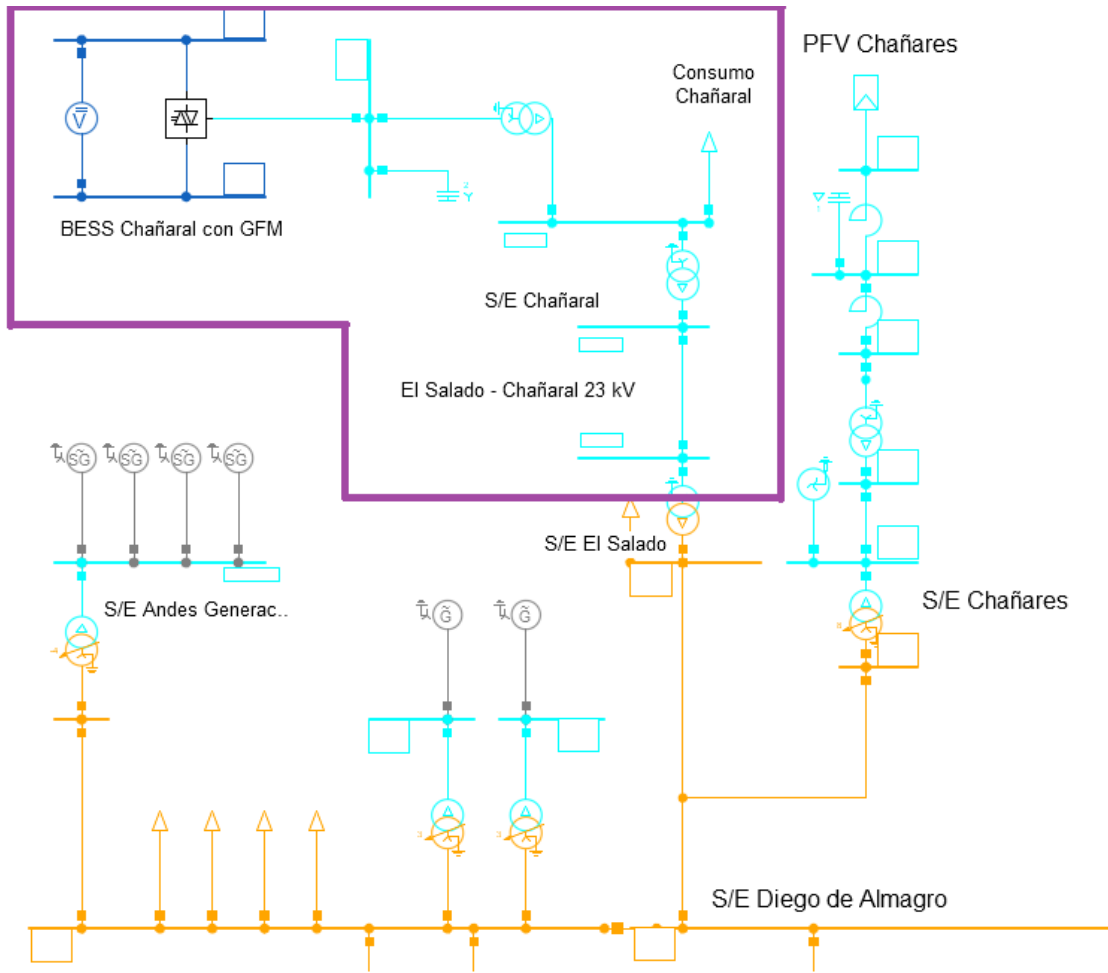


Figura 4.2: Diagrama de conexión del BESS en la ciudad Chañaral.

El sistema zonal extendido sobre la base del Coordinador contiene los siguientes elementos y configuraciones (Tablas 4.3 y 4.4), datos obtenidos de la plataforma de infotécnica del CEN [87]. De modo general, todos los elementos se presentan con una frecuencia de operación 50 Hz de sistema eléctrico chileno:

Tabla 4.3: Parámetros de líneas del sistema.

Línea	Tensión nominal	Corriente nominal	Capacidad de transmisión	Longitud	T° máxima de operación
El Salado - Chañaral	23 kV	0,524 kA	20 MVA	32,19 km	65 °C

La línea agregada al modelo base, detallada en la Tabla 4.3, se implementa con interruptores en ambos terminales considerando su conveniencia para desconectarse de la red principal durante las simulaciones de fallas, que son respectivamente interruptor El Salado e interruptor Chañaral. A continuación, también se presentan las principales características de los transformadores del sistema zonal de Chañaral:

Tabla 4.4: Parámetros de los transformadores del sistema.

Transformador	Razón de transformación	Potencia nominal	Configuración
El Salado	110 / 24 kV	15 MVA	Dyn1
Chañaral	23 / 13,8 kV	6,25 MVA	Dyn1
BESS Chañaral	13,8 / 0,69 kV	5 MVA	Dyn5

En cuanto a las cargas, en la barra El Salado hay generaciones que inyectan energía al sistema, por lo que las cargas de acuerdo a los datos actuales de las barras El Salado y Chañaral son respectivamente:

- El Salado: -7,7 MW
- Chañaral: 2,3 MW

Con respecto al conjunto de BESS con GFM, se toma el modelo del convertidor GFM diseñado en la tesis mencionada en la sección de Marco Teórico [51], y se adaptan las configuraciones a los parámetros de operación del sistema. Este conjunto se aprecia en la Figura 4.2 como los elementos azules. Estos componentes se tratan de una batería de tensión nominal en DC 3,45 kV y un controlador PWM de modulación sinusoidal, ambos conectados por dos barras que se ubican en el polo positivo y negativo, respectivamente. El núcleo de este diseño está en que el controlador PWM a la vez contiene los componentes que en conjunto cumplen la función de operar en modo GFM. Los bloques de control internos del convertidor fueron creados con el lenguaje de programación DIgSILENT Simulation Language (DSL), herramienta capaz de describir a los controladores con sus funciones y retroalimentaciones. Estos detalles no se discuten en esta parte de memoria por escape de alcance. El diagrama de bloque del convertidor GFM se aprecia en la Figura 3.14, diseño obtenido de la tesis mencionada [51].

En el proceso de adaptación a este trabajo, se configuran los datos básicos del controlador PWM con los siguientes valores de parámetros:

- Tensión nominal AC: 0,69 kV
- Tensión nominal DC: 3,45 kV
- Potencia nominal: 10 MVA
- Modo de control: P-V

Por otra parte, a nivel de integración a la red zonal, en el terminal del controlador GFM se dispone de un filtro por condensador con la finalidad de alisar las señales de salida, como se ilustra en la Figura 4.2. Este condensador se caracteriza por una capacitancia calculada con la siguiente ecuación:

$$C_f[F] = C_f(p.u.) * C_b[F]$$

Donde C_f es la capacitancia shunt del convertidor GFM en p.u. y C_b es la capacitancia nominal de la batería, la cual a la vez se basa en su potencia aparente y tensión nominal, que corresponden a parámetros nominales del equipo BESS.

Para disminuir los tiempos de cálculo en la simulación dinámica, y dada la pequeña dimensión del BESS de Chañaral, se procede a reducir las redes del SEN tal que se obtenga un modelo equivalente que sólo considera los dispositivos claves, esto es, elementos de la ciudad Chañaral y de sus áreas aledañas.

En primer lugar, se marca el límite que separa la zona interior del modelo equivalente de la zona a ser reducida del sistema eléctrico. Para realizar esta acción, se define el límite con la Línea El Salado - Tap Chañares 110 kV, marcando la división del sistema relevante con el a ser reducido, luego se utiliza la función *Boundary* de DIGSILENT y se configura la orientación del límite como *Busbar*.

Avanzando en esta línea, se dirige a la barra de herramientas de DIGSILENT función *Network Reduction*, método *Ward Equivalent*, y se selecciona el límite definido recientemente, para reducir la zona exterior del límite. Por defecto, la variación del modelo con la reducción se crea automáticamente, permitiendo su desactivación según necesidad del caso.

En general, los modelos de la base de datos del Coordinador no sólo contienen las informaciones mencionadas anteriormente, sino también vienen predefinidos escenarios útiles para la simulación. En concreto, son escenarios que varían en el flujo de potencia dependiendo de si es un día laboral o de descanso, y del nivel de penetración de energías renovables. Gracias a esto, se podrá probar el funcionamiento de los dispositivos de respaldo bajo diversas condiciones. Como Chañaral no contempla generadores de ERNC, la elección de un escenario relacionado al nivel de penetración ERNC es indiferente, mientras que por el lado de consumidores, se toma el escenario de día laboral con demanda media para las simulaciones. Estos consumos fueron registrados durante los días 18 a 20 de abril, sin considerar PMGD¹³.

4.2.2. Eventos de falla

A pesar de ser un SAE de pequeña escala, de misma forma se debe estudiar su comportamiento dinámico en situaciones de contingencia. Cabe señalar que por el alcance de este trabajo sólo se simulan contingencias provocadas por fallas en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV y líneas en el interior del sistema zonal de Chañaral. Lo anterior se debe a que siempre se intenta aislar la barra Chañaral del resto del sistema en contingencias, con el fin de acotar la demanda a cubrir por el BESS. De esta forma, es justificable asumir que el BESS se comporta similarmente para respaldar consumo de Chañaral para fallas ocurridas en aguas arriba y abajo de la barra El Salado, abriendo adecuadamente el interruptor de la línea El Salado - Chañaral 23 kV.

En primera instancia, se busca formar isla en la micro-red de ciudad Chañaral cuando ocurren fallas de cortocircuito en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV. Para lograr este objetivo, se crean eventos que consisten en las fallas más comunes en DIGSILENT, más

¹³ Pequeñas y medianas generación distribuida

la apertura de interruptor en la línea involucrada. Ordenando estos sucesos en secuencia temporal, se simulan cortocircuitos a los 0,5 segundos seguidos de una apertura del interruptor al segundo uno. Cabe señalar que la desconexión de la línea se configura para los 0,5 segundos después de la falla, a diferencia de los 0,4 segundos indicados en la NTSyCS, se debe a que se considera como criterio conservador 0,1 segundo de holgura por cualquier retraso en la actuación de los equipos.

Indistintamente, la apertura de interruptores aplica para cada falla de cortocircuito en la línea de análisis, para despejar la falla y activar el BESS. Se obtiene la evolución de parámetros para cada falla en los elementos claves para observar posteriormente el cumplimiento de respaldo que se ha asignado al integrar el BESS, cuando la micro-red opera en modo isla.

Una vez verificada la operación en modo isla de la ciudad, se procede a verificar su estabilidad. Esto se logra simulando fallas dentro de la micro-red cuando opera desconectada de la red principal. Considerando una formación isla exitosa, en el caso base para comprobar la estabilidad de la micro-red se abre el interruptor en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV tal que los resultados de simulación sean independientes entre la red principal y la micro-red.

Luego para verificar la respuesta del BESS a un escalón de demanda de la micro-red, se separa la carga total de Chañaral en dos, una de 1 MW y otra de 1,3 MW, las cuales se conectan a la barra de distribución a través de las nuevas líneas creadas para el efecto de esta parte de simulación. Estas implementaciones permiten simular contingencias que implican la pérdida de una parte del consumo en la ciudad de Chañaral, y se espera que el BESS logra abastecer la parte del consumo que no presenta fallas.

Capítulo 5

Resultados y análisis

En este capítulo se presentan los resultados numéricos organizados en tablas y gráficos, obtenidos al poner en práctica los procedimientos especificados en el capítulo de Metodología e Implementación. De forma paralela, se comparan lo revisado en la bibliografía con los resultados experimentales de la evaluación y se interpretan las principales observaciones en el contexto de la seguridad de suministro.

Partiendo por el historial de desconexión ilustrado gráficamente en la Figura 2.1, se obtiene que la probabilidad acumulada de las fallas desde el año 2015 a 2019 es como se muestra en el gráfico de la Figura 5.1:

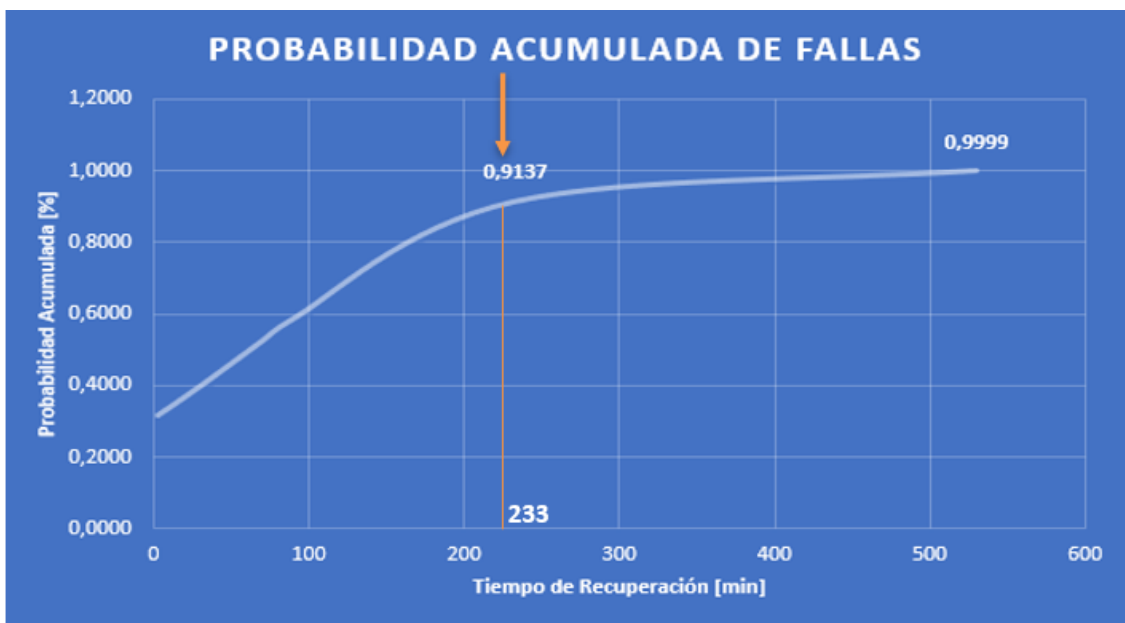


Figura 5.1: Probabilidad acumulada de las fallas registrada en una ventana de cinco años en Chañaral.

Como se puede apreciar en el gráfico de la Figura 5.1, al integrar un BESS con el límite máximo permitido por la normativa, equivalente a 300 minutos a la escala del gráfico, puede cubrir hasta un 91,37% de los eventos que implican un corte de abastecimiento. Este por-

centaje equivale a 17 fallas de un total de 19, y se caracterizan por un tiempo de desconexión menor a cuatro horas. Al implementar equipos de respaldo con una capacidad de cubrir el tiempo máximo por la regulación, permite reducir la frecuencia de corte de suministro a hasta menor de una vez al año, un resultado favorable en comparación a cuatro fallas por año del promedio historial.

5.1. Evaluación Económica

5.1.1. Proyección de energía

La proyección de demanda en MW realizada con la tasa de crecimiento especificada en el Informe Técnico [91] y a partir de los datos entregados por Transelec, se ordenan en la siguiente Tabla:

Tabla 5.1: Proyección de demanda día típico de Chañaral en MW, año 2024 - 2043

Hora / Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
2024	1.72	1.54	1.41	1.34	1.30	1.30	1.36	1.38	1.46	1.62	1.70	1.68	1.73	1.70	1.65	1.67	1.66	1.57	1.75	1.94	2.19	2.28	2.15	1.94
2025	1.73	1.56	1.43	1.36	1.32	1.31	1.37	1.40	1.48	1.64	1.72	1.70	1.75	1.71	1.67	1.69	1.68	1.59	1.77	1.96	2.21	2.30	2.17	1.96
2026	1.70	1.53	1.40	1.33	1.29	1.29	1.35	1.37	1.45	1.61	1.69	1.66	1.71	1.68	1.63	1.65	1.64	1.55	1.73	1.92	2.17	2.25	2.13	1.93
2027	1.68	1.51	1.39	1.32	1.28	1.28	1.33	1.36	1.43	1.59	1.67	1.65	1.69	1.66	1.62	1.64	1.63	1.54	1.72	1.90	2.15	2.23	2.10	1.91
2028	1.68	1.51	1.38	1.31	1.27	1.27	1.33	1.35	1.43	1.59	1.67	1.64	1.69	1.66	1.61	1.63	1.62	1.53	1.71	1.90	2.14	2.22	2.10	1.90
2029	1.71	1.54	1.41	1.34	1.30	1.30	1.36	1.38	1.46	1.62	1.70	1.68	1.72	1.69	1.65	1.67	1.65	1.57	1.75	1.94	2.18	2.27	2.14	1.94
2030	1.74	1.56	1.43	1.36	1.32	1.32	1.38	1.40	1.48	1.64	1.73	1.70	1.75	1.72	1.67	1.69	1.68	1.59	1.77	1.97	2.22	2.30	2.17	1.97
2031	1.78	1.59	1.46	1.39	1.35	1.35	1.41	1.43	1.51	1.68	1.76	1.74	1.79	1.76	1.71	1.73	1.72	1.63	1.81	2.01	2.27	2.36	2.22	2.01
2032	1.80	1.61	1.48	1.40	1.36	1.36	1.42	1.44	1.53	1.70	1.78	1.76	1.81	1.77	1.72	1.74	1.73	1.64	1.83	2.03	2.29	2.38	2.24	2.03
2033	1.81	1.62	1.49	1.42	1.37	1.37	1.43	1.46	1.54	1.71	1.80	1.77	1.82	1.79	1.74	1.76	1.75	1.66	1.85	2.05	2.31	2.40	2.26	2.05
2034	1.84	1.65	1.51	1.44	1.39	1.39	1.45	1.48	1.56	1.74	1.82	1.80	1.85	1.82	1.76	1.79	1.77	1.68	1.87	2.08	2.34	2.43	2.30	2.08
2035	1.88	1.68	1.54	1.47	1.42	1.42	1.48	1.51	1.60	1.77	1.86	1.84	1.89	1.86	1.80	1.82	1.81	1.72	1.91	2.12	2.39	2.49	2.35	2.12
2036	1.91	1.72	1.57	1.50	1.45	1.45	1.51	1.54	1.63	1.81	1.90	1.87	1.93	1.89	1.84	1.86	1.85	1.75	1.95	2.16	2.44	2.53	2.39	2.16
2037	1.96	1.75	1.61	1.53	1.48	1.48	1.55	1.57	1.66	1.85	1.94	1.91	1.97	1.93	1.88	1.90	1.89	1.79	1.99	2.21	2.49	2.59	2.44	2.21
2038	1.98	1.78	1.63	1.55	1.50	1.50	1.57	1.59	1.69	1.87	1.97	1.94	1.99	1.96	1.90	1.93	1.91	1.81	2.02	2.24	2.53	2.63	2.48	2.24
2039	2.02	1.81	1.66	1.57	1.53	1.53	1.59	1.62	1.71	1.90	2.00	1.97	2.03	1.99	1.94	1.96	1.95	1.84	2.05	2.28	2.57	2.67	2.52	2.28
2040	2.07	1.86	1.71	1.62	1.57	1.57	1.64	1.67	1.76	1.96	2.06	2.03	2.09	2.05	1.99	2.02	2.00	1.90	2.12	2.35	2.65	2.75	2.59	2.35
2041	2.14	1.91	1.76	1.67	1.62	1.62	1.69	1.72	1.82	2.02	2.12	2.09	2.15	2.11	2.05	2.08	2.06	1.95	2.18	2.41	2.72	2.83	2.67	2.42
2042	2.20	1.97	1.81	1.72	1.67	1.67	1.74	1.77	1.87	2.08	2.18	2.15	2.21	2.17	2.11	2.14	2.12	2.01	2.24	2.49	2.80	2.91	2.75	2.49
2043	2.26	2.03	1.86	1.77	1.72	1.71	1.79	1.82	1.92	2.14	2.24	2.21	2.28	2.24	2.17	2.20	2.19	2.07	2.31	2.56	2.89	3.00	2.83	2.56

De acuerdo a la Tabla 5.1, se puede observar que el perfil de consumo de la ciudad Chañaral respeta el comportamiento de un sector residencial. Además, el máximo consumo se mantiene registrado a las 22 horas del día, con un significativo aumento para el año 2043. Las etiquetas de consumo para el primer y el último año de análisis se detallan en la Figura ??:

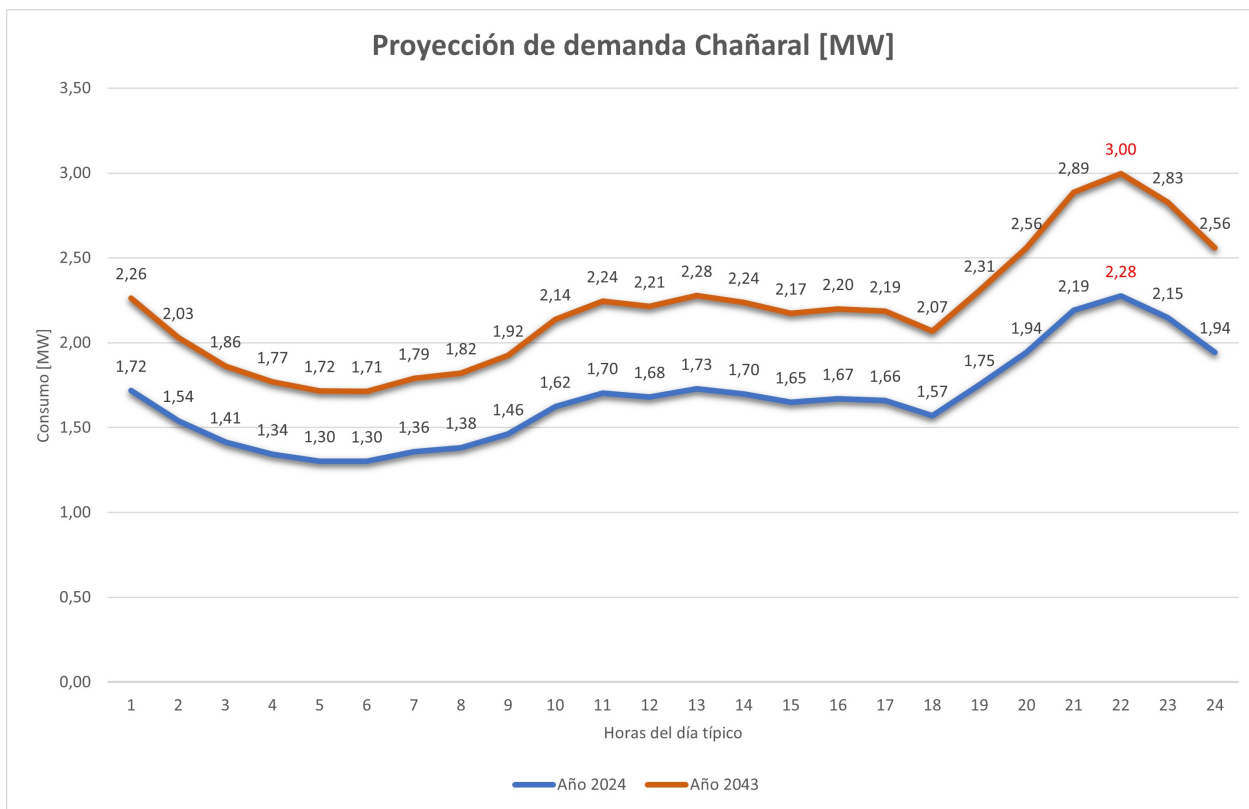


Figura 5.2: Perfil de consumo proyectado en un día típico de Chañaral.

A partir de la proyección de demanda para el día promedio de cada año del proyecto, se estima la ENS siguiendo la metodología especificada en la sección anterior. Como dentro de la expectativa, se obtiene un crecimiento de la ENS a medida que avanzan los años de operación, tal que el último año de la vida útil del proyecto llega a ser el 31,7% mayor en comparación al primer año. Esta evolución se observa en el gráfico de la siguiente Figura ?? 14.

¹⁴ La ENS decrece entre los años 2030 y 2032 ambos inclusivos, dado que la estimación de CNE en este período para el crecimiento de la demanda es negativo.

