Universidad Técnica Federico Santa María
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Valparaíso - Chile

"Evaluación comparativa de esquemas de control de frecuencia en una microrred aislada basada en generación hidroeléctrica de pequeña escala en el norte de Chile, mediante simulaciones dinámicas y cuasi-dinámicas".

Gonzalo Ignacio Cuevas Pozo

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

Profesores Guías:

Dr. Danny Espín Sarzosa
Dr. Víctor Hinojosa Mateus
Ing. Mel Grunert Ramírez

Este trabajo ha sido apoyado por la UTFSM a través del proyecto número PI_LII_25_10.

4 de agosto de 2026

CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): ☒ Memoria o trabajo de título ☐ Tesis de Postgrado

Título del trabajo: Evaluación comparativa de esquemas de control de frecuencia en una microrred aislada basada en generación hidroeléctrica de pequeña escala en el norte de Chile, mediante simulaciones dinámicas y cuasi-dinámicas.

Nombre del candidato(a): Gonzalo Ignacio Cuevas Pozo

Carrera / Grado: Ingeniería Civil Eléctrica

Campus: Casa Central **Departamento:** Ingeniería Eléctrica

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Danny Alexander Espín Sarzosa, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución.

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL (marcar una opción)

☒ El trabajo **NO contiene** información que amerite confidencialidad y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

☐ El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (**embargo**) por **(marcar una opción)**:

☐ 6 meses ☐ 12 meses ☐ 2 años ☐ 3 años ☐ 5 años ☐ 10 años

Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):

_____

_____

_____

4.- FIRMAS

Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

Fecha: 04-08-2026 **Firma:** _____



Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 03-08-2026 **Firma:** _____



Este formulario debe ser insertado como página 2 de la memoria o tesis, completado y firmado por estudiante y profesor(a) antes de la entrega en portal PRISMA de Biblioteca USM.

"If you're going through hell, keep going."

— Winston Churchill

"Aunque les resulte imposible, no reclamen nada, traguen veneno.
Acepten la injusticia que todo se equilibra al final."

— Marcelo Bielsa

Agradecimientos

En primer lugar, quiero agradecer a Dios, siempre fundamental en todo lo que sucede. Agradezco con todo mi corazón a mi familia, en especial a mis padres, abuelos y tíos, que hicieron posible que pudiera estudiar y que nunca me faltara nada en todos estos años lejos de casa. Espero que todo el esfuerzo que han hecho por mí se vea retribuido en este trabajo y en todo lo que venga por delante en mi vida. Ustedes son un pilar fundamental y estoy eternamente agradecido. Yo sé que el camino ha sido súper difícil, cada uno/a con sus batallas internas, pero siempre buscando lo mejor para el resto y sobre todo para mí. Sin más que añadir, les deseo lo mejor y espero devolverles todo lo que me han dado, muchas gracias, los amo.

Agradezco a mi profesor guía, Danny Espín, que siempre estuvo dispuesto a ayudar y a sacar adelante juntos este proyecto; además, haber podido viajar a la comunidad juntos fue una experiencia muy enriquecedora. En esta misma línea, quiero expresar mi profunda gratitud a la Comunidad Atacameña de Socaire por su hospitalidad, su disposición y por abrirnos las puertas de su territorio, lo cual fue el pilar fundamental para el desarrollo de esta investigación. También agradezco a mis profesores correferentes, Víctor Hinojosa y Mel Grunert, quienes me orientaron cada vez que tuve una inquietud. Extiendo este agradecimiento a todas las personas a las que acudí y me brindaron su apoyo para la confección de este documento, cada una fue importante para lograr esto.

A cada persona que fue parte de este largo y complejo camino, cada uno aportó su granito de arena compartiendo una palabra o un momento conmigo. Fue un proceso lleno de experiencias que jamás pensé vivir, llegando incluso a realizar un intercambio, en donde pude vivir y estudiar en España, con lo cual pude recorrer un poco el mundo, conociendo otras realidades y formas de vivir, sin duda una de las mejores experiencias. Han sido años duros, pero sin duda los mejores de mi vida, y eso es gracias a las personas que me rodearon, entre ellas debo destacar a mis amigos de la carrera, los cangris, que son los únicos que entienden el sacrificio que significa llegar hasta este punto. Estaré siempre agradecido por la vida universitaria que tuvimos; no me arrepiento de nada y todo ha sido para mejor. Simplemente gracias cabros, por estar ahí en esas noches horribles de estudio, en los laboratorios, en las tareas que tomaban semanas, y en la incertidumbre hasta el final con los ramos, pasándolos o echándolos. Pero también gracias por todas esas noches de salir, los vc, sc, brisa, y el resto, por los planes improvisados, los viajes, todos los buenos momentos en el 1401, el 902B y el 900 (que fue, sin duda, la mejor etapa). Pero por sobre todo, gracias por el apañe de siempre; sin eso, todo habría sido mucho más difícil. Ustedes son mi familia también, los quiero un montón.

Gracias también a mis amigos de las prácticas, a mis amigos del intercambio y a mis compañeros del proyecto de memoria, sin quienes todo esto habría sido muy distinto.

Hoy cierro una etapa increíblemente exigente, pero hermosa, llevándome conmigo invaluables lecciones y recuerdos que atesoraré por siempre. A todos ustedes, y a quienes quizás la memoria me hace omitir en estas líneas, muchas gracias por acompañarme hasta aquí.

Índice general

Agradecimientos I

Nomenclatura y glosario X

Resumen XVI

Abstract XVII

1 Introducción **1**
1.1 Justificación del tema 1
1.2 Objetivos 3
1.3 Alcance del estudio 4
1.4 Estructura del documento 5

2 Marco teórico **6**
2.1 Sistemas eléctricos aislados y microrredes 6
2.1.1 Concepto y modos de operación 6
2.1.2 Microrredes aisladas 7
2.1.3 Desafíos técnicos en sistemas de baja inercia 7
2.2 Tecnologías de generación y su dinámica 9
2.2.1 Generación hidroeléctrica de pequeña escala 10
2.2.2 Dinámica del generador sincrónico 11
2.2.3 Sistemas de generación fotovoltaica 12
2.2.4 Sistemas de almacenamiento de energía basado en baterías 13
2.3 Control de frecuencia 14
2.3.1 Relación potencia-frecuencia 15
2.3.2 Estructura de control jerárquico 15
2.4 Esquemas de regulación primaria de frecuencia en sistemas aislados 16
2.4.1 Regulación mecánica de velocidad 16
2.4.2 Regulación mediante controlador electrónico de carga 18
2.4.3 Soporte de frecuencia mediante BESS 19
2.5 Simulación computacional de microrredes y sistemas aislados 20
2.5.1 Simulación cuasi-dinámica e indicadores de eficiencia 21
2.5.2 Simulación dinámica e indicadores de estabilidad 22
2.6 Indicadores de evaluación económica 23

3 Modelamiento del sistema en DIgSILENT PowerFactory **26**
3.1 Entorno de simulación y estrategia de solución 26
3.1.1 Simulación dinámica (RMS) 26

3.1.2 Simulación cuasi-dinámica (QDS) . . . 26
3.1.3 Inicialización y condiciones de frontera . . . 27
3.1.4 Componentes típicos de sistemas eléctricos aislados y microrredes . . . 27
3.2 Microcentral hidroeléctrica . . . 28
3.2.1 Generador sincrónico . . . 28
3.2.2 Sistema de excitación . . . 29
3.2.3 Regulador de velocidad y turbina hidráulica . . . 29
3.3 Generador diésel de respaldo . . . 30
3.4 Controlador electrónico de carga . . . 31
3.4.1 Modelamiento físico y lógica de control . . . 31
3.4.2 Validación del sistema de control de frecuencia . . . 32
3.5 Sistema de almacenamiento de energía . . . 36
3.6 Sistema fotovoltaico . . . 38
3.7 Red de distribución . . . 39
3.8 Transformadores eléctricos . . . 40
3.9 Demanda residencial . . . 41
3.10 Carga dinámica . . . 43

4 Caso de estudio: sistema aislado en el norte de Chile 44
4.1 Ubicación y contexto del sistema eléctrico . . . 44
4.2 Topología de la red eléctrica . . . 45
4.3 Metodología de simulación y evaluación . . . 45
4.3.1 Definición de escenarios de análisis . . . 46
4.3.2 Definición de eventos dinámicos . . . 47
4.3.3 Indicadores de desempeño . . . 47
4.3.4 Esquema de simulaciones . . . 48
4.3.5 Validación dinámica del modelo base . . . 49
4.4 Caracterización de la demanda y recurso solar . . . 51
4.4.1 Demanda eléctrica . . . 51
4.4.2 Demanda para análisis dinámico . . . 52
4.4.3 Recurso solar . . . 53
4.5 Parametrización de componentes en DIgSILENT PowerFactory . . . 54
4.5.1 Generador sincrónico hidráulico (unidad principal) . . . 56
4.5.2 Sistema de excitación . . . 58
4.5.3 Regulador de velocidad y turbina hidráulica . . . 59
4.5.4 Generador diésel de respaldo . . . 61
4.5.5 Controlador electrónico de carga . . . 61
4.5.6 Sistema de almacenamiento de energía . . . 64
4.5.7 Sistema fotovoltaico . . . 67
4.5.8 Red de distribución (líneas y nodos) . . . 69
4.5.9 Transformadores eléctricos . . . 70
4.5.10 Modelado de la demanda . . . 71
4.5.11 Modelado de la carga dinámica (motor asincrónico) . . . 73

5 Resultados y análisis 76
5.1 Resultados de simulación cuasi-dinámica . . . 76
5.1.1 Desempeño operativo bajo demanda actual . . . 76
5.1.2 Desempeño operativo bajo demanda futura . . . 83

5.1.3 Despacho de potencia y balance energético . . . 87
5.2 Resultados de la simulación dinámica . . . 88
5.2.1 Desempeño operativo bajo demanda actual . . . 88
5.2.2 Desempeño operativo bajo proyección de demanda futura . . . 97
5.2.3 Análisis de sensibilidad: impacto del aumento de variabilidad en la demanda . 104
5.3 Análisis económico de las alternativas . . . 105
5.3.1 Criterios y supuestos de la evaluación . . . 106
5.3.2 Estimación del costo de capital . . . 106
5.3.3 Estimación de los costos de operación y mantenimiento . . . 108
5.3.4 Valorización del recurso hídrico recuperado . . . 109
5.3.5 Indicadores de rentabilidad . . . 109
5.3.6 Análisis de sensibilidad . . . 110

6 Conclusiones **111**
6.1 Conclusiones generales . . . 111
6.2 Conclusiones del análisis QDS, eficiencia operativa y evaluación económica . . . 111
6.3 Conclusiones del análisis dinámico y estabilidad transitoria . . . 112
6.4 Síntesis final . . . 113
6.5 Recomendaciones y trabajos futuros . . . 114

A Modelos y diagramas de control en DIgSILENT PowerFactory **118**
A.1 Máquina sincrónica de polos salientes . . . 118
A.2 Planta fotovoltaica . . . 124
A.3 Sistema de almacenamiento de energía . . . 124
A.4 Controlador electrónico de carga . . . 127
A.5 Red de distribución y transformación . . . 129
A.6 Modelamiento de la demanda . . . 130
A.6.1 Circuito equivalente de carga general . . . 130
A.6.2 Carga dinámica (motor asincrónico) . . . 130

B Topología de la red de Socaire **132**
B.1 Representación topológica en DIgSILENT PowerFactory . . . 132
B.1.1 Cuadrante 1: zona de generación y núcleo urbano . . . 132
B.1.2 Cuadrante 2: transición urbano-rural (tramo inicial) . . . 133
B.1.3 Cuadrante 3: alimentador troncal (tramo medio) . . . 134
B.1.4 Cuadrante 4: extremo norponiente (final de línea) . . . 135

C Códigos fuente de control y automatización **137**
C.1 Código DSL del ELC . . . 137
C.2 Código de automatización y control de flujo en Python . . . 138

Índice de figuras

1.1 Principio de regulación de frecuencia mediante controlador electrónico de carga (adaptado de [1]). 2

2.1 Diagrama conceptual de una microrred: integración de recursos energéticos y capacidad de transición entre modos de operación. Elaboración propia. 6
2.2 Componentes principales de una microrred aislada. Adaptado de [2]. 7
2.3 Respuesta de frecuencia ante desbalances de potencia. Elaboración propia. 8
2.4 Interdependencia de recursos bajo el enfoque del nexo WEF. Adaptado de [3]. 9
2.5 Rango de aplicación de turbinas en sistemas microhidroeléctricos según salto y caudal. Adaptado de [2]. 10
2.6 Diagrama de bloques del conjunto generador–turbina–regulador de velocidad para el control primario de frecuencia. Adaptado de [4]. 11
2.7 Curvas características I-V y P-V de un arreglo fotovoltaico bajo diferentes niveles de irradiancia. Elaboración propia. 12
2.8 Topología general de un convertidor de fuente de tensión (VSC) trifásico de dos niveles. Elaboración propia. 13
2.9 Lazo de respuesta rápida de frecuencia de un inversor *grid-following*. Elaboración propia. 14
2.10 Curva característica potencia-ángulo. Elaboración propia. 15
2.11 Estructura jerárquica de control en microrredes. Adaptado de [5]. 16
2.12 Característica de estado estacionario de un regulador de velocidad con estatismo. Adaptado de [4]. 17
2.13 Respuesta transitoria de un generador isócrono ante un aumento de carga. Adaptado de [4]. 18
2.14 Esquema de operación de un ELC discreto por etapas. Elaboración propia. 19
2.15 Diagrama esquemático de control y lazos de regulación del sistema BESS. 20
2.16 Clasificación de los fenómenos de estabilidad y tipos de simulación según su ventana temporal. Elaboración propia. 21
2.17 Representación gráfica de la ineficiencia energética. Elaboración propia. 22
2.18 Respuesta transitoria típica de la frecuencia tras un desbalance de potencia. Basado en [4]. 23

3.1 Topología del sistema de prueba para validación del ELC. 33
3.2 Resultados operativos del generador en estado estacionario. 34
3.3 Respuesta del sistema ante el evento de aumento de carga. 35
3.4 Respuesta del sistema ante el evento de rechazo de carga. 36

4.1 Ubicación geográfica de la localidad de Socaire. 44
4.2 Diagrama unilineal proyectado de la microrred híbrida de Socaire. Elaboración propia. 45
4.3 Esquema jerárquico de la campaña de simulaciones QDS y RMS. 48

4.4 Perfil real de frecuencia diaria medido en terreno. 49
4.5 Comparativa de validación del modelo de frecuencia RMS ante perturbaciones. . . . 50
4.6 Plano complejo de autovalores (polos) linealizados del modelo base. 51
4.7 Perfiles de carga diarios para la condición de demanda actual en Socaire (2023). . . . 52
4.8 Perfiles de demanda diaria proyectada para el horizonte futuro (2030). 52
4.9 Perfiles de demanda base con variabilidad para simulaciones RMS. 53
4.10 Perfil de demanda en hora punta modificado con variabilidad del 5 %. 53
4.11 Perfiles de irradiancia solar normalizada extraídos de la serie TMY para Socaire. . . 54
4.12 Topología completa del sistema eléctrico modelado en DIgSILENT PowerFactory. . . 55

5.1 Balance de potencia activa diario con esquema ELC para el escenario 1. 76
5.2 Balance de potencia activa diario con control isócrono para el escenario 2. 78
5.3 Desempeño operativo del escenario 3 bajo despacho hídrico base. 79
5.4 Desempeño operativo del escenario 3 bajo nuevo punto de operación optimizado. . . 80
5.5 Desempeño operativo del escenario 4. 81
5.6 Desempeño operativo del escenario 3 bajo despacho hídrico base. 83
5.7 Desempeño operativo del escenario 3 bajo nuevo punto de operación optimizado. . . 84
5.8 Desempeño operativo de la topología híbrida bajo demanda proyectada futura. . . . 85
5.9 Desempeño dinámico ante escalón de carga en régimen de hora punta. 89
5.10 Desempeño dinámico ante escalón de carga en régimen de hora valle. 90
5.11 Desempeño dinámico ante desconexión de línea de distribución en régimen de hora punta. 92
5.12 Desempeño dinámico ante desconexión de línea de distribución en régimen de hora valle. 93
5.13 Perfiles de potencia activa y corriente transitoria durante el arranque directo del motor de inducción bajo demanda actual. 94
5.14 Desempeño dinámico ante arranque de motor de inducción en régimen de hora punta. 95
5.15 Desempeño dinámico ante arranque de motor de inducción en régimen de hora valle. 96
5.16 Desempeño dinámico ante escalón de carga en régimen de hora punta bajo demanda futura. 97
5.17 Desempeño dinámico ante escalón de carga en régimen de hora valle bajo demanda futura. 98
5.18 Desempeño dinámico ante desconexión de línea en régimen de hora punta bajo demanda futura. 99
5.19 Desempeño dinámico ante desconexión de línea en régimen de hora valle bajo demanda futura. 100
5.20 Perfiles de potencia activa y corriente transitoria durante el arranque directo del motor de inducción bajo demanda futura. 101
5.21 Desempeño dinámico ante arranque de motor en régimen de hora punta bajo demanda futura. 102
5.22 Desempeño dinámico ante arranque de motor en régimen de hora valle bajo demanda futura. 103
5.23 Desempeño dinámico ante desconexión de línea en régimen de hora punta con variabilidad de la demanda del 5 %. 104

A.1 Circuito equivalente de la máquina sincrónica en el eje directo (d) [6]. 118
A.2 Circuito equivalente de la máquina sincrónica en el eje en cuadratura (q) [6]. 118
A.3 Límites operativos P-Q evaluados por el algoritmo de flujo de carga [6]. 119

A.4 Diagrama de conexiones del *frame* estándar de la máquina sincrónica. 120
A.5 Diagrama de bloques del sistema de excitación simplificado `exc_SIMPLE` [6]. 121
A.6 Diagrama de bloques del modelo dinámico del regulador de velocidad estándar (`gov_hydro`).122
A.7 Diagrama de bloques (*frame*) del controlador isócrono desarrollado en lenguaje DSL. 123
A.8 Circuito equivalente de la celda solar implementado en DIgSILENT [7]. 124
A.9 Curva característica I-V de la celda solar y ubicación del MPP [7]. 124
A.10 Circuito equivalente de interfaz del generador estático utilizado para la simulación RMS del BESS basado en el modelo REGC_B. 125
A.11 Diagrama de bloques (*frame*) de la arquitectura de control compuesta WECC BESS en DIgSILENT PowerFactory. 126
A.12 Topología del banco de resistencias discretas del ELC implementado en DIgSILENT. 127
A.13 Modelo compuesto del ELC y flujo de señales lógicas para conmutación de etapas. . 128
A.14 Modelo de parámetros concentrados para una línea en circuito π-equivalente [8]. . . . 129
A.15 Circuito equivalente de secuencia positiva del transformador trifásico [9]. 129
A.16 Modelo equivalente del transformador monofásico domiciliario [10]. 130
A.17 Circuito equivalente del modelo de carga general (`ElmLod`) [11]. 130
A.18 Circuito equivalente de secuencia positiva para el modelo de doble jaula [12]. 131

B.1 Detalle topológico de la zona de generación y el centro urbano de Socaire. 133
B.2 Detalle topológico de la extensión norte del alimentador principal. 134
B.3 Detalle topológico de la continuación norte del alimentador. 135
B.4 Detalle topológico del extremo norponiente de la red. 136

Índice de tablas

2.1 Comparativa de tecnologías de regulación primaria de frecuencia. 20

3.1 Parámetros de activación del ELC en el sistema de prueba. 34

4.1 Resumen comparativo de las estrategias de control para Socaire. 47
4.2 Matriz de eventos dinámicos: contexto operativo e implementación computacional. . 47
4.3 Síntesis de los indicadores de desempeño evaluados en el caso de estudio. 48
4.4 Datos nominales del generador de Socaire. 56
4.5 Límites operativos del generador sincrónico configurados para simulaciones QDS. . . 56
4.6 Parámetros dinámicos configurados para el generador sincrónico. 57
4.7 Parámetros del sistema de excitación en simulaciones RMS. 58
4.8 Datos técnicos de la turbina Pelton. 59
4.9 Parámetros dinámicos unificados de la turbina y sintonía de reguladores. 60
4.10 Parámetros del equivalente de red para el ELC en QDS. 61
4.11 Dimensionamiento físico del banco de resistencias de lastre. 62
4.12 Parámetros de dependencia de tensión de la potencia activa del ELC. 62
4.13 Parámetros de activación del ELC para el caso de estudio de Socaire. 63
4.14 Datos nominales del BESS. 64
4.15 Parametrización del modelo QDS del BESS para los escenarios de estudio. 65
4.16 Parámetros del controlador WECC para el BESS. 66
4.17 Parámetros de diseño del sistema fotovoltaico. 67
4.18 Parámetros eléctricos detallados de los conductores. 69
4.19 Parámetros eléctricos de los transformadores. 70
4.20 Resumen de parámetros para la inicialización del flujo de potencia previo a la simulación RMS. 72
4.21 Coeficientes del modelo de carga estática (ZIP) para consumos residenciales. 73
4.22 Parámetros del motor asincrónico para la máquina cortadora de piedra. 74

5.1 Indicadores de eficiencia operativa del escenario 1 bajo control mediante ELC. 77
5.2 Indicadores de eficiencia operativa del escenario 2 bajo control isócrono. 78
5.3 Indicadores de eficiencia operativa del escenario 3 bajo consignas de despacho optimizadas. 80
5.4 Indicadores de eficiencia operativa del escenario 4. 82
5.5 Síntesis estacional de indicadores de eficiencia operativa para el horizonte de demanda actual. 82
5.6 Indicadores de eficiencia operativa del escenario 3 bajo demanda futura y consignas recalibradas. 84
5.7 Indicadores de eficiencia operativa del escenario 4 bajo demanda futura. 86

5.8 Síntesis estacional de indicadores de eficiencia operativa para el horizonte de demanda futura. 86
5.9 Matriz de despacho de potencia activa por escenario y régimen de carga. 88
5.10 Indicadores de desempeño de frecuencia - evento 1 (escalón de carga). 90
5.11 Resumen de indicadores de desempeño - evento 2 (desconexión de línea). 93
5.12 Resumen de indicadores de desempeño - evento 3 (arranque de motor). 96
5.13 Indicadores de desempeño de frecuencia - evento 1 (escalón de carga, demanda futura). 98
5.14 Indicadores de desempeño de frecuencia - evento 2 (desconexión de línea, demanda futura). 100
5.15 Resumen de indicadores de desempeño - evento 3 (arranque de motor, demanda futura).103
5.16 Indicadores de desempeño - evento 2 en hora punta (variabilidad de la demanda 5 %). 105
5.17 Parámetros y supuestos adoptados en la evaluación económica. 106
5.18 Presupuesto de inversión inicial para el horizonte de demanda actual. 107
5.19 Presupuesto de inversión inicial para el horizonte de demanda futura. 108
5.20 Costos anuales de operación y mantenimiento por escenario y horizonte. 108
5.21 Beneficio anual por recuperación del recurso hídrico en cada escenario. 109
5.22 Indicadores de rentabilidad de las alternativas evaluadas. 109
5.23 Rangos de rentabilidad ante variación del costo de capital, de la tasa de descuento y del criterio de valorización energética. 110

Nomenclatura y glosario

Nomenclatura matemática

Símbolo	Descripción	Unidad
α	coeficiente térmico de resistencia del conductor	[1/°C]
Δf	desviación de frecuencia respecto del valor nominal	[Hz]
ΔP_{BESS}	variación de potencia activa del BESS ante una desviación de frecuencia	[kW]
ΔP_{ref}	variación transitoria de la consigna de potencia activa comandada	[kW]
Δt	paso de integración temporal de la simulación QDS	[s]
δ	ángulo del rotor o ángulo de carga	[rad]
ζ	razón de amortiguamiento de un modo oscilatorio	[-]
η	eficiencia de conversión de la turbina hidráulica	[p.u.]
η_{BESS}	eficiencia global del ciclo completo de carga y descarga del almacenamiento	[p.u.]
η_{inv}	eficiencia de conversión DC/AC del inversor fotovoltaico	[p.u.]
η_{misc}	factor agregado de pérdidas misceláneas del sistema fotovoltaico	[p.u.]
η_{sys}	eficiencia global considerada para la planta fotovoltaica	[p.u.]
λ	autovalor dominante del sistema linealizado, expresado como $\sigma \pm j\omega_i$	[-]
ρ	densidad del agua	[kg/m^3]
σ	parte real del autovalor o factor de decaimiento modal	[-]
ω	velocidad angular del rotor del generador sincrónico	[p.u.]
ω_r	velocidad angular transitoria del rotor del motor asincrónico	[rad/s]
ω_s	velocidad angular sincrónica de referencia	[rad/s]
a_P, b_P, c_P	coeficientes de potencia, corriente e impedancia constante del modelo ZIP para potencia activa	[p.u.]
a_Q, b_Q, c_Q	coeficientes de potencia, corriente e impedancia constante del modelo ZIP para potencia reactiva	[p.u.]
A_t	ganancia mecánica de la turbina hidráulica	[p.u.]
B'	susceptancia en derivación de la línea por unidad de longitud	[μS/km]
B_m	susceptancia de magnetización del núcleo del transformador	[p.u.]
$c_{\mathrm{on},k}$, $c_{\mathrm{off},k}$	señales lógicas de activación y desactivación de la etapa k del ELC	[-]
db	banda muerta del lazo de control Volt/VAR del BESS	[p.u.]
d_p, d_q	estatismo electrónico interno del inversor para los lazos $P-f$ y $Q-V$	[%]
D_{up}, D_{dn}	ganancias de regulación de frecuencia superior e inferior del modelo REPC_A	[p.u.]

Símbolo	Descripción	Unidad
E	fuerza electromotriz interna del generador sincrónico	[p.u.]
E_{fd}	tensión del devanado de campo del sistema de excitación	[p.u.]
E_{ini}, E_{max}	energía inicial y capacidad energética máxima del banco de baterías	[kWh]
E_{loss}	energía eléctrica disipada como calor en el banco de lastre	[kWh]
E_{stored}	energía excedente capturada y almacenada por el BESS	[kWh]
f, f_0	frecuencia eléctrica instantánea de la red y frecuencia nominal	[Hz]
$f_{\text{máx}}$, $f_{\text{mín}}$	frecuencia máxima y frecuencia mínima alcanzadas durante un transitorio	[Hz]
g	aceleración de gravedad	[m/s^2]
G_m	conductancia de magnetización del núcleo del transformador	[p.u.]
h	banda de histéresis configurada en la lógica de conmutación del ELC	[Hz]
H	constante de inercia física del generador sincrónico	[s]
H_{dam}	altura de caída nominal del modelo de turbina, normalizada respecto de H_{net}	[p.u.]
H_{eq}	inercia equivalente total del sistema eléctrico	[s]
H_{net}	altura de caída neta física de diseño	[m]
$I(t)$	irradiancia solar normalizada extraída del perfil cronológico TMY	[p.u.]
I_0	corriente de vacío o excitación del transformador	[%]
I_{act}	corriente operativa circulante en el tramo de línea evaluado	[kA]
I_{nom}	corriente nominal o límite de capacidad térmica del conductor	[kA]
I_{pcmd}	corriente activa comandada al convertidor por el controlador eléctrico	[p.u.]
J	momento de inercia acoplado del conjunto motor asincrónico–carga	[kg m^2]
K_a	ganancia del regulador automático de tensión	[p.u.]
K_c	ganancia de estatismo reactivo del lazo $Q - V$ del BESS	[p.u.]
K_p, K_i	ganancias proporcional e integral del regulador Volt/VAR del BESS	[p.u.]
K_{pg}, K_{ig}	ganancias proporcional e integral del controlador de potencia activa del BESS	[p.u.]
l	longitud física del tramo de línea de distribución evaluado	[km]
L	porcentaje de cargabilidad o solicitación térmica del conductor o equipo	[%]
n	velocidad de giro mecánica del rotor	[rpm]
p	número de pares de polos del motor asincrónico industrial	[-]
P_0, Q_0	potencia activa y reactiva nominal de la carga evaluadas a tensión V_0	[kW, kvar]
P_{BESS}	potencia activa neta bidireccional del BESS	[kW]
P_{Cu}, P_{Fe}	pérdidas técnicas variables de cobre y pérdidas fijas de hierro del transformador	[kW]

Símbolo	Descripción	Unidad
P_{dump}	potencia activa absorbida por el banco de resistencias de lastre	[kW]
P_e	potencia eléctrica activa inyectada por el generador	[kW]
P_{feed}	potencia nominal de descarga o inyección a la red del convertidor BESS	[kW]
P_{FV}	potencia activa inyectada por el sistema fotovoltaico	[kW]
P_{gen}	potencia activa nominal o consigna de despacho del generador	[kW]
plini_scal	factor de escala de potencia activa utilizado en el modelo DSL del ELC	[p.u.]
P_{load}	potencia activa total demandada por los consumos de la red	[kW]
P_{loss}	pérdidas activas longitudinales en la red de distribución	[kW]
P_m	potencia mecánica desarrollada por la turbina	[kW]
$P_{m,\text{máx}}$	límite superior de potencia mecánica del gobernador	[kW]
P_{STC}	capacidad instalada de la planta fotovoltaica bajo condiciones estándar	[kWp]
P_{store}	potencia nominal de carga o absorción desde la red del convertidor BESS	[kW]
Q, Q_{nl}	caudal turbinado instantáneo y caudal de vacío	[m^3/s]
Q_{nom}	caudal nominal de diseño de la turbina	[m^3/s]
$R_1 + jX_1$	impedancia de enlace del modelo de interfaz del inversor	[p.u.]
R', X'	resistencia y reactancia serie de la línea por unidad de longitud	[Ω/km]
R'_1	resistencia del conductor corregida por temperatura operativa local	[Ω/km]
r_{Fe}	resistencia paralela de magnetización del núcleo del transformador	[p.u.]
R_{perm}	estatismo permanente del gobernador hidráulico	[%]
R_{str}	resistencia del estator del generador	[p.u.]
R_{temp}	estatismo transitorio del gobernador hidráulico	[%]
$S_{1\varphi}$	potencia aparente base del transformador monofásico domiciliario	[kVA]
S_{nom}	potencia aparente nominal de dimensionamiento del equipo	[kVA]
SOC	estado de carga instantáneo del banco de baterías	[%]
SOC_{ini}, SOC_{fin}	estado de carga inicial y final del BESS en el horizonte de simulación	[%]
SOC_{min}, SOC_{max}	límites mínimo y máximo permitidos del estado de carga del BESS	[%]
T_a	constante de tiempo del amplificador del regulador automático de tensión	[s]
T_{cell}	temperatura de celda considerada en el modelo fotovoltaico	[°C]
t_d	tiempo de retardo para validar la activación de etapas del ELC	[s]
T'_d, T'_q	constantes de tiempo transitorias en los ejes directo y en cuadratura	[s]
T''_d, T''_q	constantes de tiempo subtransitorias en los ejes directo y en cuadratura	[s]

Símbolo	Descripción	Unidad
t_e, t_m	torque electromagnético y torque mecánico	[p.u.]
T_f	constante de tiempo del filtro de medición de frecuencia	[s]
T_{fltr}	constante de tiempo del filtro de tensión/reactiva del controlador BESS	[s]
T_g	constante de tiempo de respuesta del servomotor del gobernador	[s]
T_{lag}	constante de tiempo de retardo en la salida de potencia activa del BESS	[s]
t_{lock}	tiempo de bloqueo para validar la desactivación de etapas del ELC	[s]
T_{op}	temperatura de operación termomecánica del conductor aéreo	[°C]
T_p	constante de tiempo del filtro de potencia activa del controlador BESS	[s]
T_r	constante de tiempo de recuperación del gobernador	[s]
t_s	tiempo de asentamiento de la frecuencia tras una perturbación	[s]
T_{STC}	temperatura de referencia bajo condiciones estándar de medida	[°C]
T_w	constante de tiempo asociada a la inercia de la columna de agua	[s]
u_k	umbral de activación por sobrefrecuencia de la etapa k	[p.u.]
U_{nom}	tensión nominal de línea de la red de distribución	[kV]
V_0	tensión nodal nominal de referencia	[p.u.]
V_{elm}	límite de velocidad de apertura o cierre de la compuerta hidráulica	[p.u./s]
$V_{r,\text{máx}}$, $V_{r,\text{mín}}$	límites superior e inferior de la señal de excitación del AVR	[p.u.]
V_{ref}	consigna de tensión de referencia del AVR o del inversor	[p.u.]
V_{saved}	volumen de recurso hídrico preservado por mejora de la estrategia de control	[m^3]
V_t	tensión fasorial medida en bornes del generador	[p.u.]
X_2, X_0	reactancias de secuencia negativa y de secuencia cero	[p.u.]
X_d, X_q	reactancias sincrónicas en los ejes directo y en cuadratura	[p.u.]
X'_d, X'_q	reactancias transitorias en los ejes directo y en cuadratura	[p.u.]
X''_d, X''_q	reactancias subtransitorias en los ejes directo y en cuadratura	[p.u.]
x_l	reactancia de dispersión del estator	[p.u.]
xspeed	variable de lectura de velocidad del rotor utilizada en el algoritmo DSL	[p.u.]
z_{sc}	impedancia de cortocircuito equivalente del transformador	[p.u.]