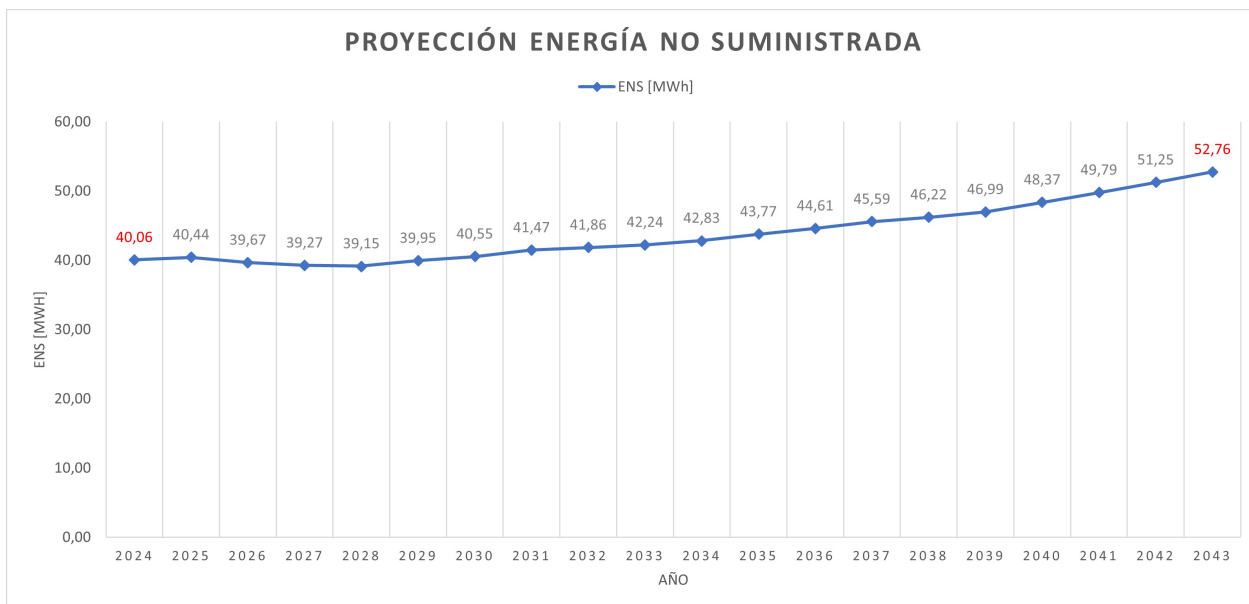


Figura 5.3: Proyección de energía no suministrada de Chañaral.

5.1.2. Dimensionamiento

Al obtener los datos de consumo durante un día, se procede a determinar los casos de estudio para la etapa de evaluación económica, con el objetivo de dimensionar la potencia instalada de los equipos de almacenamiento. Se consideraron los siguientes casos:

- Caso base: se calculan los factores influyentes sin implementar el proyecto.
- Caso estándar: la potencia instalada es equivalente al promedio diario del primer año de estudio, es decir 1,67 MW.
- Caso extremo: se supone falla ocurrida en las horas de mayor demanda en el día, por lo cual la potencia instalada se basa en el consumo máximo diario registrado del primer año de estudio, correspondiente a 2,28 MW.

Dado que en la etapa de análisis económico se pretende estudiar la tendencia del VAN a medida que varía la capacidad del BESS, por lo que en cuanto a la capacidad energética del BESS, se fijan casos de estudio desde 0,5 hasta 5 horas de suministro. Recordando que la razón entre ambos parámetros, potencia y capacidad, debe cumplir el requisito establecido en el Decreto N37 [81], descrito en la Ecuación 3.1. Dicho lo anterior, se tienen los casos de evaluación aparte del caso base:

Tabla 5.2: Casos de evaluación económica según tamaño del equipo BESS, en MWh.

Horas de suministro / Potencia de salida [MW]	0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5
1,67	0,84	1,67	2,51	3,34	4,18	5,01	5,85	6,68	7,52	8,35
2,28	1,14	2,28	3,42	4,56	5,70	6,84	7,98	9,12	10,26	11,40

5.1.3. Ingresos y costos asociados al BESS

Al haber establecido los casos de estudio, se procede a calcular el VAN para cada uno de ellos con el objetivo de apreciar una tendencia económica del dimensionamiento del equipo, para luego tomar la decisión de acuerdo a la observación. Dicho esto, se definen los beneficios que implicaría el proyecto, los costos de inversión en la etapa inicial del BESS, también conocidos como CAPEX, y los costos de operación, mantención y administración actualizado para cada año, también conocidos como COMA.

Para el caso base de evaluación económica, la ENS es la totalidad de la proyección ya que no cuenta con tecnología de respaldo eléctrico. Al aplicarle CFCD a ENS, se tiene que sus valores en una ventana de 20 años:

- ENS: 876,86 [MWh]
- CFCD: 13,47 [MUSD]

Con respecto al CAPEX del BESS, la estimación se basa en una cotización realizada por los proveedores de BESS de Transelec. En general, se consideran los costos de recambio o aumento de capacidad de baterías al año 10 de la operación, sin embargo, el BESS no está planificado para ciclo de recarga y descarga frecuente, si no que sólo para situaciones contingentes, equivalentes a aproximadamente cuatro veces al año según los registros de falla, por lo que para esta ocasión el costo de recambio se puede omitir en la evaluación.

El COMA por otro lado, es de 2% del CAPEX por año según estimaciones internas de Transelec. Al actualizar los ingresos y costos a una tasa de descuento de 6%¹⁵, se obtiene la tendencia del VAN según la cantidad de horas suministrada del BESS, en la Figura 5.4.

Con un BESS de mayor potencia nominal y capacidad energética, se espera que la ENS sea cada vez menor y, por consiguiente mayor ahorro sistémico en CFCD y mejor comportamiento en VAN. Esto es lo que se observa en la Figura 5.4, donde se compara entre el caso estándar y extremos, y se muestra la relación entre la ENS, el VAN, y el tamaño del BESS en término de horas de suministro:

¹⁵ La tasa de descuento para evaluar proyectos de transmisión es entre 5 – 8 %, el VAN crece con una menor tasa de descuento.

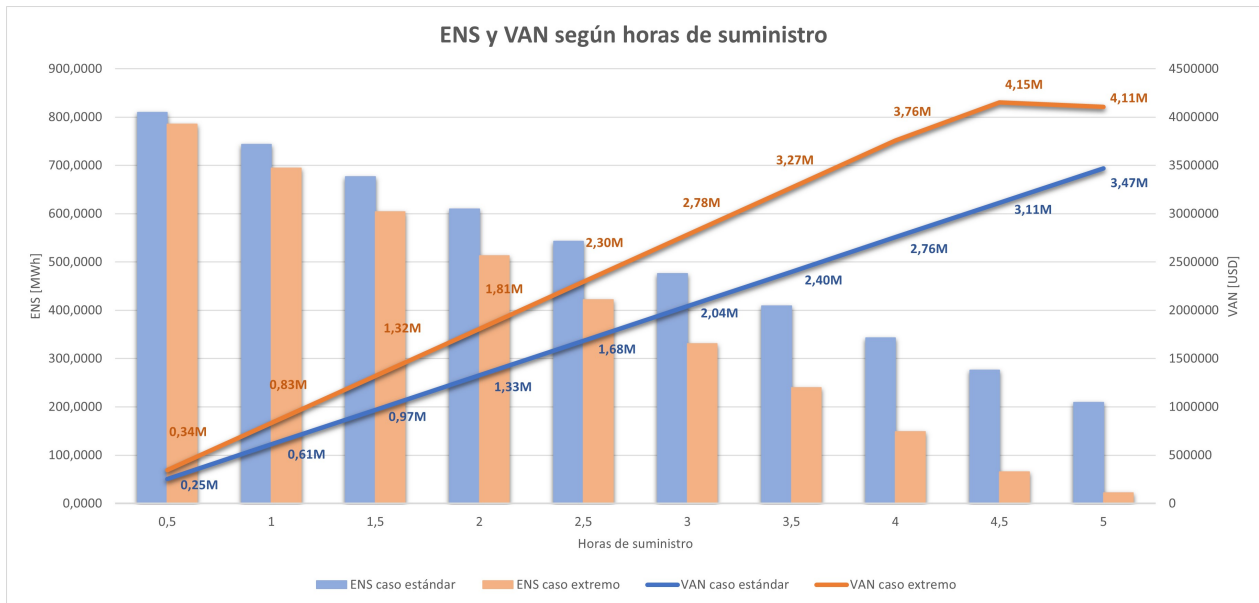


Figura 5.4: ENS y VAN según horas de suministro de equipos.

En el gráfico de la Figura 5.4 se puede apreciar que a medida que aumenta la potencia nominal y capacidad energética del equipo, la cual varía según la cantidad de horas suministradas, la ENS, expresada en columnas, disminuye tanto para el caso estándar como el caso extremo. Mientras que para el índice económico VAN, expresado en líneas, se observa una clara tendencia de incremento junto a la capacidad del BESS.

En particular, entre los casos de análisis de la Tabla 5.2, el máximo VAN se obtiene cuando la potencia nominal corresponde a la demanda máxima registrada en un día típico del inicio de operación y un suministro de 4,5 horas. Por otro lado, la mínima ENS se obtiene cuando el abastecimiento por el BESS es de 5 horas, la máxima cantidad de horas de suministro permitida por la Regulación [81], caso en donde puede cubrir casi la totalidad de las pérdidas de consumo por falla, por ende también se obtiene el mínimo en costos valorizados en CFCD.

Con las observaciones anteriores y la proyección de ENS, es necesario dimensionar el BESS pensando en el aumento del consumo energético en la ciudad como indica la Figura 5.2. Dicho esto, se decide por un tamaño de equipo en base a la demanda máxima en un día típico del último año del proyecto, obteniendo de esta forma:

- Potencia nominal: 3,00 [MW]
- Capacidad energética: 15,00 [MWh]

Para acercarse a la realidad del funcionamiento de los equipos de almacenamiento, se considera que el BESS opera con una eficiencia de 88 % en vez de 100 % como el caso perfecto [92]. En base al consumo horario máximo en un día típico del último año de evaluación del proyecto, se aplica el 88 % de eficiencia de la batería, obteniendo con la Ecuación 4.2 que el BESS se debe valorizar de acuerdo a la siguiente potencia nominal:

$$3,00/0,88 = 3,41[MW]$$

Luego las principales características del BESS determinadas con justificación económica, se registran en la Tabla 5.3. Este equipo será comparado con otras alternativas de solución,

Tabla 5.3: Características del BESS determinado con indicativos económicos.

Ítem	Monto	Unidad
Potencia salida	3,00	[MW]
Capacidad instalada	15,00	[MWh]
ENS	0	[MWh]
Ahorro sistémico	13,47	[MUSD]
CAPEX	4,00	[MUSD]
COMA	0,92	[MUSD]
VAN	2,59	[MUSD]

5.1.4. Alternativas de solución al problema de seguridad

5.1.4.1. Motor-generator diésel

Basado en los valores referenciales del Informe de Costos de Tecnologías de Generación [8], elaborado por la CNE, las centrales termoeléctricas de petróleo diésel tipo motor-generator tienen un costo de inversión referencial unitario de $448 \text{ USD}/kW$.

Para realizar una comparación justa entre las alternativas, la potencia bruta del motor-generator diésel es equivalente a la potencia de salida del BESS. Mientras que los costos fijos de operación y mantenimiento se definieron como un porcentaje del valor de inversión de acuerdo a lo indicado en el informe [93].

Con la finalidad de obtener el costo de combustible para cada período de operación, se recurrió al pronóstico de precios de petróleo diésel realizado por la Administración de Información de Energía de Estados Unidos (EIA) [94]. Para tener en cuenta una referencia nacional, se compararon estos valores con la proyección presentada en informe técnico anual de la CNE [95], comprobando el acercamiento de ambas estimaciones. Esta evolución en unidad de USD/m^3 se puede observar gráficamente en la Figura 5.5:

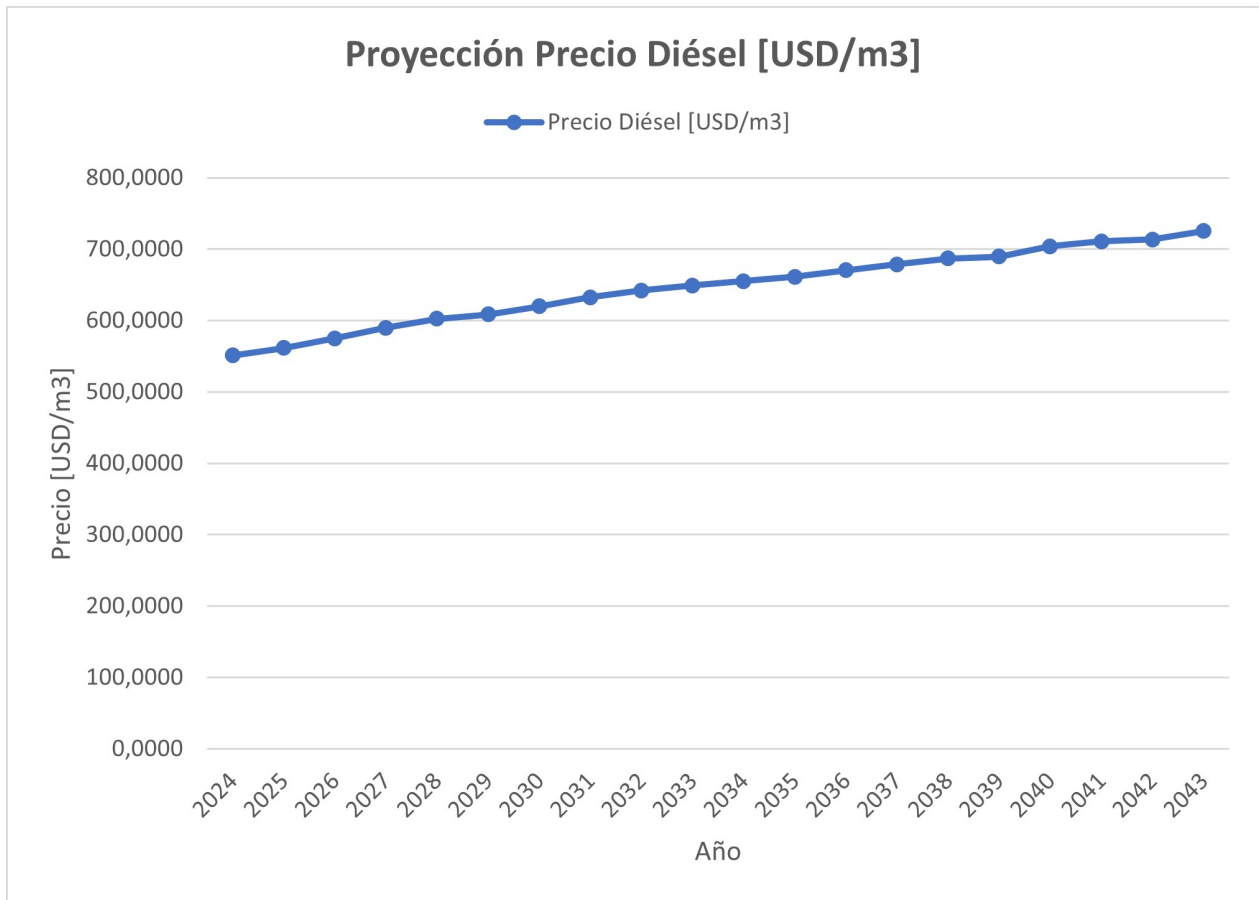


Figura 5.5: Estimación del precio del petróleo diésel.

Luego de analizar los beneficios y costos de cada período del proyecto, con la misma tasa utilizada en el caso BESS, se obtienen los principales aspectos económicos de la alternativa motor-generador diésel:

Tabla 5.4: Indicativos económicos del motor-generador diésel.

Ítem	Monto	Unidad
Potencia nominal	3,00	MW
Ahorro sistémico	13,47	MUSD
CAPEX	1,34	MUSD
COMA	2,75	MUSD
VAN	3,42	MUSD

5.1.4.2. Construcción de nueva línea de transmisión

En esta oportunidad, se ha utilizado el estudio de la propuesta de obra nueva realizado por Transelec. Este análisis consiste en una línea que une las subestaciones de Javiera y Chañaral, ambas ubicadas en la misma región, cuyo propósito es de suministrar energía desde plantas fotovoltaicas ubicadas en Javiera hasta la ciudad de Chañaral. Esta línea de circuito simple

operaría con una tensión nominal de 23 kV y contaría con una capacidad de transmisión de 6,25 MVA.

Tomando de referencia a la vida útil de los elementos de transmisión [89], y la tasa de depreciación de la empresa *British Columbia Hydro* en Canadá, se obtiene que para la dimensión de esta línea el valor residual es de sobre seis millones en USD.

Luego de escalar la ENS según la metodología descrita en la sección anterior, se obtiene que los indicadores económicos de la opción de nueva línea de transmisión son los siguientes:

Tabla 5.5: Indicativos económicos de la nueva línea de transmisión.

Ítem	Monto	Unidad
Capacidad de transmisión	6,25	MVA
Ahorro sistémico	13,47	MUSD
VATT	17,03	MUSD
VAN	-3,56	MUSD

5.1.5. Comparación entre soluciones

Sintetizando los resultados económicos para la solución de seguridad de la ciudad Chañaral, se observa en la Figura 5.6 que, entre las alternativas BESS, motor-generador de petróleo diésel, y nueva línea de transmisión, la propuesta de diésel obtuvo el mejor resultado en término de VAN, seguida por BESS, la cual también presenta un VAN favorable. Mientras tanto, en el caso de la línea el VAN se aleja drásticamente de los otros llegando a ser negativo, resultado que no atrae en su inversión, y por consiguiente en su construcción en el futuro.

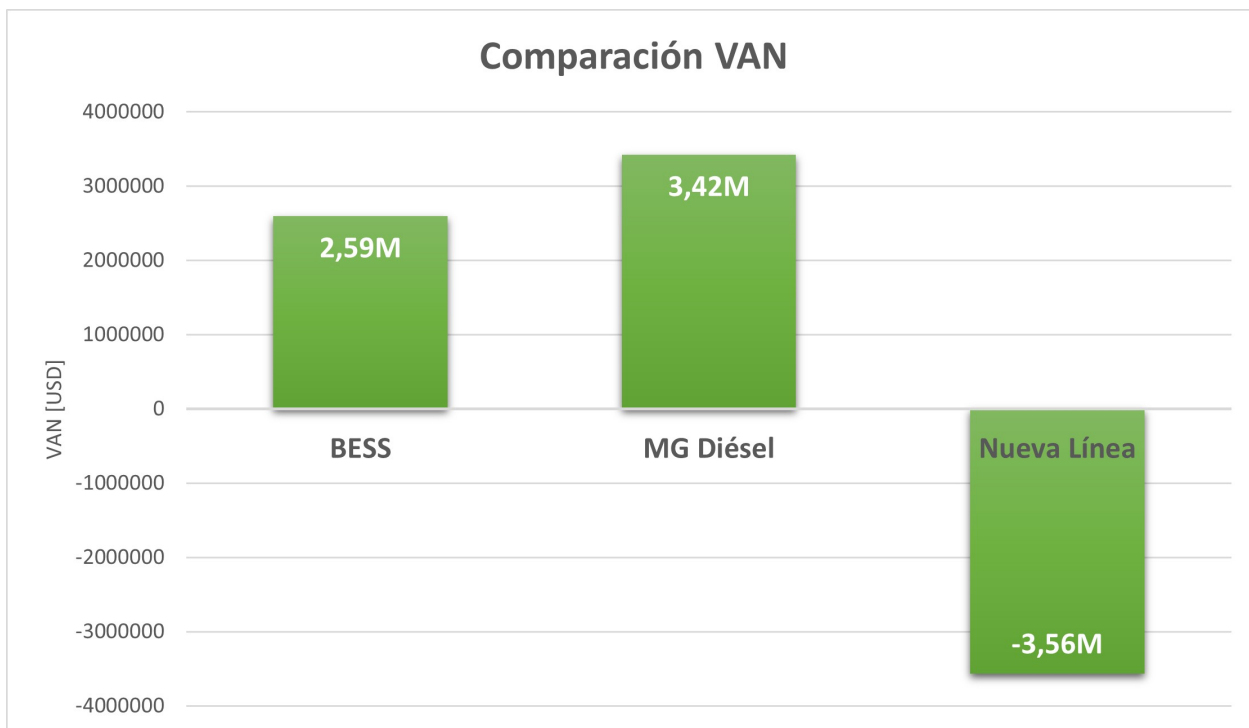


Figura 5.6: Comparación de VAN entre alternativas.

Al analizar por composición de costos, se puede apreciar desde la Figura 5.7 que a pesar del menor costo total del caso de motor-generador diésel entre las tres alternativas, su costo de operación no sugiere ser la solución más conveniente. Este componente es altamente dependiente de los precios combustibles, los que a la vez son afectados por factores complejos del contexto mundial. Cabe recordar que los precios incluidos para la evaluación son solamente efecto de estimación. Por otro lado, en el caso de la construcción de nueva línea, cuya columna de costos representa al VATT sin identificar al valor de inversión ni operación, sobrepasa por lejos a las otras dos alternativas.

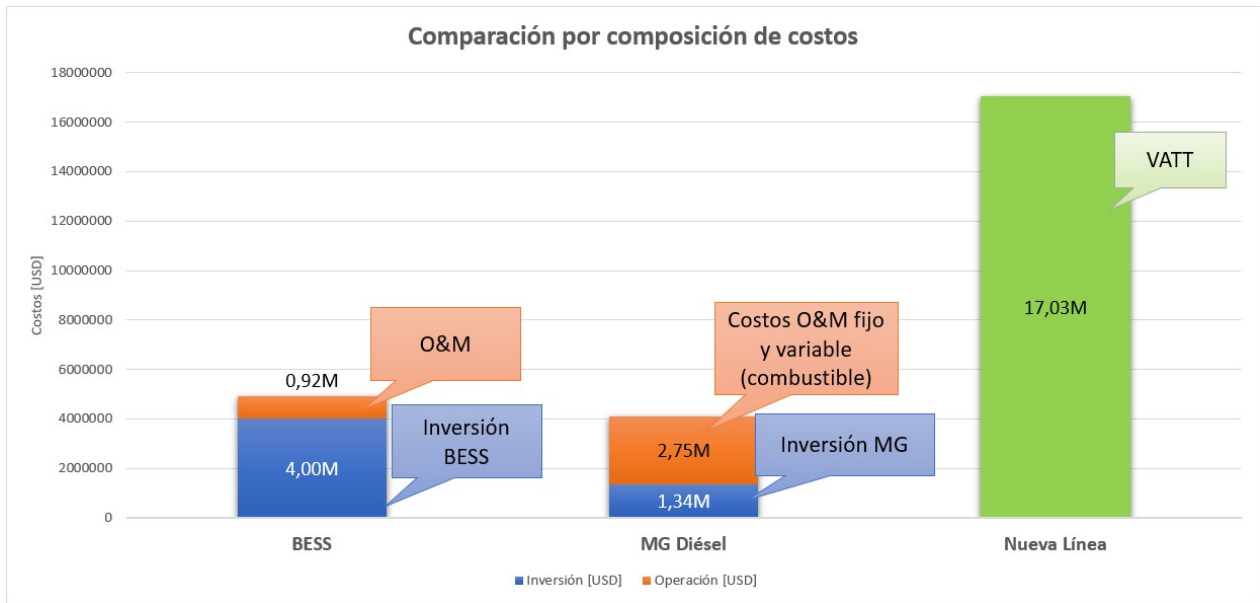


Figura 5.7: Comparación de costos de elementos entre alternativas.

Dado que se desea impulsar los proyectos BESS de suministro dentro del ámbito de las soluciones de transmisión regulada, además de destacarse por ser una alternativa que implica bajos costos de operación y mantenimiento, lo esencial es comparar entre las propuestas de BESS y nueva línea en los índices económicos mostrados.

5.1.6. Análisis FODA

A modo de extender las perspectivas hacia más allá del aspecto económico de una solución para la seguridad de Chañaral, es fundamental emplear más herramientas de estudio de proyecto. Uno de los ejemplos de estas herramientas es el análisis FODA, que fue desarrollado para tener conocimiento de la situación de un negocio, sus resultados son una guía para tomar decisiones estratégicas, a través de la creación de una lista con las Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas. Este análisis también es conocido globalmente como *SWOT* por sus siglas en inglés, *Strengths, Weaknesses, Opportunities, Threats* [97].

A continuación, se presentan el análisis FODA de las tres soluciones consideradas en la evaluación económica, incluyendo sus ámbitos sociales, ambientales y tecnológicos, además de los económicos que ya fueron estudiados.

Tabla 5.6: Análisis FODA de la alternativa BESS.

Aspecto / Alternativa	BESS
Fortalezas	<ul style="list-style-type: none"> - Fácil instalación - Solución in situ - Operación sin ruido ni emisiones - Bajo costo O&M - Presencia de marcas renombradas - Diversidad de tecnologías - Solución sustentable - Bajo rechazo de la comunidad - Experiencia mundial de su aplicación en el sistema eléctrico
Oportunidades	<ul style="list-style-type: none"> - Solución escalable - Posibilidades de participar en arbitraje de energía y servicios complementarios en el futuro
Debilidades	<ul style="list-style-type: none"> - Las soluciones <i>grid-forming</i> a pesar del buen desempeño, es una tecnología reciente y no tienen mayor experiencia a gran escala - Menor vida útil en comparación a líneas de transmisión - No cubre fallas mayor a cinco horas a potencia máxima por restricción regulatoria
Amenazas	<ul style="list-style-type: none"> - Poca experiencia nacional de BESS como infraestructura de transmisión

Tabla 5.7: Análisis FODA de la alternativa motor-generador diésel.

Aspecto / Alternativa	Motor-generador diésel
Fortalezas	<ul style="list-style-type: none"> - Fácil instalación - Solución in situ - Amplia experiencia nacional de su aplicación en suficiencia
Oportunidades	<ul style="list-style-type: none"> - Solución escalable
Debilidades	<ul style="list-style-type: none"> - Dependencia del precio de combustibles - Alto nivel de emisiones que aumenta las posibilidades de estar sujeto a pagos por ello - Menor vida útil en comparación a líneas de transmisión
Amenazas	<ul style="list-style-type: none"> - Rechazo de la comunidad - Solución no apta para agentes de transmisión por la actual normativa chilena

Tabla 5.8: Análisis FODA de la alternativa nueva línea.

Aspecto / Alternativa	Nueva Línea
Fortalezas	<ul style="list-style-type: none"> - Larga vida útil - Operación sin ruido ni emisiones - Bajo costo O&M - Amplia experiencia de las empresas en desarrollo y operación
Oportunidades	<ul style="list-style-type: none"> - Operación por varias décadas - Holgura de capacidad que permite la conexión de proyectos futuros entre ambas zonas
Debilidades	<ul style="list-style-type: none"> - Largo tiempo de construcción - Posibles fallas en la operación por condiciones climáticas y accidentes humanos
Amenazas	<ul style="list-style-type: none"> - Rechazo de la comunidad - Elevado tiempo de construcción - Elevado costo de inversión

A través de un análisis FODA de cada opción de solución, se tiene una mejor panorama de sus pros y contras. De esta manera, se puede deducir que la alternativa BESS es la solución más factible dadas sus ventajas comparativas y sus potenciales en la expansión en un futuro. Además, las amenazas existentes son de menor gravedad en comparación a las otras alternativas, y sus puntos débiles se encuentran en vía de desarrollo con buena referencia en las aplicaciones de micro-redes.

5.2. Formación de isla

En el esquema de la Figura 5.8 se simplifica la red desde la subestación de El Salado hacia Diego de Almagro, enfocando en los fenómenos que suceden en la zona que abarcan desde la línea El Salado - Chañaral 23kV hacia el consumo de la zona, con la integración de un BESS. Con el motivo de observar la habilidad de formación de isla en Chañaral, se simulan eventos de falla en la línea mencionada, con ubicación en la distancia media mirando desde ambos terminales, como se ilustra de manera general en el siguiente esquema:

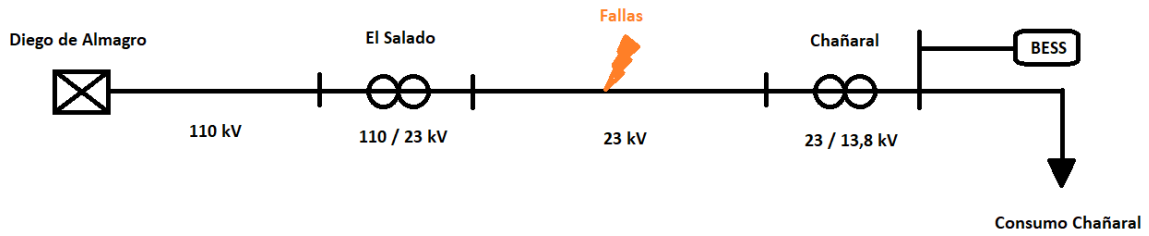


Figura 5.8: Esquema simplificado de la red de la zona y ubicación de fallas.

Como se puede observar en la Figura 5.8, el ícono de rayo en color naranja simboliza la ubicación donde se crean los eventos de cortocircuito en el software DIGSILENT, que es a la distancia 50% de la Línea El Salado - Chañaral 23kV. Luego de la ocurrencia de las fallas, se programa la apertura del interruptor de la línea y el abastecimiento de energía hacia el consumo de Chañaral, equivalente a 2,3 MW para el primer año de operación, por parte del equipo de respaldo BESS.

Lo anterior adaptado al software DIGSILENT, después de la reducción de redes para formar un modelo equivalente, se obtiene el diagrama de la Figura 5.9. En este diagrama también se ilustra la apertura de los interruptores de la línea una vez ocurrida la falla:

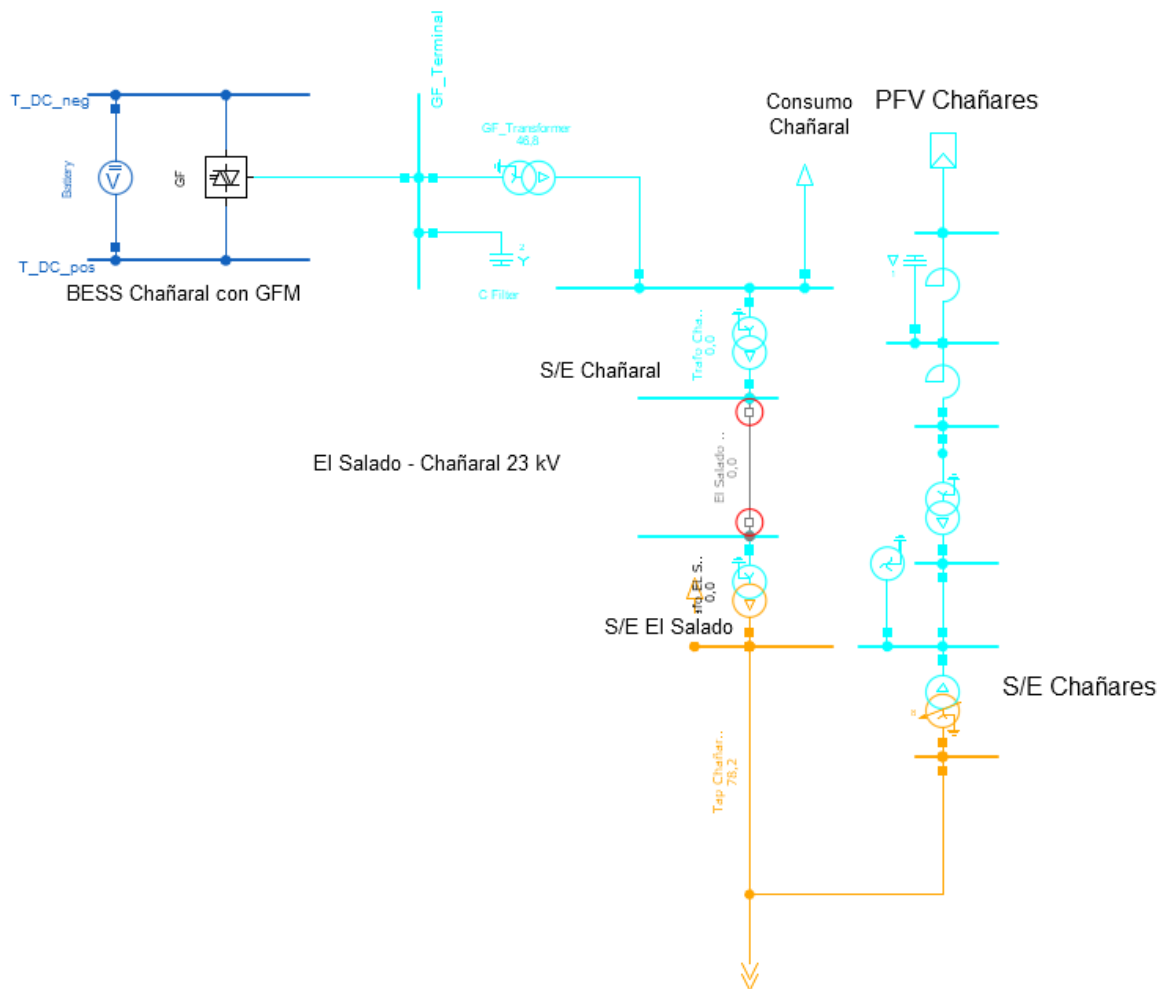


Figura 5.9: Esquema del modelo equivalente conectado a la red principal.

Antes de examinar los resultados de simulación de eventos y fallas, se verifica la convergencia del sistema reducido calculando las condiciones iniciales. Al configurar el *setpoint* del convertidor PWM en 0,01 MW y 0,01 MVA y ejecutar la simulación dinámica, se tiene que los parámetros de las líneas de Chañaral y zonas aledañas como se muestran en la siguiente Tabla, en orden de menor a mayor carga:

Tabla 5.9: Parámetros de las líneas de Chañaral y zonas aledañas, caso conectado a la red sin falla.

Línea	Potencia activa [MW]	Potencia reactiva [MVA _r]	Corriente secuencia positiva [kA]	Carga [%]
El Salado - Chañaral 23 kV	2,3	0,5	0,058	11,1
Tap Chañares - El Salado 110 kV_a	5,2	-31,0	0,165	77,9
Tap Chañares - El Salado 110 kV	5,4	-30,6	0,165	77,9
D.Almagro - Tap Chañares 110 kV	12,6	-31,6	0,176	83,2

En la Tabla 5.9 se puede observar que las condiciones se calcularon exitosamente, y que

el consumo de Chañaral proviene completamente de la Línea El Salado - Chañaral 23 kV, registrando un flujo de potencia activa de 2,3 MW en dicha línea. En cuanto al flujo en las cargas, se registra el consumo ubicado en Chañaral y en El Salado en la siguiente Tabla:

Tabla 5.10: Parámetros de las cargas de Chañaral y zonas aledañas, caso conectado a la red sin falla.

Carga	Potencia activa [MW]	Potencia reactiva [MVar]
Consumo Chañaral	2,3	0,5
Consumo El Salado	-7,7	30,2

Desde las Tablas 5.10 se puede deducir que en la zona El Salado dispone de generadores que inyectan energía al sistema troncal, y por la elevada cantidad de potencia reactiva que absorbe, probablemente son generadores de fuentes intermitentes. Por el otro lado, la carga en Chañaral presenta los valores nominales de potencia como fueron configurados.

Luego de comprobar la operación normal del sistema en estudio, se procede a ejecutar la simulación RMS con una duración de tiempo de 20 segundos en absoluto. Se obtienen los resultados de los parámetros de los elementos del sistema en las siguientes Figuras:

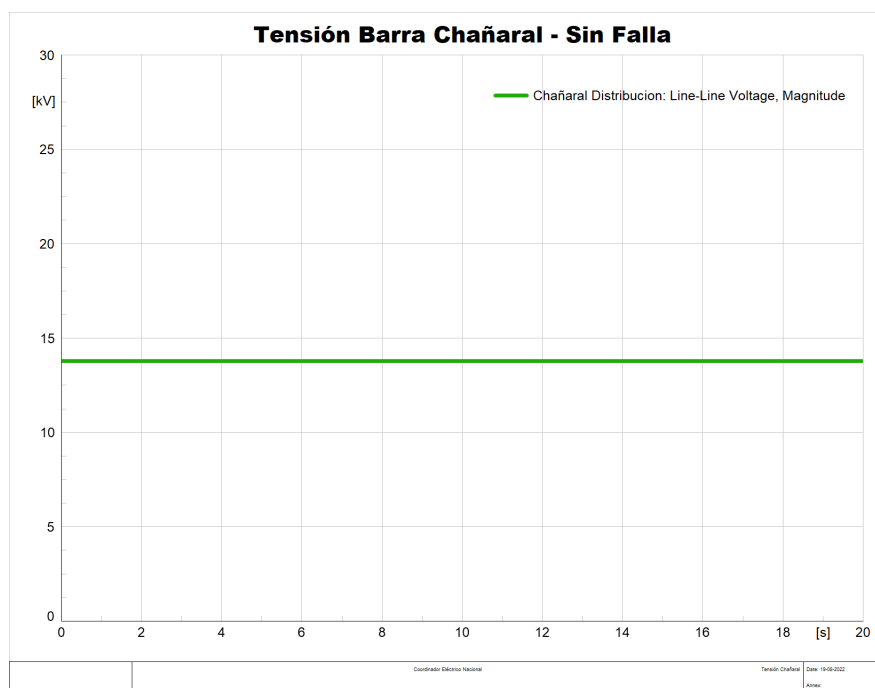


Figura 5.10: Tensión en la barra Chañaral Distribución 13,8 kV, cuando el sistema no presenta contingencia.

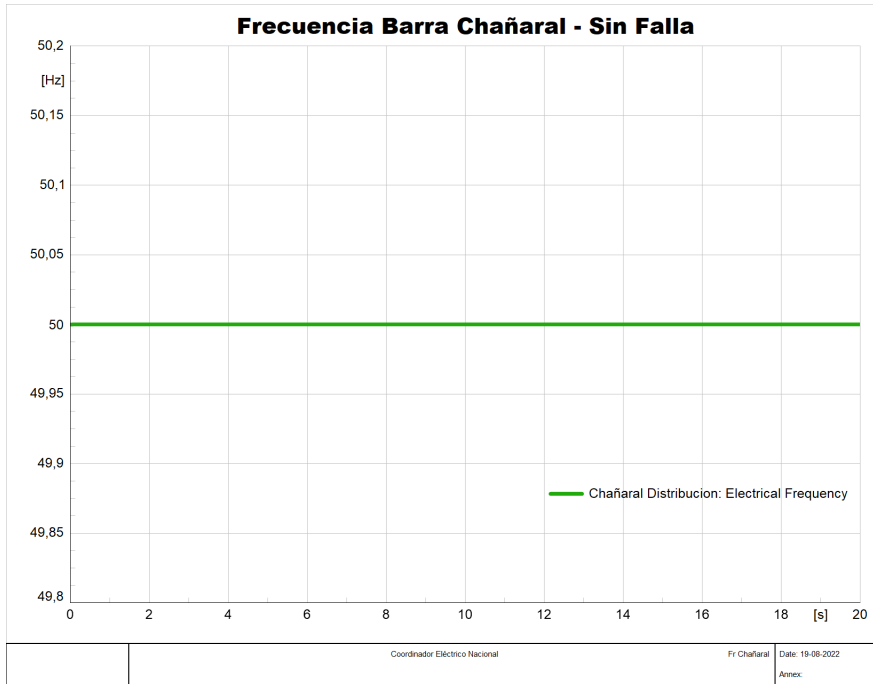


Figura 5.11: Frecuencia en la barra Chañaral Distribución 13,8 kV, cuando el sistema no presenta contingencia.

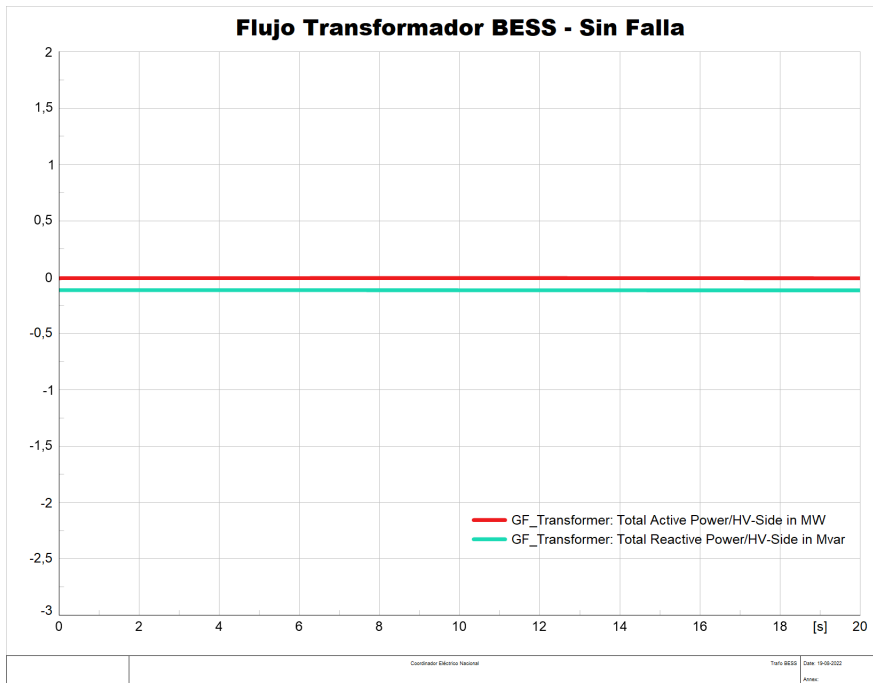


Figura 5.12: Flujo del transformador conectado al BESS, cuando el sistema no presenta contingencia.

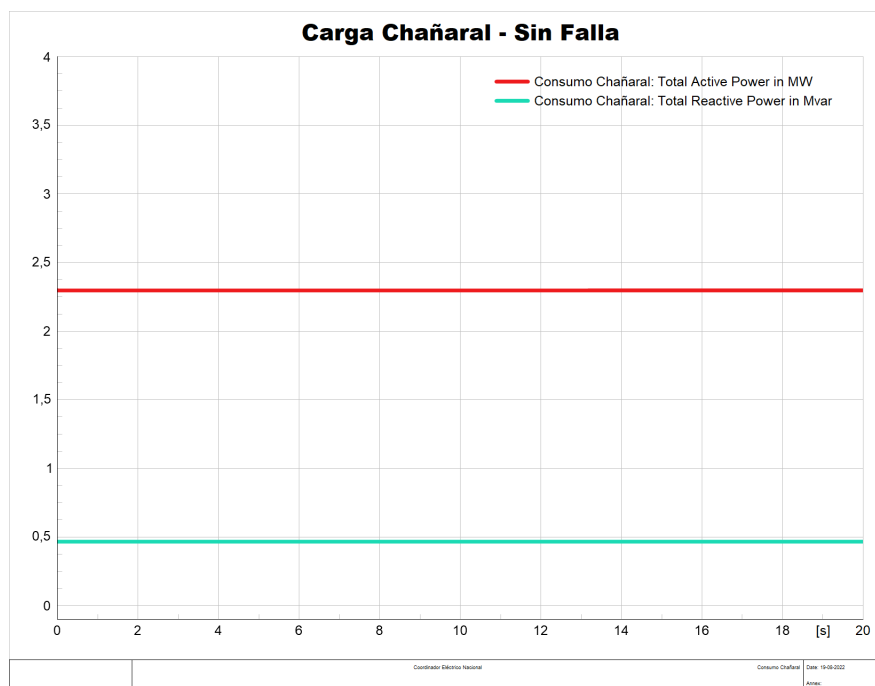


Figura 5.13: Flujo de la carga en Chañaral, cuando el sistema no presenta contingencia.

Desde los gráficos de las Figuras anteriores 5.10, 5.11, 5.12 y 5.13 se verifica que en operación normal, sin eventos de contingencia, las líneas y barras del sistema zonal se mantienen en sus valores nominales, como indican en las Tablas anteriores de condiciones iniciales, de misma manera para el transformador a través del cual se recarga y descarga el BESS.

5.2.1. Cortocircuito trifásico, caso formación de isla

Al correr las simulaciones con el cortocircuito trifásico en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV a los 0,5 segundos, y la apertura del interruptor al 1 segundo, se obtienen los resultados para los parámetros de las líneas y cargas en las siguientes Tablas:

Tabla 5.11: Parámetros de las líneas de Chañaral y zonas aledañas, luego del despeje de falla trifásica en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV.

Línea	Potencia activa [MW]	Potencia reactiva [MVar]	Corriente secuencia positiva [kA]	Carga [%]
El Salado - Chañaral 23 kV	0,0	0,0	0,000	0,0
Tap Chañares - El Salado 110 kV_a	7,5	-30,7	0,166	78,2
Tap Chañares - El Salado 110 kV	7,7	-30,3	0,166	78,2
D.Almagro - Tap Chañares 110 kV	15,0	-31,2	0,180	84,7

Además de la anulación del transporte de energía a través de la Línea El Salado - Chañaral 23 kV, las diferencias con respecto a las condiciones iniciales no son mayores. Algunas observaciones desde la Tabla 5.11 son que en general se ha aumentado las corrientes y la

carga en las líneas sin falla, lo cual cumple con las expectativas al deshabilitar una circuito de la red.

Tabla 5.12: Parámetros de las cargas de Chañaral y zonas aledañas, luego de una falla trifásica en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV.

Carga	Potencia activa [MW]	Potencia reactiva [MVA]
Consumo Chañaral	2,3	0,5
Consumo El Salado	-7,7	30,3

En el caso de puntos de consumo, en la Tabla 5.12 se observa que los suministros en ambas ciudades se mantienen, desde donde se puede deducir que el BESS cumple su finalidad de respaldar la demanda de Chañaral cuando ésta entra en operación isla.

Para observar el comportamiento de las variables, se tomaron mediciones de tensión y frecuencia en la Barra Chañaral, el flujo de potencia del Transformador que conecta la Barra con el BESS, teniendo en cuenta que es el intermediario de todas las inyecciones y absorciones de energía que realiza el BESS en el sistema zonal, y la potencia del consumo en Chañaral. La evolución de las variables durante los 20 segundos de simulación se muestra en los siguientes gráficos:

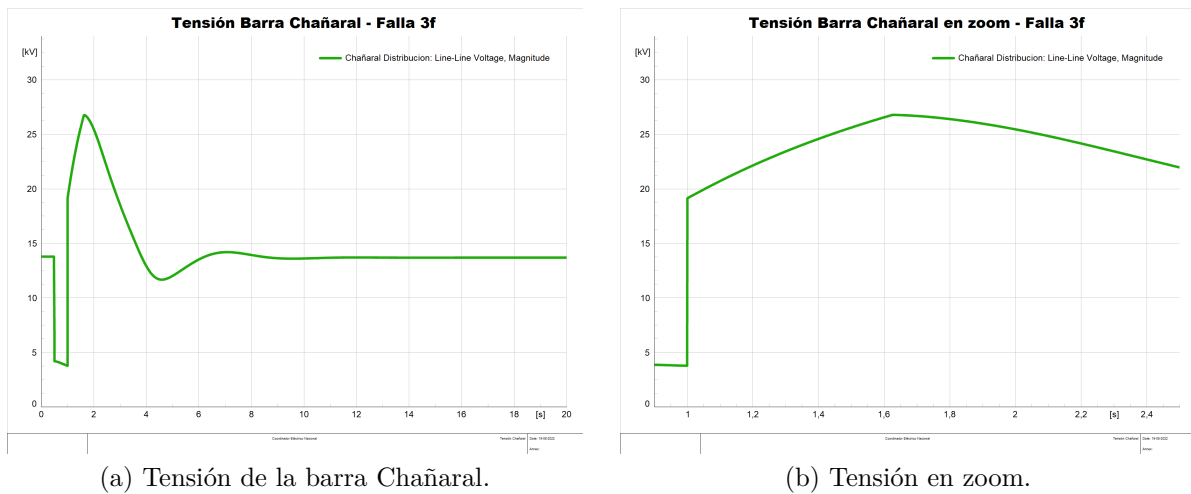
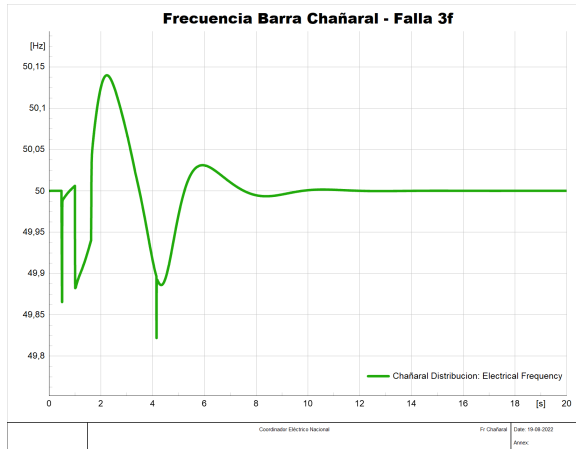
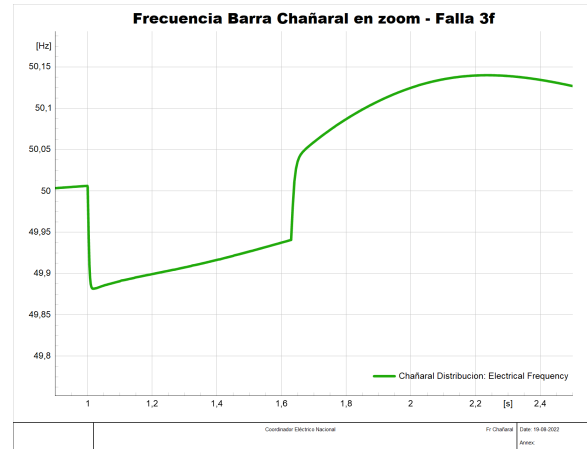


Figura 5.14: Tensión de la barra Chañaral Distribución 13,8 kV, luego de una falla trifásica en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV.

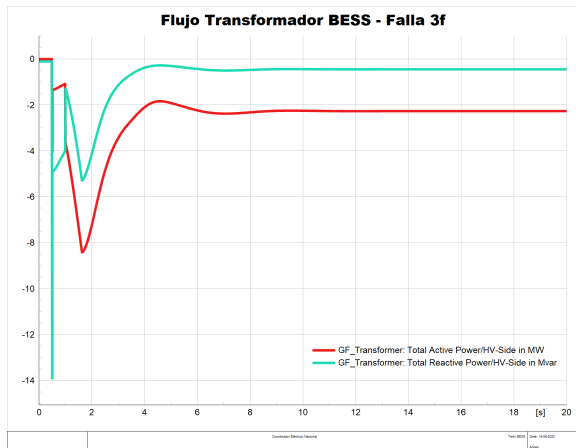


(a) Frecuencia de la barra Chañaral.

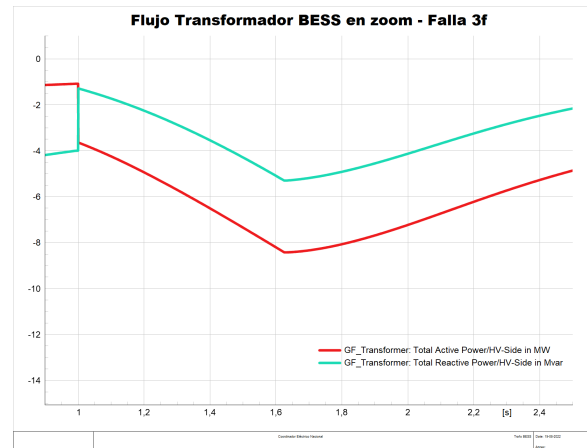


(b) Frecuencia en zoom.