Glosario de abreviaturas

Sigla	Definición
AAAC	conductor de aleación de aluminio (*all aluminum alloy conductor*)
AVR	regulador automático de tensión (*automatic voltage regulator*)
BESS	sistema de almacenamiento de energía en baterías (*battery energy storage system*)
BOS	balance del sistema de instalación (*balance of system*): costos asociados a estructuras, cableado, protecciones y componentes auxiliares
CAPEX	costo de capital (*capital expenditure*): inversión inicial requerida para la instalación de activos
DER	recursos energéticos distribuidos (*distributed energy resources*)
DOL	arranque directo de motor asincrónico (*direct-on-line*)
DSL	lenguaje de simulación nativo de DIgSILENT PowerFactory (*DIgSILENT simulation language*)
DSM	gestión de la demanda (*demand side management*): estrategias de desplazamiento o modulación de consumos
ELC	controlador electrónico de carga (*electronic load controller*)
EMS	sistema de gestión de energía (*energy management system*) encargado de coordinar el despacho de recursos, almacenamiento y demanda
EMT	simulación de transitorios electromagnéticos (*electromagnetic transients*)
FFR	respuesta rápida de frecuencia provista por electrónica de potencia (*fast frequency response*)
GFL	inversor seguidor de red (*grid-following*), sincronizado mediante una referencia externa de tensión y frecuencia
GFM	inversor formador de red (*grid-forming*), capaz de establecer referencia local de tensión y frecuencia
GHI	irradiancia global horizontal (*global horizontal irradiance*)
HP	hora punta: régimen representativo de demanda máxima del sistema
HV	hora valle: régimen representativo de demanda mínima del sistema
MG	microrred (*microgrid*)
MPPT	seguimiento del punto de máxima potencia solar (*maximum power point tracking*)
PCC	punto de acoplamiento común a la red (*point of common coupling*)
PCS	sistema de conversión de potencia del BESS (*power conversion system*)
PI	controlador proporcional–integral de lazo cerrado
PLL	lazo de seguimiento de fase para sincronización de inversores (*phase-locked loop*)
PSS	estabilizador del sistema de potencia (*power system stabilizer*)
PV	sistema o arreglo fotovoltaico (*photovoltaic*)
PWM	modulación por ancho de pulso para electrónica de potencia (*pulse width modulation*)

Sigla	Definición
QDS	simulación cuasi-dinámica de horizontes prolongados (*quasi-dynamic simulation*)
REGC_B	modelo WECC de generador/conversor renovable utilizado para representar la interfaz dinámica del BESS
REPC_A	modelo WECC de control de planta utilizado para consignas de potencia activa, potencia reactiva y soporte de frecuencia
RMS	simulación fasorial de transitorios electromecánicos basada en valores eficaces, utilizada para evaluar estabilidad dinámica en ventanas de segundos
RoCoF	tasa de cambio de frecuencia (*rate of change of frequency*)
SOC	estado de carga del banco de baterías (*state of charge*)
SSR	interruptor de estado sólido del banco de lastre (*solid state relay*)
STC	condiciones estándar de medida fotovoltaica (*standard test conditions*): $1000\,\mathrm{W/m^2}$ y $25\,^{\circ}\mathrm{C}$
TMY	año meteorológico típico utilizado para datos de irradiancia (*typical meteorological year*)
VSC	convertidor de fuente de tensión (*voltage source converter*)
WECC	Consejo de Coordinación Eléctrica del Oeste de EE. UU. (*Western Electricity Coordinating Council*)
WEF	nexo agua–energía–alimentos (*water–energy–food nexus*)
ZIP	modelo estático polinomial de carga dependiente de tensión, compuesto por términos de impedancia, corriente y potencia constante

Resumen

Las microrredes aisladas en comunidades rurales del norte de Chile enfrentan desafíos de estabilidad de frecuencia derivados de su baja inercia y de la escasez de recursos de regulación. La localidad de Socaire, en el desierto de Atacama, es abastecida por una microcentral hidroeléctrica de pasada que regula la frecuencia mediante un controlador electrónico de carga (ELC, del inglés *electronic load controller*), el cual disipa los excedentes de potencia en un banco de resistencias. Dado que la central opera a caudal constante, la energía enviada al lastre implica que una fracción del agua turbinada no entrega beneficio alguno a la comunidad, pérdida crítica bajo el enfoque del nexo agua–energía–alimentos (WEF, del inglés *water-energy-food nexus*) en uno de los entornos más áridos del planeta. La presente memoria evalúa comparativamente cuatro esquemas de control de frecuencia: (i) regulación mediante ELC, como caso base; (ii) control isócrono de la turbina hidráulica; (iii) integración de un sistema de almacenamiento en baterías (BESS); y (iv) una microrred híbrida coordinada hidro-PV-BESS. Los modelos se implementaron en DIgSILENT PowerFactory, con los umbrales de conmutación del ELC ajustados a partir del perfil de frecuencia registrado en terreno. La metodología combina simulaciones QDS de 24 horas, orientadas a la eficiencia energética e hídrica, con simulaciones RMS ante escalón de carga, desconexión de línea y arranque directo de un motor de inducción, a lo que se suma una evaluación económica a 20 años. Los resultados QDS demostraron que el esquema con ELC disipa entre 567 y 734 kWh diarios según la temporada, equivalentes a turbinar innecesariamente entre 2,86 y 3,71 millones de litros de agua por jornada. La microrred híbrida, con 81,4 kWp de capacidad solar instalada, elimina por completo la disipación térmica y preserva hasta 5,26 millones de litros diarios. Los resultados RMS muestran que el ELC carece de reserva ante las perturbaciones más exigentes en hora punta y deriva en el colapso del sistema, mientras que el control isócrono evita el apagón total pero exhibe desviaciones críticas, con un nadir de 47,05 Hz y un cenit de 51,75 Hz. Los esquemas asistidos por almacenamiento mantienen el nadir por encima de 49,26 Hz y reducen el tiempo de asentamiento a menos de 1,70 s en todos los eventos evaluados. La evaluación económica sitúa a la microrred híbrida como la alternativa de mayor valor actual neto en el horizonte de demanda futura, con 128 millones de CLP, una tasa interna de retorno del 9,0 % y un retorno de la inversión en 9 años, sobre un costo de capital estimado en 421 millones de CLP, en tanto que bajo la demanda actual su rentabilidad resulta marginal.. Esta arquitectura constituye la solución más robusta, ya que reúne en el horizonte proyectado la seguridad de suministro, la preservación del recurso hídrico y la mayor conveniencia económica, siempre que su operación sea complementada mediante una estrategia EMS. Estos resultados entregan un precedente metodológico replicable para otras microrredes rurales de Chile y Latinoamérica.

Palabras clave: microrred aislada, control de frecuencia, generación hidroeléctrica de pequeña escala, controlador electrónico de carga, BESS, simulación dinámica, nexo WEF, Socaire.

Abstract

Isolated microgrids in rural communities of northern Chile face frequency stability challenges arising from their low inertia and the scarcity of regulation resources. The town of Socaire, in the Atacama Desert, is supplied by a run-of-river micro-hydropower plant that regulates frequency through an electronic load controller (ELC), which dissipates power surpluses into a resistor bank. Since the plant operates at a constant flow rate, the energy diverted to the ballast means that a fraction of the turbined water delivers no benefit to the community, a critical loss under the water–energy–food (WEF) nexus approach in one of the most arid environments on the planet. This thesis comparatively evaluates four frequency control schemes: (i) ELC-based regulation, as the base case; (ii) isochronous control of the hydraulic turbine; (iii) integration of a battery energy storage system (BESS); and (iv) a coordinated hydro-PV-BESS hybrid microgrid. The models were implemented in DIgSILENT PowerFactory, with the ELC switching thresholds set from the frequency profile recorded on site. The methodology combines 24-hour QDS simulations, aimed at energy and water efficiency, with RMS simulations under a load step, a line disconnection and the direct-on-line starting of an induction motor, together with a 20-year economic assessment. The QDS results showed that the ELC scheme dissipates between 567 and 734 kWh per day depending on the season, equivalent to unnecessarily turbining between 2.86 and 3.71 million liters of water per day. The hybrid microgrid, with 81.4 kWp of installed solar capacity, completely eliminates thermal dissipation and preserves up to 5.26 million liters per day. The RMS results show that the ELC lacks reserve under the most demanding peak-hour disturbances and leads to system collapse, whereas isochronous control prevents a total blackout but exhibits critical deviations, with a nadir of 47.05 Hz and a maximum frequency of 51.75 Hz. The storage-assisted schemes keep the nadir above 49.26 Hz and reduce the settling time to less than 1.70 s across all evaluated events. The economic assessment places the hybrid microgrid as the alternative with the highest net present value under the future demand horizon, at 128 million CLP, with an internal rate of return of 9.0 % and a payback period of 9 years on an estimated capital cost of 421 million CLP, whereas under present demand its profitability is marginal. This architecture constitutes the most robust solution, since it combines supply security, preservation of the water resource and the greatest economic convenience within the projected horizon, provided that its operation is complemented by an EMS strategy. These results establish a replicable methodological precedent for other rural microgrids in Chile and Latin America.

Keywords: isolated microgrid, frequency control, small-scale hydropower, electronic load controller, BESS, dynamic simulation, WEF nexus, Socaire.

CAPÍTULO 1

Introducción

1.1. Justificación del tema

La creciente integración de energías renovables y la necesidad de garantizar un suministro confiable en comunidades remotas han posicionado a las microrredes como soluciones clave dentro de los sistemas eléctricos modernos. Estas configuraciones permiten operar de forma autónoma, integrar recursos distribuidos y mejorar la seguridad de suministro, lo que las convierte en una alternativa técnica y sostenible para territorios alejados de las redes interconectadas [5, 13, 14]. El concepto de microrred, impulsado desde inicios de este siglo, puso en el centro la idea de sistemas de generación distribuida capaces de funcionar tanto conectados a la red principal como en modo isla, con la finalidad de atender necesidades locales y aumentar la independencia operativa [13].

En el caso particular de las microrredes aisladas, la estabilidad de frecuencia y la calidad de suministro adquieren una relevancia singular. A diferencia de los sistemas interconectados de gran escala, que disponen de alta inercia y reservas rotantes, estas microrredes dependen de pocos equipos y de esquemas de control con recursos limitados para equilibrar generación y demanda ante perturbaciones cotidianas como arranques de motores, desconexiones de carga o variabilidad renovable [5, 14]. La consecuencia práctica es que, ante eventos similares, las desviaciones de frecuencia en microrredes tienden a presentar mayor magnitud y tasas de cambio de frecuencia (RoCoF, del inglés *rate of change of frequency*) más elevadas, lo que deteriora la calidad del suministro y acelera el desgaste de equipos [4, 5]. En consecuencia, la regulación de frecuencia constituye el desafío técnico central a atender cuando se busca dotar de seguridad operativa a una microrred aislada.

Para comprender los mecanismos de regulación de frecuencia en microrredes, resulta necesario apoyarse en marcos conceptuales consolidados [5, 14]. El control jerárquico de microrredes, con niveles primario, secundario y terciario, proporciona una taxonomía ampliamente aceptada para distribuir funciones entre control local rápido, restauración de consignas y optimización de operación [5, 14]. Si bien este trabajo se focaliza en el control primario, responsable de la estabilización inmediata de la frecuencia, su enfoque evaluativo será integral y comparativo. Esta evaluación abarcará distintos esquemas de regulación, considerando métricas de desempeño técnico clásicas, como la desviación máxima de frecuencia alcanzada durante el transitorio (nadir), el tiempo de recuperación y el RoCoF.

Las microrredes aisladas pueden estructurarse a partir de diversas fuentes de generación, tanto renovables como no renovables, incluyendo sistemas diésel, fotovoltaicos (PV, del inglés *photovoltaic*), eólicos e hidroeléctricos, entre otros. En particular, las microcentrales hidroeléctricas han sido ampliamente utilizadas en comunidades remotas por la disponibilidad de recursos hídricos locales, sus bajos costos de operación y su capacidad de suministro continuo. No obstante, el control de frecuencia plantea desafíos específicos. En configuraciones de baja potencia es común prescindir de un regulador de velocidad e implementar controladores electrónicos de carga (ELC, del inglés *electronic load controller*), cuya función general es mantener constante la potencia eléctrica demandada por el generador, compensando automáticamente las variaciones de carga mediante una disipación controlada del excedente de energía. Las configuraciones de ELC varían según la tecnología empleada, los más simples utilizan bancos de resistencias conmutadas mediante relés o interruptores electrónicos,

mientras que otros incorporan convertidores de potencia tipo *chopper* o inversores que permiten una modulación más precisa y continua. La Figura 1.1 muestra uno de estos esquemas a modo de ejemplo, donde un generador sincrónico trifásico entrega potencia a la carga principal y, en paralelo, a un convertidor controlado que conecta un banco de resistencias. Un sensor de frecuencia mide la frecuencia eléctrica en los terminales del generador y la compara con una referencia. El controlador procesa esa señal y ajusta la potencia disipada en el lastre para estabilizar la velocidad y la frecuencia del sistema [1]. En otras instalaciones, los fabricantes integran reguladores de velocidad operando en modo isócrono, que actúan directamente sobre el caudal para regular la velocidad y la frecuencia del generador.

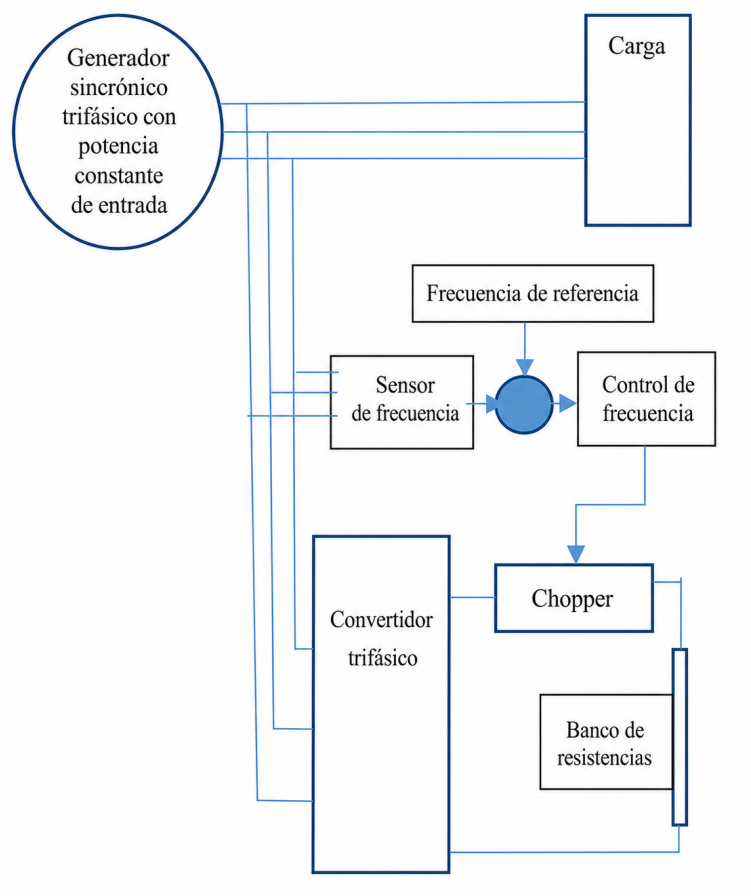


Figura 1.1: Principio de regulación de frecuencia mediante controlador electrónico de carga (adaptado de [1]).

A pesar de su simplicidad, el esquema de control mediante ELC presenta una debilidad fundamental: su naturaleza intrínsecamente disipativa. Para mantener la potencia constante, el excedente de energía se elimina mediante la descarga de agua no aprovechada en la generación, lo que constituye un grave problema de ineficiencia en el uso de agua. En zonas áridas, como el norte de Chile, donde el agua es un recurso escaso y esencial para las comunidades, esta ineficiencia adquiere una dimensión estratégica, ya que afecta directamente la sostenibilidad hídrica local y la continuidad del suministro energético. En este trabajo se adopta el enfoque nexo agua–energía–alimentos (WEF, del inglés *water-energy-food nexus*), que reconoce las interdependencias entre disponibilidad de agua, suministro energético y seguridad alimentaria en distintos contextos, particularmente en sistemas

rurales o aislados [15, 16]. Bajo este enfoque, mejorar la estrategia de regulación de frecuencia no es solo un problema eléctrico. Es importante mencionar que, al reducir la energía disipada en las resistencias de lastre y el consiguiente uso innecesario de agua turbinada, se favorece un uso más eficiente del recurso hídrico y, con ello, la sostenibilidad local en el enfoque WEF.

Frente a las limitaciones del esquema disipativo, surge la motivación de evaluar configuraciones alternativas que aprovechen los excedentes de energía en lugar de desecharlos. La incorporación de almacenamiento y de otras fuentes de generación, coordinada mediante electrónica de potencia, abre la posibilidad de reducir la energía disipada y aportar flexibilidad y soporte adicional a la regulación de frecuencia [17]. En este contexto, resulta pertinente comparar el esquema tradicional con distintas alternativas de operación, de modo de dimensionar el potencial de mejora tanto en el desempeño dinámico del sistema como en su eficiencia energética.

Para abordar esta comparación se recurre a herramientas de simulación de sistemas de potencia, que permiten reproducir el comportamiento de la microrred bajo distintas condiciones de operación. Para este propósito se dispone de diversas plataformas ampliamente utilizadas, y el enfoque adoptado combina simulaciones dinámicas, orientadas a la respuesta transitoria del sistema ante perturbaciones, con simulaciones cuasi-dinámicas, que evalúan el desempeño energético en horizontes de operación más prolongados. Esta combinación entrega una visión integral que sustenta la evaluación comparativa de las alternativas propuestas.

1.2. Objetivos

Con el fin de abordar los desafíos asociados a la regulación de frecuencia en microrredes aisladas basadas en generación hidroeléctrica de pequeña escala, se definen el objetivo general y los objetivos específicos de este estudio, los cuales estructuran el desarrollo del documento presentado en la Sección 1.4.

Objetivo general

Evaluar comparativamente distintos esquemas de control de frecuencia en una microrred aislada basada en generación hidroeléctrica de pequeña escala en el norte de Chile, mediante simulaciones dinámicas y cuasi-dinámicas en DIgSILENT PowerFactory, con el fin de analizar su desempeño técnico y energético, contribuyendo al uso eficiente del recurso hídrico.

Objetivos específicos

1. Revisar la bibliografía relacionada con los esquemas de control primario de frecuencia en sistemas eléctricos aislados y microrredes aisladas, con énfasis en aquellas basadas en generación hidroeléctrica de pequeña escala.

2. Identificar los principales esquemas de control primario de frecuencia utilizados en sistemas eléctricos aislados y microrredes aisladas basadas en generación hidroeléctrica de pequeña escala, considerando su arquitectura de control, las variables de entrada y salida, y su desempeño dinámico.

3. Analizar los modelos dinámicos de los principales esquemas de regulación de frecuencia identificados, incluyendo la regulación mediante resistencias de lastre, la regulación isócrona y el control mediante sistemas de almacenamiento en baterías.

4. Implementar en DIgSILENT PowerFactory los modelos dinámicos desarrollados para los esquemas de regulación de frecuencia, incluyendo la regulación mediante resistencias de lastre, regulación isócrona y el control mediante baterías.

5. Validar, en un caso de estudio representativo de una microrred aislada, los esquemas de regulación de frecuencia mediante simulaciones dinámicas, considerando métricas de desempeño técnico-económico.

1.3. Alcance del estudio

El presente trabajo se enmarca en la evaluación técnica, tanto dinámica como estacionaria, de esquemas de control de frecuencia para el sistema aislado de la comunidad de Socaire. El estudio se centra exclusivamente en la regulación primaria de frecuencia ante perturbaciones operativas mediante simulaciones dinámicas, así como en la evaluación del balance energético diario y la gestión del recurso hídrico mediante simulaciones cuasi-dinámicas. El análisis dinámico se acota a tres eventos representativos, escalón de carga, desconexión de un tramo de la red de distribución y arranque directo de un motor de inducción, evaluados sobre dos períodos característicos de operación, hora valle y hora punta. Quedan fuera del alcance de esta investigación el análisis de transitorios electromagnéticos, la coordinación de protecciones y el modelado explícito de lazos de control secundario o terciario, como los sistemas de gestión de energía.

En cuanto a la frontera topológica, el modelo eléctrico representa la red de distribución aislada de la localidad, cuya fuente primaria es la generación hidroeléctrica. La integración de la planta fotovoltaica, los sistemas de almacenamiento en baterías (BESS, del inglés *battery energy storage system*) y el ELC se modela de manera modular, incorporándose gradualmente dependiendo del escenario de control específico bajo análisis (desde la topología base con ELC hasta la microrred híbrida completa). Dado que es un sistema diseñado para operar permanentemente de forma autónoma, no se evalúa una eventual interconexión al Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Respecto a las herramientas de *software*, la totalidad del modelamiento topológico, paramétrico y la ejecución de las simulaciones se realiza mediante el programa especializado DIgSILENT PowerFactory en su versión 2023. El estudio hace uso de su lenguaje nativo de simulación (DSL, del inglés *DIgSILENT simulation language*) para la programación algorítmica de modelos de control personalizados, tales como la lógica discreta del ELC y el gobernador isócrono. Adicionalmente, se emplea una rutina de automatización en Python a través de la API del *software* para discretizar y asignar perfiles de carga dinámicos.

Finalmente, la metodología propuesta es de naturaleza íntegramente computacional y se apoya en una campaña de medición en terreno previa a este estudio, donde los umbrales de conmutación del ELC se ajustaron a partir del perfil de frecuencia registrado mediante un analizador de calidad de energía, contrastando la respuesta de los modelos contra esa misma medición. Por lo tanto, no se contempla la implementación física de prototipos, el despliegue de equipos de medición adicionales ni ensayos de laboratorio, resolviendo toda la carga iterativa y diferencial en un entorno de simulación estándar.

1.4. Estructura del documento

El presente documento se organiza en seis capítulos, complementados por una Sección de Anexos. El Capítulo 1 corresponde a la introducción, donde se contextualiza el estudio, se describe la problemática asociada a la estabilidad de frecuencia en microrredes aisladas de baja inercia y se presentan el objetivo general y los objetivos específicos del trabajo.

El Capítulo 2 desarrolla el marco teórico, abordando los fundamentos de los sistemas aislados y su interdependencia bajo el enfoque del nexo WEF. Asimismo, detalla la dinámica de las tecnologías de generación (turbinas hidráulicas, generadores sincrónicos y sistemas fotovoltaicos), los principios de operación del almacenamiento en baterías y las estrategias de regulación primaria de frecuencia. El capítulo concluye con la definición de los indicadores empleados en la evaluación, tanto los de eficiencia operativa y estabilidad transitoria como los de rentabilidad de las alternativas de inversión.

El Capítulo 3 presenta la metodología de modelamiento computacional en el entorno de simulación DIgSILENT PowerFactory. En este apartado se detalla la parametrización general de los componentes físicos de la red, incluyendo el modelado del grupo turbina-generador síncrono, los sistemas de generación fotovoltaica y la red de distribución. Asimismo, se describe la formulación de la demanda mediante perfiles de carga y un modelo dinámico dependiente de la tensión (modelo ZIP). Finalmente, se profundiza en las topologías algorítmicas de control implementadas para la regulación del sistema, abarcando el regulador de velocidad, el ELC y los lazos de respuesta rápida de frecuencia del sistema de almacenamiento de energía.

El Capítulo 4 define el caso de estudio aplicado a la localidad de Socaire. En esta Sección se caracteriza la topología del sistema aislado, se detalla la parametrización de los equipos basada en datos reales de la comunidad y se establecen los escenarios de operación. Además, se define la metodología de simulación, describiendo las perturbaciones dinámicas y los indicadores de desempeño seleccionados.

El Capítulo 5 expone el análisis exhaustivo de los resultados obtenidos. El estudio analiza en primer lugar la eficiencia energética y el aprovechamiento del recurso hídrico en un horizonte de operación diario mediante simulaciones cuasi-dinámicas basadas en flujos de potencia, y evalúa a continuación el desempeño dinámico de los distintos esquemas de control frente a perturbaciones operativas mediante simulaciones RMS. El capítulo cierra con la evaluación económica de las alternativas, que contrasta el costo de capital y de operación de cada configuración con el beneficio derivado del recurso hídrico recuperado.

Finalmente, el Capítulo 6 presenta las conclusiones de la investigación, sintetizando los hallazgos técnicos y económicos sobre la factibilidad y robustez de las estrategias propuestas, entregando además recomendaciones para trabajos futuros.

Por su parte, los Anexos proporcionan el material técnico complementario que sustenta esta memoria, abarcando parámetros de placa, rutinas de automatización en Python y los diagramas de control desarrollados en el simulador.

Marco teórico

2.1. Sistemas eléctricos aislados y microrredes

2.1.1. Concepto y modos de operación

El término *microrred* (MG, del inglés *microgrid*) describe un sistema eléctrico de pequeña escala que integra cargas, unidades de generación distribuida, sistemas de almacenamiento de energía y dispositivos de control dentro de una frontera eléctrica bien definida [13,18]. A diferencia de los sistemas de distribución convencionales, una microrred actúa como una entidad controlable única respecto a la red, capaz de gestionar localmente el balance entre generación y demanda. Esta estructura funcional permite que el sistema opere bajo dos estados principales, como se ilustra en la Figura 2.1:

- Modo conectado: La microrred interactúa con el sistema interconectado principal, pudiendo intercambiar potencia activa y reactiva según criterios económicos o de soporte de red.
- Modo isla: Ante fallas en la red externa o por decisión operativa, la microrred se desconecta físicamente en el punto de acoplamiento común, asumiendo de forma autónoma la regulación de tensión y frecuencia para mantener el suministro a las cargas locales.

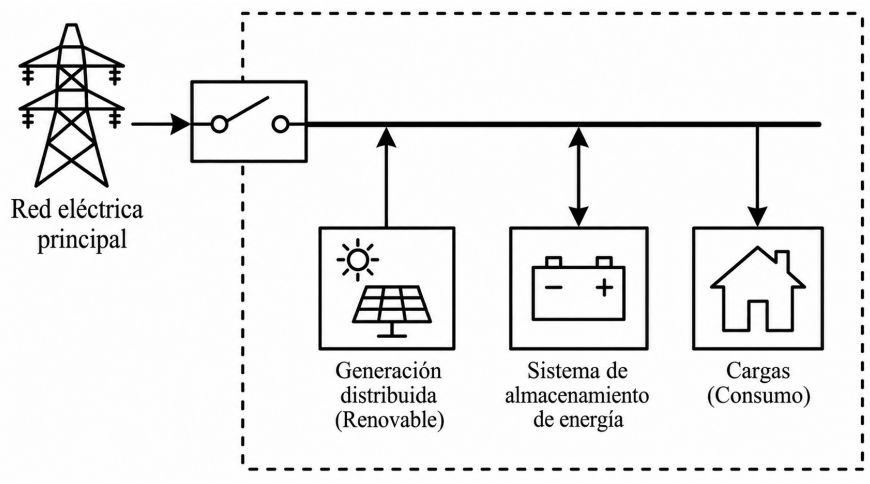


Figura 2.1: Diagrama conceptual de una microrred: integración de recursos energéticos y capacidad de transición entre modos de operación. Elaboración propia.

Para asegurar la transición segura entre estos modos y la operación segura, las microrredes implementan arquitecturas de control jerárquico (primario, secundario y terciario) que coordinan la respuesta de los recursos distribuidos frente a perturbaciones [5,14].

2.1.2. Microrredes aisladas

Una microrred aislada es aquella diseñada para operar permanentemente sin conexión física a un sistema interconectado. En estas configuraciones, la totalidad del consumo debe ser satisfecha por los recursos locales, lo que impone desafíos críticos de estabilidad ya que no existe una red superior que proporcione soporte inercial ni una referencia externa de frecuencia [18].

Esta arquitectura es característica de las denominadas *mini-grids* en contextos rurales y remotos, donde la generación suele estar centralizada y se distribuye a través de una red radial (Figura 2.2). En tales escenarios, la estabilidad del sistema depende estrictamente de la presencia de al menos una unidad con capacidad de establecer la referencia de tensión y frecuencia para el resto de los componentes.

Mientras que los generadores sincrónicos actúan inherentemente como fuentes formadoras, las unidades basadas en inversores pueden configurarse fundamentalmente en dos lógicas de operación: seguimiento de red (GFL, del inglés *grid-following*) o formador de red (GFM, del inglés *grid-forming*) [19]. Esta distinción es crítica en microrredes aisladas, ya que la interacción dinámica entre ambas filosofías determina la robustez general del sistema ante variaciones de carga.



Figura 2.2: Componentes principales de una microrred aislada. Adaptado de [2].

2.1.3. Desafíos técnicos en sistemas de baja inercia

Las microrredes aisladas de baja potencia, comunes en zonas rurales, presentan dinámicas significativamente más rápidas y menos amortiguadas que los sistemas eléctricos convencionales. La reducida capacidad de generación y la ausencia de grandes máquinas sincrónicas limitan la energía cinética disponible, lo que resulta en una baja inercia equivalente del sistema [4, 14].

Ante eventos comunes, como el arranque de motores de inducción o variaciones de carga, el RoCoF es considerablemente mayor, provocando caídas de frecuencia más profundas (ver Figura 2.3). Esta sensibilidad extrema exige esquemas de control primario con tiempos de respuesta muy inferiores a los estándares de redes interconectadas.

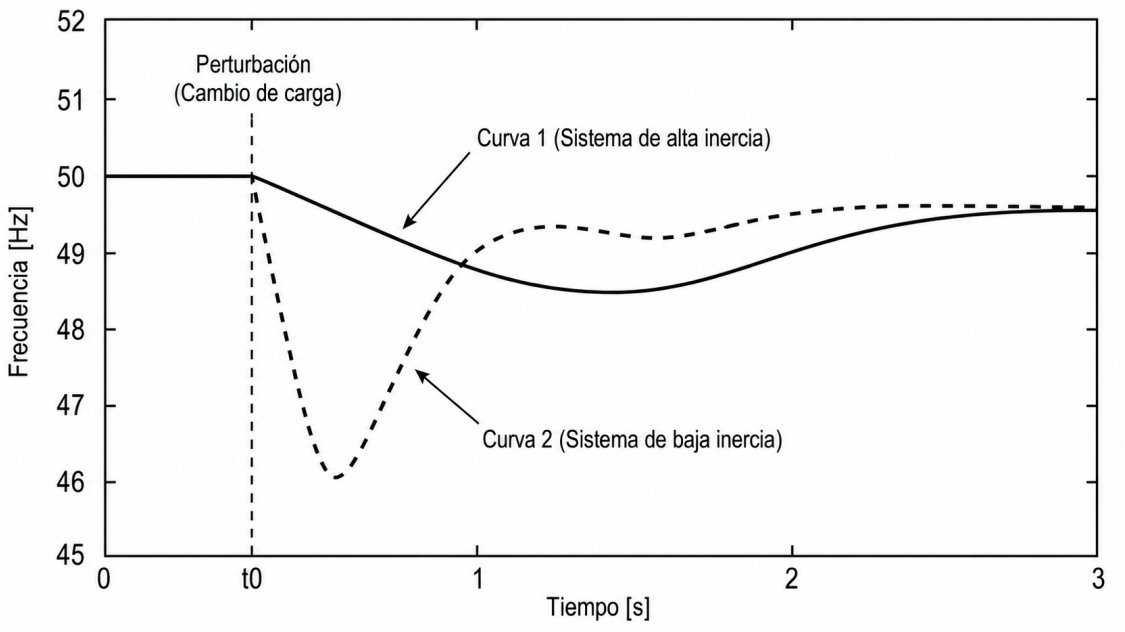


Figura 2.3: Respuesta de frecuencia ante desbalances de potencia. Elaboración propia.

Adicionalmente, estas redes se caracterizan por una naturaleza resistiva en sus conductores, presentando una alta relación R/X. Según [14], esta condición invalida el desacople clásico entre potencia activa-frecuencia $(P - f)$ y potencia reactiva-tensión $(Q - V)$, generando un acoplamiento cruzado donde las variaciones de demanda activa impactan directamente en la magnitud de la tensión nodal.

Finalmente, la integración de generación renovable intermitente (como la fotovoltaica) agrava estos desafíos al desplazar a las unidades sincrónicas tradicionales, reduciendo aún más la inercia física del sistema. En este contexto, surge la necesidad de implementar soluciones avanzadas, como los BESS, para proporcionar el soporte dinámico necesario y garantizar la continuidad del suministro [14, 17].

El nexo agua-energía-alimentos en sistemas eléctricos aislados

El análisis de sistemas eléctricos aislados en zonas de extrema aridez requiere trascender la evaluación puramente técnica y económica. En este contexto, la literatura moderna adopta el enfoque del nexo WEF, marco conceptual que reconoce la interdependencia crítica entre la seguridad hídrica, energética y alimentaria [15]. Como se ilustra en la Figura 2.4, este paradigma establece que la generación y gestión de la energía impacta directamente en la capacidad de extracción, tratamiento y distribución de recursos hídricos, los cuales a su vez son el insumo principal para el desarrollo agrícola y la subsistencia humana [20].

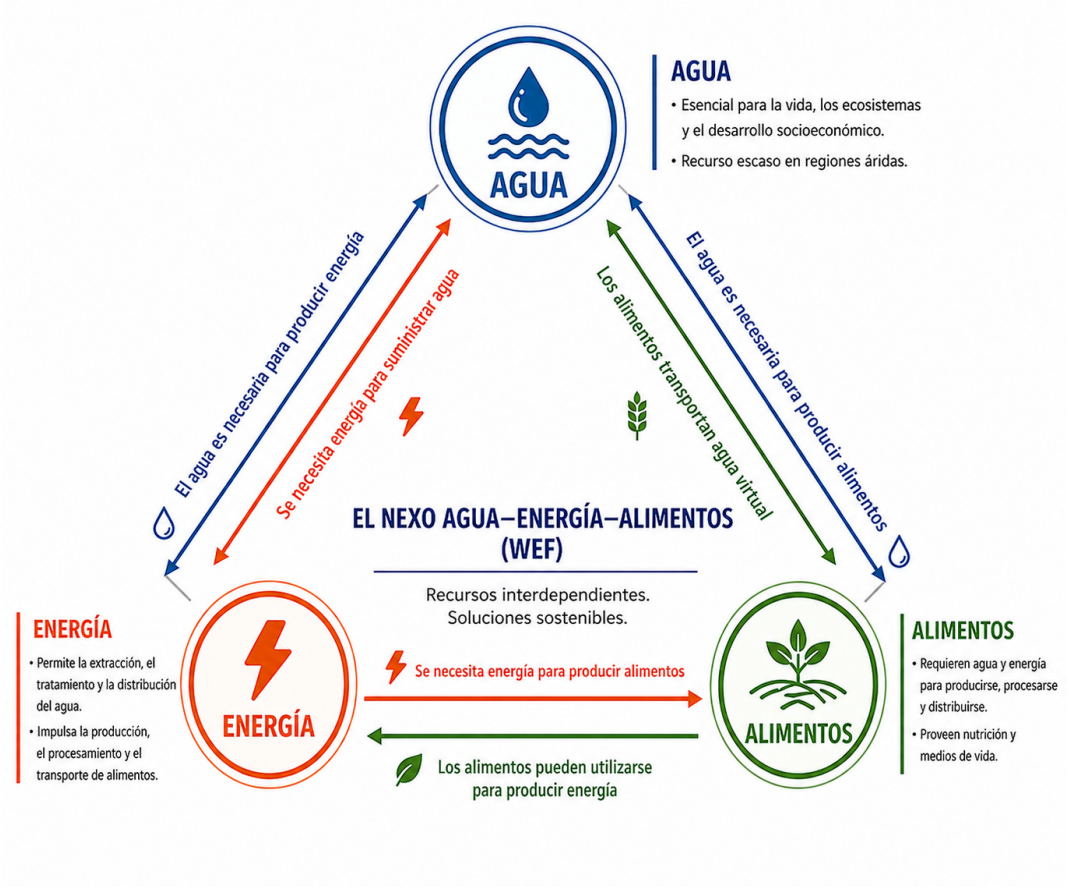


Figura 2.4: Interdependencia de recursos bajo el enfoque del nexo WEF. Adaptado de [3].

En topologías de generación basadas en recursos fluyentes, como las centrales hidroeléctricas equipadas con ELC, el balance de frecuencia se logra mediante la disipación térmica de los excedentes eléctricos. Bajo el enfoque del nexo WEF, esta disipación tiene un costo de oportunidad directo: el caudal turbinado para generar una energía que termina convertida en calor es caudal que deja de estar disponible para consumo humano o riego agrícola. La ineficiencia eléctrica se traduce, por lo tanto, en una pérdida física de recurso hídrico.

Para mitigar esta ineficiencia estructural, la integración del BESS actúa como el principal habilitador del nexo WEF en microrredes aisladas. Al reemplazar el ELC por un BESS, el sistema logra desacoplar la generación hídrica de la demanda instantánea de la comunidad. Esto permite que el recurso hídrico sea utilizado exclusivamente en los volúmenes necesarios para cargar las baterías o abastecer los consumos, maximizando la eficiencia global y permitiendo redirigir el capital hídrico "rescatado" hacia la expansión de superficies de cultivo o el aseguramiento del agua potable local.

2.2. Tecnologías de generación y su dinámica

En las microrredes aisladas, la estabilidad del sistema depende de la interacción dinámica entre las distintas tecnologías de generación. Estas se clasifican principalmente en dos grupos según su interfaz de conexión: aquellas basadas en máquinas rotatorias sincrónicas y aquellas basadas en convertidores estáticos de potencia.

2.2.1. Generación hidroeléctrica de pequeña escala

Los sistemas hidroeléctricos de pequeña escala representan una de las soluciones más fiables para la electrificación rural debido a su alta densidad energética y capacidad de despacho continuo. El componente motriz fundamental es la turbina hidráulica, la cual convierte la energía potencial y cinética de un volumen de agua en energía mecánica rotacional [2].

La potencia mecánica desarrollada por la turbina (P_m) se define mediante la ecuación fundamental de conversión hidráulica:

$$P_m = \eta \cdot \rho \cdot g \cdot Q \cdot H_{net} \quad , \tag{2.1}$$

donde η es la eficiencia de la turbina, ρ la densidad del agua, g la aceleración de gravedad, H_{net} la altura de caída neta y Q el caudal turbinado. Con las magnitudes expresadas en unidades del Sistema Internacional y η como fracción, la expresión entrega P_m en watts. A lo largo de este documento la potencia se reporta en kW. La selección tecnológica depende de estas dos últimas variables, destacando la turbina Pelton para saltos elevados con caudales bajos, y la turbina de flujo cruzado para alturas medias con mayores caudales, tal como se muestra a continuación en la Figura 2.5.

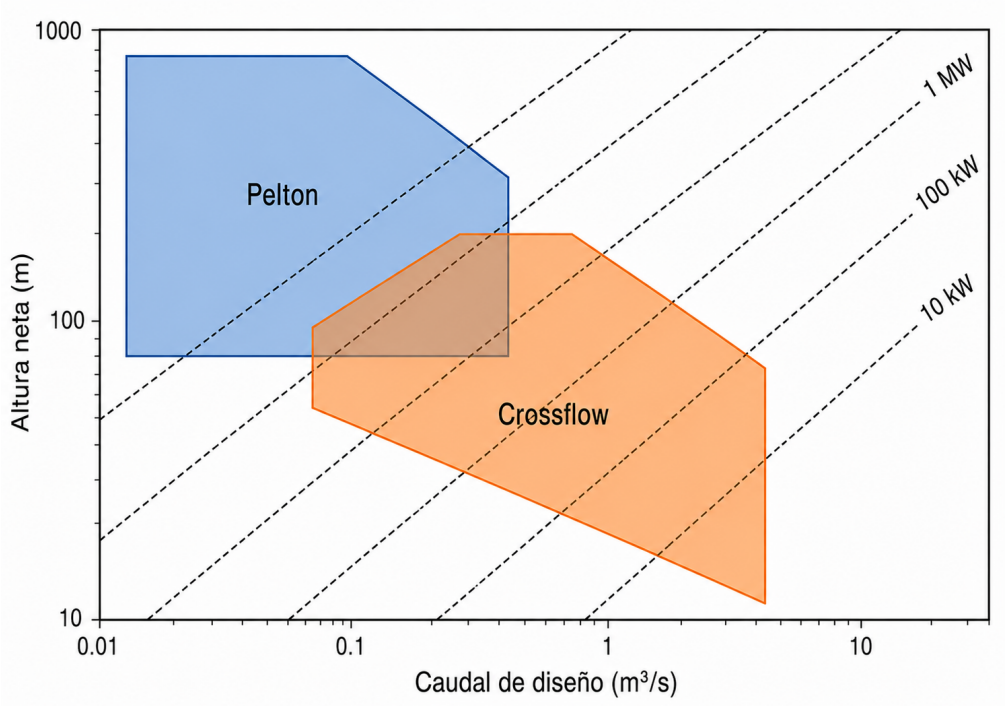


Figura 2.5: Rango de aplicación de turbinas en sistemas microhidroeléctricos según salto y caudal. Adaptado de [2].

Para mantener la frecuencia eléctrica constante, se requiere un balance estricto entre la generación y la demanda. Esto se logra mediante dos estrategias principales: (i) el control por el lado del suministro, que ajusta el caudal Q mediante válvulas, y (ii) el control por el lado de la carga, que mantiene el caudal constante y desvía los excedentes de potencia hacia cargas resistivas [1, 2].

2.2.2. Dinámica del generador sincrónico

El comportamiento transitorio de una microrred hidroeléctrica de pequeña escala está determinado por las propiedades mecánicas y eléctricas del grupo turbina–generador. Para comprender su respuesta ante perturbaciones dinámicas, es imperativo analizar tanto la inercia intrínseca de la máquina sincrónica como las restricciones temporales de sus lazos de control asociados.

La ecuación de oscilación y respuesta inercial

El generador sincrónico es el encargado de transformar la potencia mecánica de la turbina en potencia eléctrica para la red. Su comportamiento dinámico frente a perturbaciones de potencia activa se describe mediante la ecuación de oscilación, la cual relaciona el desbalance de potencias con la aceleración del rotor [4]:

$$\frac{2H}{\omega_s}\frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e \ , \tag{2.2}$$

donde H es la constante de inercia, ω la velocidad angular, ω_s la velocidad sincrónica, P_m la potencia mecánica y P_e la potencia eléctrica inyectada, estas dos últimas expresadas en por unidad respecto de la potencia aparente nominal de la máquina. Este modelo evidencia que cualquier variación abrupta en la carga se traduce inicialmente en una variación de la velocidad del rotor, cuya magnitud dependerá directamente de la inercia física disponible en las masas rotatorias, modificando el comportamiento inicial de la frecuencia de la red.

Acoplamiento turbina–regulador

En sistemas aislados, el lazo de control detecta las desviaciones de velocidad y actúa sobre el sistema hidráulico para ajustar el caudal. Sin embargo, este proceso presenta constantes de tiempo elevadas debido a la inercia de la columna de agua (fenómeno de inercia hídrica, T_w), limitando la velocidad de respuesta del regulador mecánico de velocidad ante transitorios rápidos [4]. La Figura 2.6 sintetiza la interacción funcional entre el regulador de velocidad, la turbina hidráulica y el generador sincrónico.

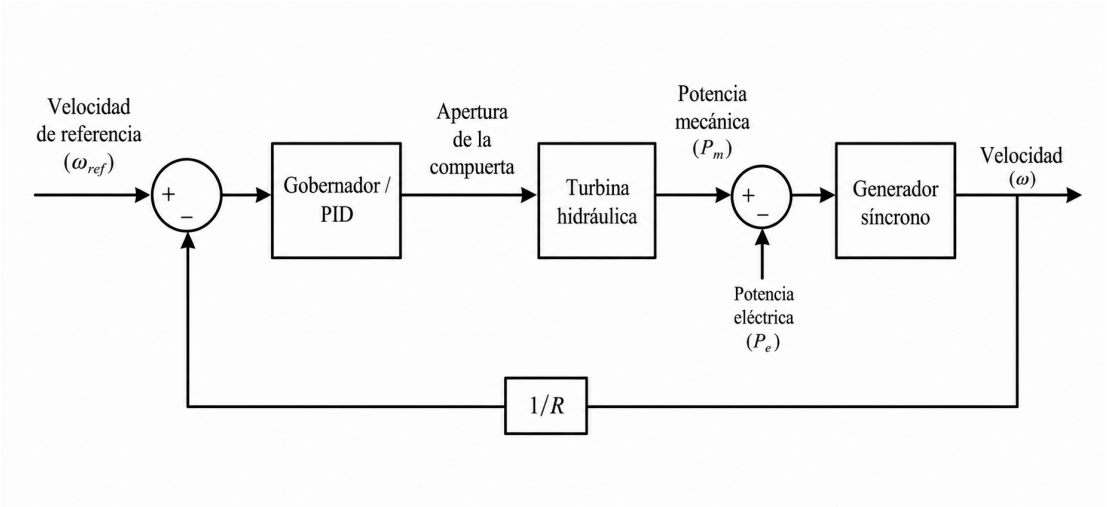


Figura 2.6: Diagrama de bloques del conjunto generador–turbina–regulador de velocidad para el control primario de frecuencia. Adaptado de [4].

La combinación de una respuesta hidráulica lenta y una baja inercia mecánica vuelve a las microrredes rurales altamente vulnerables ante variaciones de carga significativas, justificando la necesidad de sistemas de actuación eléctrica rápida para compensar el balance instantáneo.

2.2.3. Sistemas de generación fotovoltaica

A diferencia de las máquinas sincrónicas, los sistemas fotovoltaicos carecen de masa rotatoria y se conectan a la red mediante inversores estáticos, lo que introduce desafíos adicionales en el control de la red.

Principio de operación y MPPT

La generación fotovoltaica se basa en una característica corriente-tensión ($I - V$) no lineal que depende fundamentalmente de la irradiancia (G) y la temperatura de celda (T). Como se ilustra en las curvas de la Figura 2.7, variaciones en los niveles de irradiancia afectan de manera directa y proporcional a la corriente generada, desplazando las curvas de potencia hacia arriba o hacia abajo. Por otro lado, un aumento en la temperatura de operación reduce la tensión en los terminales del módulo, provocando una caída directa en la potencia máxima que este puede entregar. Para maximizar la eficiencia energética frente a estas condiciones meteorológicas variables, los inversores operan bajo algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT, del inglés *maximum power point tracking*), posicionando el sistema en la cima de la curva de potencia ($P - V$) en todo momento.

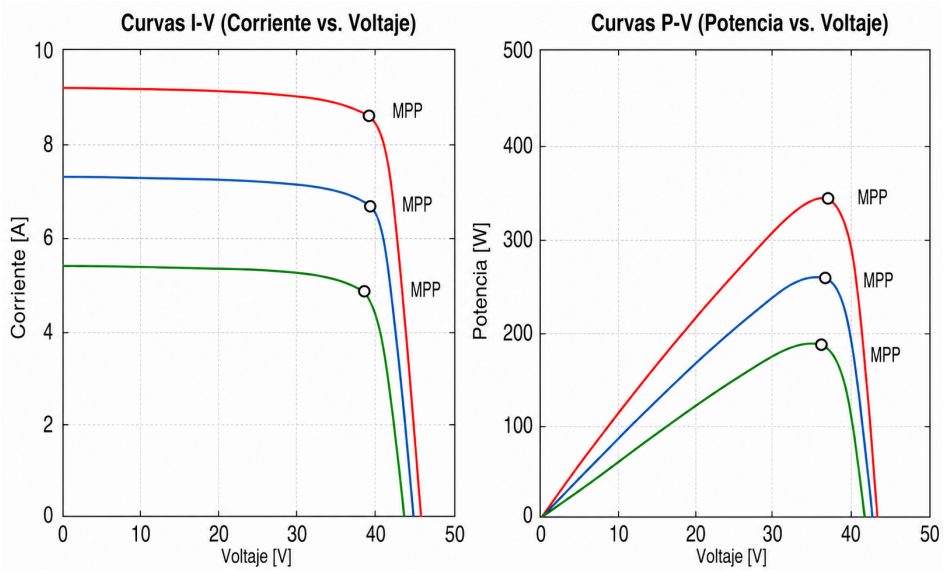


Figura 2.7: Curvas características I-V y P-V de un arreglo fotovoltaico bajo diferentes niveles de irradiancia. Elaboración propia.

Bajo esta lógica, el inversor inyecta la máxima potencia disponible independientemente de las condiciones de la red. Esto implica que la planta fotovoltaica actúa como una fuente de potencia variable e insensible a la frecuencia, comportándose como una perturbación activa frente a cambios climáticos repentinos [14].

2.2.4. Sistemas de almacenamiento de energía basado en baterías

La transición hacia redes con alta penetración de recursos energéticos distribuidos ha desplazado la responsabilidad del control hacia la electrónica de potencia. En este contexto, los BESS se posicionan como la solución técnica fundamental para absorber las fluctuaciones de carga y estabilizar sistemas aislados de baja inercia.

Convertidores de fuente de tensión

El elemento dominante en la interfaz del BESS con la red es el convertidor de fuente de tensión (VSC, del inglés *voltage source converter*). A diferencia de los convertidores conmutados por red, los VSC utilizan semiconductores de potencia (como los IGBT) para generar una señal de tensión alterna controlada a partir del bus de corriente continua de las baterías.

Desde el punto de vista dinámico, la capacidad de controlar independientemente la magnitud y el ángulo de fase de esta tensión permite al convertidor gestionar el flujo bidireccional de potencia activa y reactiva de manera casi instantánea, superando con creces la velocidad de respuesta de las máquinas rotatorias tradicionales [5]. La Figura 2.8 muestra la topología general de un convertidor de fuente de tensión trifásico de dos niveles, destacando su papel como interfaz electrónica entre el sistema de almacenamiento y la red eléctrica.

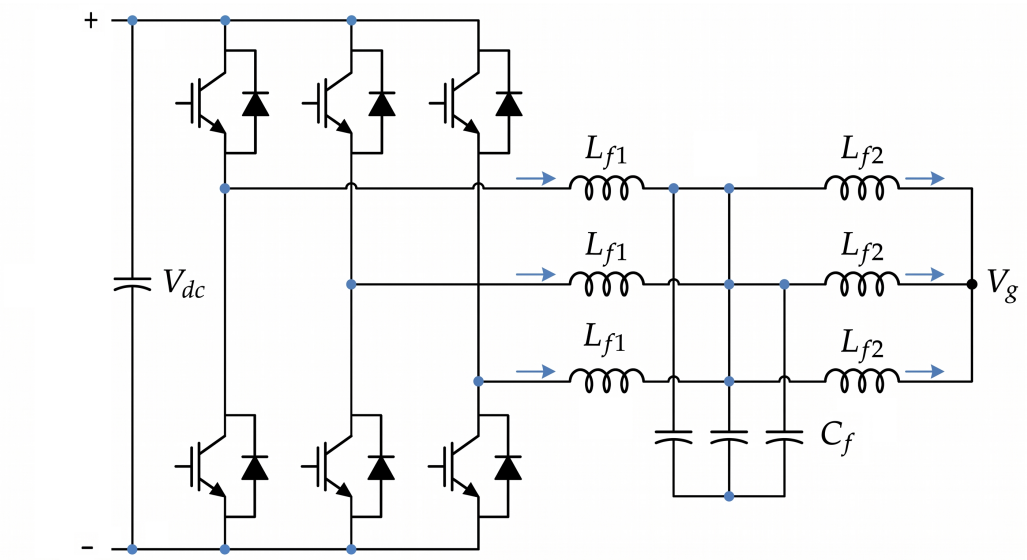


Figura 2.8: Topología general de un convertidor de fuente de tensión (VSC) trifásico de dos niveles. Elaboración propia.

En la figura, el bus de corriente continua (V_{dc}), correspondiente al banco de baterías, alimenta seis interruptores IGBT dispuestos en tres ramas, una por fase. La conmutación coordinada de estos dispositivos mediante modulación por ancho de pulso (PWM, del inglés *pulse width modulation*) sintetiza en el punto medio de cada rama una tensión alterna cuya magnitud y ángulo de fase son controlables, lo que permite gobernar el flujo de potencia activa y reactiva hacia la red. Dado que dicha tensión se compone de pulsos conmutados a alta frecuencia, se interpone un filtro LCL, formado por las inductancias L_{f1} y L_{f2} y la capacitancia C_f, cuya función es atenuar los armónicos de conmutación y entregar en el punto de conexión (V_g) una corriente prácticamente sinusoidal.

Estrategias de control: *grid-following* y *grid-forming*

La respuesta del BESS ante variaciones del sistema depende críticamente de la estrategia de control implementada en su inversor. En microrredes, conviven dos filosofías de operación fundamentales [19]:

1. Control *grid-following*: Estas unidades están diseñadas para inyectar potencia en una red preexistente. Utilizan un lazo de seguimiento de fase (PLL, del inglés *phase-locked loop*) para sincronizarse con la tensión del sistema y se comportan idealmente como fuentes de corriente controladas. Aunque no forman la red por sí solas, los inversores GFL modernos incorporan lazos de respuesta rápida de frecuencia (FFR, del inglés *fast frequency response*), principalmente el estatismo de potencia activa frente a la desviación de frecuencia y la respuesta inercial sintética, que reacciona ante la tasa de cambio de dicha desviación. El primero de ellos emula el estatismo de una máquina sincrónica mediante una ganancia proporcional, ajustando su inyección de potencia activa (ΔP_{BESS}) ante desvíos de frecuencia (Δf) de la siguiente manera:

$$\Delta P_{BESS} = -\frac{1}{R_{virtual}} \Delta f \ , \tag{2.3}$$

   donde $R_{virtual}$ representa la constante de regulación de velocidad virtual, y tanto ΔP_{BESS} como Δf se expresan en por unidad. Bajo este esquema, el BESS opera en coordinación con la máquina sincrónica (quien impone la referencia de tensión), mejorando drásticamente el nadir y el RoCoF frente a transitorios. La Figura 2.9 resume la cadena de señales de este lazo, desde la medición de la tensión de red hasta la consigna de corriente entregada al convertidor.

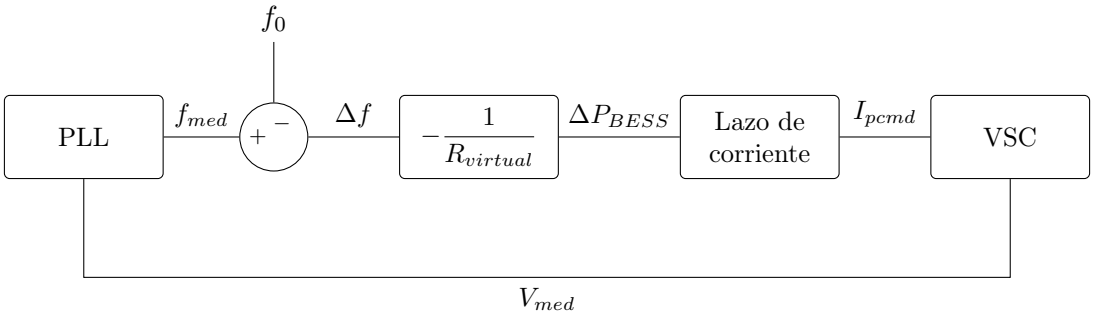


Figura 2.9: Lazo de respuesta rápida de frecuencia de un inversor *grid-following*. Elaboración propia.

2. Control *grid-forming*: A diferencia de la topología anterior, las unidades GFM actúan como fuentes de tensión controladas ($V\angle\delta$) que imponen directamente la referencia de magnitud y frecuencia en la red sin depender de un PLL. Si bien ofrecen un desempeño superior en sistemas con nula inercia rotacional, su implementación supone una alta complejidad algorítmica y excede el marco de control primario distribuido evaluado en este estudio.

2.3. Control de frecuencia

El control de frecuencia es el mecanismo encargado de mantener el equilibrio instantáneo entre la generación y la demanda. En microrredes aisladas, este balance es crítico debido a la reducida inercia del sistema, donde pequeñas desviaciones de potencia se traducen en variaciones de frecuencia significativas y rápidas.

2.3.1. Relación potencia-frecuencia

La relación entre la potencia activa y la frecuencia eléctrica se fundamenta en la dinámica del generador sincrónico. Como se definió previamente en la ecuación (2.2), cualquier desbalance neto entre la potencia mecánica inyectada (P_m) y la potencia eléctrica demandada (P_e) provoca una aceleración o desaceleración inmediata del rotor, determinando el gradiente inicial de la frecuencia.

Bajo el modelo clásico del generador sincrónico, la potencia eléctrica entregada a la red se expresa como:

$$P_e = \frac{E \cdot V}{X} \sin \delta \ , \tag{2.4}$$

donde E es la fuerza electromotriz interna, V la tensión en bornes, X la reactancia sincrónica y δ el ángulo de carga del rotor. Cuando la carga aumenta súbitamente, P_e supera a P_m, extrayendo energía cinética de las masas rotatorias y provocando una caída transitoria en la frecuencia del sistema. El punto de operación en estado estacionario se define estrictamente por la intersección de la potencia mecánica motriz y la curva de potencia eléctrica, como se ilustra en la Figura 2.10.

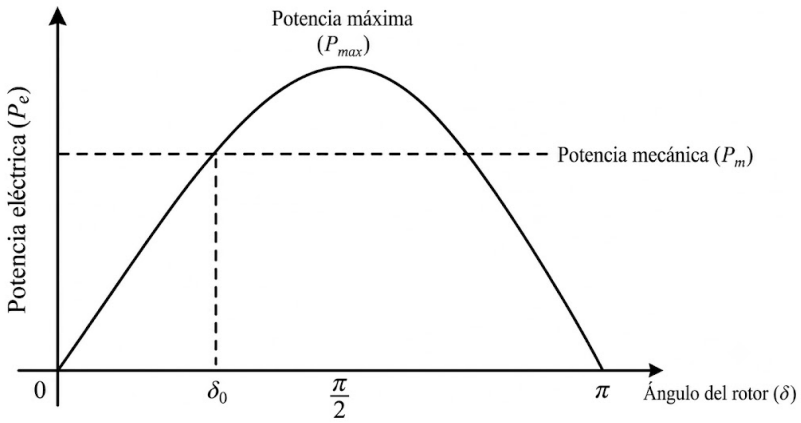


Figura 2.10: Curva característica potencia-ángulo. Elaboración propia.

2.3.2. Estructura de control jerárquico

La gestión de la frecuencia y la tensión en microrredes se organiza tradicionalmente en una arquitectura jerárquica de tres niveles, emulando las funciones de los grandes sistemas interconectados [5]:

1. Control primario: Actúa de forma local y autónoma en un rango de milisegundos a pocos segundos. Su función es proporcionar estabilidad inmediata ante desbalances mediante ajustes directos de potencia guiados por curvas de estatismo. No restaura la frecuencia al valor nominal f_0, sino que establece un nuevo punto de equilibrio en estado estacionario dependiente de la magnitud de la perturbación.

2. Control secundario: Su objetivo es anular el error en estado estacionario dejado por el control primario, restableciendo la frecuencia y la tensión a sus valores nominales. Puede implementarse de forma centralizada, mediante un controlador único que calcula y despacha las consignas, o de forma distribuida, mediante controladores locales que intercambian información entre sí para converger a una consigna común. Actúa en escalas de tiempo de segundos a minutos.

3. Control terciario: Coordina la operación económica, el flujo de potencia hacia la red externa (si estuviera conectada) y la optimización de los recursos energéticos a largo plazo (despacho), operando en escalas de minutos a horas.

Es precisamente en las capas superiores de esta jerarquía donde opera el sistema de gestión de energía (EMS, del inglés *Energy Management System*). Aunque el modelado explícito de un EMS excede el enfoque de regulación dinámica primaria evaluado en esta investigación, su conceptualización es indispensable para comprender cómo la microrred transita desde la supervivencia instantánea (inercia y control primario) hacia una operación autónoma eficiente a lo largo del día. La Figura 2.11 resume esta estructura jerárquica de control, distinguiendo los niveles primario, secundario y terciario según su función y escala temporal de actuación.



Figura 2.11: Estructura jerárquica de control en microrredes. Adaptado de [5].

2.4. Esquemas de regulación primaria de frecuencia en sistemas aislados

En microrredes aisladas, el control primario asume la responsabilidad crítica de contener las desviaciones instantáneas de frecuencia. Debido a la inercia reducida y la ausencia de soporte externo, el mecanismo de regulación debe actuar con la rapidez suficiente para compensar el desbalance de potencia antes de que las limitaciones dinámicas de la generación hidráulica comprometan la estabilidad de la red.

A continuación, se analizan las tres estrategias de control más relevantes para microcentrales hidroeléctricas: la regulación mecánica, la regulación mediante gestión de demanda (ELC) y el soporte dinámico rápido mediante almacenamiento (BESS).

2.4.1. Regulación mecánica de velocidad

La estrategia convencional consiste en regular el caudal de agua que ingresa a la turbina mediante un regulador de velocidad. Este dispositivo ajusta la potencia mecánica actuando sobre los álabes directrices o la válvula de admisión en respuesta a las variaciones de la velocidad del rotor.

1) Control por estatismo

El control por estatismo asegura un reparto estable de carga entre generadores mediante una retroalimentación proporcional del error de velocidad. Esta estrategia impone una relación lineal donde la frecuencia varía inversamente con la potencia generada (Figura 2.12):

$$\Delta f = -R \cdot \Delta P_m \ , \tag{2.5}$$

donde R es el coeficiente de estatismo. Aunque este esquema es robusto, en microrredes de un solo generador introduce un error de estado estacionario, estabilizando la frecuencia en un valor distinto al nominal ante cambios en la demanda [4].