Figura 5.15: Frecuencia de la barra Chañaral Distribución 13,8 kV, luego de una falla trifásica en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV.



(a) Flujo del transformador conectado al BESS.



(b) Flujo del transformador conectado al BESS en zoom.

Figura 5.16: Flujo del transformador conectado al BESS, luego de una falla trifásica en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV.

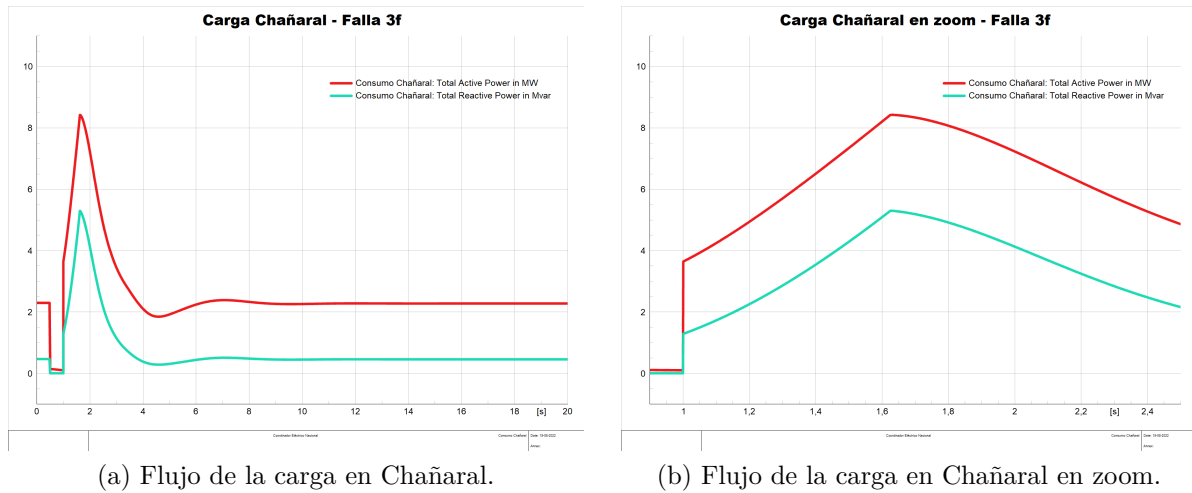


Figura 5.17: Flujo de la carga en Chañaral, luego de una falla trifásica en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV.

De vista general, la micro-red al ser impactada por la falla trifásica al segundo 0,5, las variables sufren bruscas subidas y caídas, pero logran acercarse a sus valores nominales de operación dentro de algunos segundos, una vez extinguido el cortocircuito de la línea en falla El Salado - Chañaral 23 kV.

De manera específica, la tensión en la Barra Chañaral se acerca a 4,19 kV en un escalón al instante del cortocircuito, debido a que se pone a tierra en un punto cercano a la subestación, y la circulación de reactivos se ve interrumpida en la falla de la única línea de transmisión de su inyección a la zona. Luego en el intento de recuperación hacia su valor nominal, llega al peak de los 26,78 kV a los 1,6 segundos, y logra estabilizarse a un voltaje ligeramente menor al nominal, con 13,7 kV, sin muchas oscilaciones, a los 8,6 segundos aproximadamente. En relación con el cumplimiento de la normativa vigente, a los 4,3 segundos desde el despeje de la falla con la apertura de los interruptores, la tensión vuelve al rango de tolerancia, dentro de los 20 segundos establecidos por la Norma Técnica.

Por otro lado, la frecuencia en la Barra desciende a cerca de 49,87 Hz justo después de la contingencia a causa del desbalance entre la potencia activa suministrada para la zona y el consumo. Al momento de desconectarse de la línea con falla sufre una baja hasta 49,88 Hz a los 14 ms. Desde ese instante la frecuencia inicia su acercamiento hacia su valor nominal, dentro del rango entre 50,14 y 49,82 Hz. Sin embargo, a diferencia de la tensión, la frecuencia sí se estabiliza en su valor nominal de 50 Hz, a los 8 segundos a contar del despeje de falla, sin presentar errores permanentes. Desde la Figura también se obtiene que el descenso llegando al valle de la curva es mayor a los 48,30 Hz, por lo que cumple con los exigencias establecidas en la Norma Técnica.

Los efectos de desconexión se visibilizan de forma más directa en elementos donde se mide el flujo de potencia, como es el caso del Transformador BESS y la Carga en Chañaral. En el Transformador se obtiene que el BESS luego de la contingencia logra suministrar una potencia activa cercana a la demanda de la ciudad, en 2,3 MW a los 7,35 segundos después de la desconexión de la línea, lo cual concuerda con lo inyectado en potencia activa

a la Carga Chañaral. La forma de curva del Transformador es inversa a la de la carga en Chañaral, debido a que el BESS y Chañaral son los únicos puntos de inyección y retiro, respectivamente, al operar la micro-red en isla. Además, se puede apreciar que el flujo de reactivos del Transformador no se devuelve a su valor original obtenido en modo conectado a la red principal. Este resultado refleja la función del BESS de regular los niveles de tensión del BESS en la operación isla de la micro-red, gracias al convertidor en modo GFM actuando como fuente de tensión, y entrega el flujo necesario para lograr la estabilidad de la micro-red.

En cuanto a los parámetros durante y después de las fallas monofásica a tierra, bifásica a tierra y sin contacto a tierra, se observa el mismo comportamiento que este caso de cortocircuito trifásico. Esto se debe a que el modelo diseñado para las simulaciones es balanceado, y se enfoca el análisis en las observaciones después del despeje de falla en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV. Además, se debe considerar que con la desconexión de la línea única la micro-red se aísla completamente del resto del sistema. En síntesis, con estas observaciones es posible concluir la formación exitosa de isla en la zona Chañaral con el BESS equipado de convertidor en modo GFM.

Para observar mayores detalles de los resultados de simulación de otros tipos de cortocircuito, están disponibles en los anexos A, B y C.

5.3. Operación de isla

En las simulaciones de la parte anterior se verifica la formación de isla de la micro-red en Chañaral frente a contingencias ocurridas en la red principal, en particular, en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV. El siguiente punto trata de comprobar la estabilidad de esta operación en isla, considerando que el sistema de respaldo puede suministrar hasta cinco horas, un período durante el cual es posible ocurrir fallas dentro de la micro-red. Siguiendo la metodología descrita en el capítulo anterior de Metodología e Implementación, se abre el interruptor en el terminal Chañaral y se divide el consumo de Chañaral, para efecto de simular la desconexión de un alimentador, en 1 MW y 1,3 MW sin pérdida de generalidad.

A pesar de que las fallas pueden ocurrir en cualquier punto dentro de la micro-red, para efecto de simplicidad, se toma la Línea Consumo Chañaral 1 que transporta energía para la Carga Chañaral de 1 MW para la situar los eventos de cortocircuito. En específico, a una distancia de 50 %, análogo al caso de la formación de isla. En la Figura 5.18 se ilustra de manera general la ubicación seleccionada dentro del sistema reducido, para la ocurrencia de fallas descritas en la metodología:

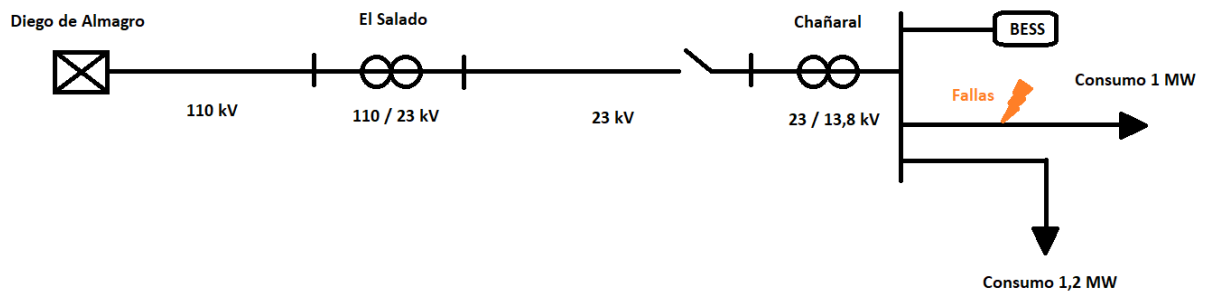


Figura 5.18: Esquema simplificado de la red de la zona y evento a simular cuando opera en isla.

Siguiendo esta idea, se crea el modelo base en DIGSILENT para las simulaciones con fallas internas de la micro-red. Su esquema se muestra en la Figura 5.19.

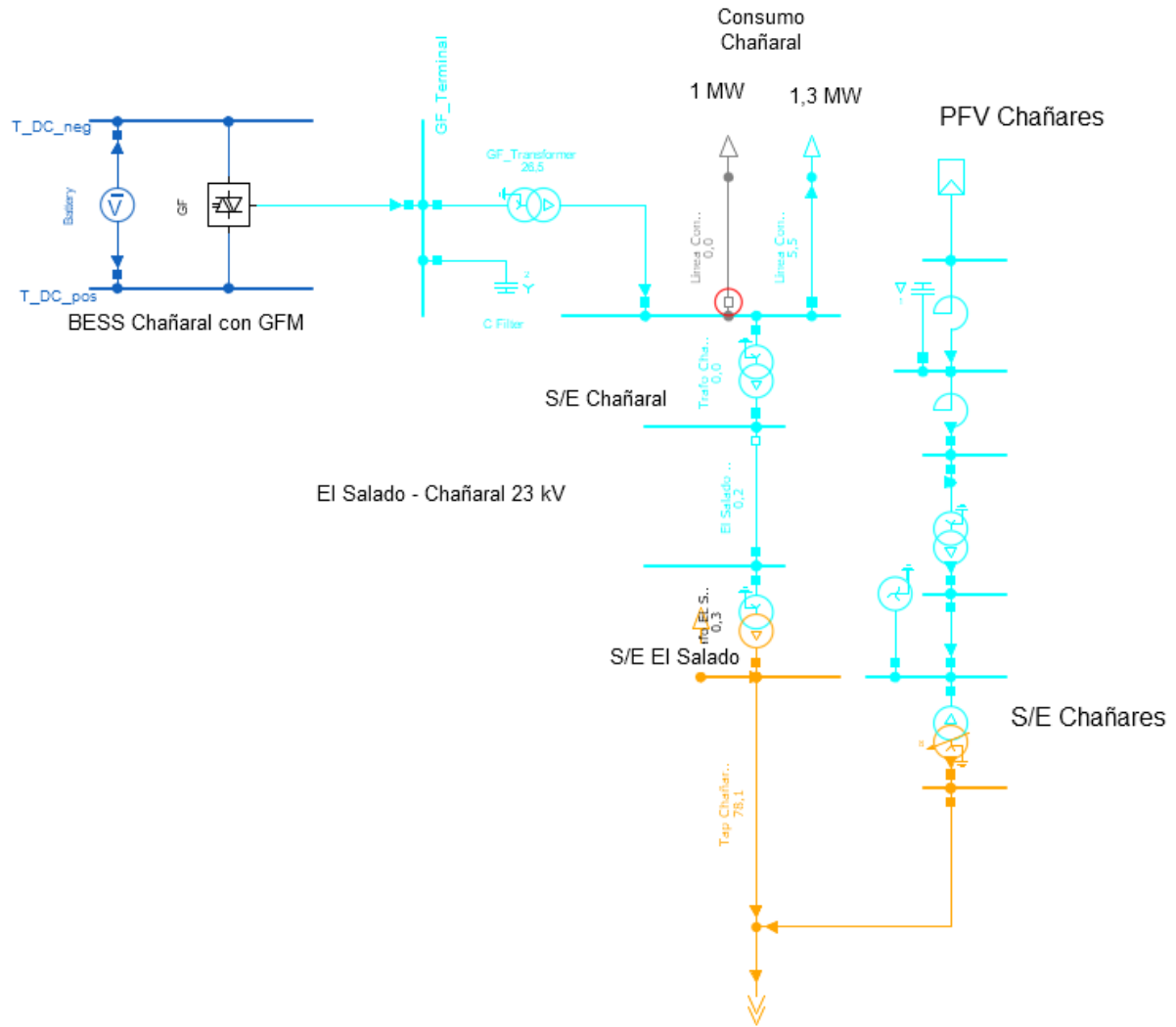


Figura 5.19: Esquema del modelo equivalente con la división de carga en Chañaral y el interruptor Chañaral 23kV abierto.

Análogo al caso anterior, se calculan las condiciones iniciales de la micro-red en isla antes de analizar los efectos de los cortocircuitos dentro de la ciudad Chañaral, con el objetivo de comprobar que los elementos en estado sin falla operan dentro del rango nominal.

Empezando por los parámetros de líneas, se registra que la suma de potencia activa de las nuevas líneas de consumo en Chañaral, corresponde a la transportada por la Línea El Salado - Chañaral 23 KV en el caso conectado a la red principal. Por otro lado, se observa un aumento de carga en la Línea Diego de Almagro - Tap Chañares 110 kV con respecto al caso conectado a la red principal. Esto debe a que las unidades generadoras de El Salado y Chañares ya no distribuyen su energía hacia Chañaral, por lo que se concentran en el suministro local y la inyección de energía al sistema, lo cual coincide con el flujo nulo en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV. En la Tabla 5.13 se puede obtener los detalles numéricos de estos elementos:

Tabla 5.13: Parámetros de las líneas de Chañaral y zonas aledañas, caso aislado la red sin falla.

Línea	Potencia activa [MW]	Potencia reactiva [MVar]	Corriente secuencia positiva [kA]	Carga [%]
El Salado - Chañaral 23 kV	0,0	-0,0	0,001	0,2
Línea Consumo Chañaral 1	-1,0	-0,2	0,043	4,3
Línea Consumo Chañaral 2	-1,3	-0,3	0,055	5,5
D. Almagro - Tap Chañares 110 kV	15	-31,2	0,179	84,6

En cuanto a las cargas en Chañaral y zonas aledañas, se obtiene el mismo fenómeno que las líneas, donde la suma de los consumos divididos en Chañaral resulta ser el registrado en caso conectado a la red principal. En relación a la carga en El Salado, no se observan mayores diferencias con el caso mencionado. Los detalles se indican en la Tabla 5.14:

Tabla 5.14: Parámetros de las cargas de Chañaral y zonas aledañas, caso aislado de la red sin falla.

Carga	Potencia activa [MW]	Potencia reactiva [MVar]
Consumo Chañaral 1,0 MW	1,0	0,2
Consumo Chañaral 1,3 MW	1,3	0,3
Consumo El Salado	-7,7	30,3

A continuación se muestran el comportamiento de las variables en los 20 segundos de simulación de la operación sin fallas, de la micro-red en isla. Desde las Figuras 5.20, 5.21, 5.22, 5.23 y 5.24, se puede comprobar la operación de la micro-red en sus valores nominales y el abastecimiento de la carga desde el equipo BESS, en todo el momento:

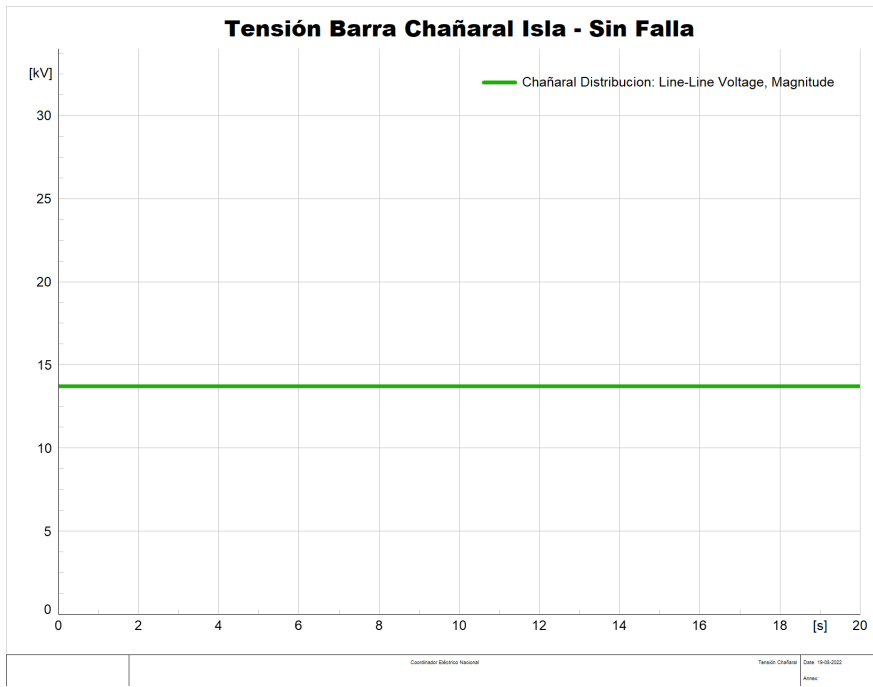


Figura 5.20: Tensión en la barra Chañaral Distribución 13,8 kV, cuando el sistema no presenta contingencia.

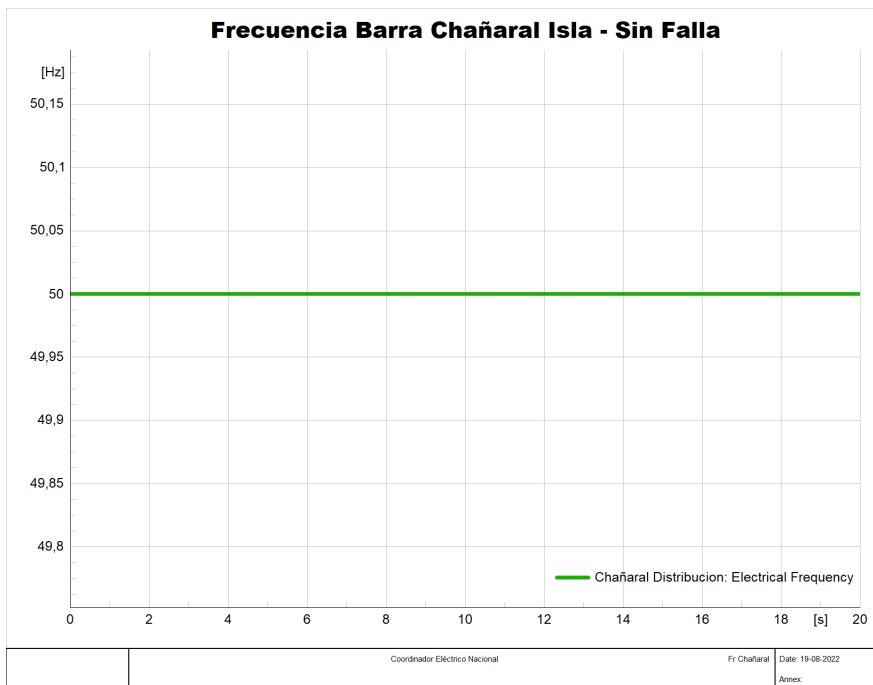


Figura 5.21: Frecuencia en la barra Chañaral Distribución 13,8 kV, cuando el sistema no presenta contingencia.

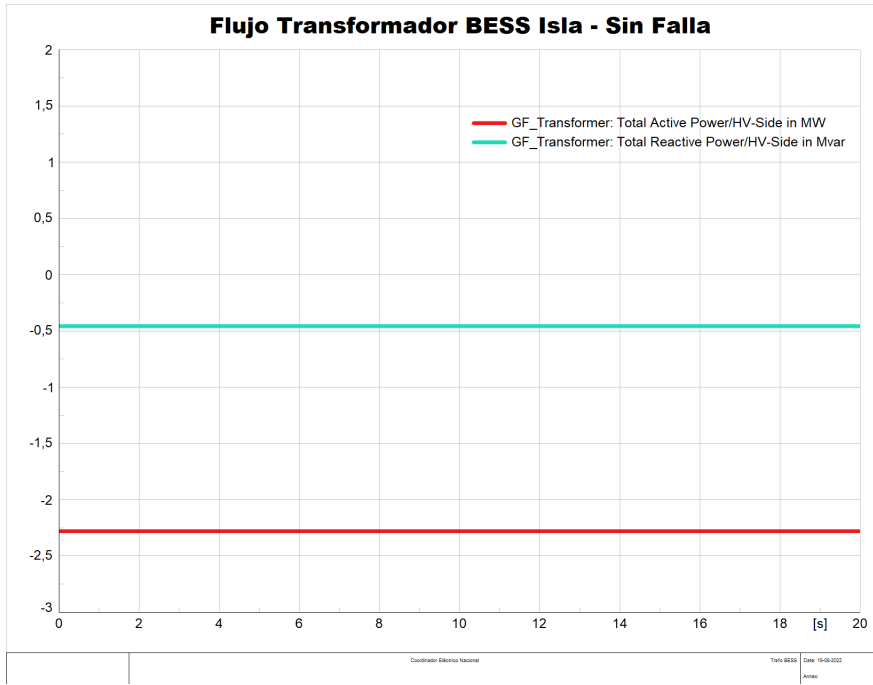


Figura 5.22: Flujo del transformador conectado al BESS, cuando el sistema no presenta contingencia.

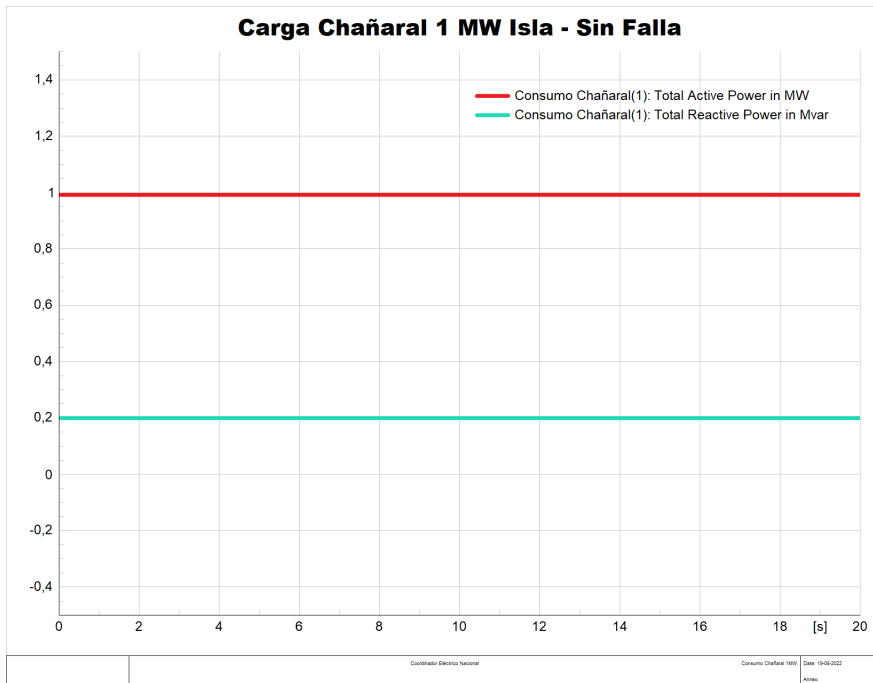


Figura 5.23: Flujo de la carga 1 MW en Chañaral, cuando el sistema no presenta contingencia.

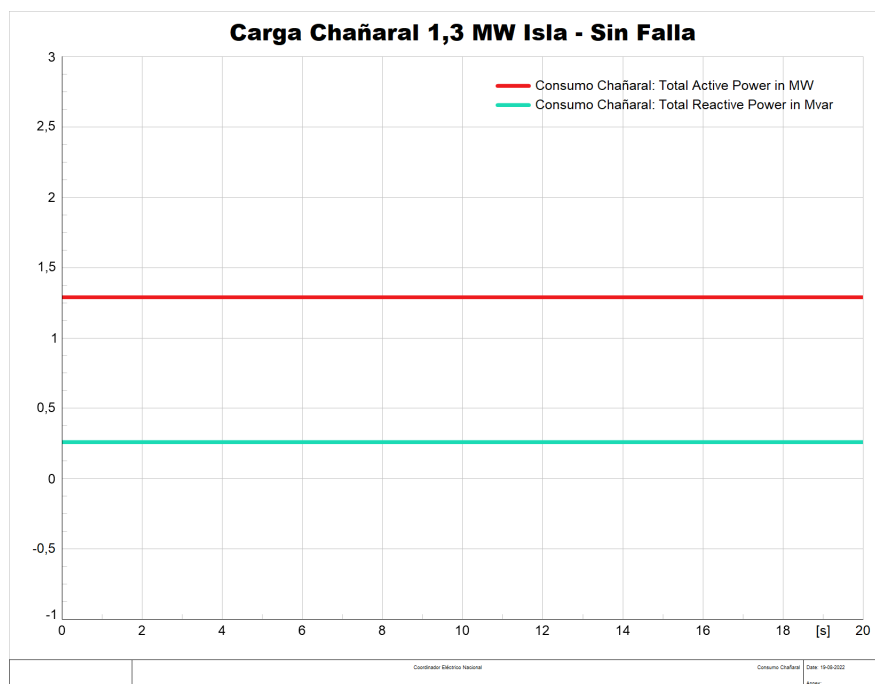


Figura 5.24: Flujo de la carga 1,3 MW en Chañaral, cuando el sistema no presenta contingencia.

5.3.1. Cortocircuito trifásico, caso operación en isla

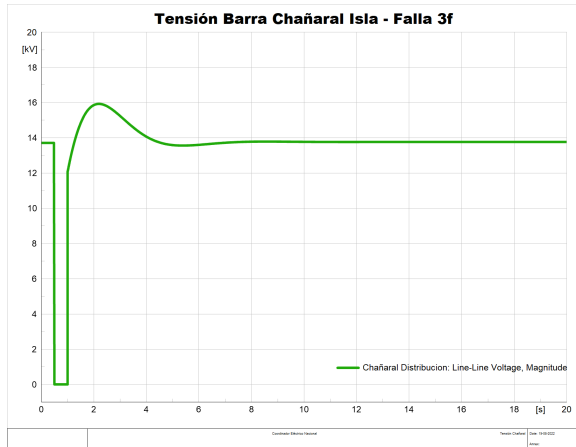
Una vez calculadas las condiciones iniciales de los elementos de la micro-red, se procede a simular los eventos planificados. Para comenzar, se crea un evento de falla trifásica a los 0,5 segundos y la apertura de interruptor de la línea en falla al 1 segundo. Los resultados de simulación se registran en la siguiente Tabla:

Tabla 5.15: Parámetros de las líneas y cargas de Chañaral, luego del despeje de falla trifásica en la Línea Consumo Chañaral 13,8 kV.

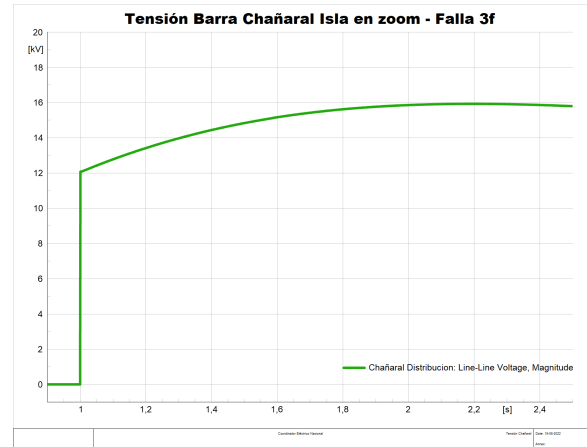
Línea	Potencia activa [MW]	Potencia reactiva [MVar]	Corriente secuencia positiva [kA]	Carga [%]
Línea Consumo Chañaral 1	0,0	0,0	0,000	0,0
Línea Consumo Chañaral 2	-1,3	-0,3	0,055	5,5
Carga	Potencia activa [MW]		Potencia reactiva [MVar]	
Consumo Chañaral 1 MW	0,0		0,0	
Consumo Chañaral 1,3 MW	-1,3		-0,3	

Tal como se espera de la Línea Consumo Chañaral 1, en la Tabla 5.15 reduce su capacidad de transmisión a cero, mientras que la Línea Consumo Chañaral 2 mantiene su flujo de potencia. Semejante es el caso de los consumos, donde se desconecta el consumo de 1 MW en Chañaral, y el consumo de 1,3 MW mantiene el abastecimiento a través del BESS.

A continuación se ilustran los gráficos con la evolución de las variables de la Barra y de las Cargas de Chañaral, más las del Transformador que conecta el BESS con la Barra:

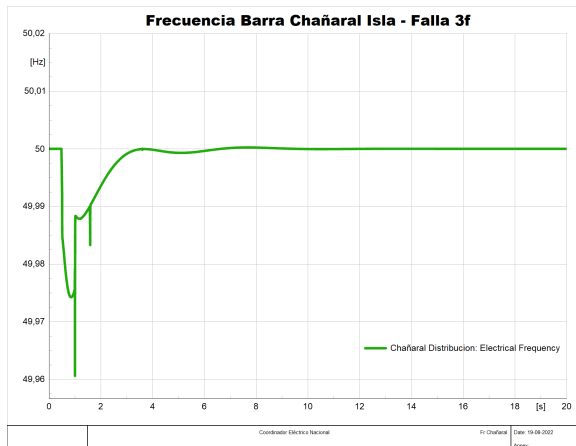


(a) Tensión de la barra Chañaral.

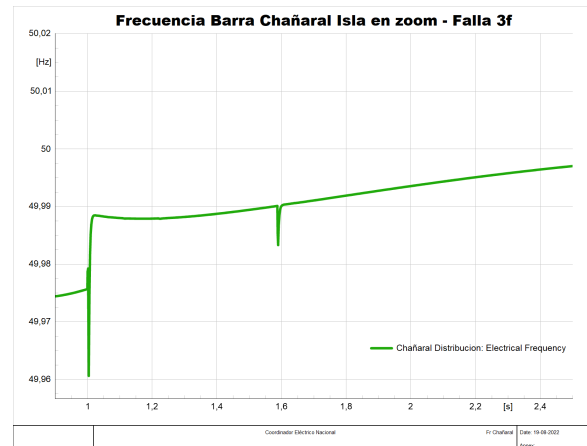


(b) Tensión en zoom.

Figura 5.25: Tensión de la barra Chañaral Distribución 13,8 kV, luego de una falla trifásica en la Línea Consumo Chañaral 13,8 kV.

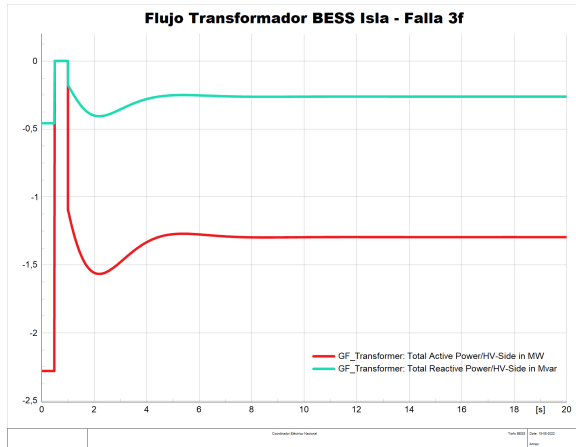


(a) Frecuencia de la barra Chañaral.

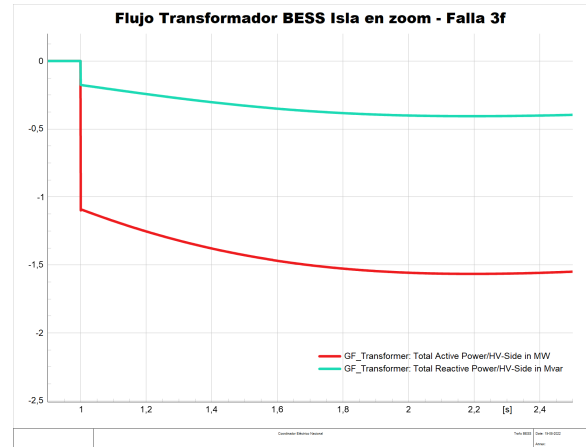


(b) Frecuencia en zoom.

Figura 5.26: Frecuencia de la barra Chañaral Distribución 13,8 kV, luego de una falla trifásica en la Línea Consumo Chañaral 13,8 kV.

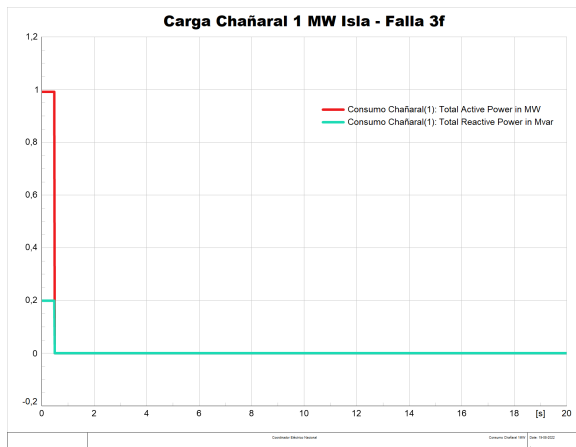


(a) Flujo del transformador conectado al BESS.

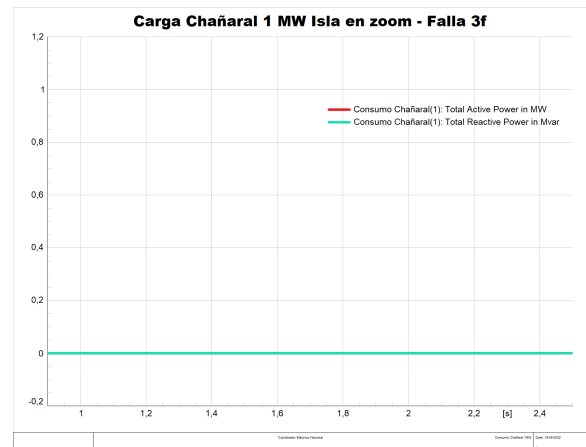


(b) Flujo del transformador conectado al BESS en zoom.

Figura 5.27: Flujo del transformador conectado al BESS, luego de una falla trifásica en la Línea Consumo Chañaral 13,8 kV.



(a) Flujo de la carga 1 MW en Chañaral.



(b) Flujo de la carga 1 MW en Chañaral en zoom.

Figura 5.28: Flujo de la carga 1 MW en Chañaral, luego de una falla trifásica en la Línea Consumo Chañaral 13,8 kV.

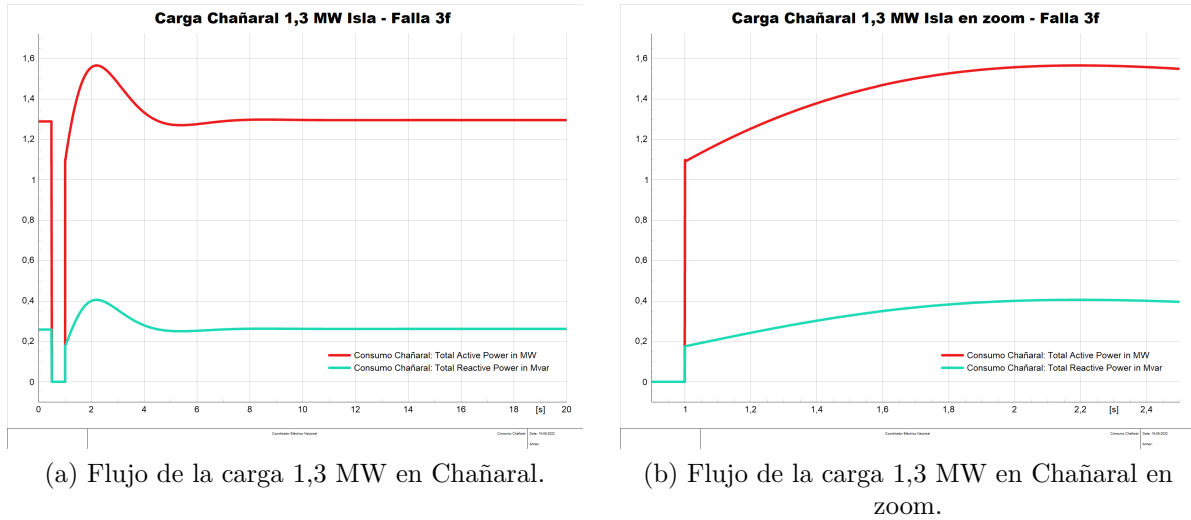


Figura 5.29: Flujo de la carga 1,3 MW en Chañaral, luego de una falla trifásica en la Línea Consumo Chañaral 13,8 kV.

En efecto, se desconecta el consumo de 1 MW instantáneamente con la ocurrencia de la falla, en forma de un escalón. Con respecto a la tensión en Barra Chañaral, se observa que efectivamente logra recuperar su valor nominal luego de la apertura del interruptor de la línea en falla, dentro de un plazo de menor tiempo y subida más amortiguada en comparación al caso de fallas en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV. En cuanto a la frecuencia, no se obtiene el mismo comportamiento que el caso de formación de isla, durante las perturbaciones del sistema, dado que es una micro-red sin inercia. A pesar de esto, logra restablecer su valor nominal rápidamente.

Similar a los casos de fallas simulados anteriormente, la curva del flujo de potencia activa del Transformador BESS es la inversa de la curva de tensión, lo que afirma el modo de control del convertidor. Además, se aprecia que al instante de la apertura del interruptor de la línea, tanto la potencia activa como la reactiva que entrega el BESS a la micro-red decrece a los valores de la demanda conectada de Chañaral. Esta observación indica la reducción del sistema zonal considerando el balance de potencia, mientras que durante la contingencia ambas variables se coinciden en la descarga.

Por otra parte, en las simulaciones de cortocircuito monofásico a tierra, bifásico a tierra y sin contacto a tierra, se obtuvieron resultados análogos, los cuales se adjuntan en los anexos D, E y F.

Las simulaciones anteriores logran demostrar la operación estable de la micro-red en Chañaral en ambas modalidades, conectada o aislada de la red principal. La micro-red es capaz de auto-abastecer la demanda cuando la energía del sistema troncal no encuentra medio de alcanzar al punto de consumo de Chañaral, lo cual confirma el cumplimiento de la función del BESS en respaldar el suministro. Otro rasgo importante es que la regulación de variables en la micro-red se mantienen dentro de los rangos establecidos por las normativas en términos de amplitud y tiempo. También es importante notar que los errores permanentes de las variables son mínimos, gracias al estrecho rango de tolerancia de los controles *droop* al

momento de configurar, lo cual no implica mayores efectos en la demora de la regulación de variables dado que es una micro-red de pequeña escala.

Capítulo 6

Conclusiones

En este trabajo de memoria se realizaron estudios técnico-económicos para implementar una solución de respaldo que aumente la seguridad eléctrica de la ciudad Chañaral, enfocada en un sistema de almacenamiento de energía. En este proceso, se cumplieron los objetivos planteados y se obtuvieron resultados que comprueban la factibilidad de la propuesta para el sector de transmisión.

De manera puntual, antes de avanzar con la evaluación, se investigaron distintos aspectos de los sistemas de almacenamiento de energía centrandose en sus aplicaciones en el sector eléctrico, experiencias mundiales en su implementación y estrategias de control. Esto con el propósito de formar una micro-red en Chañaral con esta tecnología y reducir su dependencia del suministro proveniente de la red principal, lo que permitió comprender las restricciones técnicas que significa su utilización en sistemas sin inercia, y encaminar la revisión de convertidores de potencia para micro-redes. Durante la búsqueda, se ha encontrado un modelo de control de convertidor *grid-forming* equipado con control *droop* para operación en isla de una micro-red, diseño que posteriormente facilita la integración del equipo de respaldo, y evita problemas de autonomía en una red sin inercia, además de la ausencia de unidades de generación como Chañaral. Otra perspectiva considerada en la revisión bibliográfica es el análisis de las normativas pertinentes a proyectos de almacenamiento desarrollados por agentes de transmisión. En el proceso de revisión, se encontraron las restricciones temporales y numéricas para las variables frente a desconexiones intempestivas, criterios de evaluación económica y requisitos de dimensionamiento de los equipos. Estos artículos son una esencial herramienta para verificar la factibilidad de la solución desde el punto de vista regulatorio.

En lo que se refiere a la metodología, se recolectaron antecedentes de confiabilidad y demanda de Chañaral para proyectar su consumo y ENS durante 20 años, período considerado para la propuesta. A partir de esta estimación, se le aplica el costo de falla de corta duración, obteniendo un ahorro sistémico como criterio de beneficio para el proyecto. Simultáneamente, se identificaron los factores relevantes para calcular los componentes de costos para luego calcular el VAN de la solución BESS, en distintos casos variables en la potencia y capacidad. Una vez identificado el caso favorable, se procedió a dimensionar los equipos de respaldo. Éstos luego fueron integrados al sistema zonal extendido sobre el modelo base de SEN que dispone el Coordinador, en formato aplicable para DIGSILENT, en el cual también se ajustaron los parámetros del convertidor *grid-forming* para adaptar a sus operaciones en Chañaral. En

honor al tiempo de simulación y la simplicidad de la micro-red, se redujo el diseño a un modelo equivalente del sistema, considerando sólo los elementos del sistema zonal y adyacentes, a partir de los cuales se crearon eventos de falla tipo cortocircuito. Lo anterior tiene los principales objetivos de observar el desempeño de los dispositivos en la operación en isla de la micro-red, y su capacidad de mantener estabilidad frente a perturbaciones externas e internas, bajo el escenario de un día laboral con demanda media.

Al comparar entre las alternativas de solución en aspectos económicos, ambientales y sociales, se llegó a la conclusión de que a pesar de obtener un menor VAN en comparación a la opción de petróleo diésel, el BESS es una solución costo-efectiva y amigable con el medio ambiente. Se destaca en su escalabilidad y un cada día menor costo de inversión y operación, mientras alcanza una mayor eficiencia, estos avances son gracias a las investigaciones en curso de esta tecnología. Por otro lado, se obtuvo que la construcción de una nueva línea de transmisión no resulta ser una alternativa de rápida implementación, y dada la extensión espacial que abarca su construcción, queda más expuesta a desconexiones intempestivas. Con respecto al análisis eléctrico, las simulaciones de cortocircuito comprobaron que efectivamente, el BESS es capaz de respaldar el suministro de la zona Chañaral, manteniendo la estabilidad de la red durante su operación en isla. Esto se obtiene de las observaciones de sus señales tanto en régimen permanente como dinámicas, además de la verificación del cumplimiento con las normativas para el sector de transmisión.

Con los puntos anteriores se concluye que la solución BESS es favorable para aumentar la seguridad en la zona Chañaral, y respeta los reglamentos establecidos para ser desarrollada en el sector de transmisión. El futuro desarrollo de esta propuesta de solución dependerá de la Evaluación de Impacto Ambiental, para una eventual inclusión en el Plan de Expansión de Transmisión.

6.1. Trabajos futuros

Si bien en este trabajo se obtuvo que la operación del BESS en modo GFM permite mantener la micro-red en estabilidad, para analizar de mejor manera su desempeño bajo distintos tipos de cortocircuito, es necesario implementar un modelo más sofisticado que el actual trifásico balanceado, que sea capaz de separar las fases de las señales, con el motivo de observar su comportamiento en transientes electromagnéticos.

Con respecto a las soluciones de seguridad en zonas remotas, cuando se imposibilita la extensión de líneas de transmisión ya sean por razones económicas y geográficas, en este estudio de factibilidad sólo se considera el abastecimiento para la ciudad Chañaral con el equipo de respaldo, en el futuro es conveniente evaluar la posibilidad de flujo bidireccional cubriendo demanda de cargas adyacentes a la zona, por ejemplo El Salado. En la misma línea de micro-red, para diversificar la solución, se puede considerar sistemas de micro-redes híbridas, equipadas con unidades no sólo de almacenamiento, sino también de generadores ERNC y diésel si se dan las condiciones en recursos, con el objetivo de optimizar en una operación económica y en tiempo del suministro, además de permitir la integración de unidades más pequeñas. En conjunto pueden aumentar la confiabilidad del sistema mayor que cada uno individualmente, y las unidades autónomas permiten disminuir considerablemente

la dependencia de abastecimiento desde el sistema troncal.

Por último, en cuanto al avance la normativa, se evidencia la necesidad en los mercados de energía y servicios complementarios de establecer normativas que favorecen la participación del BESS, de esta forma aprovechar al máximo el amplio campo de beneficios que traen estos sistemas, en los cuales se incluyen una mayor integración de energías limpias a la matriz energética de una región o país, como el caso de Australia. En las experiencias mundiales de los países con alta inserción de ERNC, se ha observado que los incentivos de parte de las medidas públicas han traído efectos positivos en este eje. Se espera que en un futuro cercano se incluyan agentes transmisores de electricidad dentro de la regulación como participantes del mercado eléctrico, de esta forma también podrán realizar proyectos considerando arbitraje de energía, servicios complementarios y suficiencia.

Bibliografía

- [1] A. Mehdi, C. -H. Kim, A. Hussain, J. -S. Kim and S. J. U. Hassan, *A Comprehensive Review of Auto-Reclosing Schemes in AC, DC, and Hybrid (AC/DC) Transmission Lines*, in IEEE Access, vol. 9, pp. 74325-74342, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3077938.
- [2] A. A. Salem et al., *Pollution Flashover Voltage of Transmission Line Insulators: Systematic Review of Experimental Works*, in IEEE Access, vol. 10, pp. 10416-10444, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3143534.
- [3] H. Panahi, R. Zamani, M. Sanaye-Pasand and H. Mehrjerdi, *Advances in Transmission Network Fault Location in Modern Power Systems: Review, Outlook and Future Works*, in IEEE Access, vol. 9, pp. 158599-158615, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3129838.
- [4] Georgious, R.; Refaat, R.; Garcia, J.; Daoud, A.A. *Review on Energy Storage Systems in Microgrids*. Electronics 2021, 10, 2134. Available: <https://doi.org/10.3390/electronics10172134>.
- [5] *Fallas en SEP*, Sistemas de Energía y Equipos Eléctricos EL4103, Profesora Claudia Rahmann y Profesor Rodrigo Palma Behnke, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, Santiago, mayo de 2020.
- [6] D. Panth, *Reasons for failure of transmission lines and their prevention strategies*, Int. J. Electr., Electron. Data Commun., vol. 2, no. 1, pp. 1-4, Jan. 2014.
- [7] X. Li and S. Wang, *Energy management and operational control methods for grid battery energy storage systems*, in CSEE Journal of Power and Energy Systems, vol. 7, no. 5, pp. 1026-1040, Sept. 2021, doi: 10.17775/CSEEJPES.2019.00160.
- [8] *Informe de costos de tecnologías de generación, informe anual*. CNE. Santiago de Chile. Marzo de 2020.
- [9] A. A. Z. Diab, H. M. Sultan, I. S. Mohamed, O. N. Kuznetsov and T. D. Do, *Application of Different Optimization Algorithms for Optimal Sizing of PV/Wind/Diesel/Battery Storage Stand-Alone Hybrid Microgrid*, in IEEE Access, vol. 7, pp. 119223-119245, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2936656.
- [10] (17 de junio del 2019). *Sistema Eléctrico Nacional supera las 1.900 líneas de transmisión instaladas*. Revista Electricidad. [Online]. Available: <https://www.revistaei.cl/2019/06/17/sistema-electrico-nacional-supera-las-1-900-lineas-de-transmision-instaladas/>
- [11] *SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO CON ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN CHILE*. GIZ. Santiago de Chile. Diciembre de 2020.
- [12] Md Mustafizur Rahman, Abayomi Olufemi Oni, Eskinder Gemechu, Amit Kumar, *Assessment of energy storage technologies: A review*, Energy Conversion and Management,

- Volume 223, 2020, 113295, Available: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113295>.
- [13] 22 de septiembre de 2021. *DOE Global Energy Storage Database, Statistics*. Sandia National Laboratories. [Online]. Available: <https://sandia.gov/ess-ssl/gesdb/public/statistics.html>
- [14] *Innovation landscape brief: Utility-scale batteries*. Centro de Innovación y Tecnología (IITC) de IRENA, Donadeo Innovation Centre for Engineering, Abu Dhabi, 2019.
- [15] Andy Colthorpe (Noviembre de 2019). *Germany's grid could use gigawatt-scale ESS as alternative to 'billions in infrastructure spending'*. Energy Storage News. [Online]. Available: <https://www.energy-storage.news/germanys-grid-could-use-gigawatt-scale-ess-as-alternative-to-billions-in-infrastructure-spending/>
- [16] Abdul-Wahab Alhadi Al-Hamali, Mohamed Emad Farrag, Geraint Bevan, Donald M. Hepburn, *Review of energy storage systems in electric grid and their potential in distribution networks*, 18th International Middle East Power Systems Conference (MEP-CON), 2016.
- [17] Haisheng Chen, Thang Ngoc Cong, Wei Yang, Chunqing Tan, Yongliang Li, Yulong Ding, *Progress in electrical energy storage system: A critical review*, Progress in Natural Science, Volume 19, Issue 3, 2009, Pages 291-312, Available: <https://doi.org/10.1016/j.pnsc.2008.07.014>.
- [18] Kuran Kumaraswamy (17 de septiembre de 2019). *Avoiding gridlock on the grid: A practical approach to energy storage as transmission*. Fluence Energy. [Online]. Available: <https://blog.fluenceenergy.com/avoiding-gridlock-energy-storage-as-transmission>
- [19] A. Mohd, E. Ortjohann, A. Schmelter, N. Hamsic and D. Morton, *Challenges in integrating distributed Energy storage systems into future smart grid*, 2008 IEEE International Symposium on Industrial Electronics, 2008, pp. 1627-1632, doi: 10.1109/I-SIE.2008.4676896.
- [20] Xing Luo, Jihong Wang, Mark Dooner, Jonathan Clarke, *Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation*, Applied Energy, Volume 137, 2015, Pages 511-536, Available: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.09.081>.
- [21] F. Nadeem, S. M. S. Hussain, P. K. Tiwari, A. K. Goswami and T. S. Ustun, *Comparative Review of Energy Storage Systems, Their Roles, and Impacts on Future Power Systems*, in IEEE Access, vol. 7, pp. 4555-4585, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2018.2888497.
- [22] Siraj Sabihuddin, Aristides E. Kiprakis, Markus Mueller, *Numerical and Graphical Review of Energy Storage Technologies*, Energies, 2015, Volume 8, Páginas 172 - 216, 29 de diciembre de 2014. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/8/1/172>
- [23] J. P. Blanchard, *Environmental issues associated with superconducting magnetic energy storage (SMES) plants*, Proceedings of the 24th Intersociety Energy Conversion Engineering Conference, 1989, pp. 1777-1782 vol.4, doi: 10.1109/IECEC.1989.74713.
- [24] Kokkotis, Panagiotis and Psomopoulos, Constantinos and Ioannidis, G.C. and KAMINARIS, S.D., *SMALL SCALE ENERGY STORAGE SYSTEMS. A SHORT REVIEW IN THEIR POTENTIAL ENVIRONMENTAL IMPACT*, in Fresenius Environmental Bulletin, Vol. 26, Páginas 5658-5665, Sept 2017.