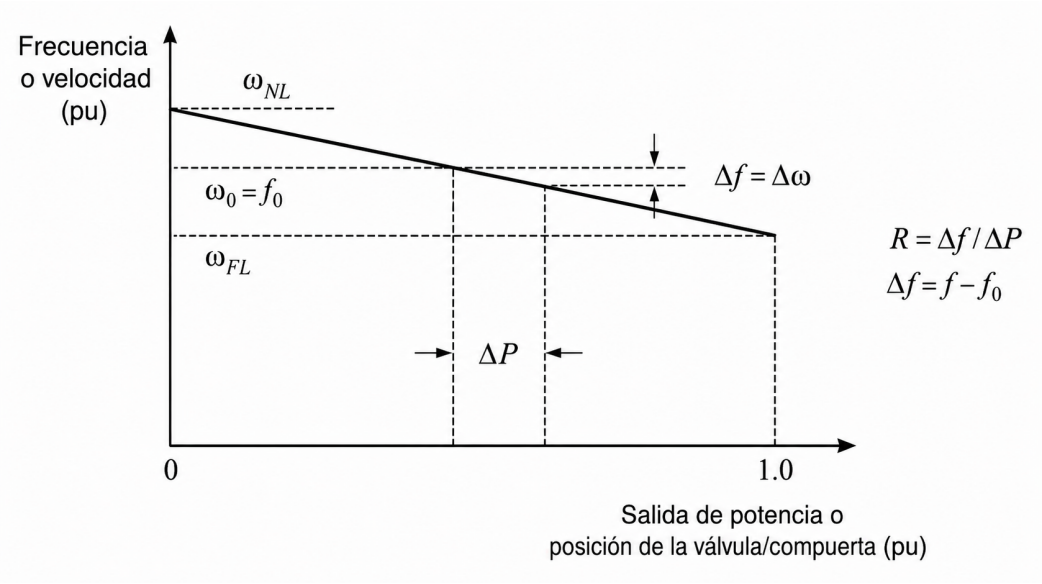


Figura 2.12: Característica de estado estacionario de un regulador de velocidad con estatismo. Adaptado de [4].

2) Control isócrono

La regulación isócrona utiliza una acción integral para eliminar el error de estado estacionario, forzando a la frecuencia a retornar exactamente a su valor nominal, independientemente del nivel de carga (Figura 2.13).

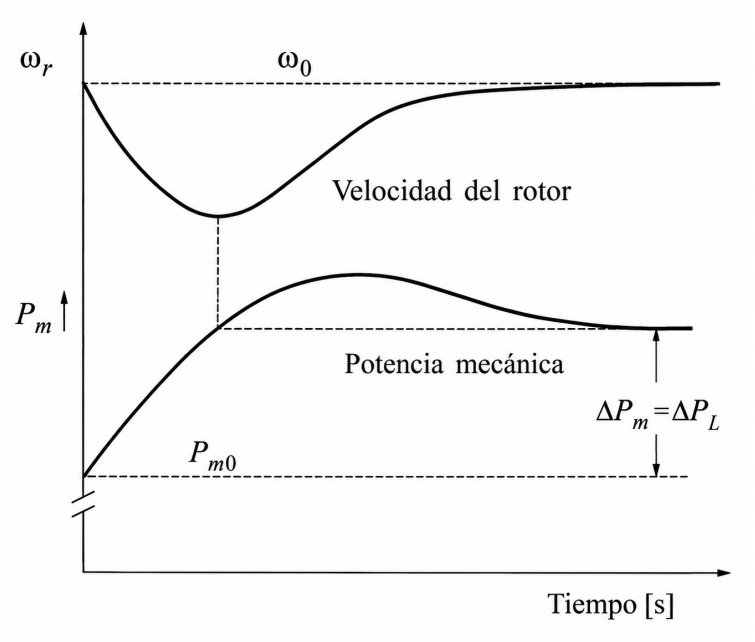


Figura 2.13: Respuesta transitoria de un generador isócrono ante un aumento de carga. Adaptado de [4].

Si bien el modo isócrono es ideal para mantener la calidad del suministro, su desempeño dinámico está severamente limitado por la constante de tiempo del agua. La inercia hídrica impide cambios instantáneos en el caudal, lo que resulta en recuperaciones lentas y desviaciones transitorias pronunciadas frente a perturbaciones severas.

2.4.2. Regulación mediante controlador electrónico de carga

En configuraciones de baja potencia es común prescindir de un regulador mecánico de velocidad debido a sus altos costos y a la lentitud inherente del control de caudal. En su lugar, se implementa el ELC, cuya función es mantener constante la potencia eléctrica demandada al generador, compensando automáticamente las variaciones del consumo poblacional [1].

Principio de operación y lazo de control

El principio fundamental del ELC consiste en desviar instantáneamente los excedentes de generación hacia un banco resistivo de disipación térmica. El lazo de control mide la frecuencia en los terminales del generador y el controlador ajusta la potencia disipada en el lastre para estabilizar el balance del sistema [1]:

$$P_m = P_{\text{load}}(t) + P_{\text{dump}}(t) + P_{\text{loss}}(t) \ , \tag{2.6}$$

donde P_m es la potencia mecánica nominal constante, P_{load} es el consumo de la red, P_{loss} son las pérdidas y P_{dump} es la potencia absorbida por el lastre. Al mantener esta igualdad dinámicamente, se evita la aceleración o desaceleración del rotor.

Topologías de conmutación y ciclo límite

Por simplicidad y robustez, las topologías más comunes en entornos rurales utilizan bancos de resistencias monofásicas o trifásicas discretas conmutadas mediante contactores o relés de estado sólido (SSR), tal como se ilustra en la Figura 2.14.

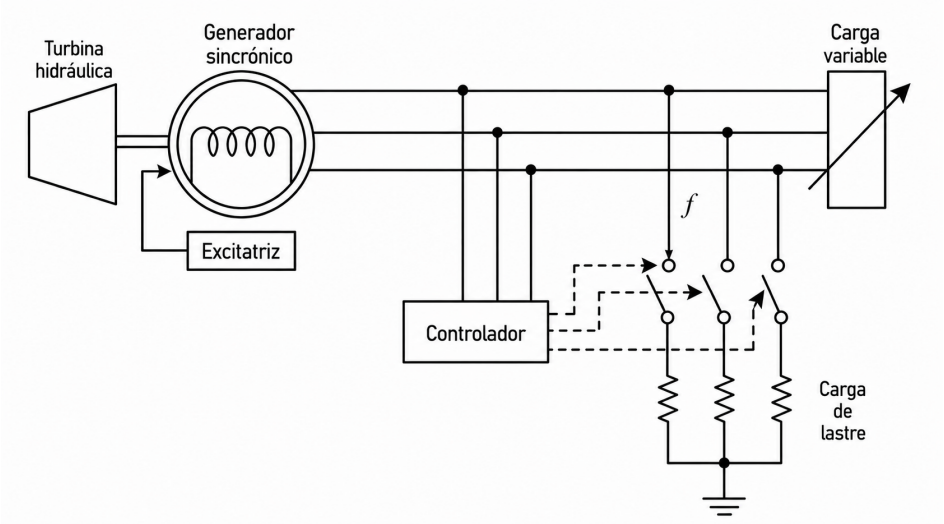


Figura 2.14: Esquema de operación de un ELC discreto por etapas. Elaboración propia.

Al basarse en escalones fijos de potencia de lastre, el sistema discreto no puede igualar exactamente el excedente instantáneo y, por lo tanto, no alcanza un punto de equilibrio continuo. En estado estacionario la potencia disipada oscila permanentemente entre dos etapas adyacentes, régimen conocido como ciclo límite. Esta conmutación sostenida se traduce en fluctuaciones periódicas de tensión y en solicitaciones térmicas y mecánicas adicionales sobre el generador y los elementos de maniobra.

Limitaciones estructurales

A pesar de su bajo costo y rápida respuesta eléctrica, el esquema ELC presenta una debilidad fundamental: su naturaleza intrínsecamente disipativa. Dado que la central opera a caudal constante, la energía disipada en las resistencias implica que el volumen de agua fue turbinado sin entregar beneficio útil a la comunidad. Esta limitación estructural es la que justifica la transición hacia topologías de control modernas.

2.4.3. Soporte de frecuencia mediante BESS

El sistema de almacenamiento de energía actúa como el recurso primario de flexibilidad rápida. A diferencia de la turbina hidráulica, los inversores de potencia pueden modificar su inyección activa en escalas de milisegundos, desacoplando la estabilidad eléctrica de las limitaciones mecánicas del agua.

En la arquitectura de soporte de red, el BESS actúa de forma coordinada con la máquina sincrónica, adoptando una topología de control y acondicionamiento de potencia mediante un sistema de conversión de potencia (PCS, del inglés *power conversion system*), como la esquematizada en la Figura 2.15. En dicho esquema, el controlador BESS mide la frecuencia en bornes y entrega la consigna de

potencia activa al PCS, que actúa como interfaz bidireccional entre el banco de baterías y la red. Mediante un lazo de respuesta rápida de frecuencia, este inversor modifica su inyección o absorción de potencia activa en función de la desviación instantánea de frecuencia respecto a su valor nominal y, en esquemas más avanzados, de la tasa de cambio de frecuencia. Este comportamiento permite aportar amortiguamiento electromagnético rápido, reducir el RoCoF y acotar las desviaciones transitorias sin recurrir a la disipación térmica propia del ELC.

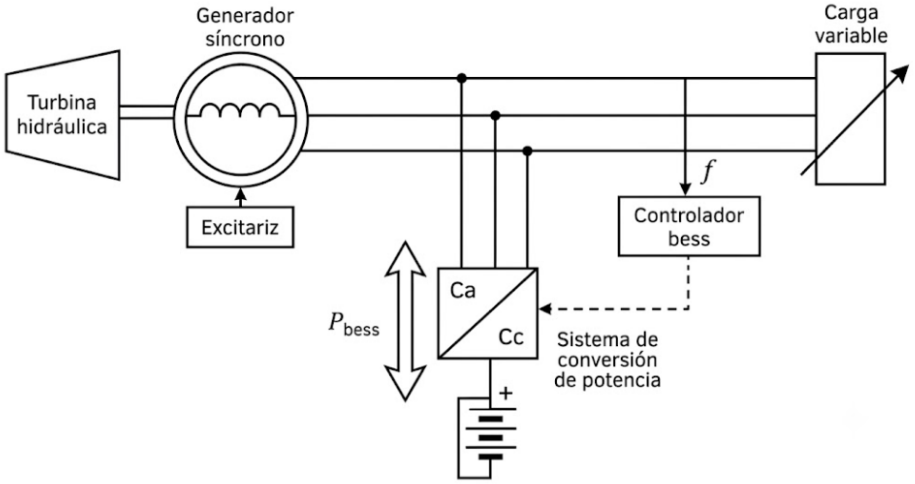


Figura 2.15: Diagrama esquemático de control y lazos de regulación del sistema BESS.

En conclusión, estas tres estrategias abordan el balance dinámico desde distintas aristas. La Tabla 2.1 sintetiza comparativamente estas tecnologías, destacando su impacto en el balance de potencia y efectividad ante transitorios.

Tabla 2.1: Comparativa de tecnologías de regulación primaria de frecuencia.

Tecnología	**Acción**	**Velocidad de respuesta**	**Eficiencia**	**Atributo clave**
Governor	Ajusta ΔP_m	Lenta (inercia hídrica)	Alta	Soporte permanente
ELC	Disipa ΔP_e	Rápida (conmutación)	Muy baja	Disipativo
BESS	Inyecta/Absorbe ΔP_e	Muy rápida (milisegundos)	Alta	Respuesta rápida (FFR)

2.5. Simulación computacional de microrredes y sistemas aislados

El análisis de microrredes aisladas de baja inercia requiere simulaciones avanzadas para evaluar su viabilidad operativa y estabilidad ante perturbaciones. Teóricamente, esto se aborda mediante dos enfoques complementarios que operan en distintas ventanas temporales: la simulación cuasi-dinámica y la simulación dinámica.

Como se ilustra en la Figura 2.16, la elección del método de simulación depende directamente del fenómeno que se desee capturar, siendo necesario combinar ambos enfoques para un estudio integral.

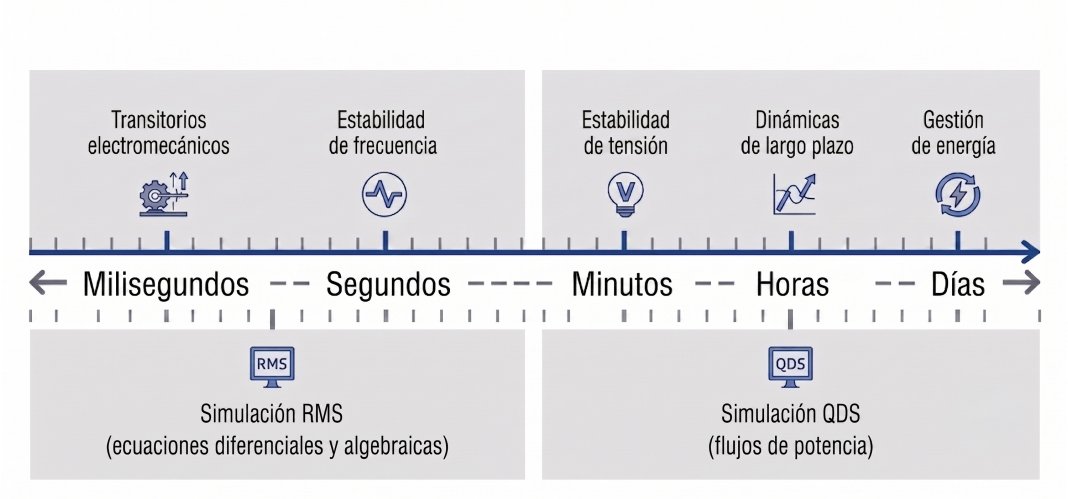


Figura 2.16: Clasificación de los fenómenos de estabilidad y tipos de simulación según su ventana temporal. Elaboración propia.

2.5.1. Simulación cuasi-dinámica e indicadores de eficiencia

La simulación QDS, también referida en la literatura como simulación cuasiestática de series temporales (QSTS), es una herramienta diseñada para ejecutar múltiples cálculos de flujo de carga de manera secuencial a lo largo de un horizonte temporal definido (horas, días o años) [21].

Este enfoque asume que el sistema transita entre estados estacionarios sucesivos en cada paso de tiempo, ignorando las dinámicas electromecánicas. Este enfoque resulta fundamental para evaluar el balance energético diario, la gestión del estado de carga (SOC, del inglés *State of Charge*) del BESS, y los perfiles de tensión ante variaciones lentas de la demanda y la generación renovable.

Es en este dominio macro donde se evalúa la eficiencia operativa. Mientras que los indicadores transitorios miden la supervivencia en milisegundos, los siguientes indicadores QDS permiten cuantificar el desempeño del sistema y el aprovechamiento de los recursos primarios en un ciclo continuo:

- Energía disipada (E_{loss}): Representa la energía desperdiciada térmicamente en los bancos de resistencias del ELC. Este indicador se calcula como la integral de la potencia desviada hacia el lastre (P_{ELC}) durante el periodo de evaluación T:

$$E_{loss} = \int_0^T P_{ELC}(t)\, dt \tag{2.7}$$

- Volumen de agua preservado (V_{saved}): Cuantifica el ahorro físico del recurso hídrico logrado al operar la turbina siguiendo la demanda, en lugar de operar a una potencia máxima o nominal constante P_{max}. Este volumen se determina mediante:

$$V_{saved} = \frac{1}{\eta \rho g H_{net}} \int_0^T (P_{max} - P_m(t))\, dt \tag{2.8}$$

  donde P_{max} representa la potencia máxima de referencia asociada a la operación constante de la turbina, mientras que $P_m(t)$ corresponde a la potencia mecánica efectivamente desarrollada durante el horizonte de evaluación. Para que el volumen resulte expresado en m^3, las potencias deben introducirse en watts y η como fracción.

- Energía absorbida por el almacenamiento (E_{stored}): Representa la cantidad total de energía capturada por el BESS. Este indicador corresponde a la fracción de energía que, en lugar de ser disipada por el ELC, es guardada para su uso posterior:

$$E_{stored} = \int_0^T P_{BESS}^{abs}(t)\, dt \tag{2.9}$$

  donde el superíndice *abs* indica la componente de potencia absorbida por el BESS durante su operación en modo de carga, distinguiéndola de la potencia neta bidireccional P_{BESS}.

La Figura 2.17 representa gráficamente esta ineficiencia: el área sombreada entre la generación fija y la demanda variable corresponde al exceso de potencia que debe ser gestionado, ya sea mediante disipación, ahorro de recurso hídrico o almacenamiento.

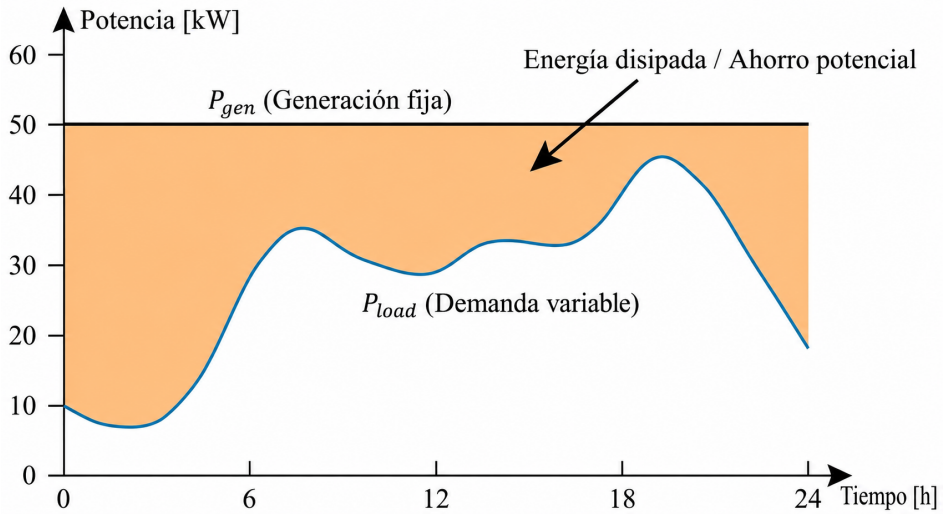


Figura 2.17: Representación gráfica de la ineficiencia energética. Elaboración propia.

2.5.2. Simulación dinámica e indicadores de estabilidad

Para estudiar la respuesta de un sistema ante eventos dinámicos rápidos, se requiere la simulación del sistema. La simulación RMS resuelve numéricamente las ecuaciones diferenciales–algebraicas que describen la dinámica de los rotores, los reguladores de velocidad y los lazos de control de los inversores, utilizando pasos de integración en el orden de los milisegundos [4].

En el contexto de microrredes aisladas, la simulación RMS es la herramienta estándar para validar la seguridad y estabilidad del sistema ante perturbaciones severas, como el arranque de motores de inducción o rechazos súbitos de carga, los cuales exigen la acción inmediata de la regulación primaria.

Para cuantificar la robustez del control frente a estos transitorios, se analizan los puntos críticos de la evolución temporal de la frecuencia (ilustrados en la Figura 2.18), obteniendo los siguientes indicadores de estabilidad:

- Nadir de frecuencia (f_{min}): Es el valor mínimo absoluto alcanzado durante un evento de sub-frecuencia. Representa el punto de máxima desviación.
- Cenit de frecuencia (f_{max}): Corresponde al valor máximo absoluto alcanzado tras un rechazo de carga o por un sobrepaso dinámico durante la recuperación.

- RoCoF: Define la pendiente inicial de la curva inmediatamente después de la perturbación. Dicta la rapidez con la que colapsa o se eleva la frecuencia en función de la inercia equivalente (H_{eq}):

$$\text{RoCoF} = \frac{df}{dt} = \frac{f_s}{2H_{eq}}(\Delta P_m - \Delta P_e) \tag{2.10}$$

  En la práctica operativa y en el análisis de simulaciones dinámicas, el RoCoF no suele evaluarse como una derivada instantánea para evitar la captura de ruido numérico o transitorios de medición electromagnética. En su lugar, se calcula como una tasa de cambio promedio sobre una ventana de tiempo discreta (Δt):

$$\text{RoCoF} \approx \frac{\Delta f}{\Delta t} = \frac{f(t_0 + \Delta t) - f(t_0)}{\Delta t} \tag{2.11}$$

  En la primera expresión, ΔP_m y ΔP_e se encuentran en por unidad respecto de la base del sistema. En la segunda, t_0 es el instante de la perturbación. Esta medición en ventana emula la integración de los relés de protección y permite capturar la inyección inicial de los esquemas de respuesta rápida de frecuencia.

- Tiempo de asentamiento (t_s): Es el intervalo estrictamente necesario para que las oscilaciones transitorias se atenúen y la frecuencia ingrese definitivamente a una banda de tolerancia aceptable (típicamente $\pm 2\,\%$) de su nuevo estado estacionario.

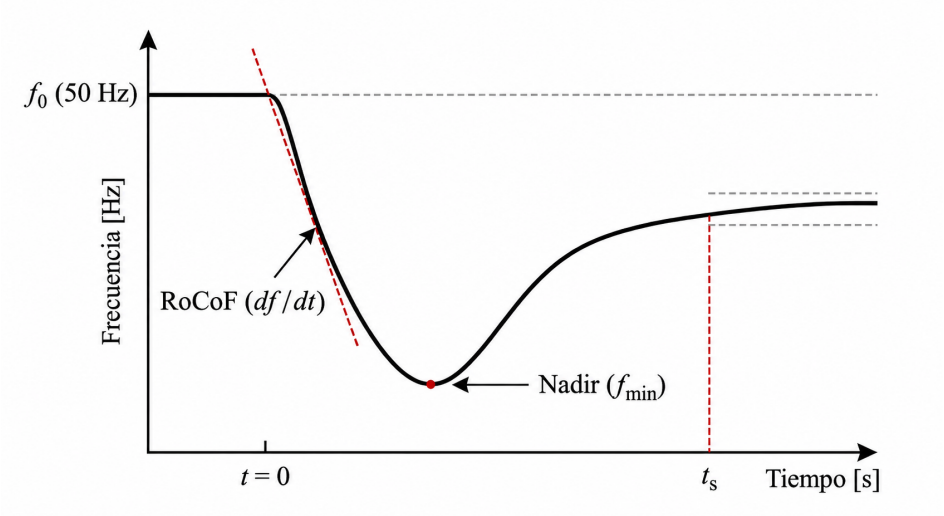


Figura 2.18: Respuesta transitoria típica de la frecuencia tras un desbalance de potencia. Basado en [4].

2.6. Indicadores de evaluación económica

La comparación entre alternativas de infraestructura requiere, además de los indicadores técnicos descritos previamente, un conjunto de métricas que permita contrastar la magnitud de la inversión con los beneficios que cada configuración genera a lo largo de su vida útil. Los indicadores que se emplean en este trabajo corresponden a los habituales en la evaluación de proyectos de inversión.

El costo de capital, denominado CAPEX, agrupa el desembolso necesario para materializar la alternativa, lo cual comprende el equipamiento, la ingeniería, las obras civiles, el transporte y la puesta en servicio. Este costo se concentra en el período inicial del proyecto. El costo de operación y mantenimiento, denominado OPEX, corresponde en cambio a los desembolsos recurrentes que demanda el funcionamiento del sistema durante su explotación, tales como inspecciones, repuestos, mano de obra especializada y reposición de componentes de vida útil menor que el horizonte de evaluación.

El beneficio anual de una alternativa se cuantifica a partir del volumen de recurso primario que deja de consumirse, convertido a su equivalente energético mediante el factor de conversión de la central y valorizado a la tarifa vigente, según la siguiente expresión.

$$B_{\text{anual}} = \frac{c_{\text{tar}} \cdot 365}{n_d \cdot k_h} \sum_{j=1}^{n_d} V_{\text{saved},j} \quad , \tag{2.12}$$

donde $V_{\text{saved},j}$ corresponde al volumen diario preservado en el día tipo j, n_d al número de días tipo considerados, k_h al factor de conversión entre volumen y energía de la central, y c_{tar} a la tarifa aplicable. La Ecuación (2.12) construye un año representativo a partir del promedio de los días tipo, procedimiento que permite extrapolar resultados de simulación diaria hacia un horizonte plurianual.

La comparación entre flujos que ocurren en distintos períodos exige expresarlos en un instante común, para lo cual se emplea una tasa de descuento que representa el costo de oportunidad del capital. En iniciativas de inversión pública, dicho parámetro corresponde a la tasa social de descuento, la cual refleja el costo de oportunidad social de los recursos y es fijada periódicamente por la autoridad competente [22].

El valor actual neto constituye el indicador principal de conveniencia económica y corresponde a la suma de los flujos netos del proyecto descontados al instante inicial, según la siguiente expresión.

$$\text{VAN} = -I_0 + \sum_{t=1}^{N} \frac{F_t}{(1+r)^t} \quad , \tag{2.13}$$

donde I_0 representa la inversión inicial, F_t el flujo neto del período t, obtenido como la diferencia entre el beneficio de la ecuación (2.12) y los costos de operación y reposición que correspondan, r la tasa de descuento y N el horizonte de evaluación. El signo del resultado de la ecuación (2.13) admite una lectura directa, ya que un valor positivo indica que el proyecto genera beneficios superiores a su costo de oportunidad, mientras que un valor negativo señala la situación inversa. La magnitud del indicador permite además jerarquizar alternativas que compiten entre sí.

La tasa interna de retorno complementa al indicador anterior y corresponde a la tasa de descuento que anula el valor actual neto, de acuerdo con la siguiente definición.

$$-I_0 + \sum_{t=1}^{N} \frac{F_t}{(1+\text{TIR})^t} = 0 \quad , \tag{2.14}$$

La ecuación (2.14) se resuelve de forma iterativa y su resultado admite una lectura directa. Una tasa interna de retorno superior a la tasa de descuento adoptada confirma la conveniencia individual del proyecto, en tanto que la jerarquización entre alternativas excluyentes se sustenta en el valor actual neto. Una tasa cercana a la de descuento indica, además, un margen estrecho y una alta sensibilidad frente a variaciones en los supuestos. El período de retorno, definido como el número de años que transcurren hasta que el flujo acumulado se vuelve positivo, entrega una medida complementaria de la exposición temporal de la inversión.

La aplicación conjunta de estos indicadores sobre un rango de supuestos, en lugar de un valor único, permite reconocer la incertidumbre propia de las estimaciones de nivel conceptual y evaluar la robustez de las conclusiones frente a la dispersión de los costos de referencia.

CAPÍTULO 3

Modelamiento del sistema en DIgSILENT PowerFactory

3.1. Entorno de simulación y estrategia de solución

El modelado y análisis realizado en este trabajo se desarrolla en el software DIgSILENT PowerFactory (versión 2023 con licencia educacional). Esta herramienta permite integrar modelos electromecánicos, electrónica de potencia y algoritmos de control definidos por el usuario en un único entorno de solución numérica. Dada la naturaleza dual de los objetivos de la investigación (evaluar la estabilidad transitoria y la eficiencia energética operativa), la metodología se divide en dos dominios de simulación complementarios.

Para garantizar la reproducibilidad de los resultados y tiempos de cómputo eficientes, las simulaciones se ejecutaron en una estación de trabajo operando bajo el sistema operativo Windows 11 (64 bits). El hardware consta de un procesador Intel Core i7 de 14 núcleos con una frecuencia máxima de 4,7 GHz, 16 GB de memoria RAM DDR4 y una unidad de almacenamiento de estado sólido.

3.1.1. Simulación dinámica (RMS)

Para el análisis de estabilidad de frecuencia y control primario, se utiliza la simulación dinámica en modo trifásico desbalanceado. Este algoritmo asume un régimen de red cuasi-estacionario, representando las magnitudes eléctricas mediante fasores complejos y despreciando la derivada de los flujos magnéticos del estator ($d\psi/dt \approx 0$). Esta aproximación elimina las componentes de corriente continua y los transitorios electromagnéticos de muy alta frecuencia [6], permitiendo pasos de integración adecuados para evaluar fenómenos en el horizonte de los segundos.

Bajo este dominio, el modelo captura de forma explícita la dinámica electromecánica de los rotores, el comportamiento transitorio de los lazos de control (*governor*, AVR y convertidores BESS). Esta formulación numérica resulta idónea y suficiente para el cálculo riguroso de los indicadores dinámicos definidos en el Capítulo 2, sin incurrir en la carga computacional de una simulación EMT.

3.1.2. Simulación cuasi-dinámica (QDS)

Para la evaluación de la eficiencia energética y la gestión del recurso primario en un horizonte de 24 horas, se emplea la simulación cuasi-dinámica. Al resolver estados estacionarios sucesivos, este modelo sigue fielmente las curvas de variación diaria de la demanda y del recurso solar, ignorando las dinámicas transitorias rápidas.

Esta metodología es fundamental para integrar variables acumulativas en el tiempo y validar la factibilidad de las estrategias de control. En términos prácticos, el QDS permite cuantificar la energía total disipada térmicamente por el ELC en el escenario base, contrastándola directamente con el volumen de agua preservado y la energía excedente gestionada por el BESS en los escenarios propuestos.

3.1.3. Inicialización y condiciones de frontera

Para garantizar la convergencia numérica y la validez física de las simulaciones dinámicas, el sistema debe partir desde un punto de equilibrio estable. En PowerFactory, este proceso se ejecuta mediante un algoritmo de inicialización automático de dos etapas previo a la integración temporal. En la primera etapa, se resuelve el sistema de ecuaciones algebraicas no lineales de la red mediante el método de Newton-Raphson, estableciendo las condiciones de frontera iniciales (magnitud y ángulo de tensión, y despachos de potencia en $t = 0$). En la segunda etapa, el algoritmo iterativo calcula las condiciones iniciales de las variables de estado internas de los modelos dinámicos (integradores y bloques de control), buscando minimizar matemáticamente sus derivadas temporales ($dx/dt \approx 0$) dentro de una tolerancia numérica predefinida.

Dada la alta complejidad y las no linealidades inherentes a los convertidores de electrónica de potencia y las bandas muertas de los controladores, este procedimiento asegura un arranque de simulación en un régimen cuasi-estacionario. Las eventuales desviaciones residuales en el instante inicial resultan de una magnitud despreciable y no comprometen la evaluación rigurosa de los transitorios bajo estudio.

3.1.4. Componentes típicos de sistemas eléctricos aislados y microrredes

Antes de formular matemáticamente los elementos en el simulador, es necesario establecer la infraestructura característica de estas redes independientes. A diferencia de los sistemas interconectados, la arquitectura de un sistema aislado se estructura en bloques constructivos esenciales que interactúan para producir, gestionar y entregar electricidad a nivel local [2].

El núcleo productivo corresponde a las tecnologías de conversión de energía, que transforman fuentes primarias (radiación solar, flujo hídrico, viento o combustibles) en electricidad. En la electrificación rural, abarcan desde microcentrales hidroeléctricas y arreglos fotovoltaicos hasta grupos electrógenos. Su selección dicta la confiabilidad, los costos operativos y la topología base del sistema.

Para flexibilizar la generación, los sistemas de almacenamiento de energía son indispensables. Estos sistemas permiten desacoplar la producción del consumo instantáneo, mejorando la disponibilidad del suministro y posibilitando que la demanda supere temporalmente a la generación primaria. El almacenamiento electroquímico mediante bancos de baterías es la tecnología predominante y actúa como el principal amortiguador dinámico de la red.

La gestión del flujo de potencia recae sobre los convertidores y controladores. Los convertidores de electrónica de potencia (inversores y rectificadores) adaptan la corriente para integrar armónicamente fuentes continuas y alternas. Por su parte, los controladores operan como el cerebro del sistema, regulan la frecuencia y tensión de la barra principal, administran la carga y descarga de las baterías, y garantizan la sincronización de las unidades operando en paralelo.

Finalmente, el sistema de distribución local (líneas de media y baja tensión, junto con transformadores) transporta la energía hacia las cargas finales. Estas demandas activas y reactivas, que incluyen consumos residenciales básicos y cargas dinámicas productivas como motores de inducción, dictan las exigencias de capacidad y estabilidad transitoria que el sistema debe soportar.

A continuación, se detallan los modelos dinámicos y lógicas de control implementados para cada componente en DIgSILENT PowerFactory

3.2. Microcentral hidroeléctrica

El modelo de generación base corresponde a una central hidroeléctrica de pasada. Para su formulación matemática y computacional, el sistema se descompone en tres subsistemas dinámicos interactuantes, el generador sincrónico, el sistema de excitación y el conjunto turbina-regulador de velocidad.

3.2.1. Generador sincrónico

La unidad principal se representa mediante el modelo de máquina sincrónica de polos salientes (*ElmSym*). A diferencia del modelo clásico de segundo orden, esta implementación utiliza una representación subtransitoria completa en el marco de referencia del rotor (ejes *d*-*q*). Al modelar explícitamente los devanados de campo y amortiguadores, se capturan con alta fidelidad las interacciones electromagnéticas ante perturbaciones rápidas. Los circuitos equivalentes detallados para ambos ejes se incluyen en el Anexo A.1 (Figuras A.1 y A.2).

1) Modelamiento estacionario

Para las simulaciones QDS, las derivadas de estado se anulan, transformando la máquina en un nodo algebraico confinado a los límites físicos de su curva de capabilidad (Figura A.3). En este entorno, el generador adopta un comportamiento matemático dual según la topología de control del sistema.

Si el generador asume el rol principal de regulación, se parametriza algorítmicamente como máquina de referencia. Bajo este esquema, la unidad compensa automáticamente las pérdidas del sistema, ajustando dinámicamente su despacho para garantizar el balance energético global. Por el contrario, cuando la regulación primaria recae en otra unidad, el generador se modela como un nodo tipo PQ con despacho fijo. En esta configuración, la máquina despacha potencia activa constante, sin capacidad para absorber las fluctuaciones de carga ni responder a los desbalances transitorios de la red.

2) Modelamiento dinámico y estrategia de control

Bajo el dominio de simulación RMS, los transitorios de flujo en el estator se desprecian, reduciendo las ecuaciones diferenciales de tensión a expresiones algebraicas dependientes de la velocidad del rotor (n). La dinámica electromecánica dominante obedece a la ecuación de oscilación, donde el torque eléctrico total (t_e) incorpora componentes de secuencia positiva (t_{e1}) y negativa (t_{e2}) para modelar correctamente el impacto de los desbalances de la red:

$$2H\frac{dn}{dt} = t_m - (t_{e1} + t_{e2}) - D\Delta n \ . \tag{3.1}$$

Donde D representa el coeficiente de amortiguamiento de las cargas dependientes de la frecuencia, el cual, para efectos de este estudio y adoptando un criterio conservador ante la baja inercia, se asume nulo o despreciable.

La integración del modelo físico con sus lazos de regulación se estructura bajo el marco de control estándar *IEEE synchronous machine frame* (ver Figura A.4). Dependiendo del escenario evaluado, esta arquitectura adopta dos configuraciones. En el modo de regulación de frecuencia (isócrono o *droop*), el modelo dinámico de la turbina y el sistema de excitación actúan permanentemente sobre la máquina. Por el contrario, en el modo sin regulación de frecuencia (potencia constante), el regulador de velocidad se deshabilita, fijando la potencia mecánica a su despacho estacionario inicial. Bajo

esta última condición, el balance de frecuencia es gestionado por el ELC o el BESS, dependiendo del escenario evaluado, manteniendo activo en el generador únicamente su control de tensión.

3.2.2. Sistema de excitación

El sistema de excitación es el encargado de proveer y regular la corriente de campo del generador sincrónico para mantener la tensión en sus terminales frente a las variaciones de la red.

1) Modelamiento estacionario

Para la simulación QDS, la dinámica transitoria del AVR se anula. El modelo matemático se reduce a una restricción algebraica que fuerza la magnitud de la tensión en la barra a su valor de consigna ($|V| = V_{ref}$), asumiendo una respuesta cuasi-estacionaria ideal de la máquina frente a la demanda reactiva. Esta capacidad de regulación estacionaria opera sujeta exclusivamente a los límites de sobreexcitación y subexcitación definidos en la curva de capabilidad térmica de la unidad.

2) Modelamiento dinámico

Para la gestión de la potencia reactiva y el control de tensión del generador, se utiliza el modelo de excitación genérico de primer orden (*exc_SIMPLE*) nativo de PowerFactory, cuyo diagrama se adjunta en la Figura A.5 del Anexo A. Dado que el objetivo principal de la investigación radica en la estabilidad transitoria de frecuencia, se omite la inclusión de estabilizadores del sistema de potencia (PSS, del inglés *Power System Stabilizer*), asumiendo un lazo de control de tensión con respuesta rápida y directa.

3.2.3. Regulador de velocidad y turbina hidráulica

La representación del conjunto turbina-regulador acopla la respuesta mecánica del recurso hídrico con los lazos de regulación de frecuencia.

1) Modelamiento estacionario

En las simulaciones QDS, los transitorios hidráulicos se desprecian, simplificando el conjunto a una fuente puramente algebraica de potencia mecánica. Su función en el algoritmo de flujo de carga depende directamente de la estrategia de control asignada.

Si la unidad opera bajo regulación activa (isócrona o *droop*), la turbina hidroeléctrica actúa como variable de ajuste del nodo de referencia. La potencia mecánica se recalcula iterativamente en cada paso temporal para equilibrar la demanda y las pérdidas del sistema. Por el contrario, si la máquina opera a potencia constante, la inyección mecánica se fija como un parámetro determinista y desacoplado de las fluctuaciones de carga. En este último escenario, el cierre del balance de potencia activa del sistema se delega por completo a un elemento compensador externo (ELC o BESS).

2) Modelamiento dinámico y estrategias de regulación

Durante los estudios RMS, la dinámica de la columna de agua se modela mediante la función de transferencia clásica para conductos inelásticos. Como se describe en la ecuación (3.2), donde $G(s)$ representa la apertura del distribuidor en el dominio de Laplace, la presencia de un cero en el

semiplano derecho introduce una respuesta de fase no mínima. Esta característica física es crítica, ya que provoca que la potencia mecánica disminuya transitoriamente antes de aumentar frente a una apertura del distribuidor, lo que limita severamente la estabilidad del sistema.

$$\frac{P_m(s)}{G(s)} = \frac{1 - T_w s}{1 + 0,5 T_w s}. \tag{3.2}$$

Para gestionar esta restricción física, el modelo dinámico adapta su estructura de bloques según el esquema de regulación requerido. El modo de operación isócrono se caracteriza por garantizar un error de frecuencia nulo en estado estacionario, siendo una condición fundamental para la estabilidad de la microrred. Para su implementación, se desarrolló un marco de interconexión personalizado mediante el lenguaje algorítmico DSL, cuyo diagrama de bloques se presenta en la Figura A.7 del Anexo A. Este diseño integra un esquema de control proporcional-integral (PI) equipado con lógicas de *anti-windup*, superando las limitaciones de los modelos convencionales de librería.

Alternativamente, en modo de estatismo, se utiliza el modelo estándar de la librería `gov_hydro` (ver Figura A.6 del Anexo A), configurando una caída permanente de velocidad. Esta topología permite una degradación proporcional de la frecuencia, habilitando a la turbina para compartir la regulación primaria con otros elementos, como el BESS. Finalmente, para operar a potencia constante, el regulador se deshabilita operativamente, bloqueando la posición de la válvula e inhibiendo la respuesta mecánica ante transitorios.

3.3. Generador diésel de respaldo

Este equipo se representa bajo el mismo modelo de máquina sincrónica (*ElmSym*) detallado en la Sección 3.2.1, adaptando sus parámetros térmicos y eléctricos a una topología de polos salientes, característica de los grupos electrógenos de media y baja velocidad [2, 4].

1) Modelamiento estacionario

Para las simulaciones QDS, las derivadas temporales se anulan y el generador asume un comportamiento algebraico idéntico al descrito para el generador hidroeléctrico. Dependiendo exclusivamente de la jerarquía de control operativa, el algoritmo de flujo de carga configura la máquina como un nodo PQ o como el nodo de referencia del sistema primariamente cuando la unidad hidroeléctrica se encuentra fuera de servicio, absorbiendo la totalidad de los desbalances activos y reactivos de la red.

2) Modelamiento dinámico

Durante el análisis RMS, la dinámica electromecánica del rotor obedece a la ecuación de oscilación previamente definida (ecuación (3.1)). Al igual que la unidad hidroeléctrica, su operación exige el acoplamiento de un AVR para mantener el perfil de tensión en bornes mediante la inyección de corriente de campo.

La diferencia fundamental del modelo radica en el regulador de velocidad. A diferencia de la turbina hidráulica, el motor diésel no presenta un comportamiento de fase no mínima, lo que le otorga una respuesta transitoria significativamente más rápida para la toma de carga [4]. En lugar de modelar una columna de agua, la arquitectura de control emplea funciones de transferencia caracterizadas

por constantes de tiempo mecánicas exclusivas de los motores diésel, siendo estas las responsables de ajustar el torque mecánico frente a variaciones instantáneas de carga [4].

3.4. Controlador electrónico de carga

Tal como se describió en detalle en la Sección 2.4.2, la función del ELC es garantizar el balance energético instantáneo mediante la disipación dinámica de excedentes de potencia activa, manteniendo la frecuencia del sistema dentro de márgenes operativos seguros.

3.4.1. Modelamiento físico y lógica de control

El banco de lastre se modela como un conjunto discreto de N etapas de resistencias trifásicas equilibradas, por ejemplo $N = 9$, conectadas en el punto de acoplamiento común (PCC). Cada etapa se representa como una impedancia constante, donde la potencia disipada es proporcional al cuadrado de la tensión en bornes. Para gestionar esta carga en respuesta a la desviación de frecuencia y evitar conmutaciones sucesivas ante transitorios de muy corta duración, se implementa una lógica de control por pasos que incorpora bandas de histéresis (h), un tiempo muerto de activación (t_d) y un tiempo de bloqueo de desactivación (t_{lock}). El estado de la etapa k se define por los umbrales u_k:

$$\text{Estado}_k = \begin{cases} \text{ON} & \text{si } f > u_k \text{ durante } t_d \\ \text{OFF} & \text{si } f < u_k - h \text{ durante } t_{lock} \end{cases} \tag{3.3}$$

1) Modelamiento estacionario

Para la evaluación energética en QDS, el ELC se representa mediante un equivalente algebraico de absorción activa implementado con el elemento de red externa `ElmXnet`. Esta formulación cumple una función estrictamente numérica: asegurar el balance de potencia activa en cada paso temporal y cuantificar el excedente que sería disipado por el banco de lastre. Por tanto, la representación como barra slack no implica que el ELC actúe físicamente como una fuente formadora de tensión o como una barra infinita, sino que constituye un artificio de modelamiento estacionario para estimar la potencia absorbida por la carga resistiva.

En esta formulación, el término $P_{\text{dump}}(t)$ actúa como variable de holgura que absorbe el excedente de generación hídrica, sujeto a la restricción física de unidireccionalidad del banco resistivo:

$$P_{\text{dump}}(t) = P_m(t) - P_{\text{load}}(t) - P_{\text{loss}}(t) \ . \tag{3.4}$$

$$P_{\text{dump}}(t) \geq 0 \ .$$

Es imperativo deshabilitar el elemento `ElmXnet` durante las simulaciones RMS, ya que su inercia intrínseca y potencia de cortocircuito actuarían como una barra infinita, invalidando el análisis de la dinámica de frecuencia.

2) Modelamiento dinámico

En el dominio RMS, las etapas de resistencias se implementan mediante el elemento de carga general (`ElmLod`) con característica de impedancia constante. La integración de la lógica discreta se realiza

mediante un modelo compuesto acoplado a un algoritmo DSL orientado a eventos, fundamentado en las librerías y sintaxis nativas descritas en las referencias técnicas del desarrollador.

Este controlador monitorea la velocidad del rotor de la máquina principal (variable `xspeed` en p.u.) y utiliza la función nativa `picdro` para detectar el cruce por los umbrales de histéresis. La incorporación de los parámetros temporales t_d y t_{lock} asegura que las órdenes de conmutación (`EvtSwitch`) solo se gatillen si la desviación de frecuencia se sostiene en el tiempo, otorgando inmunidad frente a ruidos numéricos y transitorios breves. Por ejemplo, durante el arranque directo de un motor asincrónico, la severa caída de tensión provocada por la corriente de inserción y el fuerte acoplamiento tensión-frecuencia de la red aislada inducen oscilaciones rápidas en el balance de potencia activa. En este escenario, los temporizadores evitan que el ELC conmute etapas erráticamente frente a una perturbación electromecánica que se estabilizará naturalmente en fracciones de segundo. El Código 3.1 detalla la subrutina general implementada, la cual se replica algorítmicamente para las N etapas del sistema.

```
! --- LOGICA DE CONMUTACION: ETAPA k ---
! ON: la frecuencia supera el umbral durante td segundos
c_on_k  = picdro(xspeed > u_k, td, 0) - 0.5
event(1, c_on_k, 'create=EvtSwitch target=Sw_k name=On_k i_switch=1')

! OFF: la frecuencia baja del umbral-histeresis durante t_lock segundos
c_off_k = picdro(xspeed < (u_k - h), t_lock, 0) - 0.5
event(1, c_off_k, 'create=EvtSwitch target=Sw_k name=Off_k i_switch=0')
```

Código 3.1: Lógica de conmutación DSL generalizada para una etapa k del ELC.

La función `picdro(condición, t_pick, t_drop)` actúa como un temporizador de validación. Su propósito es filtrar dinámicas subtransitorias o ruidos numéricos de alta frecuencia. La función evalúa la condición lógica (cruce de umbrales de velocidad) y retorna un valor de 1 únicamente si dicha condición se mantiene verdadera y estable durante el intervalo definido por t_d o t_{lock}. Si la variable oscila antes de cumplirse el tiempo, el temporizador se reinicia. El artificio matemático de restar 0,5 a las variables de control (`c_on_k` y `c_off_k`) obedece a la forma en que el algoritmo de integración de DIgSILENT detecta las discontinuidades [23]. La función `event` requiere estrictamente un cruce por cero con pendiente positiva para gatillarse. Dado que `picdro` entrega valores binarios (0 o 1), el desplazamiento en $-0,5$ centra la señal en el intervalo $[-0,5; 0,5]$. De esta manera, el cambio de estado lógico genera matemáticamente el cruce por cero ascendente necesario para disparar la interrupción.

Finalmente, la instrucción `event(1, señal, ‘‘comando’’)` es la encargada de ejecutar la modificación topológica en la red. El primer argumento (1) indica que el evento se procesa sin retardo adicional una vez detectado el cruce por cero. La cadena de texto configura dinámicamente un evento de interrupción (`EvtSwitch`) dirigido al interruptor físico de la etapa k (`target=Sw_k`), forzando el cierre de sus contactos (`i_switch=1`) o su apertura (`i_switch=0`) para modificar el flujo de potencia del sistema durante la simulación.

3.4.2. Validación del sistema de control de frecuencia

Para comprobar la correcta implementación lógica del controlador, se modeló un sistema de prueba aislado con $N = 9$ etapas de lastre, basado en la topología radial mostrada en la Figura 3.1. Este modelo se configuró intencionalmente sin pérdidas eléctricas para aislar el desempeño del algoritmo de control, verificando que el balance de potencias se cumpla matemáticamente sin la interferencia de dinámicas de red no lineales derivadas del acoplamiento $P - V$.

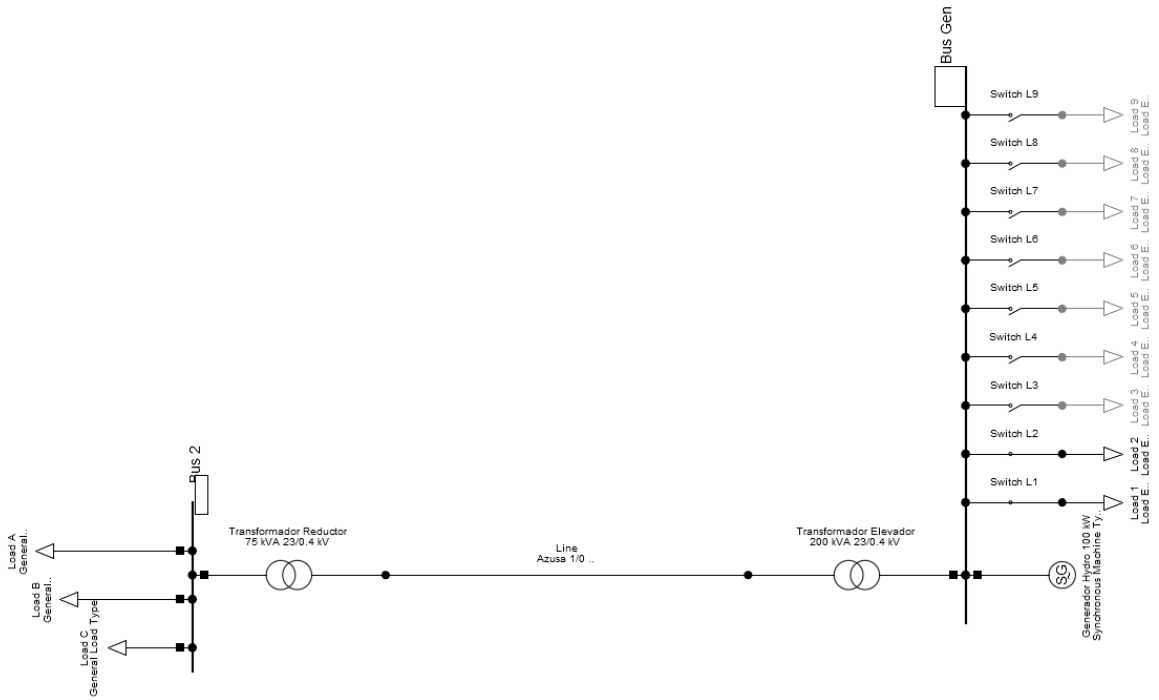


Figura 3.1: Topología del sistema de prueba para validación del ELC.

1) Configuración del algoritmo del ELC

El banco de resistencias se dimensionó con una lógica de conmutación de nueve pasos, estructurada en dos bloques: siete etapas de ajuste fino y dos etapas de regulación gruesa. Las etapas finas, de 5 kW cada una, permiten una corrección suave cerca del punto de operación nominal, mientras que las dos etapas gruesas, de 35 kW, otorgan una respuesta robusta ante rechazos severos de carga. La primera etapa de ajuste fino (L1) se recalibra a 5,5 kW para asegurar un despacho inicial exacto por parte del generador, alcanzando así una capacidad total instalada de 105,5 kW operando a una tensión nominal de 0,4 kV.

Los parámetros definitivos de sintonía del modelo lógico DSL, exportados desde el entorno de simulación, se resumen en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1: Parámetros de activación del ELC en el sistema de prueba.

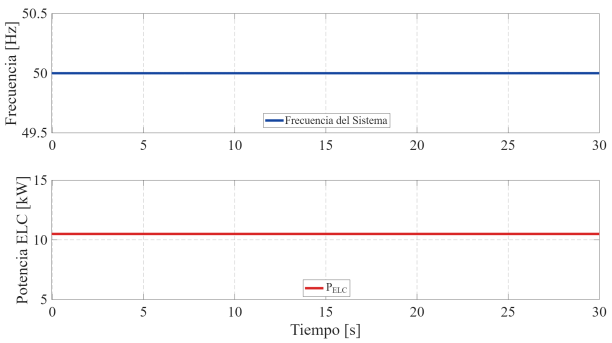
Etapa / Parámetro	Símbolo	Umbral	Unidad
Umbrales de activación de cargas			
Paso 1	u_1	1,001	p.u.
Paso 2	u_2	1,002	p.u.
Paso 3	u_3	1,003	p.u.
Paso 4	u_4	1,004	p.u.
Paso 5	u_5	1,005	p.u.
Paso 6	u_6	1,006	p.u.
Paso 7	u_7	1,007	p.u.
Paso 8	u_8	1,020	p.u.
Paso 9	u_9	1,035	p.u.
Configuración de control y temporización			
Banda de histéresis	h	0,003	p.u.
Tiempo de retardo	t_d	0,030	s
Tiempo de bloqueo	t_{lock}	0,500	s

El sistema de prueba se configura con el generador despachando una potencia mecánica constante de 60 kW, valor propio de este caso de validación, con la demanda distribuida en 10,5 kW (*Load A*), 32 kW (*Load B*) y 7 kW (*Load C*). Para forzar el balance, el ELC inicializa con sus primeros pasos activos (L1 y L2), absorbiendo 10,5 kW de excedente.

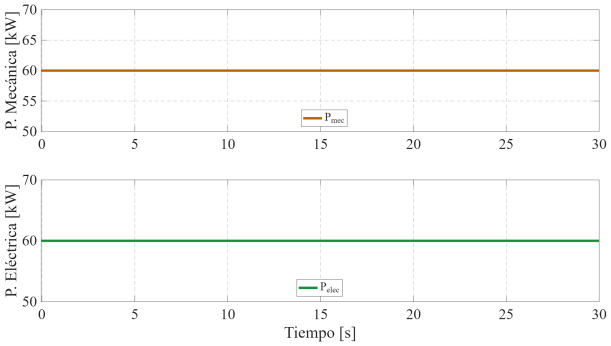
2) Evaluación dinámica del controlador

Sobre la condición operativa descrita, se analizan tres eventos:

i) Estado estacionario (arranque plano): Como paso previo a los transitorios, se simuló el comportamiento del sistema ante una demanda constante. Como se observa en la gráfica superior de la Figura 3.2(a), la frecuencia se mantiene estrictamente en 50,0 Hz. Este resultado es fundamental, ya que valida que las variables de estado del modelo DSL se inicializan de forma coherente a partir de los resultados del flujo de carga, manteniendo las etapas iniciales estables.



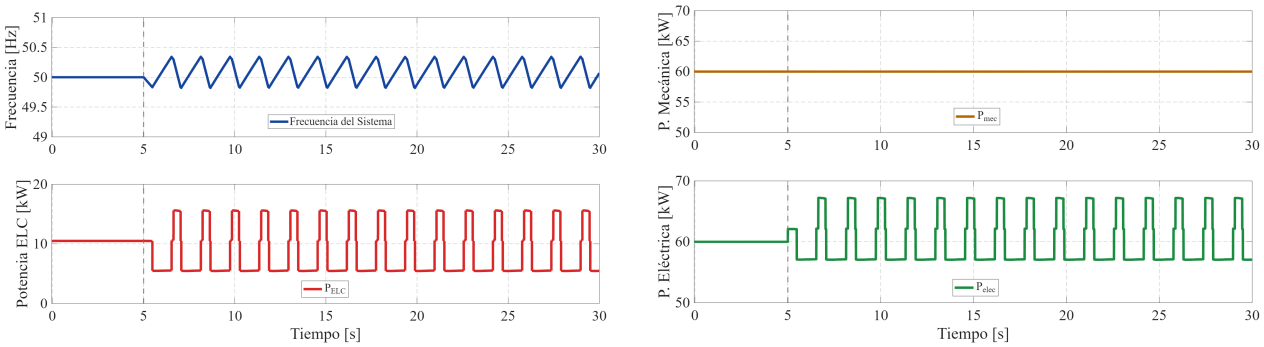
(a) Frecuencia en estado estacionario.



(b) Potencias del generador.

Figura 3.2: Resultados operativos del generador en estado estacionario.

ii) Evento de aumento de carga: La simulación de este evento se puede verificar en la Figura 3.3(a). Frente a un incremento abrupto del 20 % en la *Load A* ($t = 5$ s), la demanda de dicha carga residencial se incrementa en 2,1 kW, lo que eleva el requerimiento comunitario total a 51,6 kW. Debido a que la potencia eléctrica exigida al sistema supera instantáneamente la generación mecánica de la turbina ($P_e > P_m$), se produce un torque decelerante que extrae energía cinética del rotor y deprime la frecuencia. La respuesta del ELC (visible en la gráfica inferior de la Figura 3.3(a)) consiste en liberar de inmediato su propia carga para restaurar el balance, reduciendo su consumo neto de 10,5 kW a 8,4 kW. Para satisfacer esta condición mediante pasos discretos, el algoritmo mantiene la etapa L1 (5,5 kW) permanentemente conectada y hace conmutar de forma continua la etapa L2 y L3 para promediar la fracción de potencia restante. Esto estabiliza la frecuencia en un ciclo límite dinámico (mostrado en la gráfica superior de la Figura 3.3(a)), confinando el error dentro de la banda de histéresis del 0,3 %.

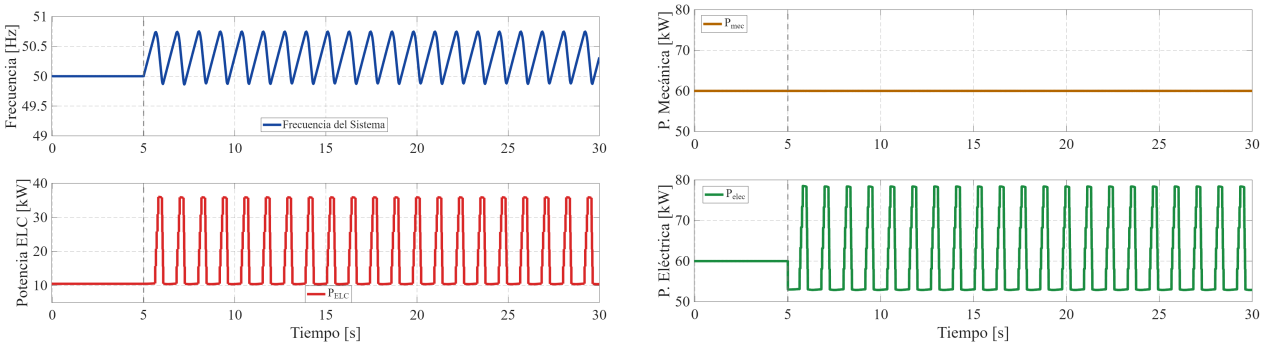


(a) Respuesta de frecuencia.

(b) Potencias del generador.

Figura 3.3: Respuesta del sistema ante el evento de aumento de carga.

iii) Evento de rechazo de carga: La simulación de este evento se puede verificar en la Figura 3.4(a). Frente a la desconexión de la *Load C* ($t = 5$ s), que representa un escenario de pérdida de consumo, la demanda comunitaria se reduce súbitamente a 42,5 kW. Debido a que la generación mecánica de la turbina supera instantáneamente la potencia eléctrica exigida por el sistema ($P_m > P_e$), se produce un torque acelerante que inyecta energía cinética al rotor e induce una sobrefrecuencia transitoria en la red radial. La respuesta del ELC (visible en la gráfica inferior de la Figura 3.4(a)) consiste en compensar el rechazo insertando secuencialmente las etapas de disipación necesarias para elevar su consumo y absorber los 17,5 kW requeridos para restablecer el equilibrio energético. Esto contiene el transitorio y estabiliza la frecuencia (mostrado en la gráfica superior de la Figura 3.4(a)), validando la rapidez de la lógica de control y la coordinación de los umbrales.



(a) Respuesta de frecuencia ante rechazo de carga.

(b) Potencias del generador.

Figura 3.4: Respuesta del sistema ante el evento de rechazo de carga.

Los resultados obtenidos en los tres eventos confirman que el modelo DSL del controlador ELC reproduce adecuadamente la dinámica de un sistema aislado. Los resultados verifican que la estrategia de control por pasos escalonados permite gestionar tanto variaciones leves de demanda como contingencias de rechazo de carga, manteniendo la frecuencia dentro de márgenes operativos seguros. En particular, las oscilaciones del ciclo límite permanecen confinadas entre 49,8 Hz y 50,8 Hz, equivalentes a desviaciones de $-0{,}4\,\%$ y $+1{,}6\,\%$ respecto de la frecuencia nominal. Si bien en Chile no existe una normativa técnica específica para sistemas aislados de pequeña escala, este desempeño resulta consistente con los criterios de estabilidad de frecuencia utilizados en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos [24], la cual se emplea en este análisis exclusivamente como un marco de referencia comparativo de buenas prácticas operativas y no como un criterio de cumplimiento regulatorio vinculante.

Es fundamental destacar que, si bien la naturaleza discreta del banco induce un régimen de operación en ciclo límite, este comportamiento garantiza un balance energético neto nulo en el eje del generador en un horizonte extendido. Asimismo, la incorporación de la banda de histéresis y los bloqueos temporales demuestra ser una solución técnica eficaz para evitar el *chattering*, protegiendo los actuadores del ELC de conmutaciones excesivas y desgaste prematuro. A modo de contraste, un esquema de control basado en electrónica de potencia de modulación continua (mediante tiristores) anularía estas oscilaciones. No obstante, el modelo desarrollado captura con precisión la dinámica transitoria y las no linealidades inherentes a una topología de conmutación discreta por bloques. Con esto, el modelo queda validado para su integración en el caso de estudio.

3.5. Sistema de almacenamiento de energía

El BESS constituye el activo principal para la gestión de excedentes renovables y el soporte dinámico del sistema. Su representación computacional integra la unidad electroquímica de almacenamiento y la interfaz electrónica basada en convertidores de fuente de tensión. Los diagramas de control detallados para su implementación se presentan en la Sección A.3 del Anexo A.

1) Modelamiento estacionario

Para los análisis QDS, el BESS se abstrae de su dinámica de conmutación rápida y se implementa mediante el controlador algorítmico `ElmQdsl` (*battery type 2*). En este entorno de flujos sucesivos, el sistema gestiona el balance neto de potencia activa, inyectando energía ante déficits de generación

y absorbiendo los excedentes.

La variable de estado rectora en este dominio es el SOC, el cual se actualiza en cada paso temporal (Δt) mediante la integración discreta de la potencia en terminales (P_{BESS}), restringiendo la operación a los límites físicos del banco ($SOC_{\text{mín}}$ y $SOC_{\text{máx}}$). Considerando la eficiencia global del ciclo de carga y descarga (η_{BESS}), su evolución temporal obedece a la formulación nativa para flujos temporales del software [23, Capítulo 27]:

$$SOC(t) = SOC(t - \Delta t) - \left(\frac{P_{\text{BESS}}(t) \cdot \eta_{\text{BESS}}^{\pm 1} \cdot \Delta t}{E_{\text{máx}}} \right) \cdot 100 \ [\,\%] \ , \tag{3.5}$$

donde $E_{\text{máx}}$ representa la capacidad energética nominal del banco de baterías. Para esta formulación matemática, se asume la convención estándar donde $P_{\text{BESS}} > 0$ indica la descarga del equipo (inyección a la red), escenario en el cual la potencia se divide por la eficiencia (η^{-1}) para contabilizar las pérdidas internas de la conversión. Por el contrario, cuando $P_{\text{BESS}} < 0$, el equipo opera en proceso de carga, y la potencia absorbida desde la red se multiplica por la eficiencia (η^{+1}) para determinar la energía efectivamente almacenada en las celdas.