- [25] A.R. Dehghani-Sanij, E. Tharumalingam, M.B. Dusseault, R. Fraser, *Study of energy storage systems and environmental challenges of batteries*, in Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 104, Pages 192-208, 21 de enero de 2019.
- [26] Daniel Hsing Po Kang, Mengjun Chen, and Oladele A. Ogunseitan. *Potential Environmental and Human Health Impacts of Rechargeable Lithium Batteries in Electronic Waste*, in Environmental Science & Technology 2013, 47 (10), April 22, 2013, Páginas 5495-5503.
- [27] *A Guide to Understanding Battery Specifications*, MIT Electric Vehicle Team, December 2008.
- [28] Wesley Cole y A. Will Frazier, *Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2020 Update*. NREL, Departamento de Energía de Estados Unidos, Junio de 2020.
- [29] Nick Toscano (19 de noviembre de 2019). *Huge Tesla battery in South Australia primed for big upgrade*. The Sidney Morning Herald. [Online]. Available: <https://www.smh.com.au/business/companies/huge-tesla-battery-in-south-australia-primed-for-big-upgrade-20191119-p53byo.html>
- [30] Julian Spector (10 de noviembre de 2020). *Australia Picks Massive Tesla-Supplied Battery to Ease Transmission Constraint*. Green Tech Media. [Online]. Available: <https://www.greentechmedia.com/articles/read/australia-picks-massive-tesla-battery-to-ease-transmission-constraint>
- [31] Andreas Franke (1 de febrero de 2021). *Germany approves power grid law to speed up expansion, boost renewables rollout*. S&P Global, Market Intelligence. [Online]. Available: <https://www.spglobal.com/marketintelligence/en/news-insights/latest-news-headlines/germany-approves-power-grid-law-to-speed-up-expansion-boost-renewables-rollout-62408538>
- [32] ABB (2011). *BESS Fairbanks, Alaska*. [Online]. Available: https://library.e.abb.com/public/3c4e15816e4a7bf1c12578d100500565/Case_Note_BESS_GVEA_Fairbanks-web.pdf.
- [33] Michael Byrne (August 27, 2016). *Behold: The World's Largest Battery*. [Online]. Available: <https://www.vice.com/en/article/z43q49/behold-the-worlds-largest-battery>.
- [34] GVEA. *Battery Energy Storage System (BESS)*. [Online]. Available: <https://gvea.com/battery-system/>.
- [35] *EXPERIENCIA CHILENA EN LAS INSTALACIONES BESS*. Sitio Ingeniería UC. [Online]. Available: <https://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno15/bess/expNacional.html>
- [36] 14 de noviembre de 2016. *Cochrane: termoeléctrica presenta sistema de almacenamiento de energía*. Electricidad, la revista energética de Chile. [Online]. Available: <https://www.revistaei.cl/informes-tecnicos/cochrane-termoelectrica-presenta-sistema-de-almacenamiento-de-energia/#>
- [37] Eloy Zerbato Diaz, Claudio Celman y Pablo Rifrani (2016), *BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEM (BESS) MODELADO Y VALIDACIÓN*. Departamento de Ensayos e Ingeniería. Estudios ELéctricos. [Online]. Available: <https://www.estudios-electricos.com/casos/battery-energy-storage-system-bess-modelado-y-validacion/>
- [38] *Presentación en Mesa de Trabajo Reglamento de Potencia*. AES Gener. 29 de octubre

de 2020.

- [39] *AES Gener invertirá US\$ 14 millones en piloto para almacenamiento de energía*. Generadoras de Chile. 22 de febrero de 2019.
- [40] *APRUEBA REGLAMENTO DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN, Artículo 40*. Ministerio de Energía, 25 de mayo de 2021.
- [41] *Informe Obra Urgente Sistema de Almacenamiento SE Nueva Imperial*, Subgerencia de Planificación del Sistema, Área de Planificación de la Transmisión, 14 de abril de 2022.
- [42] *Informe Final Estudios Eléctricos y de diseño de BESS Parinas Lo Aguirre*, Estudios Eléctricos, Transelec, Abril de 2022.
- [43] R. H. Lasseter, Z. Chen and D. Pattabiraman, *Grid-Forming Inverters: A Critical Asset for the Power Grid*, in IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, vol. 8, no. 2, pp. 925-935, June 2020, doi: 10.1109/JESTPE.2019.2959271.
- [44] M. H. Saeed, W. Fangzong, B. A. Kalwar and S. Iqbal, *A Review on Microgrids' Challenges & Perspectives*, in IEEE Access, vol. 9, pp. 166502-166517, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3135083.
- [45] Dan T. Ton, Merrill A. Smith, *The U.S. Department of Energy's Microgrid Initiative*, The Electricity Journal, Volume 25, Issue 8, 2012, Pages 84-94, Available: <https://doi.org/10.1016/j.tej.2012.09.013>.
- [46] O. Palizban and K. Kauhaniemi, *Microgrid control principles in island mode operation*, 2013 IEEE Grenoble Conference, 2013, pp. 1-6, doi: 10.1109/PTC.2013.6652453.
- [47] Waleed Al-Saedi, Stefan W. Lachowicz, Daryoush Habibi, Octavian Bass, *Power flow control in grid-connected microgrid operation using Particle Swarm Optimization under variable load conditions*, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 49, 2013, Pages 76-85, Available: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.12.017>.
- [48] Vidyanandan, K.V. & Kamath, Balkrishn, *Grid Integration of Renewables: Challenges and Solutions*, Conference: Emerging Energy Scenario in India – Issues, Challenges and Way Forward, January 2018.
- [49] L. Wang, C. -Y. Lin, H. -Y. Wu and A. V. Prokhorov, *Stability Analysis of a Microgrid System With a Hybrid Offshore Wind and Ocean Energy Farm Fed to a Power Grid Through an HVDC Link*, in IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 54, no. 3, pp. 2012-2022, May-June 2018, doi: 10.1109/TIA.2017.2787126.
- [50] S. Parhizi, H. Lotfi, A. Khodaei and S. Bahramirad, *State of the Art in Research on Microgrids: A Review*, in IEEE Access, vol. 3, pp. 890-925, 2015, doi: 10.1109/ACCESS.2015.2443119.
- [51] Benjamín Israel Vega Gutiérrez, *ESTRATEGIAS Y MODOS DE CONTROL DE CONVERTIDORES PARA LA REGULACIÓN DE FRECUENCIA EN SISTEMAS DE POTENCIA SIN INERCIA*, Tesis para optar al grado de magíster, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, Santiago de Chile, Junio de 2021.
- [52] F. Milano, F. Dörfler, G. Hug, D. J. Hill and G. Verbič, *Foundations and Challenges of Low-Inertia Systems (Invited Paper)*, 2018 Power Systems Computation Conference

(PSCC), 2018, pp. 1-25, doi: 10.23919/PSCC.2018.8450880.

- [53] Xianxian Zhao, Priyanko Guha Thakurta, Damian Flynn, *New Options in System Operation*, MIGRATE - Massive InteGRATion of power Electronic devices, Deliverable 3.4, 31 de enero de 2019.
- [54] Uros Markovic, Ognjen Stanojev, Petros Aristidou, Evangelos Vrettos, Duncan Callaway, Gabriela Hug, *Understanding Small-Signal Stability of Low-Inertia Systems*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 36, No. 5, Pp 3997 - 4017. Septiembre de 2021.
- [55] *DS3: System Services Review TSO Recommendations*, EirGrid and SONI, SEM Committee, Irlanda, Recommendations Summary Ver. 1.1 Final, 2012.
- [56] Pengwei Du, Ross Baldick, Aidan Tuohy, *Wind integration in ERCOT*, de Integration of Large-Scale Renewable Energy into Bulk Power Systems. Springer. Power Electronics and Power Systems (PEPS). 2017.
- [57] *BLACK SYSTEM SOUTH AUSTRALIA 28 SEPTEMBER 2016 - FINAL REPORT*. AEMO. Australia. Marzo de 2017.
- [58] Pieter Tielens, Dirk Van Hertem, *The relevance of inertia in power systems*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 55, Páginas 999-1009, March 2016.
- [59] H. -S. Lee, B. -G. Koo, S. -W. Lee, W. Kim and J. -H. Park, *Optimal Control of BESS in Microgrid for Islanded Operation Using Fuzzy Logic*, 2014 5th International Conference on Intelligent Systems, Modelling and Simulation, 2014, pp. 468-473, doi: 10.1109/ISMS.2014.86.
- [60] Olivares, Daniel E. and Mehrizi-Sani, Ali and Etemadi, Amir H. and Cañizares, Claudio A. and Iravani, Reza and Kazerani, Mehrdad and Hajimiragha, Amir H. and Gomis-Bellmunt, Oriol and Saeedifard, Maryam and Palma-Behnke, Rodrigo and Jiménez-Estévez, Guillermo A. and Hatziargyriou, Nikos D., *Trends in Microgrid Control*, IEEE Transactions on Smart Grid, Volume: 5, Issue: 4, páginas: 1905 - 1919, July 2014, doi: 10.1109/TSG.2013.2295514.
- [61] Y. W. Li, D. M. Vilathgamuwa and P. C. Loh, *A grid-interfacing power quality compensator for three-phase three-wire microgrid applications*, in IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 21, no. 4, pp. 1021-1031, July 2006, doi: 10.1109/TPEL.2006.876844.
- [62] M. A. Khan, A. Haque, V. S. B. Kurukuru, H. Wang and F. Blaabjerg, *Stand-Alone Operation of Distributed Generation Systems With Improved Harmonic Elimination Scheme*, in IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, vol. 9, no. 6, pp. 6924-6934, Dec. 2021, doi: 10.1109/JESTPE.2021.3084737.
- [63] Shailendra Jain, *Chapter One - Power Quality: An Introduction*, Modeling and Control of Power Electronics Converter System for Power Quality Improvements, Academic Press, 2018, Pages 1-29, Available: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-814568-5.00001-6>.
- [64] Prerna Gaur and Sunita Singh, *Investigations on Issues of Microgrid*, Journal of Clean Energy Technologies, Vol. 5, No. 1, January 2017.
- [65] M. Farrokhabadi et al., *Microgrid Stability Definitions, Analysis, and Examples*, in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 35, no. 1, pp. 13-29, Jan. 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2925703.

- [66] S. Golestan, J. M. Guerrero and J. C. Vasquez, *Three-Phase PLLs: A Review of Recent Advances*, in IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 32, no. 3, pp. 1894-1907, March 2017, doi: 10.1109/TPEL.2016.2565642.
- [67] Kroposki, Benjamin and Johnson, Brian and Zhang, Yingchen and Gevorgian, Vahan and Denholm, Paul and Hodge, Bri-Mathias and Hannegan, Bryan, *Achieving a 100 % Renewable Grid: Operating Electric Power Systems with Extremely High Levels of Variable Renewable Energy*, IEEE Power and Energy Magazine, Volume: 15, Issue: 2, Páginas 61 - 73, 2 de marzo de 2017, doi: 10.1109/MPE.2016.2637122.
- [68] Q. Lin et al., *Field Demonstration of Parallel Operation of Virtual Synchronous Controlled Grid-Forming Inverters and a Diesel Synchronous Generator in a Microgrid*, in IEEE Access, vol. 10, pp. 39095-39107, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3166953.
- [69] Rocabert, Joan and Luna, Alvaro and Blaabjerg, Frede and Rodríguez, Pedro, *Control of power converters in ac microgrids*, IEEE Transactions on Power Electronics, Volume: 27, Issue: 11, Páginas 4734 - 4749, Nov. 2012, doi: 10.1109/TPEL.2012.2199334.
- [70] K. De Brabandere, B. Bolsens, J. Van den Keybus, A. Woyte, J. Driesen and R. Belmans, *A Voltage and Frequency Droop Control Method for Parallel Inverters*, in IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 22, no. 4, pp. 1107-1115, July 2007, doi: 10.1109/TPEL.2007.900456.
- [71] M. E. Elkhatab, W. Du and R. H. Lasseter, *Evaluation of Inverter-based Grid Frequency Support using Frequency-Watt and Grid-Forming PV Inverters*, 2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), 2018, pp. 1-5, doi: 10.1109/PESGM.2018.8585958.
- [72] R. H. Lasseter, Z. Chen and D. Pattabiraman, *Grid-Forming Inverters: A Critical Asset for the Power Grid*, in IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, vol. 8, no. 2, pp. 925-935, June 2020, doi: 10.1109/JESTPE.2019.2959271.
- [73] X. Wang and Y. Liu, *Analysis of Energy Storage Technology and Their Application for Micro Grid*, 2017 International Conference on Computer Technology, Electronics and Communication (ICCTEC), 2017, pp. 972-975, doi: 10.1109/ICCTEC.2017.00215.
- [74] Taouba Jouini, Uros Markovic, and Dominic Groß, *New options for existing system services and needs for new system services*, MIGRATE - Massive InteGRATION of power Electronic devices, Deliverable 3.3, 11 de diciembre de 2018.
- [75] Taoufik Qoria, Quentin Cossart, Chuanyue Li, Xavier Guillaud, Frederic Colas, François Gruson, Xavier Kestelyn, *Local control and simulation tools for large transmission systems*, MIGRATE - Massive InteGRATION of power Electronic devices, Deliverable 3.2, 17 de diciembre de 2018.
- [76] Lingling Fan, *Control and Dynamics in Power Systems and Microgrids*, 1st Edition, 3 de mayo de 2017.
- [77] *Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio*. CNE. Santiago. Diciembre de 2019.
- [78] David Algaze (26 de septiembre de 2018). *Esquema de Desconexión AUTomática de Carga (EDAC)*. KAON Ingeniería Eléctrica. [Online]. Available: <https://kaon.cl/2018/09/26/esquema-desconexion-automatica-de-carga-edac/>.
- [79] *SPS-SIPS EDAG/ERAG*. Chile Mundo de Servicios. [Online]. Available: <https://chilea>

worldofservices.cl/es/servicios/sps-sips-edagerag/.

- [80] *APRUEBA REGLAMENTO DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN*. Párrafo VI, Artículo 79. Ministerio de Hacienda. Santiago de Chile, 28 de diciembre de 2018.
- [81] *DECRETO N°37. DIARIO OFICIAL*, Sección I, Artículo 102, Ministerio de Energía, Santiago de Chile, 6 de mayo de 2019.
- [82] *Norma Técnica de Disponibilidad de Suministro y Compensaciones*, CNE, Santiago de Chile, Diciembre de 2020.
- [83] *Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2021*, CNE, Santiago de Chile, Marzo de 2022.
- [84] *Resolución Exenta N°56*, CNE, Santiago de Chile, 26 de febrero de 2021.
- [85] *Resolución Exenta N° 390*. CNE. Santiago de Chile. 31 de julio 2015.
- [86] *INFORME TÉCNICO FINAL PLAN DE EXPANSIÓN ANUAL DE TRANSMISIÓN AÑO 2021*. CNE. Santiago de Chile. marzo de 2022.
- [87] *INFOTÉCNICA - Instalaciones en Operación*. Sistema Eléctrico Nacional, Coordinador Eléctrico Nacional. [Online]. Available: <https://infotecnica.coordinador.cl>
- [88] *Obras urgentes de transmisión*. Artículo 102. LGSE. CNE.
- [89] *Vida útil de elementos de transmisión, Informe Final Definitivo*. ATS Energía S.A. CNE. Santiago de Chile. Diciembre de 2017.
- [90] 30 de abril de 2022. *Modelación del SEN - Documentos*, Coordinador Eléctrico Nacional. [Online]. Available: <https://www.coordinador.cl/modelacion-sen/>
- [91] *Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018*, CNE, Santiago de Chile, Enero de 2019.
- [92] *Indicative Fluence Gridstack*. Fluence. Diciembre de 2021.
- [93] *FIJACIÓN DE PRECIOS DE NUDO DE CORTO PLAZO, Informe Técnico Definitivo*. CNE. Santiago de Chile. Enero de 2021.
- [94] *SHORT-TERM ENERGY OUTLOOK*. U.S. Energy Information Administration. Independent Statistics and Analysis. Jun 7, 2022.
- [95] *PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL Y DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE, Informe Técnico Anual*. CNE. Santiago de Chile. Agosto de 2016.
- [96] *Modelo de valorización BESS*, Transelec, 2021.
- [97] Shelly Pursell. *Análisis FODA de una empresa: qué es, cómo se hace y ejemplos*. Hubspot. [Online]. Available: <https://blog.hubspot.es/marketing/analisis-foda>

Anexo A

Cortocircuito monofásico a tierra en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV

Al correr las simulaciones con el cortocircuito monofásico a tierra, programado a los 0,5 segundos, y apertura del interruptor al 1 segundo, se obtienen los resultados para los parámetros de las líneas y cargas en las siguientes Tablas:

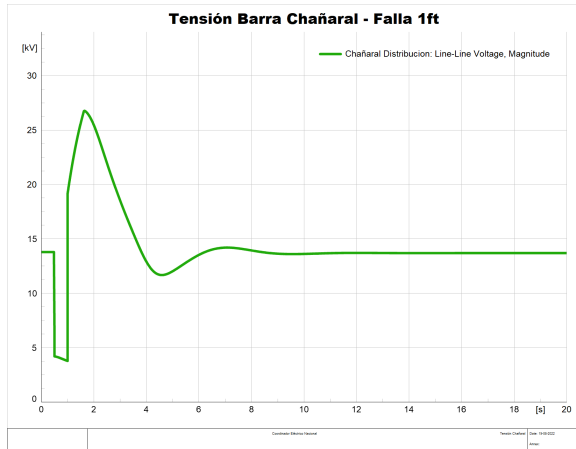
Tabla A.1: Parámetros de las líneas de Chañaral y zonas aledañas, luego del despeje de falla monofásica a tierra en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV.

Línea	Potencia activa [MW]	Potencia reactiva [MVar]	Corriente secuencia positiva [kA]	Carga [%]
El Salado - Chañaral 23 kV	0,0	0,0	0,000	0,0
Tap Chañares - El Salado 110 kV_a	7,5	-30,7	0,166	78,2
Tap Chañares - El Salado 110 kV	7,7	-30,3	0,166	78,2
D.Almagro - Tap Chañares 110 kV	15,0	-31,2	0,180	84,7

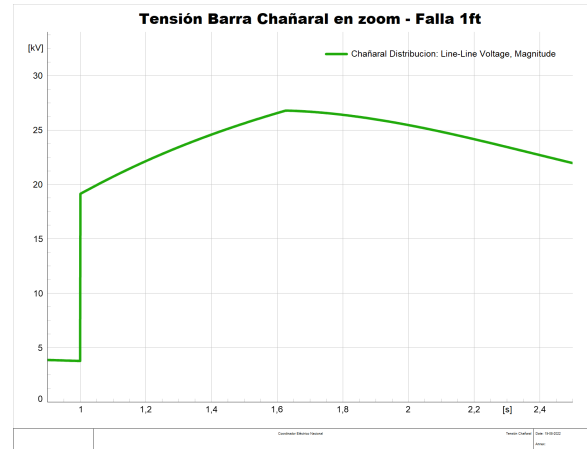
Tabla A.2: Parámetros de las cargas de Chañaral y zonas aledañas, luego de una falla monofásica a tierra en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV.

Carga	Potencia activa [MW]	Potencia reactiva [MVar]
Consumo Chañaral	2,3	0,5
Consumo El Salado	-7,7	30,3

La discusión de estos resultados es análoga al caso de falla trifásica en la sección de Resultados, dada la similitud entre ambos. La evolución de las variables durante los 20 segundos de simulación se muestra en los siguientes gráficos:

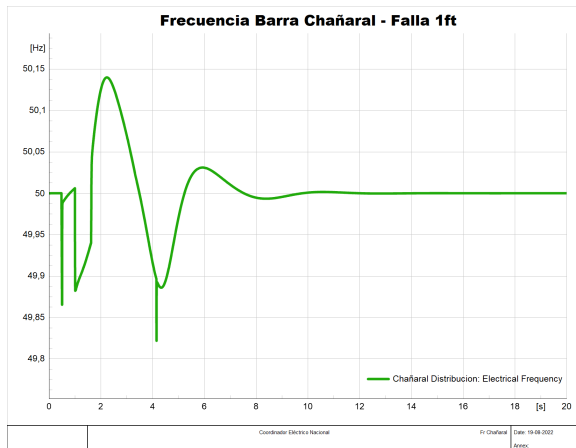


(a) Tensión de la barra Chañaral.

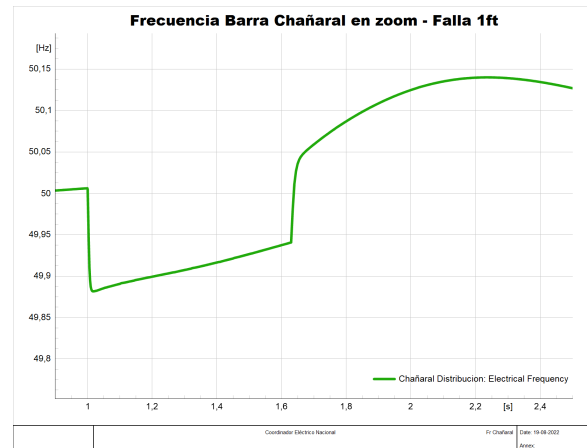


(b) Tensión en zoom.

Figura A.1: Tensión de la barra Chañaral Distribución 13,8 kV, luego de una falla monofásica a tierra en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV.

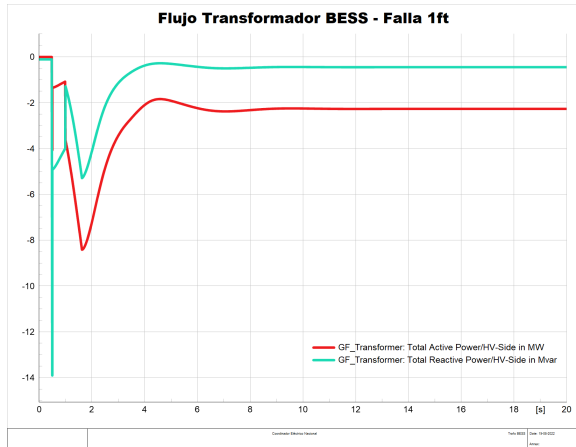


(a) Frecuencia de la barra Chañaral.

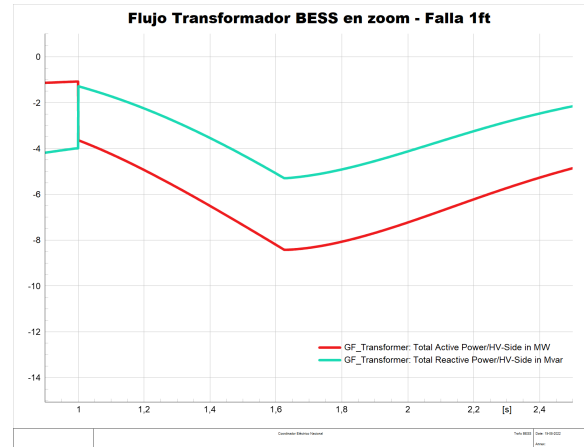


(b) Frecuencia en zoom.

Figura A.2: Frecuencia de la barra Chañaral Distribución 13,8 kV, luego de una falla monofásica a tierra en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV.

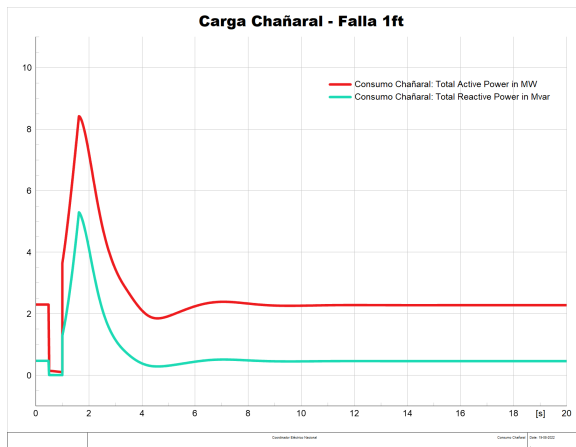


(a) Flujo del transformador conectado al BESS.