2) Modelamiento dinámico

En el dominio RMS, la representación dinámica del BESS abandona las topologías simplificadas en favor de los modelos genéricos estandarizados por la WECC (*Western Electricity Coordinating Council*) integrados en DIgSILENT PowerFactory [25]. La estructura de control se implementa mediante un modelo compuesto que acopla el generador estático (`ElmGenstat`) con tres módulos de control normados. El primero de ellos es el controlador de planta, encargado de la regulación a nivel de sistema. Este módulo procesa las desviaciones de la red e implementa funciones de estatismo para la regulación primaria de frecuencia. La variación de potencia activa de referencia (ΔP_{ref}) comandada por este controlador obedece a la respuesta proporcional ante el error de frecuencia (Δf):

$$\Delta P_{\text{ref}} = -\frac{1}{R_v} \Delta f \ , \tag{3.6}$$

donde R_v es el estatismo virtual configurado en el equipo. Seguidamente, el control eléctrico (`REEC_C`) procesa estas consignas de potencia y gestiona los lazos reactivos. Este bloque calcula las corrientes activas (I_{pcmd}) y reactivas comandadas, donde la componente activa teórica se estima algebraicamente en función de la tensión medida en terminales (V_t):

$$I_{\text{pcmd}} = \frac{P_{\text{ref}} + \Delta P_{\text{ref}}}{V_t} \ . \tag{3.7}$$

Para proteger la electrónica de estado sólido, estas consignas operan sujetas a las lógicas de restricción física del convertidor, garantizando que la magnitud de la corriente aparente solicitada nunca exceda la capacidad térmica máxima del equipo ($\sqrt{I_p^2 + I_q^2} \leq I_{\text{máx}}$). Adicionalmente, este módulo ejecuta un desacoplamiento ortogonal entre los lazos de control, lo que faculta al sistema para priorizar de forma dinámica la inyección de corriente activa (I_p) ante perturbaciones severas en el dominio de la frecuencia. Este bloque incorpora además una función de retraso de primer orden que representa de forma macroscópica la inercia electroquímica y los transitorios de transferencia de carga intrínsecos a las celdas de la batería, conforme a la arquitectura estándar del modelo implementado [25].

En última instancia, la interfaz del convertidor (`REGC_B`) recibe estas señales de corriente admisibles para determinar los comandos de tensión interna. A diferencia de las topologías convencionales de inyección de corriente, esta interfaz define matemáticamente al elemento `ElmGenstat` como una fuente de tensión controlada detrás de una impedancia de enlace (R_1+jX_1). La interacción algebraica entre la tensión interna modulada $\underline{E}$, la corriente real inyectada $\underline{I}$ y la tensión fasorial en terminales $\underline{V}_t$ se rige por:

$$\underline{V}_t = \underline{E} - \underline{I} \cdot (R_1 + jX_1) \ , \tag{3.8}$$

donde la magnitud y fase de la fuente interna dependen de las variables dinámicas de entrada de tensión real e imaginaria especificadas por el lazo de control:

$$\underline{E} = u_{1r} + ju_{1i} \ . \tag{3.9}$$

Esta formulación mitiga los problemas de divergencia numérica ante huecos profundos de tensión, garantizando la estabilidad del algoritmo de integración en redes débiles [25, 26]. Dado que las simulaciones de estabilidad electromecánica operan en un marco temporal de escasos segundos, la variación porcentual del SOC se asume matemáticamente nula durante el transitorio ($\Delta SOC \approx 0$).

3.6. Sistema fotovoltaico

La planta fotovoltaica se modela mediante el elemento *photovoltaic system* (`ElmPvsys`), el cual integra la conversión física del arreglo solar en corriente continua con la electrónica de potencia del inversor en corriente alterna. A diferencia de la generación sincrónica y del sistema de almacenamiento, esta fuente no incorpora lazos de control activo de frecuencia ni de tensión, su arquitectura *grid-following* opera bajo un algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia que inyecta toda la energía disponible sin reservar capacidad activa. La planta constituye así una fuente no gestionable, dependiente directamente de las variables climáticas, que no participa en la regulación primaria de frecuencia del sistema. Los esquemas eléctricos y las curvas características del modelo se detallan en la Sección A.2 del Anexo A.

1) Modelamiento estacionario

Para las simulaciones QDS, el modelo fotovoltaico se acopla exclusivamente a una serie de tiempo paramétrica de irradiancia ($I(t)$). La potencia útil inyectada a la red se define a partir de una cadena de eficiencias que conforman el rendimiento del sistema (η_{sys}), el cual agrupa la eficiencia de conversión del inversor (η_{inv}) y las pérdidas misceláneas por cableado o suciedad (η_{misc}). Por lo tanto, la potencia activa inyectada por la planta (P_{FV}) en cada paso de simulación diaria se determina mediante la siguiente relación:

$$P_{FV}(t) = P_{STC} \cdot I(t) \cdot \eta_{inv} \cdot \eta_{misc} \ , \tag{3.10}$$

donde P_{STC} es la capacidad instalada en corriente continua bajo condiciones estándar de medida (STC), e $I(t)$ es la irradiancia incidente expresada estrictamente en tanto por uno (p.u.) respecto a la irradiancia base de 1000 W/m^2.

Es importante precisar que, en el flujo de carga, la planta fotovoltaica se representa como un nodo PQ, su potencia activa queda determinada por el perfil de irradiancia mediante la Ecuación (3.10),

mientras que su potencia reactiva se impone nula, de forma consistente con la operación a factor de potencia unitario del inversor.

Para efectos de este estudio, y con el objetivo de aislar el impacto dinámico de las fluctuaciones directas del recurso solar sobre la red, se asume que la temperatura de la celda se mantiene constante en su valor nominal ($T_{cell} = 25°\text{C}$). En consecuencia, el factor de degradación térmica es unitario y no introduce variaciones adicionales en el perfil de despacho secuencial.

2) Modelamiento dinámico

Para los estudios RMS, se aplican simplificaciones analíticas robustas para evitar problemas de rigidez numérica sin comprometer la precisión. Durante la operación normal pre-falla y post-falla, asumiendo que la irradiancia solar permanece constante en la breve ventana temporal del transitorio, el inversor opera como una fuente de potencia constante que inyecta el nivel de potencia activa definido en su despacho inicial. Sin embargo, ante perturbaciones severas en la red, el comportamiento del inversor se aproxima a un modelo de impedancia constante para resguardar la convergencia del algoritmo de integración [27]. Bajo esta condición transitoria, la potencia activa inyectada (P_{fault}) varía dinámicamente en función del cuadrado de la magnitud de la tensión local medida en el punto de acoplamiento común (V_t):

$$P_{\text{fault}}(t) = P_0 \cdot \left(\frac{V_t(t)}{V_0} \right)^2 , \tag{3.11}$$

donde P_0 y V_0 representan la potencia activa y la magnitud de tensión nominales en el instante previo a la contingencia, respectivamente.

3.7. Red de distribución

La infraestructura de transporte eléctrico se modela topológicamente mediante nodos (`ElmTerm`) y tramos de línea (`ElmLne`), permitiendo representar fielmente las bifurcaciones y cambios de conductor de la red real. El modelamiento se ejecuta de forma trifásica y el comportamiento eléctrico de cada segmento se define mediante parámetros concentrados basados en un modelo equivalente serie. Este enfoque se justifica debido a que el efecto capacitivo resulta despreciable en redes de distribución de corta extensión ($B = 0$), lo que permite prescindir de las ramas en paralelo del circuito π genérico y reducir la representación a una rama pasiva lineal constituida únicamente por la resistencia y la inductancia serie, cuyo diagrama se detalla en la Sección A.5 del Anexo A.

1) Modelamiento estacionario

Para evaluar el desempeño operativo y la eficiencia del sistema, el algoritmo cuasi-dinámico incorpora la sensibilidad térmica de los conductores. En este dominio, el modelo actualiza la resistencia del material (R'_1) en cada paso de simulación en función de su temperatura operativa (T_{op}), la cual se parametriza en el software según las condiciones ambientales y los criterios conservadores de diseño del emplazamiento:

$$R'_1(T_{op}) = R'_{1(20°\text{C})} \cdot [1 + \alpha \cdot (T_{op} - 20)] , \tag{3.12}$$

donde α es el coeficiente térmico del material. Esta corrección paramétrica es fundamental para cuantificar rigurosamente las pérdidas técnicas longitudinales de potencia activa (P_{loss}) a lo largo del perfil de operación diario. Para efectos analíticos, el cómputo global agregado se define según la siguiente expresión generalizada, evaluándose algorítmicamente de forma independiente para cada fase ante eventuales desbalances:

$$P_{loss}(t) = 3 \cdot I_{act}(t)^2 \cdot R'_1(T_{op}) \cdot l \ , \tag{3.13}$$

donde l representa la longitud del tramo evaluado. Simultáneamente, el flujo de carga monitorea el nivel de solicitación térmica o cargabilidad ($L\,\%$) de la infraestructura, relacionando la corriente operativa (I_{act}) con la capacidad térmica nominal máxima (I_{nom}) del conductor:

$$L\,\% = \left(\frac{I_{act}}{I_{nom}} \right) \cdot 100 \ [\,\%] \ . \tag{3.14}$$

2) Modelamiento dinámico

En el dominio RMS, la red de distribución se trata como un sistema estático de ecuaciones algebraicas complejas que vinculan los terminales de generación y carga. Dado que los transitorios electromagnéticos de onda viajera poseen constantes de tiempo en el orden de los microsegundos, sus derivadas temporales se desprecian ($di/dt \approx 0$). Bajo esta premisa algorítmica, la red se resuelve en el dominio fasorial a frecuencia fundamental. Para mantener estricta coherencia con la topología desbalanceada del sistema, cada tramo de línea se representa integrando sus matrices de impedancia de fase completas (incluyendo acoplamientos mutuos y mallas de secuencia cero) en una matriz de admitancia nodal ($\mathbf{Y}_{bus}$) que permanece topológicamente constante durante todo el evento dinámico.

3.8. Transformadores eléctricos

La transformación de niveles de tensión se modela mediante el elemento *two-winding transformer* (`ElmTr2`). Para capturar con precisión la topología del sistema, se emplean modelos diferenciados, unidades trifásicas para la red troncal y unidades monofásicas para los consumos residenciales. Los esquemas circuitales respectivos se detallan en la Sección A.5 del Anexo A.

1) Modelamiento estacionario

Para las simulaciones QDS, el algoritmo evalúa las pérdidas activas totales (P_{loss}) en cada paso de integración temporal (Δt). El modelo distingue algorítmicamente entre las pérdidas fijas de magnetización en el hierro (P_{Fe}) y las pérdidas variables por efecto Joule en los devanados (P_{Cu}), las cuales dependen del nivel de cargabilidad operativa ($L\,\%$) del equipo:

$$P_{loss}(t) = P_{Fe} + P_{Cu} \cdot \left(\frac{L(t)}{100} \right)^2 \ . \tag{3.15}$$

Esta formulación escalar cuantifica la ineficiencia térmica de la infraestructura de transformación durante el ciclo diario de operación.

2) Modelamiento dinámico

En el dominio RMS, el transformador se representa como una matriz de impedancia estática constante. El software calcula los parámetros del circuito equivalente completo por fase (ver Figuras A.15 y A.16) a partir de los datos estandarizados de ensayo de placa. Para representar rigurosamente la asimetría del sistema, el modelo integra las redes de secuencia positiva, negativa y cero.

Para las unidades trifásicas, la impedancia de cortocircuito (z_{sc}) y la resistencia de magnetización del núcleo (r_{Fe}) se derivan analíticamente de la tensión de cortocircuito (u_{sc}) y las pérdidas en el hierro (P_{Fe}). Además, el modelo integra el grupo vectorial del equipo para definir correctamente los desfases angulares y la propagación de las corrientes de secuencia cero:

$$z_{sc} = \frac{u_{sc}}{100} \text{ [p.u.]} \quad ; \quad r_{Fe} = \frac{S_{nom}}{P_{Fe}/1000} \text{ [p.u.]} \, , \tag{3.16}$$

donde, para mantener la coherencia dimensional de los factores de escala del software, u_{sc} se expresa en porcentaje (%), S_{nom} en MVA y P_{Fe} en kW.

Por otro lado, los empalmes domiciliarios se representan mediante unidades monofásicas, lo que permite simular el desbalance real de carga sobre la red trifásica. Su rama de magnetización se define mediante la conductancia (G_m) y la susceptancia (B_m), calculadas a partir de la corriente de vacío (I_0) y la potencia aparente base ($S_{1\phi}$):

$$G_m = \frac{P_{Fe\_1\phi}/1000}{S_{1\phi}} \quad ; \quad B_m = \sqrt{\left(\frac{I_0}{100}\right)^2 - G_m^2} \, , \tag{3.17}$$

donde $P_{Fe\_1\phi}$ se ingresa en kW, $S_{1\phi}$ en MVA e I_0 en porcentaje (%). Dado el enfoque fasorial a frecuencia fundamental de los estudios RMS, se desprecian los fenómenos electromagnéticos no lineales de alta frecuencia, tales como la saturación profunda del núcleo y las corrientes de inserción transitoria.

3.9. Demanda residencial

El modelamiento de la demanda residencial requiere un enfoque dual para satisfacer los requerimientos técnicos de las distintas etapas de simulación. Por un lado, el análisis QDS exige una representación de la variabilidad a largo plazo (horaria y diaria). Por otro lado, los estudios RMS demandan un modelo algebraico sensible a las variaciones instantáneas de tensión y frecuencia durante perturbaciones rápidas en la red.

Para dar cumplimiento a ambas condiciones, el consumo residencial se implementa mediante el elemento de carga estática general (`ElmLod`). Este componente permite desacoplar la parametrización de sus dominios operativos. En régimen estacionario admite la asignación de perfiles cronológicos mediante características de tiempo, mientras que, en el dominio RMS, habilita la configuración de modelos polinomiales que ajustan dinámicamente el nivel de absorción ante fluctuaciones de la tensión nodal.

1) Modelamiento estacionario

Para el análisis QDS, las cargas se representan mediante modelos de potencia constante parametrizados a través de características de tiempo (`ElmChar`). A partir de los registros históricos de consumo,

obtenidos mediante campañas de medición con analizadores de redes en el punto de acoplamiento, se construye una curva de demanda base.

Esta curva es normalizada respecto a su valor máximo para generar un perfil de factores de escala ($f_{scale}(t)$) estrictamente acotado en el dominio $[0, 1]$. Este perfil adimensional se asigna a cada elemento de carga, de manera que la potencia activa y reactiva demandada en cada paso de integración temporal se define como:

$$P_L(t) = P_{nom} \cdot f_{scale}(t) \ , \tag{3.18}$$

$$Q_L(t) = Q_{nom} \cdot f_{scale}(t) \ , \tag{3.19}$$

donde P_{nom} y Q_{nom} representan, respectivamente, la potencia activa y reactiva de dimensionamiento o capacidad instalada de la carga bajo análisis.

2) Modelamiento dinámico

En el dominio RMS, la demanda se modela como una carga estática cuya potencia nominal es recalculada iterativamente en función de la tensión nodal local. La evolución temporal de la demanda no se simula de forma continua, sino que es discretizada e inyectada dinámicamente mediante una rutina de automatización en Python a través de la API de PowerFactory. Este algoritmo (ver Sección C.2 del Anexo C) calcula las variaciones de demanda entre pasos temporales y genera automáticamente una secuencia de eventos de carga (`EvtLod`), introduciendo incrementos o decrementos discretos de potencia activa en instantes de tiempo específicos.

Para capturar la variabilidad instantánea característica de los consumos residenciales, los perfiles de inyección dinámica se estructuran mediante la generación de puntos de alta resolución entre cada paso operativo secuencial. Esta trayectoria de transición incorpora micro-fluctuaciones reguladas por restricciones operacionales dependientes del intervalo bajo análisis, donde los valores dinámicos se acotan estrictamente dentro de los umbrales máximos y mínimos definidos por el perfil temporal de referencia. Este enfoque emula de manera controlada los cambios rápidos de carga residencial, asegurando que las variaciones dinámicas respeten las fronteras físicas de la curva diaria y exijan una respuesta de regulación continua por parte de los controladores de la red.

Bajo este marco algorítmico, en cualquier instante t delimitado entre dos eventos discretos, la dependencia algebraica de la potencia activa y reactiva de la carga se rige por las siguientes expresiones polinomiales (modelo ZIP), incorporando además su dependencia respecto a la frecuencia:

$$P(V, f, t) = P_{\text{nom}}(t) \left[a_P + b_P \left(\frac{V}{V_0} \right) + c_P \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 \right] (1 + k_{pf} \, \Delta f) \ , \tag{3.20}$$

$$Q(V, f, t) = Q_{\text{nom}}(t) \left[a_Q + b_Q \left(\frac{V}{V_0} \right) + c_Q \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 \right] (1 + k_{qf} \, \Delta f) \ , \tag{3.21}$$

donde $P_{\text{nom}}(t)$ y $Q_{\text{nom}}(t)$ representan la potencia nominal activa y reactiva actualizada por la rutina de Python tras el último evento inyectado, V_0 corresponde a la tensión nominal de la barra, k_{pf} y k_{qf} son los coeficientes de sensibilidad de la carga a la frecuencia, y $\Delta f = (f - f_0)/f_0$ es la desviación de frecuencia en tanto por uno respecto a la nominal f_0.

En coherencia con el criterio conservador de baja inercia adoptado en la ecuación de oscilación (ecuación (3.1)), donde el amortiguamiento de las cargas dependientes de la frecuencia se asumió

despreciable ($D \approx 0$), en este estudio se fijan $k_{pf} = k_{qf} = 0$. Bajo esta condición, el modelo se reduce a la dependencia puramente de tensión, garantizando que la respuesta dinámica de la frecuencia recaiga íntegramente sobre los lazos de control y no sea amortiguada artificialmente por la propia carga.

3.10. Carga dinámica

Para evaluar la robustez del sistema ante perturbaciones severas, se modeló una unidad industrial crítica (por ejemplo, una máquina cortadora de piedra) mediante un motor asincrónico de alto par de arranque. Para ello se utilizó el elemento *asynchronous machine* (`ElmAsm`) bajo la configuración de doble jaula (*double cage model*), cuya topología permite representar el efecto de barras profundas en el rotor, detallado circuitalmente en la Sección A.6.2 del Anexo A.

1) Modelamiento estacionario

Para el análisis QDS, el motor de inducción se configura en estado operativamente desconectado. Esta decisión metodológica se fundamenta en que el arranque y operación de la cortadora representan perturbaciones dinámicas puntuales y no una carga base continua para el sistema.

Al omitir esta unidad en el flujo de carga de 24 horas, se previene una sobreestimación artificial de los indicadores de pérdida energética acumulada (E_{loss}) y el agotamiento prematuro de los sistemas de almacenamiento. Esta simplificación permite que el balance de energía diaria dependa exclusivamente de los perfiles de demanda residencial e institucional, centrando el análisis energético estrictamente en la gestión de los excedentes renovables de la microrred y aislando el estudio de la operación intermitente de la carga industrial pesada.

2) Modelamiento dinámico

En el dominio de estabilidad transitoria, el modelo de doble jaula es fundamental para capturar la interacción entre el torque electromagnético y la inercia mecánica. El software resuelve numéricamente la dinámica de flujos y la ecuación de movimiento rotacional del eje:

$$J\frac{d\omega_r}{dt} = T_e(\psi, i) - T_m(\omega) \ , \tag{3.22}$$

donde J representa el momento de inercia acoplado, T_e el torque eléctrico inducido y T_m el torque mecánico resistente de la carga, el cual se parametriza algorítmicamente en el software mediante un modelo polinomial para emular la severa fricción de arranque y corte característica de la maquinaria industrial.

La justificación técnica para emplear el modelo de doble jaula radica en la necesidad de representar adecuadamente el cambio de la resistencia rotórica transitoria. A diferencia de un modelo de jaula simple, la topología de dos ramas *R-L* paralelas permite al software emular una alta resistencia efectiva durante el arranque, generando el torque necesario para romper la inercia de la cortadora, y una baja resistencia en régimen permanente para minimizar las pérdidas. Esta aproximación, fundamentada en las referencias técnicas, resulta crucial para evaluar de forma realista la severa demanda transitoria de corriente reactiva del motor y su impacto directo en las caídas de tensión del sistema aislado.

Caso de estudio: sistema aislado en el norte de Chile

4.1. Ubicación y contexto del sistema eléctrico

La localidad de Socaire se ubica en la Región de Antofagasta, a una altitud de 3.500 m.s.n.m., como se muestra en la Figura 4.1. Actualmente, la comunidad opera bajo un régimen de sistema eléctrico aislado, donde el suministro depende de una configuración radial básica sin gestión avanzada de recursos distribuidos. Para superar las limitaciones de calidad de servicio inherentes a esta topología y permitir la futura integración de nuevas tecnologías, este estudio evalúa su transición operativa hacia una microrred híbrida.

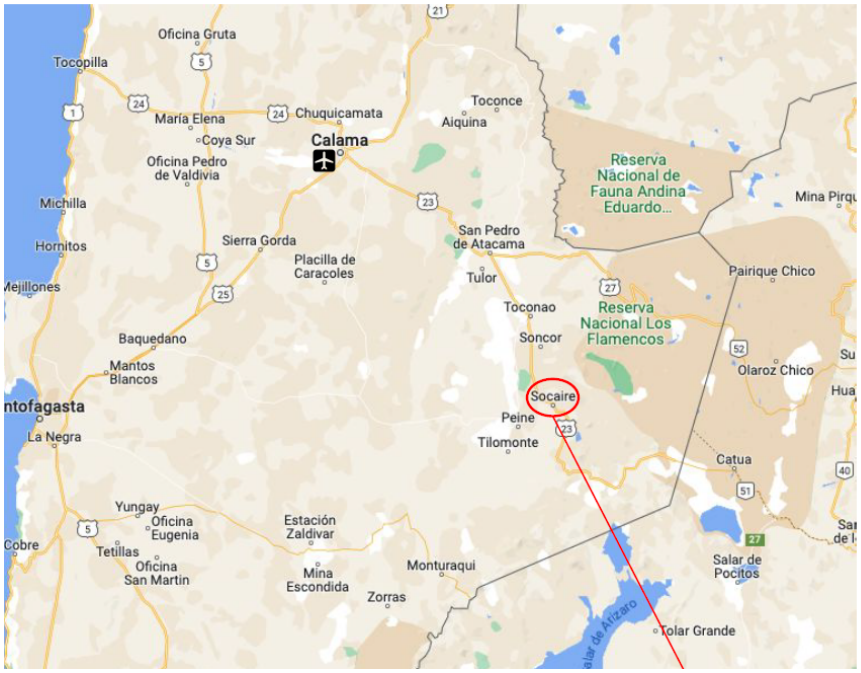


Figura 4.1: Ubicación geográfica de la localidad de Socaire.

El sistema actual basa su generación en una central hidroeléctrica con despacho a caudal constante, la cual carece de un regulador mecánico de velocidad. Bajo esta arquitectura rígida, el balance de potencia activa se gestiona de forma primaria mediante un ELC, que actúa como una demanda secundaria disipando los excedentes energéticos. Esta topología constituye la línea base operativa a partir de la cual se estructuran y evalúan las propuestas de modernización y los esquemas de control desarrollados en este capítulo.

4.2. Topología de la red eléctrica

La infraestructura de distribución de la comunidad opera bajo una topología estrictamente radial, estructurada en torno a un alimentador principal que canaliza el suministro hacia los diversos sectores. Para caracterizar la arquitectura eléctrica del sistema, la Figura 4.2 presenta el diagrama unilineal equivalente de la red. Esta representación corresponde a la topología proyectada del sistema para el año 2030, incorporando la estructura eléctrica necesaria para la integración coordinada de la generación hidroeléctrica, el almacenamiento en baterías y el sistema fotovoltaico.

El esquema ilustra de forma funcional la conectividad de los nodos, la disposición de los centros de transformación y la agregación de las cargas a lo largo del troncal. Es importante precisar que la implementación detallada de esta topología dentro del entorno de simulación se adjunta en el Anexo B.1, donde se exhibe la estructuración completa del modelo computacional. Asimismo, las especificaciones técnicas, capacidades y criterios operativos de cada uno de los componentes e instalaciones integrados en esta topología serán descritos con mayor nivel de detalle en las secciones subsecuentes de este capítulo.

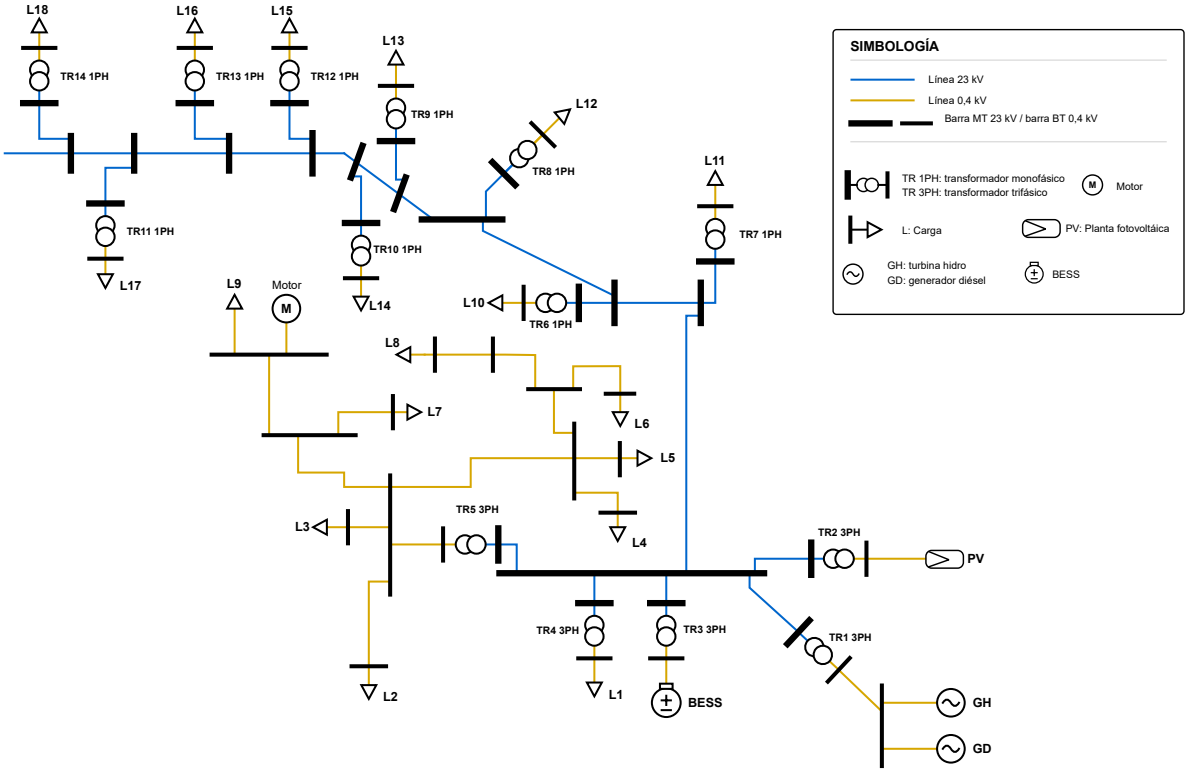


Figura 4.2: Diagrama unilineal proyectado de la microrred híbrida de Socaire. Elaboración propia.

4.3. Metodología de simulación y evaluación

La evaluación de las estrategias de control se fundamenta en un protocolo de pruebas diseñado a partir de la realidad operativa de la localidad de Socaire. El enfoque de validación trasciende el análisis de perturbaciones teóricas, priorizando perturbaciones y maniobras críticas que la red

experimentaría en su operación cotidiana. El objetivo central es cuantificar la robustez transitoria del sistema, su eficiencia operativa y la calidad del suministro ante la integración de tecnologías avanzadas de gestión energética.

Para capturar tanto el comportamiento energético como la respuesta dinámica, la metodología emplea dos enfoques de simulación complementarios:

1. Simulación QDS: Orientada al análisis del balance energético y la eficiencia en régimen estacionario. Se ejecutan flujos de carga no lineales secuenciales con un paso de integración de 15 minutos sobre un horizonte de 24 horas, incorporando perfiles cronológicos reales de demanda y recurso solar.

2. Simulación RMS: Enfocada en la estabilidad electromecánica transitoria ante perturbaciones severas. Se configura estrictamente en modo desbalanceado para resolver el sistema de ecuaciones algebraico-diferenciales fase por fase, permitiendo capturar el impacto asimétrico de los consumos monofásicos dispersos.

4.3.1. Definición de escenarios de análisis

Para evaluar integralmente el desempeño técnico-económico, se definieron cuatro topologías que representan la transición energética y tecnológica de Socaire hacia una microrred moderna. En todos los casos, el generador sincrónico aporta inercia física y regulación automática de tensión. La variabilidad entre escenarios radica en la arquitectura de la regulación primaria de frecuencia, detallada a continuación y resumida en la Tabla 4.1:

- Escenario 1 (operación base con ELC): Representa el estado actual del sistema. La turbina opera a potencia mecánica constante. El balance de potencia activa es gestionado exclusivamente por el ELC, el cual modula la disipación térmica en el banco de resistencias ante desviaciones de frecuencia.

- Escenario 2 (operación isócrona): El ELC se deshabilita y el regulador mecánico de velocidad de la turbina se activa. La unidad de generación hidroeléctrica asume la totalidad del control de frecuencia mediante el ajuste dinámico del caudal para seguir las variaciones de la demanda.

- Escenario 3 (integración de BESS): Un BESS sustituye al ELC. La turbina hidroeléctrica retorna a despacho constante, delegando la regulación primaria al inversor del BESS. Este opera mediante una curva de estatismo activo ($P - f$), permitiendo almacenar el excedente energético en lugar de disiparlo térmicamente.

- Escenario 4 (microrred híbrida coordinada): Representa la consolidación definitiva, incorporando además generación fotovoltaica. El regulador mecánico de velocidad y el BESS se habilitan simultáneamente bajo un esquema coordinado. El inversor provee una respuesta inercial ultrarrápida ante transitorios, mientras que el regulador hídrico responde a tendencias de carga sostenidas, optimizando el ciclado de las baterías y maximizando el aprovechamiento del caudal.

Tabla 4.1: Resumen comparativo de las estrategias de control para Socaire.

Esc.	Sistemas habilitados				Regulación primaria	Gestión de excedentes de generación eléctrica
	ELC	Reg. velocidad	BESS	PV		
1	✓	–	–	–	ELC	Disipación térmica
2	–	✓	–	–	Regulador de velocidad	Gestión de caudal
3	–	–	✓	–	BESS ($P - f$)	Almacenamiento
4	–	✓	✓	✓	Control coordinado	Almacenamiento y caudal

4.3.2. Definición de eventos dinámicos

Con el objetivo de analizar el desempeño dinámico de las lógicas de control, se seleccionaron tres eventos operativos característicos de la red aislada. Estos eventos se simulan en los regímenes operativos extremos de demanda (valle y punta). Ambos regímenes se seleccionan por corresponder a los puntos de operación extremos del sistema: la máxima y la mínima demanda registradas. Evaluar cada esquema de control en estas dos condiciones permite caracterizar su desempeño en los escenarios límite de balance entre generación y demanda, de modo que todo punto intermedio de operación queda comprendido entre ambos. La Tabla 4.2 detalla el modelado técnico y la justificación de cada perturbación en el entorno DIgSILENT PowerFactory.

Tabla 4.2: Matriz de eventos dinámicos: contexto operativo e implementación computacional.

N°	Evento	Justificación y contexto real	Modelado en DIgSILENT
1	**Escalón de carga**	Incremento súbito por factor de simultaneidad residencial. Representa el encendido coordinado de consumos.	Evento de carga (`EvtLod`) en $t =$ 5 s. Conexión del 15 % de la demanda nominal.
2	**Desconexión de línea de distribución**	Apertura de protecciones en red aérea por condiciones climáticas adversas (viento), generando un excedente súbito de potencia.	Evento de interruptor (`EvtSwt`) en $t = 5$ s. Apertura de cabecera en alimentador secundario.
3	**Arranque de motor**	Operación de faena local (corte de piedra). Exige una alta corriente de *inrush* que estresa la regulación de tensión.	Evento de interruptor (`EvtSwt`) en $t = 5$ s. Partida directa de motor asincrónico ($5,5$ kW).

4.3.3. Indicadores de desempeño

La validación técnica de las estrategias de control propuestas se sustenta en un conjunto de métricas definidas previamente en el marco teórico (véase la Sección 2.5). Con el objetivo de evitar redundancias conceptuales y establecer un marco de evaluación claro, los indicadores seleccionados permiten cuantificar tanto la robustez transitoria de la red como su eficiencia operativa en un ciclo diario de 24 horas. Adicionalmente, este marco de evaluación se conecta directamente con el enfoque del nexo WEF, vinculando la optimización y el desempeño de los esquemas de control con la preservación eficiente del recurso hídrico local. La síntesis de estos indicadores de desempeño se presenta en la Tabla 4.3.

Tabla 4.3: Síntesis de los indicadores de desempeño evaluados en el caso de estudio.

Dominio de Simulación	Indicador de Desempeño	Símbolo	Unidad
1) QDS	Energía eléctrica disipada	E_{loss}	kWh
	Volumen de agua preservado	V_{saved}	m^3
	Energía eléctrica almacenada (BESS)	E_{stored}	kWh
2) RMS	Nadir	$f_{\min}$	Hz
	Cenit	$f_{\max}$	Hz
	RoCoF	df/dt	Hz/s
	Tiempo de asentamiento	t_s	s

4.3.4. Esquema de simulaciones

El esquema de simulaciones propuesto para la campaña de evaluación metodológica se ilustra en la Figura 4.3. Esta estructura vincula los cuatro escenarios de control con los dominios de análisis QDS y RMS. El análisis QDS evalúa dos horizontes temporales (demanda actual y futura) bajo dos perfiles estacionales (primavera e invierno), aplicando las proyecciones futuras estrictamente a las topologías que integran el BESS (escenarios 3 y 4) para validar su desempeño operativo a largo plazo. Por su parte, las simulaciones en el dominio RMS ejecutan los eventos dinámicos previamente definidos bajo los regímenes de demanda de punta y valle. De este modo, este diseño cruzado garantiza que las estrategias de control de frecuencia sean evaluadas rigurosamente frente a perturbaciones que comprometen la estabilidad de la red y sus márgenes de regulación de potencia activa.

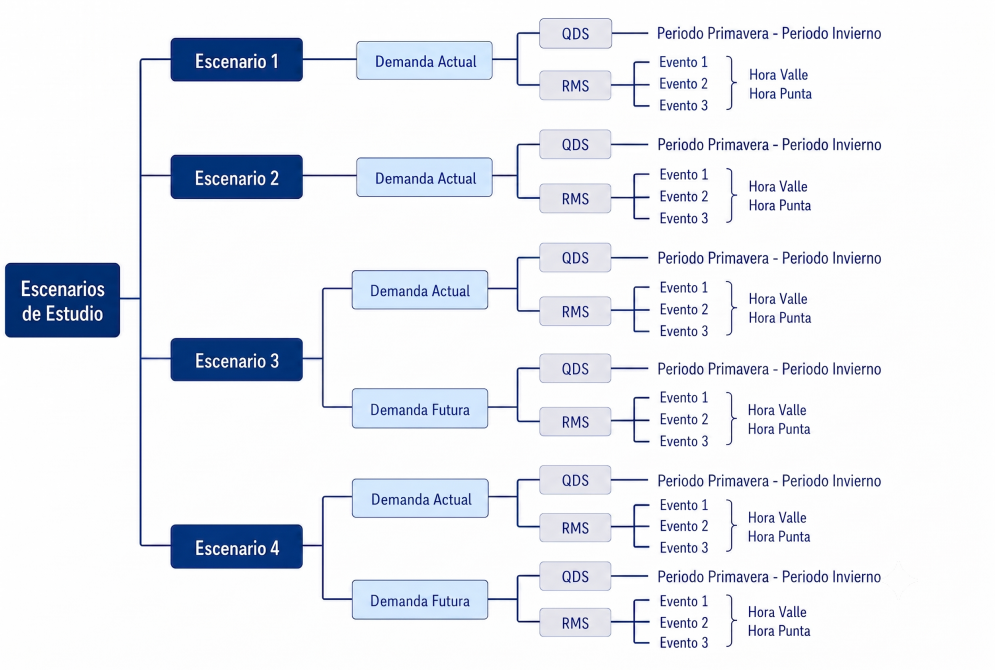


Figura 4.3: Esquema jerárquico de la campaña de simulaciones QDS y RMS.

4.3.5. Validación dinámica del modelo base

Previo a la evaluación comparativa, es fundamental validar que la respuesta dinámica del modelo computacional replica fielmente el comportamiento eléctrico del sistema real. Esta calibración se ejecuta sobre el escenario 1 (modelo base), donde el generador hidroeléctrico despacha 50 kW constantes y la regulación de frecuencia recae exclusivamente en el ELC.

La Figura 4.4 muestra el perfil de frecuencia medido en el sistema eléctrico de Socaire mediante un analizador de calidad de energía en terreno (marca Fluke). El registro evidencia que la variable no permanece estática en su valor nominal de 50,0 Hz, sino que describe un comportamiento oscilatorio continuo derivado de las fluctuaciones de la carga residencial. Durante las horas de baja demanda (periodo valle), el excedente entre la generación despachada y el consumo desplaza el centro de las oscilaciones por sobre la referencia, situando la operación media en torno a los 50,2 Hz. En el bloque de alta demanda vespertina (hora punta), en cambio, el aumento del consumo reduce dicho excedente y la operación media retorna hacia los 50,0 Hz. Sobre esta dinámica se superponen eventos transitorios, en el periodo vespertino se registra la mayor caída de frecuencia del día (49,43 Hz). Si bien las mediciones disponibles no permiten identificar el evento específico que la origina, su magnitud es consistente con la respuesta esperable de un sistema de baja inercia ante una perturbación de carga, donde la regulación existente no alcanza a compensar el desbalance de forma instantánea. Considerando tanto la operación media como estos eventos puntuales, el registro diario queda acotado entre un máximo de 50,45 Hz y un mínimo de 49,43 Hz.

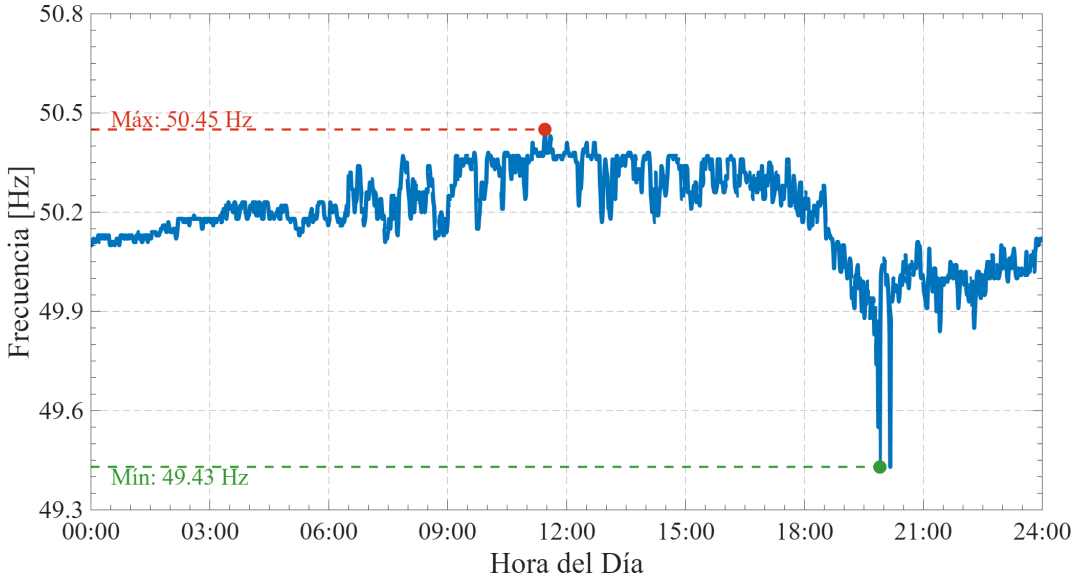
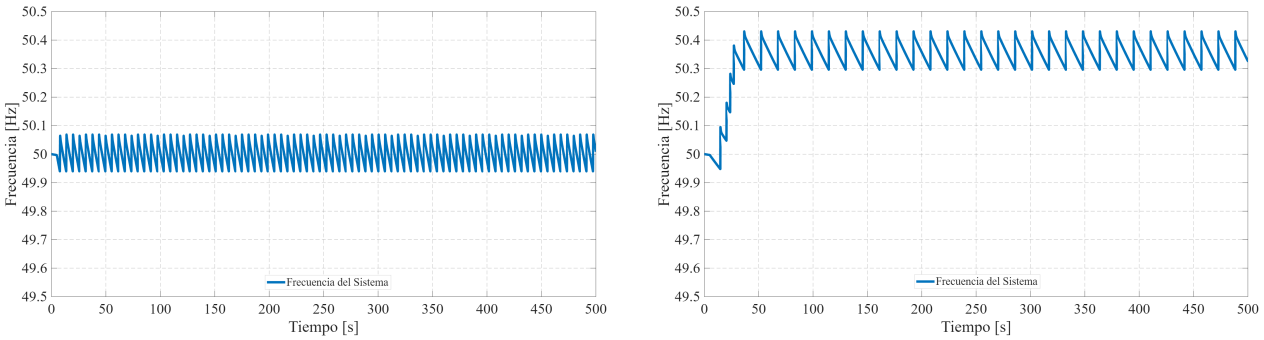


Figura 4.4: Perfil real de frecuencia diaria medido en terreno.

Para emular esta fenomenología en el entorno computacional, se ejecutaron simulaciones RMS bajo regímenes de carga análogos. Dado que la inicialización iterativa establece un equilibrio matemático irreal a 50,0 Hz, se introdujo un escalón de demanda del 5 % en $t = 5$ s. Este estímulo quiebra el reposo, obligando al ELC a conmutar sus etapas resistivas y transitar hacia su ciclo límite natural, tal como se aprecia en la Figura 4.5.



(a) Validación en hora punta.

(b) Validación en hora valle.

Figura 4.5: Comparativa de validación del modelo de frecuencia RMS ante perturbaciones.

La congruencia entre la simulación y los datos registrados en terreno se explica directamente por la arquitectura de conmutación del banco de resistencias:

a) Hora punta: La alta demanda residencial reduce el excedente hídrico. Según la Figura 4.5(a), el ELC conmuta exclusivamente la etapa L1 ($\approx$ 2,8 kW) sobre el umbral u_1. Esta oscilación basal genera un rizado de baja amplitud que correlaciona estrechamente con las lecturas del analizador Fluke (ver Figura 4.4), confirmando una banda operativa estrecha entre 49,95 Hz y 50,05 Hz.

b) Hora valle: La reducción del consumo genera un excedente de energía eléctrica importante ($\approx$ 30 kW). El algoritmo comanda la activación fija de las etapas L1 a L6, delegando la regulación dinámica a la etapa L7 (5 kW) (ver Figura 4.5(b)). Al escalar al umbral u_7, el valor medio de la frecuencia se desplaza lógicamente hacia 50,3 Hz. Los datos del instrumento de campo (ver Figura 4.4) validan esta dinámica, exhibiendo una oscilación entre 50,3 Hz y 50,4 Hz, lo que demuestra que la activación progresiva de las etapas resistivas desplaza la frecuencia operativa en función del excedente de potencia disponible.

Complementariamente, se ejecutó un análisis modal linealizado para verificar la estabilidad de pequeña señal del modelo base, cuyo espectro de autovalores en el plano complejo s ($\sigma \pm j\omega$) se presenta en la Figura 4.6.

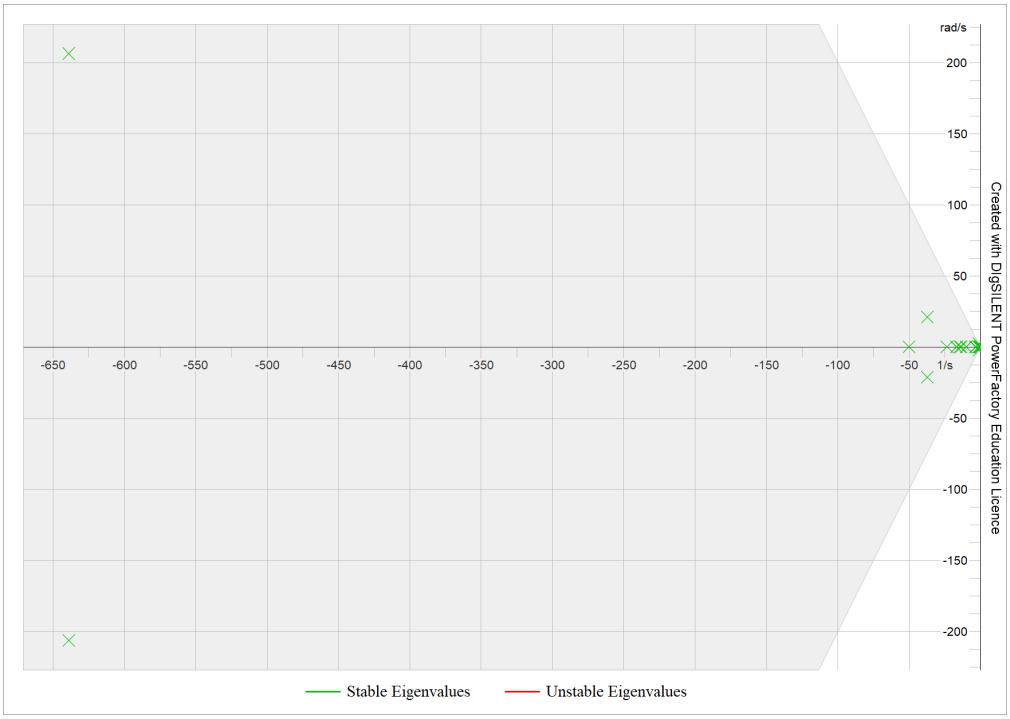


Figura 4.6: Plano complejo de autovalores (polos) linealizados del modelo base.

El diagrama confirma que todos los modos dinámicos electromecánicos se alojan en el semiplano izquierdo de estabilidad ($\sigma < 0$). Los polos reales puros denotan decaimientos aperiódicos (asociados a constantes térmicas o filtros), mientras que los pares complejos conjugados reflejan el amortiguamiento de los modos oscilatorios inherentes del rotor sincrónico.

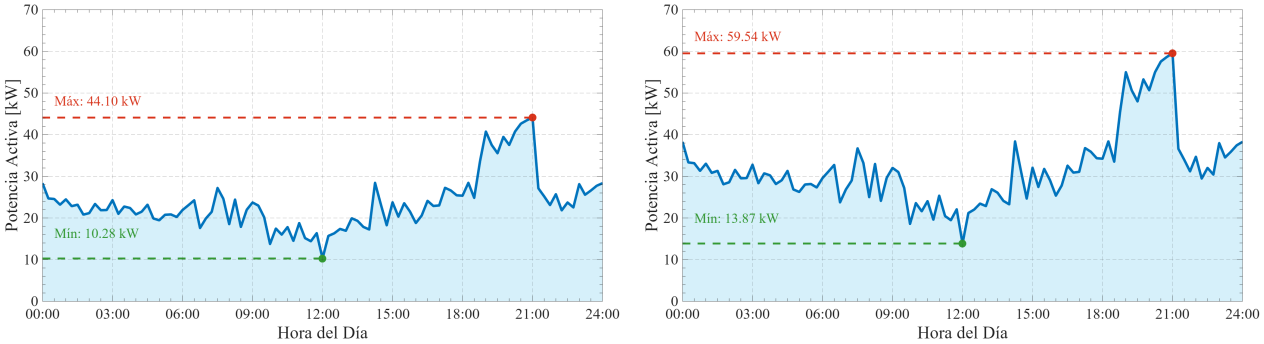
Esta estricta estabilidad certifica que el fenómeno oscilatorio transitorio observado es consecuencia exclusiva de la topología discreta y no lineal del ELC, descartando inestabilidades estructurales de la red. Este doble criterio de validación, congruencia temporal y estabilidad asintótica, garantiza la robustez del modelo base, validándolo metodológicamente para los escenarios propuestos.

4.4. Caracterización de la demanda y recurso solar

Esta sección establece las condiciones de contorno que rigen el comportamiento del sistema. Para ello, se caracteriza el consumo eléctrico en dos niveles: los perfiles de demanda cuasi-dinámicos, evaluados en dos regímenes estacionales (primavera e invierno), y los perfiles dinámicos para las simulaciones transitorias, definidos para los regímenes de hora punta y hora valle. Finalmente, se describe la disponibilidad del recurso solar considerada en el estudio.

4.4.1. Demanda eléctrica

El consumo se caracterizó bajo dos horizontes temporales (actual y futuro), evaluando perfiles primaveral e invernal. El escenario primaveral corresponde a mediciones eléctricas recopiladas en terreno del 3 de septiembre. A partir de este, se construyó el escenario de invierno aplicando un factor de 1,35, representativo del aumento de cargas térmicas en la zona. Estos perfiles se integraron al modelo cuasi-dinámico con una resolución de 15 minutos, como exhibe la Figura 4.7 para la demanda actual.

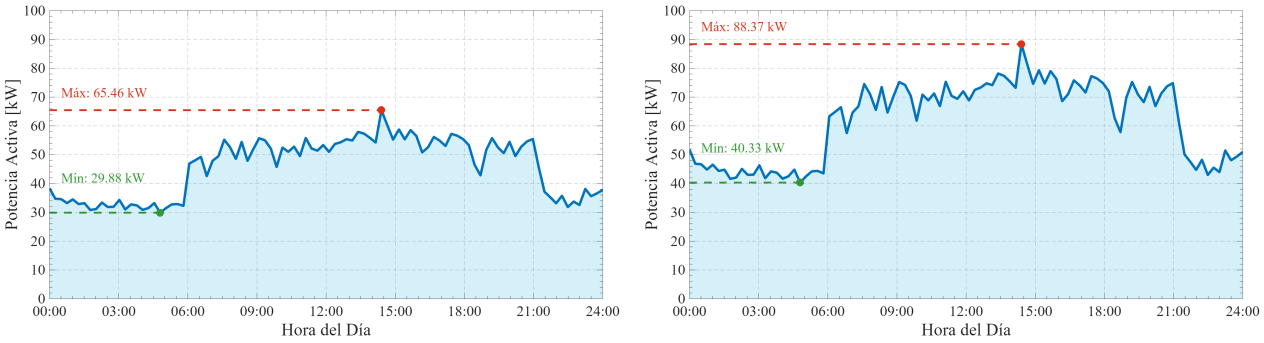


(a) Período primaveral. (b) Período invernal.

Figura 4.7: Perfiles de carga diarios para la condición de demanda actual en Socaire (2023).

La demanda actual presenta una alta variabilidad intradiaria, oscila entre 10,28 kW y 44,10 kW en primavera, y entre 13,87 kW y 59,54 kW en invierno.

Para evaluar el desempeño operativo a largo plazo, se proyectó un escenario de demanda al año 2030, que incorpora sobre el perfil de consumo actual la electrificación de nuevas cargas comunitarias, una planta de tratamiento de agua y el alumbrado público de la localidad, lo cual se aprecia a continuación en la Figura 4.8.



(a) Período primaveral. (b) Período invernal.

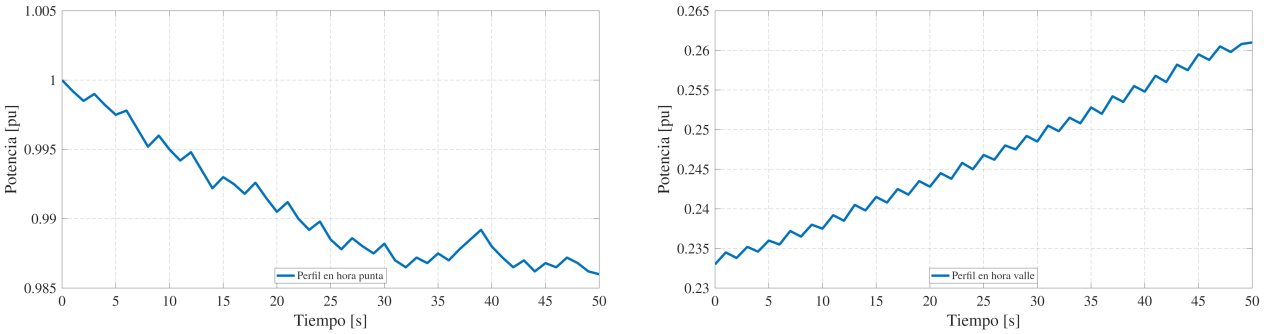
Figura 4.8: Perfiles de demanda diaria proyectada para el horizonte futuro (2030).

Bajo este horizonte, las exigencias operativas son críticas. El consumo primaveral se sitúa entre 29,88 kW y 65,46 kW, mientras que el invernal representa la condición de mayor estrés, oscilando entre 40,33 kW y 88,37 kW. Estos perfiles se aplican exclusivamente en las topologías con BESS (escenarios 3 y 4).

4.4.2. Demanda para análisis dinámico

Para evaluar la estabilidad transitoria y los lazos de control resulta necesario modelar la naturaleza variable del consumo dentro de la ventana de simulación. Dado que el registro de terreno dispone de una muestra por minuto, cada ventana de 50 segundos contiene un único punto empírico. Por este motivo, los perfiles dinámicos se construyen anclando el instante inicial en la muestra medida, correspondiente al máximo diario en el régimen de hora punta y al mínimo diario en hora valle, y el instante final en la muestra del minuto siguiente. Los valores intermedios se interpolan respetando la monotonía que impone la condición de extremo, dado que entre el máximo diario y la muestra

posterior ningún valor puede superarlo. La variación resultante entre ambos extremos alcanza un 1,4 % en hora punta, magnitud que constituye la variabilidad base de los perfiles y que refleja la fluctuación propia de las cargas residenciales. La Figura 4.9 presenta estos perfiles.



(a) Perfil en régimen de hora punta.

(b) Perfil en régimen de hora valle.

Figura 4.9: Perfiles de demanda base con variabilidad para simulaciones RMS.

Adicionalmente, para comprobar los límites de estabilidad de las topologías de control, se diseñó un perfil de mayor exigencia para el régimen más crítico, correspondiente a la hora punta. A diferencia de los perfiles base, cuya variabilidad se deriva del registro, en este caso la magnitud se impone deliberadamente. La Figura 4.10 presenta este perfil, el cual combina una tendencia de caída progresiva con fluctuaciones y eleva la variabilidad al 5 %, equivalente a 2,2 kW sobre la base de 44,10 kW del sistema.

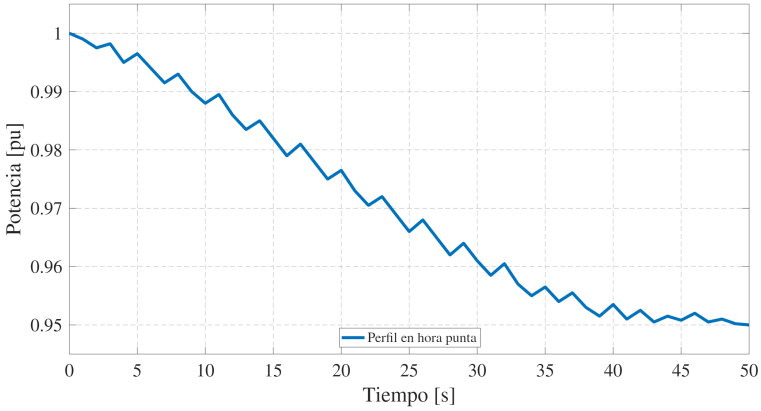


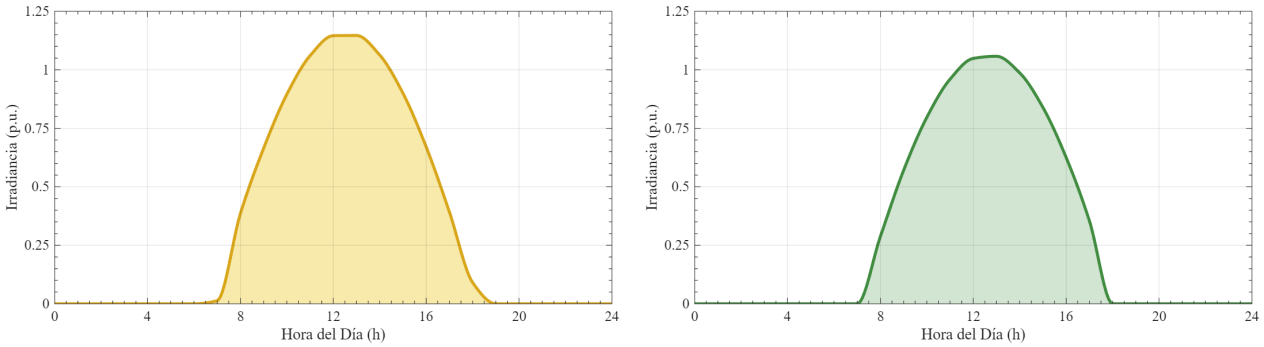
Figura 4.10: Perfil de demanda en hora punta modificado con variabilidad del 5 %.

4.4.3. Recurso solar

Para el dimensionamiento de la generación distribuida, se caracterizó el recurso fotovoltaico de la zona garantizando la consistencia temporal con los regímenes de demanda. Los datos de irradiancia global horizontal (GHI) fueron extraídos de la plataforma oficial *Explorador Solar* del Ministerio de Energía de Chile [28], seleccionando el año meteorológico típico (TMY) para las coordenadas de Socaire.

De la base climatológica se aislaron los perfiles del 3 de septiembre (primavera) y del 6 de julio (invierno). Para su inyección directa en el motor de simulación QDS como factor de escala de

generación activa, las curvas fueron normalizadas en por unidad (p.u.) respecto a la irradiancia base estándar de diseño (STC, 1000 W/m^2), según se presenta en la Figura 4.11.



(a) Perfil primaveral (3 de septiembre).

(b) Perfil invernal (6 de julio).

Figura 4.11: Perfiles de irradiancia solar normalizada extraídos de la serie TMY para Socaire.

Ambos perfiles exhiben una morfología simétrica característica de cielos con poca nubosidad, propiciada por un índice de claridad alto del desierto de Atacama. Dada la altitud geográfica, se constata un fenómeno de sobreirradiancia que excede las condiciones nominales de placa, alcanzando máximos de 1,147 p.u. (1146,8 W/m^2) en septiembre y 1,058 p.u. (1057,9 W/m^2) en julio, registrados invariablemente en torno al mediodía solar.

El análisis evidencia el impacto restrictivo de la estacionalidad en la operación del BESS. Mientras que el perfil primaveral asegura un bloque de recarga de 12 horas, el invernal se contrae a 10 horas efectivas. Esta limitación horaria, sumada al desfase operativo donde el máximo de generación PV coincide con el valle de demanda, justifica de manera categórica la necesidad técnica de integrar un sistema de almacenamiento. Bajo este contexto, el BESS se constituye como el activo de flexibilidad indispensable para desacoplar temporalmente la producción solar de la carga, almacenando los excedentes de energía diurna para restituirlos de forma estratégica durante el período de punta nocturna, asegurando así la continuidad del suministro comunitario.

4.5. Parametrización de componentes en DIgSILENT PowerFactory

Para evaluar el desempeño dinámico y energético del sistema, se implementó la topología de Socaire en DIgSILENT PowerFactory (versión 2023). El modelo integra una central hidroeléctrica, el sistema de distribución radial desbalanceado, cargas monofásicas y los recursos energéticos distribuidos (BESS y PV).

La Figura 4.12 representa el escenario 4 de este estudio, el cual proyecta la transición del sistema actual hacia una microrred aislada de alta penetración renovable. Este esquema incluye la totalidad de los activos de generación y almacenamiento considerados para la operación futura de la localidad. Debido a la extensión y nivel de detalle del modelado (nodos intermedios, transformadores y ramales), la topología se expone a escala general en esta Sección. Es importante señalar que la Figura 4.12 y las demás capturas exportadas desde DIgSILENT PowerFactory conservan la nomenclatura en inglés y el formato decimal propio del software. Para facilitar la visualización técnica, el diagrama ha sido sectorizado en cuatro cuadrantes operativos.



Figura 4.12: Topología completa del sistema eléctrico modelado en DIgSILENT PowerFactory.

4.5.1. Generador sincrónico hidráulico (unidad principal)

La Tabla 4.4 presenta los valores nominales del generador hidroeléctrico instalado en el sistema, los cuales fueron obtenidos directamente mediante el levantamiento y registro de los datos de placa en terreno.

Tabla 4.4: Datos nominales del generador de Socaire.

Parámetro	**Símbolo**	**Valor**	**Unidad**
Potencia aparente nominal	S_{nom}	125	kVA
Potencia activa nominal	P_{nom}	100	kW
Tensión nominal	U_{nom}	380	V
Factor de potencia	$\cos(\varphi)$	0,8	-
Conexión	-	YN (estrella)	-

La configuración operativa del generador varía según el dominio temporal del estudio a realizar.

1) Parametrización para análisis energético

En el dominio QDS, la configuración del generador sincrónico cambia dependiendo de la estrategia de control de cada escenario. En los escenarios 1 y 3, donde la turbina inyecta una potencia constante, el generador opera estrictamente en modo PQ. En estos casos, el balance energético de la red lo determina el ELC o el BESS, quienes asumen el rol de barra *slack*. Por el contrario, en los escenarios 2 y 4, al habilitar la regulación de velocidad mediante el *governor*, la turbina se encarga de equilibrar activamente el sistema. Por lo tanto, el generador pasa a ser la barra *slack*.

Independientemente de si opera como PQ o *slack*, los límites físicos de la máquina ingresados en la pestaña *Load Flow* son los mismos. La Tabla 4.5 detalla esta configuración, la cual respeta la capacidad real del equipo y define un margen seguro para la absorción de reactivos.

Tabla 4.5: Límites operativos del generador sincrónico configurados para simulaciones QDS.

Parámetro	**Símbolo**	**Valor**	**Unidad**
Límite máx. potencia activa	P_{max}	100	kW
Límite mín. potencia activa	P_{min}	0	kW
Límite máx. potencia reactiva	Q_{max}	75	kvar
Límite mín. potencia reactiva	Q_{min}	-30	kvar

2) Parametrización para análisis dinámico

Para la inicialización dinámica, el generador se define como máquina de referencia, actuando como barra *slack* para cerrar el balance de potencia inicial antes de que operen los lazos de control transitorios. La representación topológica de este rol operativo, así como la interconexión de las variables de control asociadas, se estructuran mediante el modelo de planta detallado en el *frame* de la Figura A.4 del Anexo A.

Los parámetros dinámicos del generador corresponden a valores típicos de literatura para unidades de polos salientes y baja potencia, configurados sobre el modelo estándar de DIgSILENT PowerFactory, los cuales se muestran a continuación en la Tabla 4.6.

Tabla 4.6: Parámetros dinámicos configurados para el generador sincrónico.

Parámetro	**Símbolo**	**Valor**	**Unidad**
Reactancias y resistencias			
Reactancia sincrónica eje d	x_d	1,8	p.u.
Reactancia sincrónica eje q	x_q	1,1	p.u.
Reactancia transitoria eje d	x'_d	0,18	p.u.
Reactancia subtransitoria eje d	x''_d	0,12	p.u.
Reactancia subtransitoria eje q	x''_q	0,15	p.u.
Reactancia de dispersión	x_l	0,1	p.u.
Reactancia de secuencia negativa	x_2	0,135	p.u.
Reactancia de secuencia cero	x_0	0,07	p.u.
Resistencia de estator	R_{str}	0,015	p.u.
Constantes de tiempo			
Constante de inercia	H	1,5	s
Cte. de tiempo transitoria	T'_d	0,8	s
Cte. de tiempo subtransitoria d	T''_d	0,03	s
Cte. de tiempo subtransitoria q	T''_q	0,05	s

3) Justificación de parámetros

La parametrización integral de la unidad generadora se estructuró tomando como base los datos de placa disponibles y complementándolos con los modelos estándar provistos por la biblioteca de DIgSILENT PowerFactory.