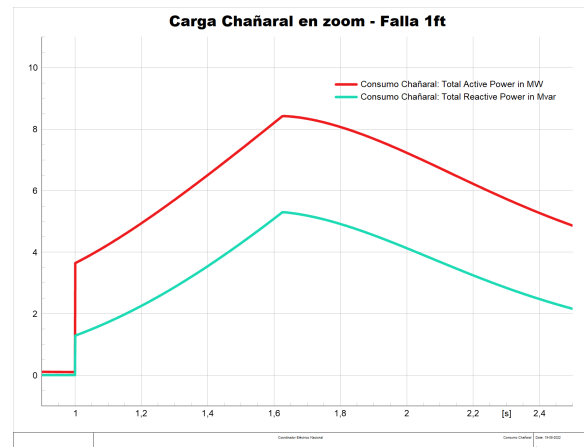


(b) Flujo del transformador conectado al BESS en zoom.

Figura A.3: Flujo del transformador conectado al BESS, luego de una falla monofásica a tierra en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV.



(a) Flujo de la carga en Chañaral.



(b) Flujo de la carga en Chañaral en zoom.

Figura A.4: Flujo de la carga en Chañaral, luego de una falla monofásica a tierra en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV.

Como se puede observar en las Figuras anteriores, las curvas son idénticas al caso de simulación con cortocircuito trifásico en la línea, por lo que no se repiten las mismas discusiones.

Anexo B

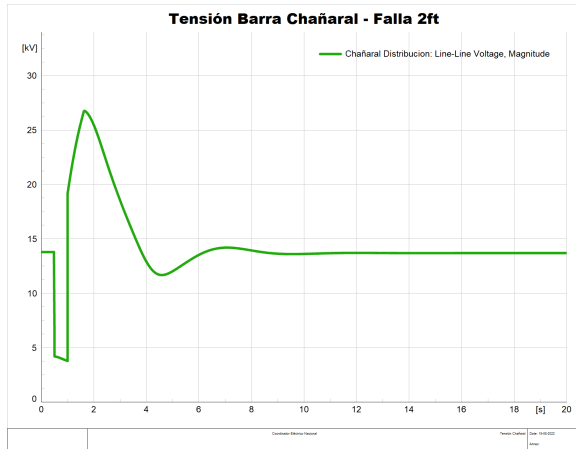
Cortocircuito bifásico a tierra en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV

Tabla B.1: Parámetros de las líneas de Chañaral y zonas aledañas, luego del despeje de falla bifásica a tierra en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV.

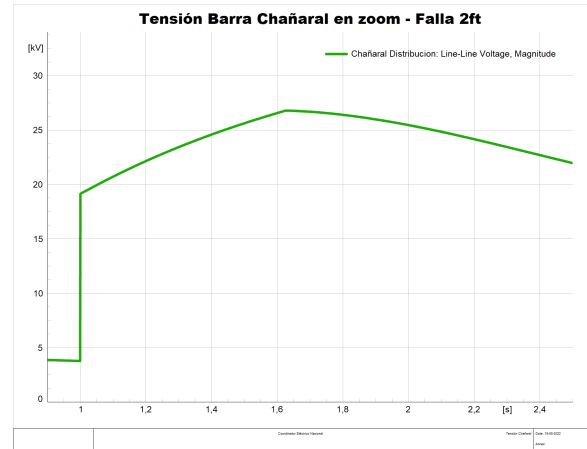
Línea	Potencia activa [MW]	Potencia reactiva [MVar]	Corriente secuencia positiva [kA]	Carga [%]
El Salado - Chañaral 23 kV	0,0	0,0	0,000	0,0
Tap Chañares - El Salado 110 kV_a	7,5	-30,7	0,166	78,2
Tap Chañares - El Salado 110 kV	7,7	-30,3	0,166	78,2
D.Almagro - Tap Chañares 110 kV	15,0	-31,2	0,180	84,7

Tabla B.2: Parámetros de las cargas de Chañaral y zonas aledañas, luego de una falla bifásica a tierra en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV.

Carga	Potencia activa [MW]	Potencia reactiva [MVar]
Consumo Chañaral	2,3	0,5
Consumo El Salado	-7,7	30,3

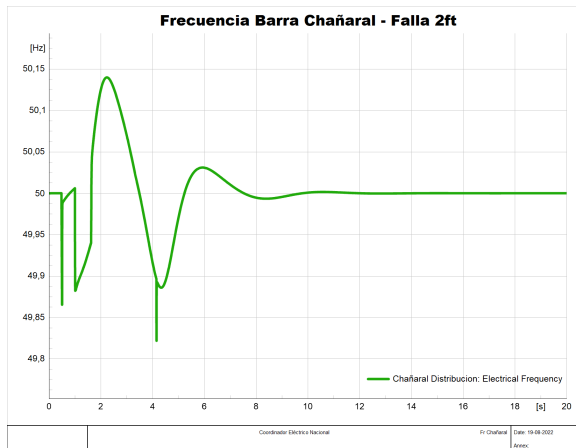


(a) Tensión de la barra Chañaral.

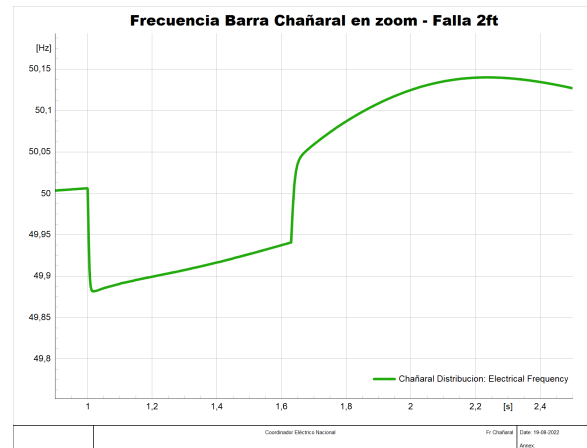


(b) Tensión en zoom.

Figura B.1: Tensión de la barra Chañaral Distribución 13,8 kV, luego de una falla bifásica a tierra en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV.

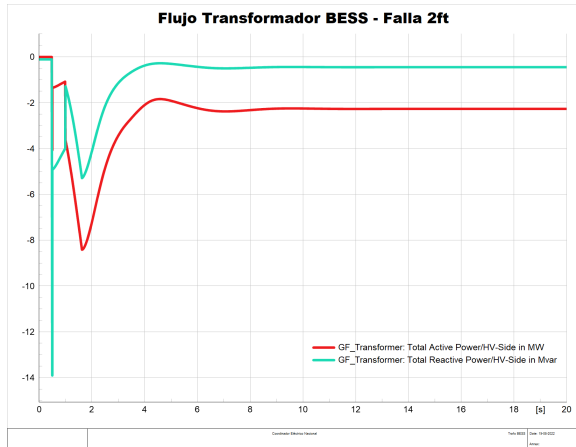


(a) Frecuencia de la barra Chañaral.

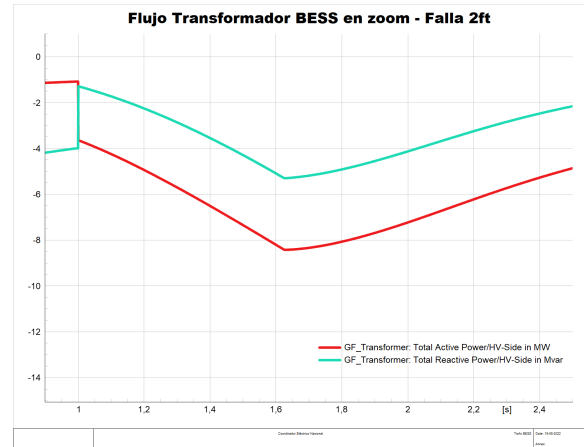


(b) Frecuencia en zoom.

Figura B.2: Frecuencia de la barra Chañaral Distribución 13,8 kV, luego de una falla bifásica a tierra en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV.

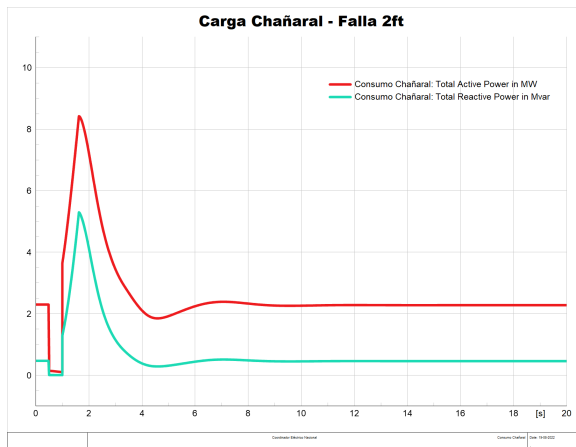


(a) Flujo del transformador conectado al BESS.

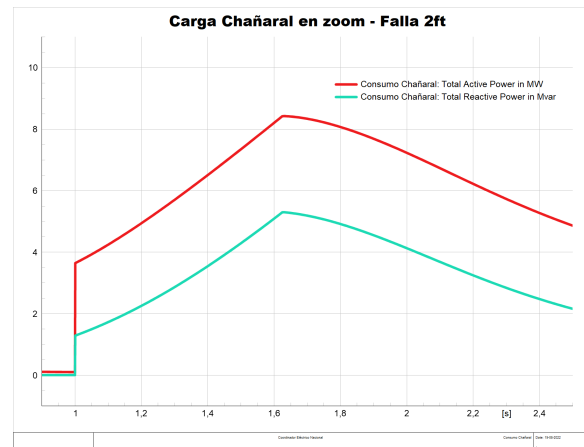


(b) Flujo del transformador conectado al BESS en zoom.

Figura B.3: Flujo del transformador conectado al BESS, luego de una falla bifásica a tierra en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV.



(a) Flujo de la carga en Chañaral.



(b) Flujo de la carga en Chañaral en zoom.

Figura B.4: Flujo de la carga en Chañaral, luego de una falla bifásica a tierra en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV.

En términos generales, se observa el comportamiento análogo de los componentes de la micro-red Chañaral para una falla monofásica y trifásica, por las razones expuestas anteriormente, efecto que concuerda con las observaciones comparativas realizadas en las Tablas de resultados.

Anexo C

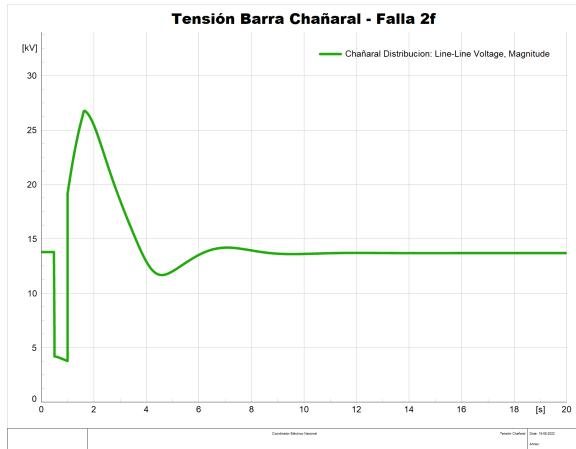
Cortocircuito bifásico sin contacto a tierra en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV

Tabla C.1: Parámetros de las líneas de Chañaral y zonas aledañas, luego del despeje de falla bifásica sin conexión a tierra en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV.

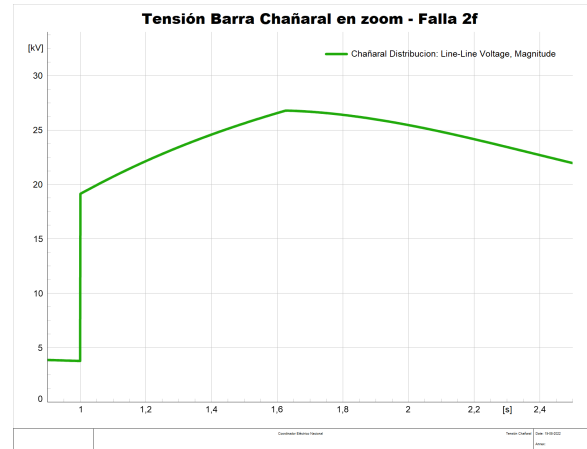
Línea	Potencia activa [MW]	Potencia reactiva [MVar]	Corriente secuencia positiva [kA]	Carga [%]
El Salado - Chañaral 23 kV	0,0	0,0	0,000	0,0
Tap Chañares - El Salado 110 kV_a	7,5	-30,7	0,166	78,2
Tap Chañares - El Salado 110 kV	7,7	-30,3	0,166	78,2
D.Almagro - Tap Chañares 110 kV	15,0	-31,2	0,180	84,7

Tabla C.2: Parámetros de las cargas de Chañaral y zonas aledañas, luego de una falla bifásica sin conexión a tierra en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV.

Carga	Potencia activa [MW]	Potencia reactiva [MVar]
Consumo Chañaral	2,3	0,5
Consumo El Salado	-7,7	30,3

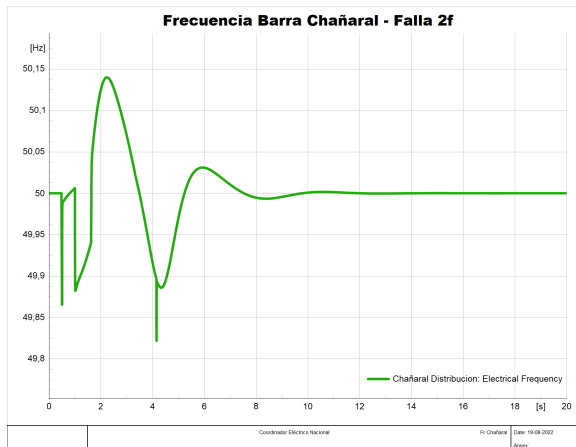


(a) Tensión de la barra Chañaral.

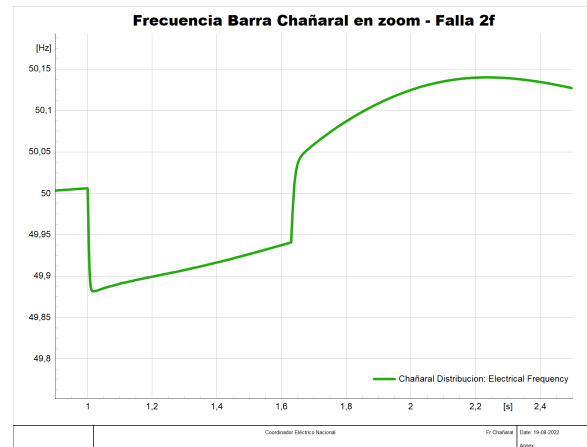


(b) Tensión en zoom.

Figura C.1: Tensión de la barra Chañaral Distribución 13,8 kV, luego de una falla bifásica sin contacto a tierra en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV.

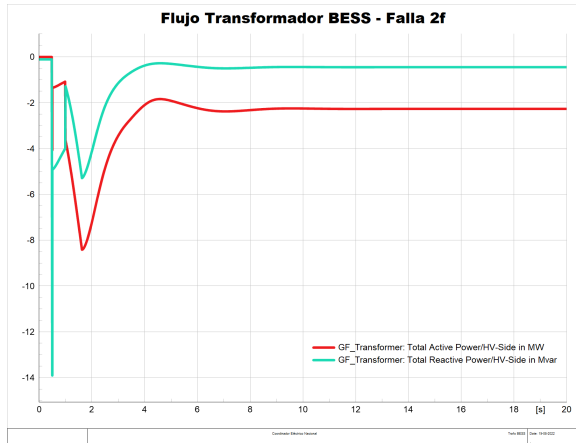


(a) Frecuencia de la barra Chañaral.

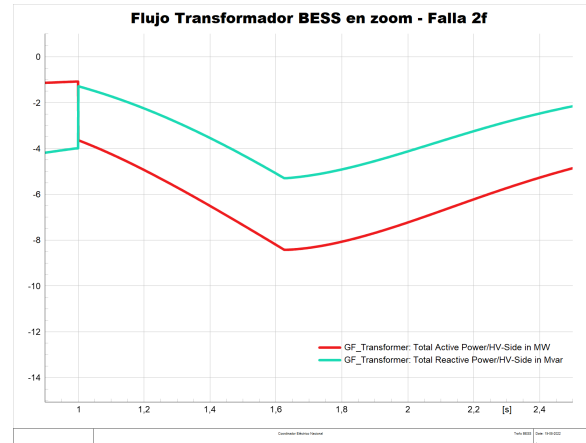


(b) Frecuencia en zoom.

Figura C.2: Frecuencia de la barra Chañaral Distribución 13,8 kV, luego de una falla bifásica sin contacto a tierra en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV.

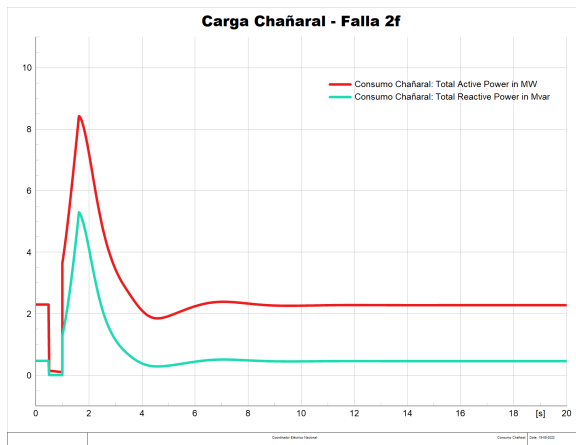


(a) Flujo del transformador conectado al BESS.

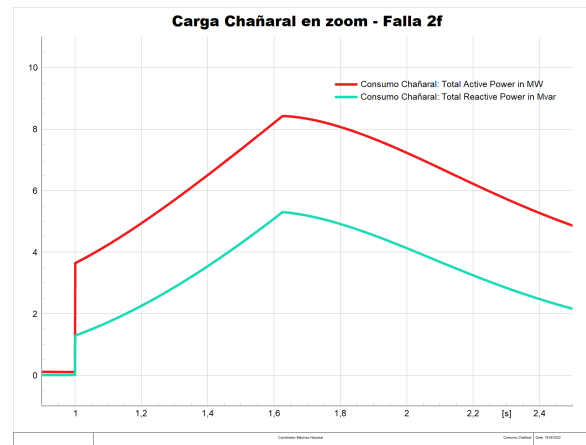


(b) Flujo del transformador conectado al BESS en zoom.

Figura C.3: Flujo del transformador conectado al BESS, luego de una falla bifásica sin contacto a tierra en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV.



(a) Flujo de la carga en Chañaral.



(b) Flujo de la carga en Chañaral en zoom.

Figura C.4: Flujo de la carga en Chañaral, luego de una falla bifásica sin contacto a tierra en la Línea El Salado - Chañaral 23 kV.

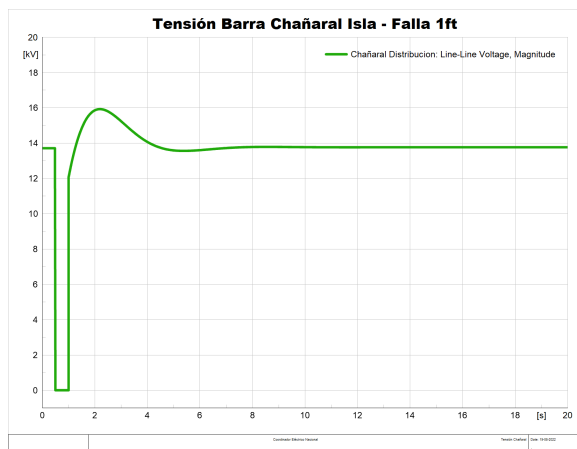
Anexo D

Cortocircuito monofásico a tierra en la Línea Consumo Chañaral 1

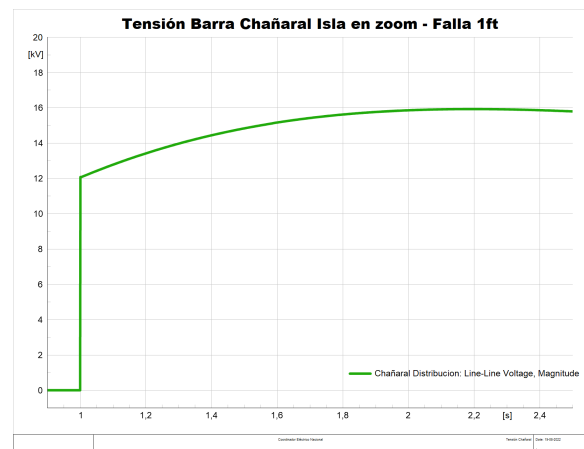
A continuación, se presentan los resultados de parámetros de los elementos del sistema reducido al simular una falla monofásica a tierra en la nueva Línea Consumo Chañaral 1:

Tabla D.1: Parámetros de las líneas y cargas de Chañaral, luego del despeje de falla monofásica a tierra en la Línea Consumo Chañaral 13,8 kV.

Línea	Potencia activa [MW]	Potencia reactiva [MVar]	Corriente secuencia positiva [kA]	Carga [%]
Línea Consumo Chañaral 1	0,0	0,0	0,000	0,0
Línea Consumo Chañaral 2	-1,3	-0,3	0,055	5,5
Carga	Potencia activa [MW]	Potencia reactiva [MVar]		
Consumo Chañaral 1 MW	0,0	0,0		
Consumo Chañaral 1,3 MW	-1,3	-0,3		

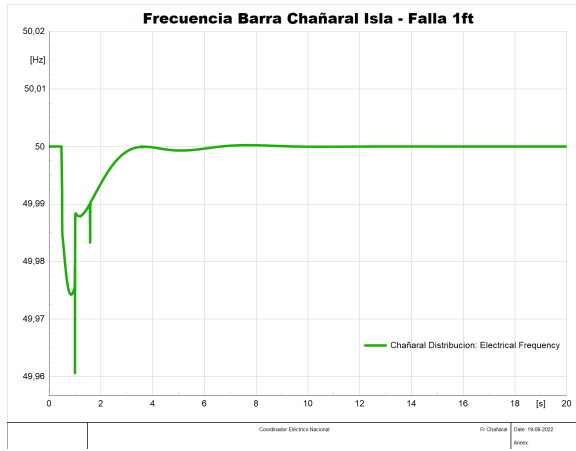


(a) Tensión de la barra Chañaral.

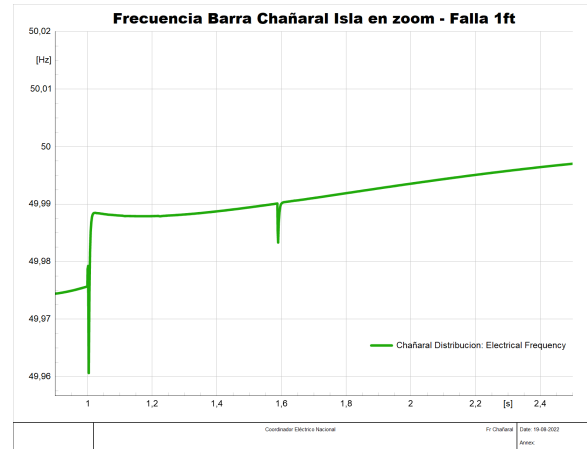


(b) Tensión en zoom.

Figura D.1: Tensión de la barra Chañaral Distribución 13,8 kV, luego de una falla monofásica a tierra en la Línea Consumo Chañaral 13,8 kV.

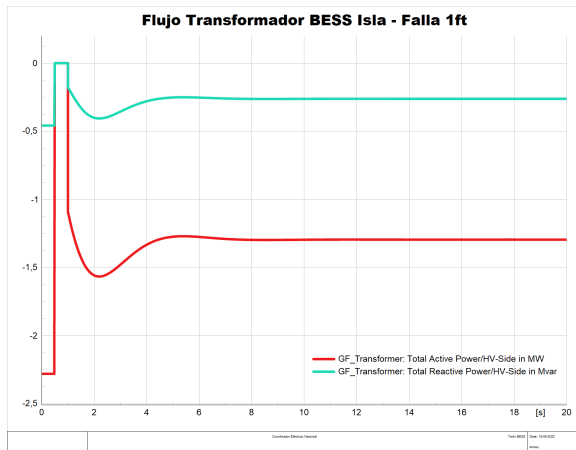


(a) Frecuencia de la barra Chañaral.

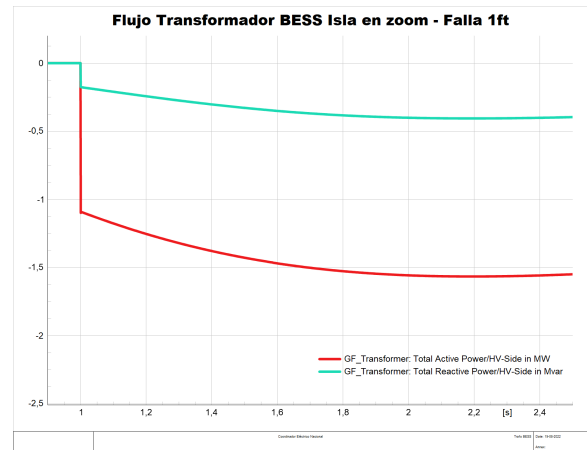


(b) Frecuencia en zoom.

Figura D.2: Frecuencia de la barra Chañaral Distribución 13,8 kV, luego de una falla monofásica a tierra en la Línea Consumo Chañaral 13,8 kV.

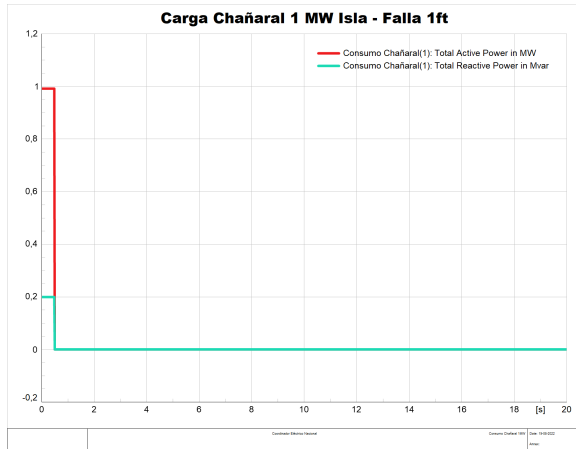


(a) Flujo del transformador conectado al BESS.

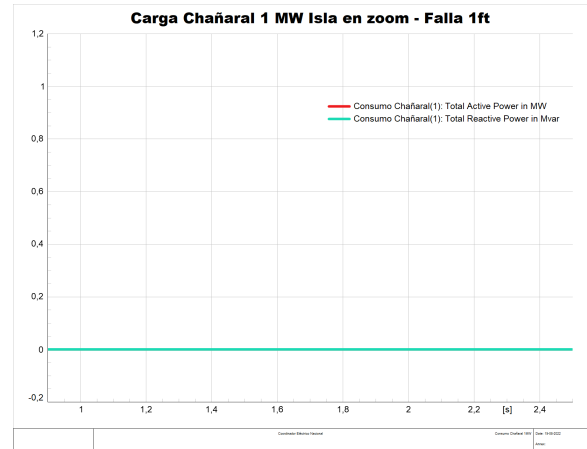


(b) Flujo del transformador conectado al BESS en zoom.

Figura D.3: Flujo del transformador conectado al BESS, luego de una falla monofásica a tierra en la Línea Consumo Chañaral 13,8 kV.

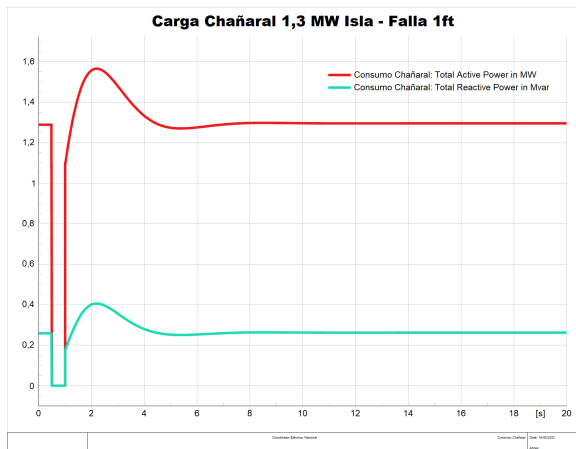


(a) Flujo de la carga 1 MW en Chañaral.

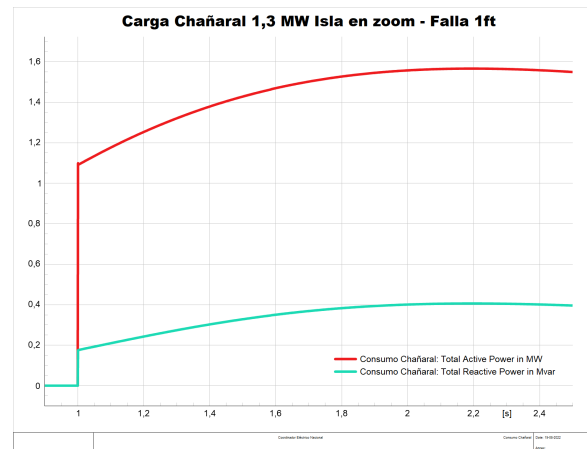


(b) Flujo de la carga 1 MW en Chañaral en zoom.

Figura D.4: Flujo de la carga 1 MW en Chañaral, luego de una falla monofásica a tierra en la Línea Consumo Chañaral 13,8 kV.



(a) Flujo de la carga 1,3 MW en Chañaral.



(b) Flujo de la carga 1,3 MW en Chañaral en zoom.

Figura D.5: Flujo de la carga 1,3 MW en Chañaral, luego de una falla monofásica a tierra en la Línea Consumo Chañaral 13,8 kV.

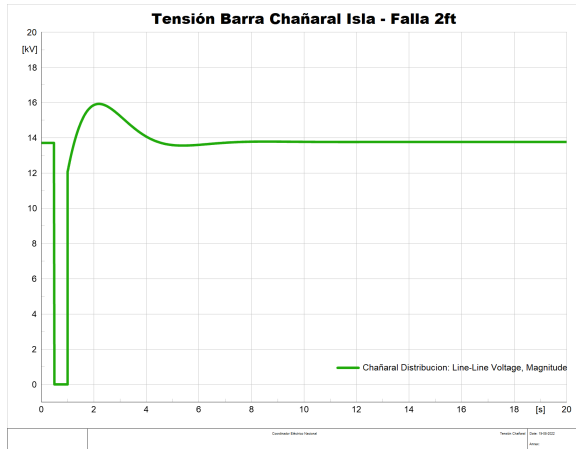
Anexo E

Cortocircuito bifásico a tierra en la Línea Consumo Chañaral 1

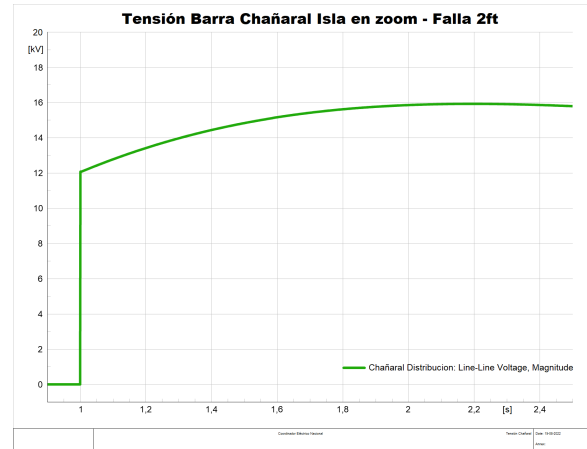
Lo que sigue de la simulación es el cortocircuito bifásico a tierra, se presentan los resultados de parámetros en la siguiente Tabla. En comparación el caso de falla de monofásico a tierra, los resultados de esta simulación son idénticos como la expectativa, dado que en las simulaciones de formación de isla de la micro-red se concluye la indiferencia del tipo de cortocircuito en la línea una vez abierto su interruptor.

Tabla E.1: Parámetros de las líneas y cargas de Chañaral, luego del despeje de falla bifásica a tierra en la Línea Consumo Chañaral 13,8 kV.

Línea	Potencia activa [MW]	Potencia reactiva [MVar]	Corriente secuencia positiva [kA]	Carga [%]
Línea Consumo Chañaral 1	0,0	0,0	0,000	0,0
Línea Consumo Chañaral 2	-1,3	-0,3	0,055	5,5
Carga	Potencia activa [MW]	Potencia reactiva [MVar]		
Consumo Chañaral 1 MW	0,0	0,0		
Consumo Chañaral 1,3 MW	-1,3	-0,3		

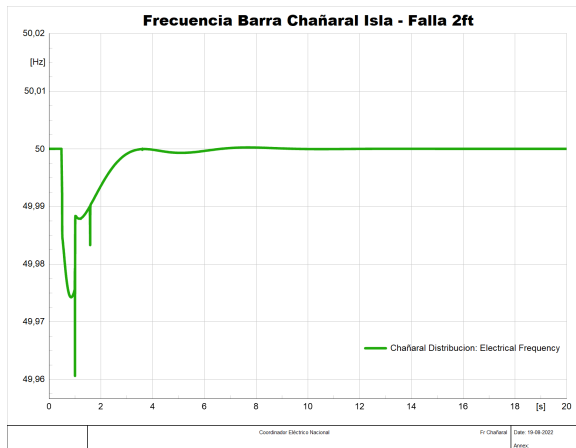


(a) Tensión de la barra Chañaral.

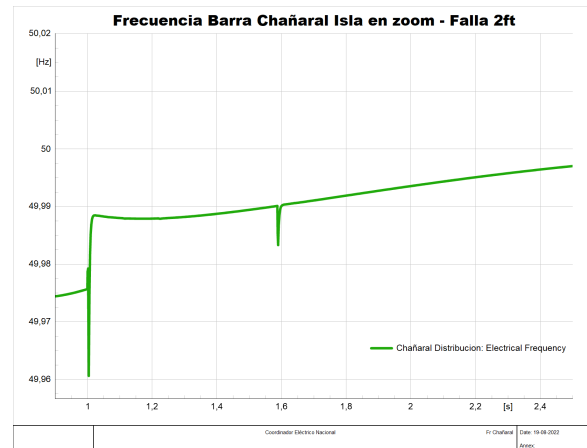


(b) Tensión en zoom.

Figura E.1: Tensión de la barra Chañaral Distribución 13,8 kV, luego de una falla bifásica a tierra en la Línea Consumo Chañaral 13,8 kV.

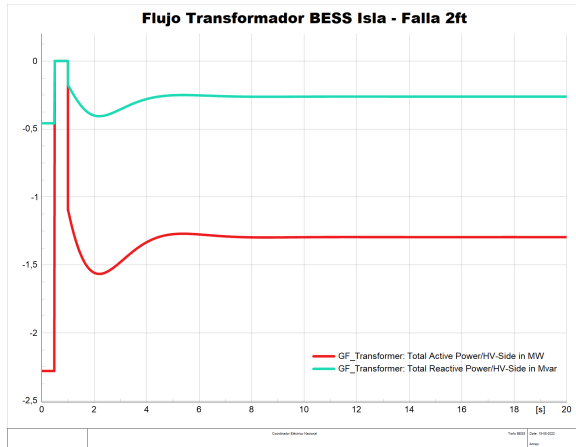


(a) Frecuencia de la barra Chañaral.

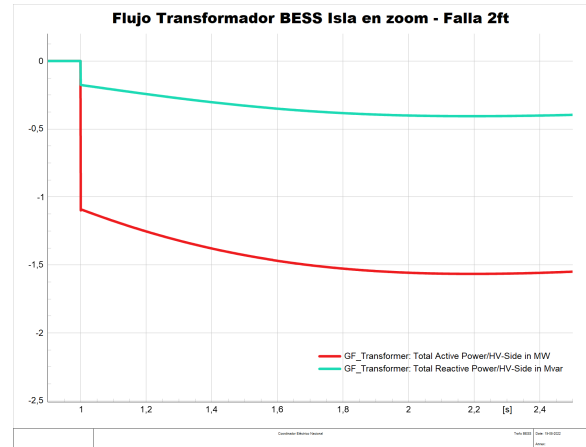


(b) Frecuencia en zoom.

Figura E.2: Frecuencia de la barra Chañaral Distribución 13,8 kV, luego de una falla bifásica a tierra en la Línea Consumo Chañaral 13,8 kV.

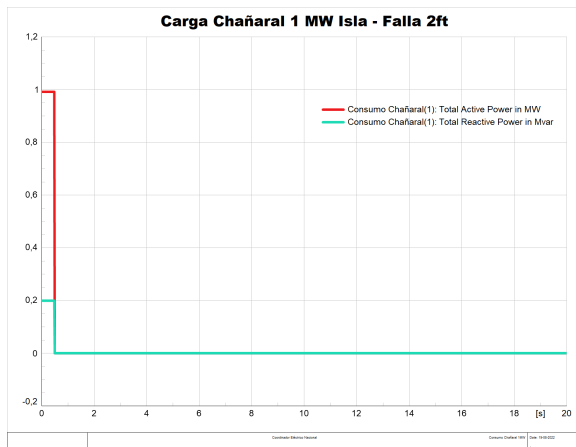


(a) Flujo del transformador conectado al BESS.

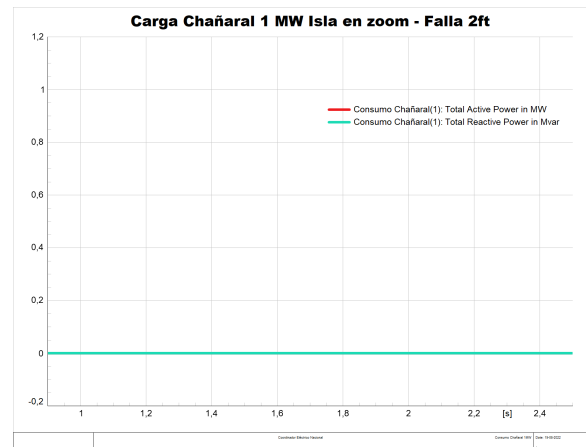


(b) Flujo del transformador conectado al BESS en zoom.

Figura E.3: Flujo del transformador conectado al BESS, luego de una falla bifásica a tierra en la Línea Consumo Chañaral 13,8 kV.

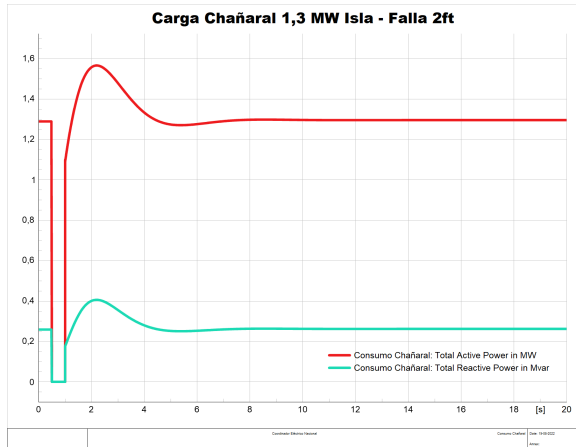


(a) Flujo de la carga 1 MW en Chañaral.

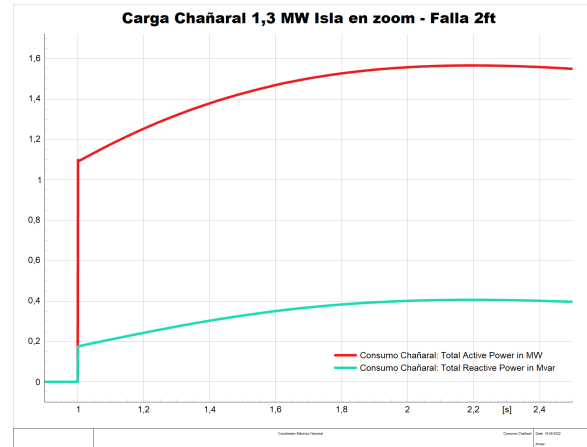


(b) Flujo de la carga 1 MW en Chañaral en zoom.

Figura E.4: Flujo de la carga 1 MW en Chañaral, luego de una falla bifásica a tierra en la Línea Consumo Chañaral 13,8 kV.



(a) Flujo de la carga 1,3 MW en Chañaral.



(b) Flujo de la carga 1,3 MW en Chañaral en zoom.

Figura E.5: Flujo de la carga 1,3 MW en Chañaral, luego de una falla bifásica a tierra en la Línea Consumo Chañaral 13,8 kV.

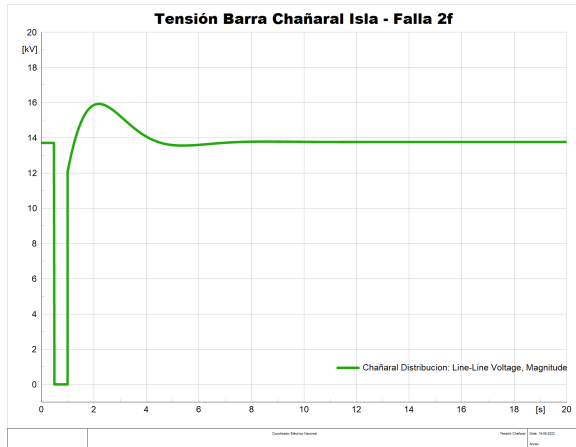
Anexo F

Cortocircuito bifásico sin contacto a tierra en la Línea Consumo Chañaral 1

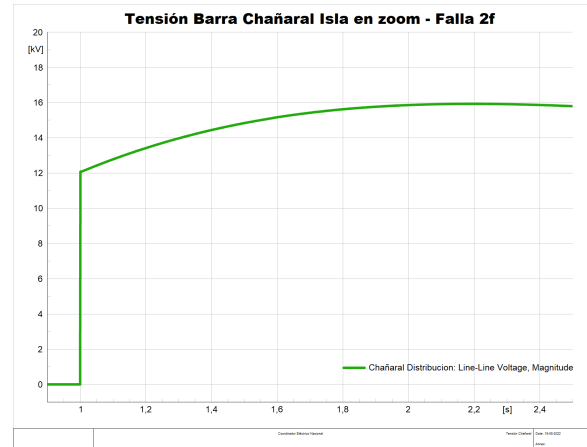
Procediendo en las simulaciones planificadas, se corre el evento de cortocircuito bifásico sin contacto a tierra en DIGSILENT para obtener los siguientes parámetros:

Tabla F.1: Parámetros de las líneas y cargas de Chañaral, luego del despeje de falla bifásica sin conexión a tierra en la Línea Consumo Chañaral 13,8 kV.

Línea	Potencia activa [MW]	Potencia reactiva [MVar]	Corriente secuencia positiva [kA]	Carga [%]
Línea Consumo Chañaral 1	0,0	0,0	0,000	0,0
Línea Consumo Chañaral 2	-1,3	-0,3	0,055	5,5
Carga	Potencia activa [MW]	Potencia reactiva [MVar]		
Consumo Chañaral 1 MW	0,0	0,0		
Consumo Chañaral 1,3 MW	-1,3	-0,3		

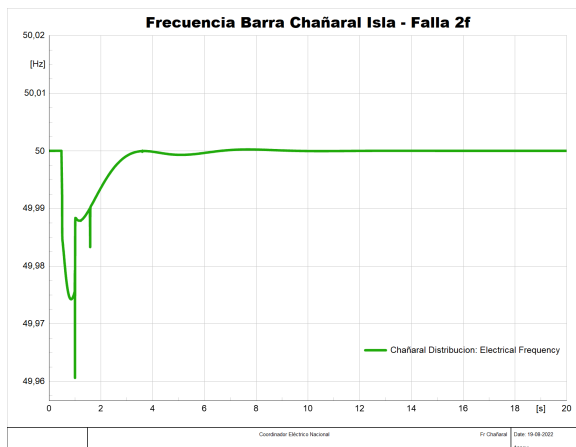


(a) Tensión de la barra Chañaral.

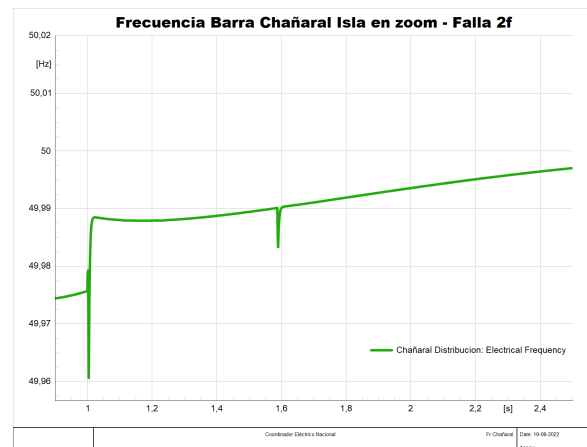


(b) Tensión en zoom.

Figura F.1: Tensión de la barra Chañaral Distribución 13,8 kV, luego de una falla bifásica sin contacto a tierra en la Línea Consumo Chañaral 13,8 kV.

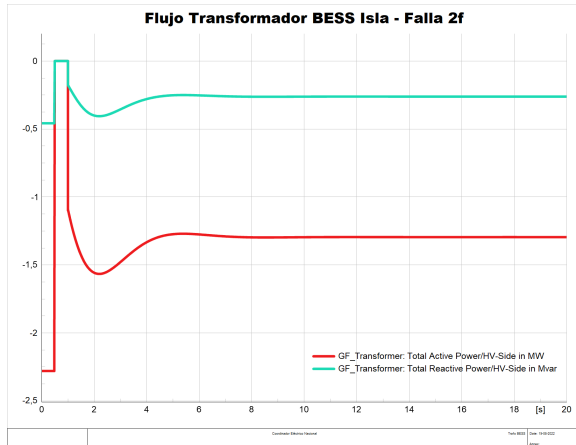


(a) Frecuencia de la barra Chañaral.

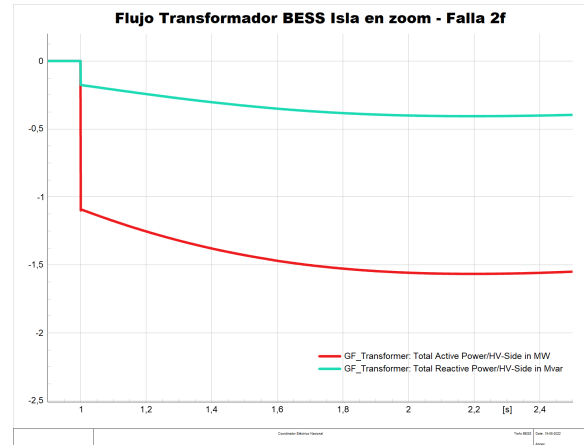


(b) Frecuencia en zoom.

Figura F.2: Frecuencia de la barra Chañaral Distribución 13,8 kV, luego de una falla bifásica sin contacto a tierra en la Línea Consumo Chañaral 13,8 kV.

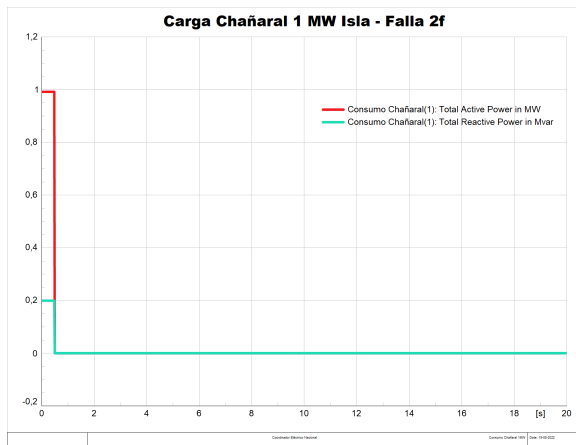


(a) Flujo del transformador conectado al BESS.

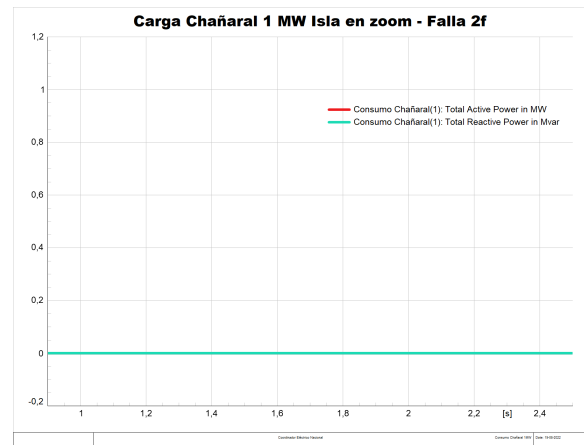


(b) Flujo del transformador conectado al BESS en zoom.

Figura F.3: Flujo del transformador conectado al BESS, luego de una falla bifásica sin contacto a tierra en la Línea Consumo Chañaral 13,8 kV.

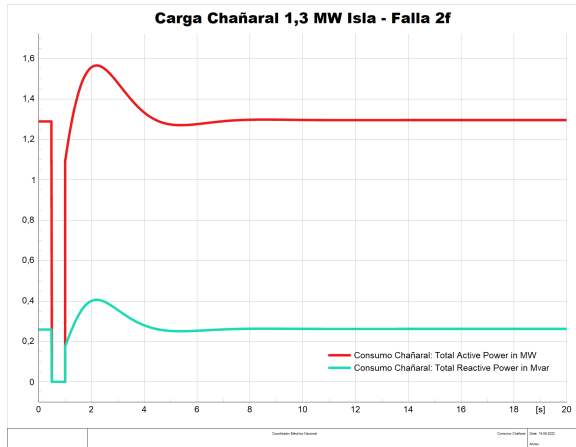


(a) Flujo de la carga 1 MW en Chañaral.

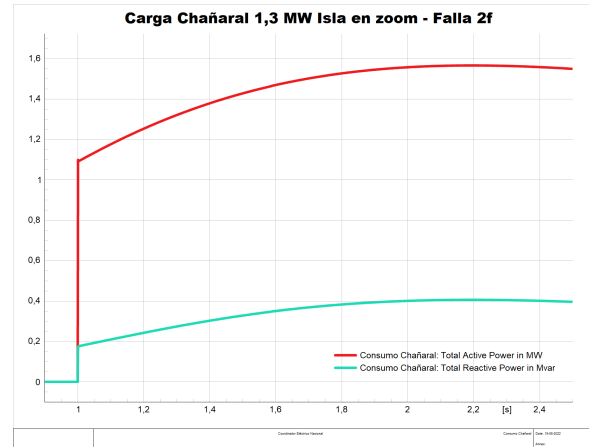


(b) Flujo de la carga 1 MW en Chañaral en zoom.

Figura F.4: Flujo de la carga 1 MW en Chañaral, luego de una falla bifásica sin contacto a tierra en la Línea Consumo Chañaral 13,8 kV.



(a) Flujo de la carga 1,3 MW en Chañaral.



(b) Flujo de la carga 1,3 MW en Chañaral en zoom.

Figura F.5: Flujo de la carga 1,3 MW en Chañaral, luego de una falla bifásica sin contacto a tierra en la Línea Consumo Chañaral 13,8 kV.