Para el dominio QDS, la alternancia entre nodo PQ y barra *slack* responde a la realidad física del recurso hídrico en cada escenario evaluado. Operar como nodo PQ refleja un despacho de caudal fijo cuyo balance se delega al ELC o BESS, configuración fundamental para dimensionar excedentes energéticos. Por su parte, la transición al modo *slack* valida la capacidad nominal de la unidad para despachar y mantener la referencia de la red de forma autónoma. La restricción de subexcitación ($Q_{min} = -30$ kvar) evita que la máquina no absorba reactivos más allá de su límite de estabilidad estática, protegiendo las cabezas de bobina del estator contra sobrecalentamientos locales.

Para el análisis RMS, ante la ausencia de protocolos de ensayos de cortocircuito específicos de la máquina instalada, los parámetros dinámicos se estimaron utilizando valores característicos para generadores sincrónicos de polos salientes de baja potencia, respaldados por la literatura clásica de estabilidad de sistemas de potencia [4]. Esta asimetría magnética representa fielmente la construcción de un alternador acoplado a una turbina Pelton de baja velocidad. De igual forma, se adoptó una constante de inercia conservadora de $H = 1,5$ s, valor congruente con la reducida masa rotacional de los grupos hidroeléctricos a pequeña escala. Esta selección paramétrica rigurosa asegura que el modelo capture con alta fidelidad las oscilaciones electromecánicas transitorias y garantice la robustez de las conclusiones obtenidas.

4.5.2. Sistema de excitación

El control de tensión del generador se define a través de la parametrización del AVR. Al igual que en la gestión de potencia activa, la configuración de este equipo varía según el dominio temporal y la estrategia de control evaluada.

1) Parametrización para análisis energético

En las simulaciones QDS, el sistema de excitación carece de parametrización transitoria y su comportamiento depende directamente del rol asignado al generador. En los escenarios 1 y 3, al operar la máquina como PQ, el control local se configura en potencia reactiva constante. En esta condición, la regulación de la tensión de la red recae sobre el nodo *slack* (el ELC o BESS).

En contraste, durante los escenarios 2 y 4, donde el generador asume el control principal del sistema, se activa el modo de control de tensión. Bajo esta configuración, el AVR de la turbina es el encargado de fijar y mantener la barra de generación en $1,0$ p.u. a lo largo de todo el perfil diario.

2) Parametrización para análisis dinámico

El AVR se mantiene habilitado e inalterado en todos los escenarios de estudio, siendo el elemento encargado de suministrar la corriente reactiva requerida frente a variaciones súbitas de carga. La Tabla 4.7 detalla los parámetros implementados para el controlador y sus respectivos límites de saturación, cuyos valores operan dentro de los rangos validados por el software para un sistema de excitación estático de respuesta rápida.

Tabla 4.7: Parámetros del sistema de excitación en simulaciones RMS.

Parámetro	**Símbolo**	**Valor**	**Unidad**
Parámetros del controlador			
Retardo de medición	T_r	0,01	s
Ganancia del regulador	K_a	40	p.u.
Constante de tiempo	T_a	0,05	s
Límites de saturación			
Tensión de excitación máx.	V_{r_max}	4,0	p.u.
Tensión de excitación mín.	V_{r_min}	-4,0	p.u.
Límite de entrada máx.	V_{i_max}	0,5	p.u.
Límite de entrada mín.	V_{i_min}	-0,5	p.u.

3) Justificación de parámetros de simulación

En el dominio QDS, la parametrización se simplifica a la definición de modos de control en estado estacionario. La elección del modo PQ en los escenarios 1 y 3 previene conflictos numéricos en el flujo de carga. Al existir un BESS o ELC operando como referencia de red, fijar el reactivo de la turbina evita la circulación de corrientes reactivas parásitas entre fuentes. Por el contrario, la transición al modo PV en los escenarios 2 y 4 valida la capacidad autónoma del generador de 100 kW

para mantener la barra principal en $1,0$ p.u., garantizando la calidad del suministro en operación netamente aislada.

Para el análisis RMS, en el AVR se adoptó una ganancia de $K_a = 40$ p.u., valor característico de los excitadores estáticos. La constante de tiempo $T_a = 0,05$ s refleja la conmutación casi instantánea de la electrónica de potencia del AVR, asegurando una inyección rápida de reactivos ante caídas bruscas de tensión. Finalmente, los límites de tensión ($V_{r\_max} = 4,0$ p.u.) garantizan que el campo de la unidad no se sature prematuramente frente a perturbaciones severas, permitiendo recuperar el perfil de tensión nominal en tiempos técnica y operativamente aceptables.

4.5.3. Regulador de velocidad y turbina hidráulica

La generación base del sistema proviene de una mini central hidroeléctrica equipada con una turbina Pelton de eje horizontal. Los parámetros técnicos y el punto de diseño nominal, obtenidos de la placa del fabricante, se resumen en la Tabla 4.8.

Tabla 4.8: Datos técnicos de la turbina Pelton.

Parámetro	**Símbolo**	**Valor**	**Unidad**
Modelo	-	TP250-2	-
Potencia mecánica nominal	$P_{m,nom}$	107	kW
Salto neto de diseño	H_{net}	90	m
Caudal nominal	Q_{nom}	0,15	m^3/s
Eficiencia nominal	η	80,8	%
Velocidad de giro	n	1000	rpm
Altitud	-	3500	m.s.n.m.

1) Parametrización para análisis energético

En el dominio QDS se desprecian las constantes de tiempo y la dinámica transitoria del regulador de velocidad. El efecto de este control en estado estacionario ya queda capturado por el rol asignado al generador (PQ o *slack*) según el escenario, detallado en su parametrización energética (Sección 4.5.1), por lo que la turbina no requiere configuración adicional en este dominio.

2) Parametrización para análisis dinámico

En las simulaciones RMS la turbina se acopla a sus sistemas de regulación. Los parámetros físicos de la dinámica del agua y del servomotor se mantuvieron idénticos en todas las simulaciones para garantizar la validez del análisis comparativo. La reconfiguración se limitó a la lógica del regulador de velocidad según el escenario:

- Potencia fija (escenarios 1 y 3): modelo estándar `gov_hydro` (ver Figura A.6, Anexo A) con el lazo de realimentación de frecuencia inhibido, manteniendo la turbina a potencia mecánica constante y delegando la regulación al ELC o al BESS.
- Modo isócrono (escenario 2): marco de control personalizado con un controlador proporcional-integral (PI) puro en lenguaje dsl (ver Figura A.7, Anexo A). Al carecer de estatismo perma-

nente, fuerza a la turbina a recuperar un error de frecuencia nulo.

- Modo con estatismo (escenario 4): mismo modelo `gov_hydro`, ahora con estatismo permanente $R_{\text{perm}} > 0$. Esto habilita la operación coordinada con el BESS. Ante un error de frecuencia residual, ambos reparten la regulación primaria en proporción a sus coeficientes de estatismo, evitando la competencia de control.

La Tabla 4.9 detalla la parametrización unificada de la planta física y la sintonía específica de cada esquema de control.

Tabla 4.9: Parámetros dinámicos unificados de la turbina y sintonía de reguladores.

Parámetro	**Símbolo**	**Valor**	**Unidad**
Parámetros físicos comunes (turbina y servomotor)			
Constante de tiempo del agua	T_w	1,0	s
Altura de caída nominal	H_{dam}	1,0	p.u.
Ganancia de la turbina	A_t	1,0	p.u.
Flujo en vacío (sin carga)	Q_{nl}	0,05	p.u.
Potencia mecánica máxima	pm_{max}	1,05	p.u.
Potencia mecánica mínima	pm_{min}	0,0	p.u.
Constante de tiempo del filtro	T_f	0,05	s
Constante de tiempo del servo	T_g	0,2	s
Límite de vel. de compuerta	Vel_m	0,25	p.u./s
Sintonía específica de control: PI isócrono			
Ganancia proporcional	K_p	2,0	p.u.
Ganancia integral	K_i	0,5	p.u./s
Sintonía específica de control: gov_HYDRO			
Estatismo permanente	R_{perm}	0,05	p.u.
Estatismo transitorio	R_{temp}	0,35	p.u.
Constante de tiempo reset	T_r	3,5	s

3) Justificación de parámetros

Los parámetros físicos de la planta (T_w, Q_{nl}, T_g, entre otros) se mantuvieron constantes en todas las simulaciones, aislando el efecto de cada estrategia de regulación. La constante de tiempo del agua se fijó en $T_w = 1{,}0$ s, valor representativo del rango que reporta [4] para centrales hidroeléctricas (0,5–4 s), ante la ausencia de datos de la tubería forzada. Al ser un estudio comparativo, basta con mantenerlo idéntico en todos los escenarios. Esta constante gobierna la respuesta de fase no mínima de la turbina, que exige amortiguamiento en los lazos de control, y se complementa con un límite de velocidad del servomotor de $Vel_m = 0{,}25$ p.u./s sobre las tasas de apertura y cierre.

La sintonía se ajustó por escenario. El PI isócrono (escenario 2) emplea $K_p = 2{,}0$ p.u. y $K_i = 0{,}5$ p.u./s, priorizando una actuación suave sin sobreexigir la válvula. El modelo *gov_HYDRO* (escenario 4) amortigua con un compensador de adelanto-atraso ($R_{temp} = 0{,}35$ p.u., $T_r = 3{,}5$ s). El estatismo permanente $R_{perm} = 0{,}05$ (5 %) permite el reparto de carga estable en la operación coordinada con el BESS.

4.5.4. Generador diésel de respaldo

Socaire dispone de un grupo electrógeno de respaldo destinado a suministrar energía ante perturbaciones severas o periodos de mantenimiento prolongado de la unidad principal. Si bien esta unidad se incorporó en el modelo desarrollado en DIgSILENT PowerFactory para preservar la fidelidad topológica de la instalación real, se configuró permanentemente en estado inactivo durante todas las simulaciones.

Esta decisión metodológica garantiza que el análisis comparativo evalúe exclusivamente la viabilidad de un esquema de generación 100 % renovable y el desempeño dinámico de los activos de gestión propuestos (ELC y BESS).

4.5.5. Controlador electrónico de carga

Dada la naturaleza de los motores de cálculo en DIgSILENT PowerFactory, la parametrización de este equipo en el simulador se divide según el dominio temporal del estudio.

1) Parametrización para análisis energético

En el dominio QDS, el ELC se modela simplificadamente mediante un equivalente de red configurado como barra *slack*. Este elemento asume el rol de sumidero de potencia para absorber los excedentes de generación en cada paso de carga. Para garantizar que opere exclusivamente en el cuadrante de consumo y no inyecte potencia al sistema, se han restringido sus límites operativos según la Tabla 4.10.

Tabla 4.10: Parámetros del equivalente de red para el ELC en QDS.

Parámetro	**Símbolo**	**Valor**	**Unidad**
Tensión de referencia	V_{set}	1,0	p.u.
Ángulo de referencia	δ	0,0	°
Límite máx. potencia activa	P_{max}	0,0	kW
Límite mín. potencia activa	P_{min}	-105,0	kW
Límite máx. potencia reactiva	Q_{max}	0,0	kvar
Límite mín. potencia reactiva	Q_{min}	0,0	kvar

2) Parametrización para análisis dinámico

Para el modelo dinámico, se define una arquitectura discreta de $N = 9$ etapas en paralelo a la barra de generación, estructurada mediante una configuración híbrida de pasos de ajuste fino y grueso (ver Tabla 4.11). Esta segmentación operacional se deriva de la correspondencia exacta entre el diagrama unilineal del tablero del cargador switcher y su ordenamiento físico registrado en terreno, elementos que constatan la integración de siete pasos compuestos por ternas de resistencias monofásicas y dos pasos de carga trifásica independientes.

Tabla 4.11: Dimensionamiento físico del banco de resistencias de lastre.

Parámetro	**Símbolo**	**Valor**	**Unidad**
Especificaciones técnicas nominales			
Potencia total instalada	$P_{\mathrm{ELC,tot}}$	105	kW
Tensión nominal	U_{nom}	0,4	kV
Número de etapas físicas	N_{steps}	9	-
Distribución nominal de potencia por etapas			
Etapas de ajuste fino	L1 a L7	7×5	kW
Etapas de ajuste grueso	L8 y L9	2×35	kW

Para inicializar las simulaciones RMS se utiliza la etapa L1 como una resistencia equivalente de ajuste, con el objetivo de cerrar el balance de potencia del flujo de carga y asegurar que el generador sincrónico opere en el punto de despacho impuesto de 50 kW. Los valores empleados, $P_{L1,HP} = 2{,}8$ kW en hora punta y $P_{L1,HV} = 7{,}9$ kW en hora valle, no representan una modificación del dimensionamiento físico del banco, sino una parametrización de inicialización asociada a cada régimen de operación.

La representación de las etapas resistivas mediante su dependencia de tensión se detalla en la Tabla 4.12. Al tratarse de una carga puramente resistiva, la potencia activa se modela como impedancia constante, de modo que su consumo varía con el cuadrado de la tensión, mientras que la potencia reactiva nominal es nula.

Tabla 4.12: Parámetros de dependencia de tensión de la potencia activa del ELC.

Componente	**Símbolo**	**Valor**	**Exponente (e)**
Dependencia de potencia activa (P)			
Potencia constante	a_P	0,0	0
Corriente constante	b_P	0,0	1
Impedancia constante	c_P	1,0	2

Respecto a la lógica de control en lazo cerrado que gobierna la conmutación de los pasos, la Tabla 4.13 detalla los umbrales de activación ingresados al bloque lógico programado en DSL, los cuales fueron calibrados a partir de las mediciones de frecuencia del sistema real.

Tabla 4.13: Parámetros de activación del ELC para el caso de estudio de Socaire.

Etapa / parámetro	**Símbolo**	**Umbral**	**Unidad**
Umbrales de activación de cargas			
Paso 1 (≈5 kW)	u_1	1,001	p.u.
Paso 2 (5 kW)	u_2	1,003	p.u.
Paso 3 (5 kW)	u_3	1,004	p.u.
Paso 4 (5 kW)	u_4	1,005	p.u.
Paso 5 (5 kW)	u_5	1,006	p.u.
Paso 6 (5 kW)	u_6	1,007	p.u.
Paso 7 (5 kW)	u_7	1,008	p.u.
Paso 8 (35 kW)	u_8	1,012	p.u.
Paso 9 (35 kW)	u_9	1,016	p.u.
Configuración de control y temporización			
Banda de histéresis	h	0,002	p.u.
Tiempo de retardo	t_d	0,030	s
Tiempo de bloqueo	t_{lock}	0,500	s

3) Reconfiguración como resistencia de seguridad (exclusivo escenario 3)

Para el desarrollo del escenario 3, el ELC original se reconfigura para cumplir una función de protección. Al carecer de regulación de caudal, existe el riesgo de perder el balance energético en aquellos puntos de operación donde el excedente de generación supera el límite dinámico de absorción del BESS.

Bajo estas condiciones, el banco de resistencias actúa como una carga de lastre de seguridad. La conexión de este banco se establece de forma prefijada desde el estado inicial de la simulación, permitiendo disipar los excedentes hídricos no almacenables correspondientes a dicho punto de operación. Este componente se restringe al escenario 3. En el escenario 4, la habilitación del regulador de velocidad permite gestionar los excedentes desde la fuente primaria, suprimiendo la necesidad de disipación térmica y elevando la eficiencia global del sistema.

4) Justificación de parámetros

En el dominio QDS, la restricción de potencia activa máxima en 0 kW es crítica, ya que previene matemáticamente la inyección de energía por parte del equivalente, preservando su naturaleza de sumidero. El límite inferior de -105 kW restringe la absorción a la capacidad real del banco. Adicionalmente, forzar $Q = 0$ kvar asegura un factor de potencia estrictamente unitario, característico de las cargas puramente resistivas. Finalmente, la tensión y el ángulo de referencia corresponden a los valores requeridos por el elemento `ElmXnet` para operar como nodo de referencia numérico en el flujo de carga, sin cumplir una función física de formación de tensión, la cual recae en el generador sincrónico.

Para el análisis RMS, el diseño y distribución del banco (105 kW) se corroboró mediante inspección técnica del diagrama unilineal y el tablero de control de la planta en Socaire. Esta capacidad instalada cumple con las directrices de diseño para microrredes aisladas documentadas en están-

dares técnicos internacionales, tales como la norma de la *Alternative Energy Promotion Centre* de Nepal [29] y las *Mini-Grid Technical Guidelines* de Myanmar [30], las cuales establecen que el lastre debe dimensionarse entre un 100 % y 120 % de la potencia nominal del generador (100 kW). Esto garantiza un margen de seguridad suficiente para absorber rechazos de carga totales sin inducir sobrevelocidades en la unidad hidráulica. Asimismo, parametrizar la carga bajo el modelo de impedancia constante ($P \propto V^2$) refleja con precisión la física termodinámica de las resistencias, proporcionando un amortiguamiento natural ante sobretensiones transitorias.

La calibración de los umbrales de conmutación del modelo DSL (u_1 a u_9) se ejecutó iterativamente para replicar el patrón oscilatorio registrado por la instrumentación de campo en el sistema real. El inicio de la disipación se configuró en 50,05 Hz (1,001 p.u.), garantizando una respuesta oportuna frente a excedentes de generación.

Finalmente, la sincronización mecánica de la lógica discreta se validó a través de la banda de histéresis y las constantes de tiempo. Una histéresis de $h = 0{,}002$ p.u. previene la desconexión prematura de la etapa activa hasta que la frecuencia descienda de forma concluyente. De forma crítica, el tiempo de retardo ($t_d = 0{,}03$ s) representa la inercia de maniobra mecánica, valor plenamente congruente con los rangos nominales de cierre y apertura detallados en la hoja de datos de la serie de contactores de marca ABB [31]. Por su parte, el tiempo de bloqueo ($t_{\text{lock}} = 0{,}50$ s) modela la restricción lógica anti-rebote programada en el firmware del controlador. La inclusión rigurosa de estas limitantes físicas e informáticas resulta indispensable para mitigar oscilaciones numéricas de alta frecuencia y asegurar la estabilidad y convergencia del modelo dinámico durante transitorios dinámicos severos.

4.5.6. Sistema de almacenamiento de energía

El dimensionamiento del BESS se fundamenta en una arquitectura modular comercial, seleccionada a partir de los presupuestos y restricciones del proyecto. El banco de baterías de iones de litio (tecnología $LiFePO_4$) se compone de 20 módulos comerciales Pylontech de 4,8 kWh nominales cada uno [32], alcanzando una capacidad instalada de 96 kWh.

La Tabla 4.14 resume los valores nominales del equipo, correspondientes a la capacidad del inversor dimensionado para gestionar este banco.

Tabla 4.14: Datos nominales del BESS.

Parámetro	**Símbolo**	**Valor**	**Unidad**
Potencia aparente nominal	S_{nom}	60	kVA
Potencia activa nominal	P_{nom}	54	kW
Tecnología	-	3PH (trifásico)	-
Tensión nominal	U_{nom}	0,4	kV
Factor de potencia	$\cos(\varphi)$	0,9	-
Conexión	-	PWM trifásico	-
Energía útil (95 % DoD)	E_{util}	91,2	kWh
Autonomía a P_{nom}	t_{aut}	1,69	h

Dado el rol dual del sistema de almacenamiento, su parametrización computacional se divide estrictamente según el dominio temporal del estudio.

1) Parametrización para análisis energético

En las simulaciones QDS, la dinámica de conmutación del inversor se omite, y el equipo es gobernado por el controlador `ElmQdsl` configurado como *battery type 2 (power measurement)*. Mediante este controlador, el modelo evalúa el balance neto de la red en cada intervalo y actualiza el SOC.

La Tabla 4.15 detalla la parametrización ingresada. Dado que las características físicas del banco permanecen invariantes, se define una configuración única en cuanto a capacidad. No obstante, los límites de absorción e inyección se ajustan según la estrategia de despacho de los escenarios 3 y 4.

Tabla 4.15: Parametrización del modelo QDS del BESS para los escenarios de estudio.

Parámetro	**Símbolo**	**Esc. 3**	**Esc. 4**	**Unidad**
Restricciones energéticas y SOC				
Capacidad de energía total	E_{ini}	96	96	kWh
SOC inicial	SOC_{ini}	40	40	%
SOC mínimo permitido	SOC_{min}	20	20	%
SOC máximo permitido	SOC_{max}	90	90	%
Restricciones de carga (absorción)				
Potencia nominal de carga	P_{store}	40	30	kW
Potencia de inicio de carga	$PStartStore$	0	0	kW
Potencia para carga plena	$PFullStore$	40	30	kW
Potencia reactiva de carga	Q_{store}	0	0	kvar
Restricciones de descarga (inyección)				
Potencia nominal de descarga	P_{feed}	30	5	kW
Potencia de inicio de descarga	$PStartFeed$	0	2	kW
Potencia para descarga plena	$PFullFeed$	30	12	kW
Potencia reactiva de descarga	Q_{feed}	0	0	kvar

2) Parametrización para análisis dinámico

Para los estudios RMS, el punto de operación en estado estacionario ($t = 0$) se define configurando el BESS en el módulo de flujo de carga como un nodo de potencia controlada (PQ). El despacho inicial (P_{ref}) se ajusta para cubrir el balance exacto del escenario simulado, operando a factor de potencia unitario.

Para asegurar un modelado robusto y estandarizado a nivel industrial, el esquema de control dinámico se implementó utilizando los modelos genéricos recomendados por el WECC. Este marco de control se compone de módulos en cascada, el controlador de planta (REPC_A), el controlador eléctrico (REEC_C) y el modelo del convertidor (REGC_B).

La Tabla 4.16 presenta la parametrización de este dispositivo, definiendo la respuesta rápida del inversor ante perturbaciones en la red.

Tabla 4.16: Parámetros del controlador WECC para el BESS.

Parámetro	**Símbolo**	**Valor**	**Unidad**
Control de potencia activa y frecuencia (REPC_A)			
Ganancia de regulación de frecuencia (up/down)	D_{up} / D_{dn}	20,0	p.u./p.u.
Ganancia proporcional de control de potencia	K_{pg}	3,0	p.u./p.u.
Ganancia integral de control de potencia	K_{ig}	1,0	p.u./p.u.
Banda muerta de frecuencia	$fdbd_1/fdbd_2$	$\pm 10^{-5}$	p.u.
Cte. de tiempo de filtro de potencia activa	T_p	0,25	s
Cte. de tiempo de retardo (salida P)	T_{lag}	0,10	s
Control de potencia reactiva y tensión (REPC_A)			
Ganancia proporcional del regulador volt/VAR	K_p	1,0	p.u./p.u.
Ganancia integral del regulador volt/VAR	K_i	5,0	p.u./p.u.
Ganancia de estatismo reactivo (droop)	K_c	10,0	p.u.
Banda muerta de control volt/VAR	db	0,002	p.u.
Cte. de tiempo de filtro de tensión/reactiva	T_{fltr}	0,02	s
Modelo del convertidor y límites (REGC_B)			
Cte. de tiempo del convertidor	T_g	0,02	s
Retardo emulado en los controles	T_e	0,02	s
Límite máx./mín. de comando de potencia activa	P_{max}/P_{min}	$\pm 1,0$	p.u.
Límite máx./mín. de comando reactivo	Q_{max}/Q_{min}	$\pm 1,0$	p.u.

3) Justificación de parámetros

En el dominio QDS, el dimensionamiento de la capacidad total (E_{ini} = 96 kWh) responde directamente a la modularidad física de los equipos comerciales cotizados. Esta capacidad asegura que el banco posea la autonomía energética suficiente para sostener la demanda durante perturbaciones u horas de baja disponibilidad, sin permitir que el estado de carga descienda por debajo del límite técnico del 20 %, resguardando la vida útil operativa de las celdas de $LiFePO_4$.

La parametrización de carga y descarga en estado estacionario se estructuró de forma adaptativa. En el escenario 3, dada la operación de la turbina a potencia mecánica fija, el BESS asume el rol de nivelador de carga. El límite de absorción (P_{store}) se configuró en 40 kW, con una eliminación total de la banda muerta ($PStartStore$ = 0 kW). Esto fuerza al inversor a capturar instantáneamente cualquier diferencial positivo de generación, evitando sobrefrecuencias o la activación prematura de la resistencia de seguridad. Por el contrario, en el escenario 4, el equipo asume un despacho continuo de inyección base (P_{feed} = 5 kW) para mitigar el esfuerzo de la turbina durante la noche. En este caso, el límite de absorción se reduce a 30 kW, proporcionando una rampa de carga suavizada que absorbe el pico de irradiancia solar del mediodía sin saturar prematuramente la capacidad de las celdas.

Para el análisis RMS, ante la ausencia de parámetros transitorios provistos por el fabricante comercial, la sintonía del esquema de control se sustentó rigurosamente en los lineamientos técnicos del WECC para modelos de almacenamiento en redes aisladas. La ganancia de regulación de frecuencia (D_{up}/D_{dn}) se configuró en 20 p.u., lo que equivale matemáticamente a un estatismo primario del

5 %. Esta decisión de diseño es crítica, ya que garantiza un reparto de carga equitativo y coordinado con el regulador *gov_HYDRO* de la turbina principal, previniendo oscilaciones provocadas por la competencia entre los lazos de control primario.

Finalmente, la parametrización del control de potencia activa se sustenta en el modelo genérico de controlador de planta REPC_A del WECC [25], empleando ganancias proporcional-integral de $K_{pg} = 3{,}0$ y $K_{ig} = 1{,}0$ junto a una constante de tiempo de salida $T_{lag} = 0{,}1$ s. Esta configuración permite que la respuesta de potencia opere en una escala de tiempo muy inferior a la de la regulación de frecuencia, conteniendo las desviaciones ante variaciones abruptas de carga y compensando la baja inercia rotacional característica de la microcentral de Socaire.

4.5.7. Sistema fotovoltaico

El diseño del arreglo fotovoltaico se fundamenta en un enfoque modular, utilizando como bloque constructivo paneles monocristalinos comerciales de 550 Wp. Las características eléctricas específicas utilizadas en la simulación fueron extraídas de la hoja de datos del fabricante de los módulos seleccionados [33], asegurando la viabilidad constructiva de la solución.

El dimensionamiento de la capacidad en corriente continua (P_{STC}) responde directamente a las restricciones de absorción del sistema en los dos horizontes de demanda evaluados. Considerando las pérdidas operativas, se aplicó un sobredimensionamiento en DC para garantizar que la inyección útil en AC cumpla con los requerimientos netos proyectados. Las configuraciones resultantes se detallan en la Tabla 4.17.

Tabla 4.17: Parámetros de diseño del sistema fotovoltaico.

Parámetro	**Símbolo**	**Horizonte Actual**	**Horizonte Futuro**	**Unidad**
Dimensionamiento y capacidad global				
Potencia pico instalada	P_{STC}	37,4	81,4	kWp
Número de paneles físicos	N_{mod}	68	148	#
Área total de captación	A_{pv}	175,4	381,6	m^2
Especificaciones técnicas y de conversión				
Potencia unitaria (STC)	P_{mod}	550	550	Wp
Eficiencia del módulo	η_{pv}	21,3	21,3	%
Eficiencia global	η_{sys}	80,0	80,0	%
Factor de potencia nominal	$\cos(\varphi)_{nom}$	1,0	1,0	-
Tecnología de inversores	-	Trifásico (grid-following)		-

A diferencia de la unidad sincrónica y el BESS, la planta PV se modela sin un esquema de control activo de frecuencia. El comportamiento computacional de esta planta en DIgSILENT PowerFactory se adapta dinámicamente según el dominio de simulación requerido.

1) Parametrización para análisis energético

Para las simulaciones QDS, la planta fotovoltaica opera como una fuente de potencia activa variable, siguiendo el perfil temporal de irradiancia de Socaire. Para proyectar la potencia útil inyectada a la red alterna, se define una eficiencia global del sistema (η_{sys}) del 80 %. Este valor conservador

agrupa la eficiencia del inversor ($\eta_{inv} \approx 0,96$), las pérdidas misceláneas por suciedad y cableado ($\eta_{misc} \approx 0,97$). Las ecuaciones algebraicas que rigen el despacho inyectado a la red son:

$$P_{PV,actual}(t) = P_{STC,actual} \cdot \eta_{sys} \cdot I(t) = 29,92 \cdot I(t) \text{ [kW]} \tag{4.1}$$

$$P_{PV,futuro}(t) = P_{STC,futuro} \cdot \eta_{sys} \cdot I(t) = 65,12 \cdot I(t) \text{ [kW]} \tag{4.2}$$

Donde $I(t)$ es la irradiancia normalizada en tanto por uno (p.u.) obtenida del perfil horario del año meteorológico típico.

2) Parametrización para análisis dinámico

En los estudios de estabilidad transitoria, el equipo fotovoltaico opera bajo un control de potencia reactiva constante con factor de potencia unitario. La inyección de potencia activa inicial de este equipo se fija de forma determinista para igualar los puntos de operación del despacho estacionario previamente definidos.

Es fundamental destacar que la parametrización del sistema solar refleja el desplazamiento del perfil de consumo proyectado para la comunidad. Por lo tanto, los puntos de operación iniciales se configuran de la siguiente manera, respetando estrictamente los balances de la matriz de despacho:

- Horizonte de demanda actual: El pico de generación solar coincide con el régimen de valle diurno, donde se parametriza una inyección de 26,40 kW. En contraste, la hora de máxima exigencia ocurre durante la noche, asumiendo un despacho fotovoltaico nulo (0,00 kW).
- Horizonte de demanda futura: Debido al cambio proyectado en los hábitos de consumo de la comunidad, la hora de máxima demanda se desplaza al bloque diurno. En este régimen crítico, la planta fotovoltaica inyecta 64,52 kW. Por el contrario, el régimen de valle futuro ocurre en horario sin sol, fijando el despacho en 0,00 kW.

Los valores de inyección fotovoltaica indicados para cada régimen corresponden al despacho de potencia activa definido en el punto de operación respectivo, según la matriz presentada en la Tabla 5.9 del capítulo de resultados.

3) Justificación de la estrategia de control

La modelación del generador fotovoltaico como una fuente de inyección pasiva en estado estacionario se fundamenta en la arquitectura *grid-following* inherente a los inversores comerciales considerados. Al operar de forma predeterminada bajo el algoritmo *MPP*, la planta inyecta toda la energía disponible y no reserva capacidad activa para participar en la regulación primaria de frecuencia.

En el contexto RMS, la parametrización de una inyección constante de potencia activa se justifica por la diferencia de escalas temporales. Dado que los transitorios electromecánicos frente a perturbaciones ocurren en el orden de milisegundos a pocos segundos, la variabilidad atmosférica (paso de nubes o cambios de irradiancia) carece de impacto en este horizonte temporal. Por lo tanto, la irradiancia asume un valor fijo durante toda la ventana de simulación dinámica.

4.5.8. Red de distribución (líneas y nodos)

Dada la longitud reducida de los tramos, la red se representa mediante modelos de parámetros concentrados basados en un equivalente serie $(R - X)$, omitiendo los efectos capacitivos en derivación y asumiendo la topología radial típica de las zonas rurales. La parametrización eléctrica se ha diferenciado según el nivel de tensión y la capacidad de transporte requerida para cada segmento.

Para la red de media tensión, se ha utilizado el conductor aéreo de aluminio Azusa 1/0 AAAC. En el segmento de baja tensión, se emplea el cable aislado de aluminio tipo Calpe, utilizando dos variantes que se adaptan estrictamente a la topología de fases de cada ramal, el modelo $3 \times 70 + 50$ mm^2 para los tramos trifásicos y el modelo 2×16 mm^2 para los circuitos de distribución monofásicos. La Tabla 4.18 resume las características físicas y eléctricas configuradas en la librería de tipos de línea, homologadas a partir de las especificaciones técnicas de los fabricantes [34, 35].

Tabla 4.18: Parámetros eléctricos detallados de los conductores.

Parámetro	**Símbolo**	**Azusa (MT)**	**Calpe (3PH)**	**Calpe (1PH)**	**Unidad**
Características físicas y de instalación					
Tipo específico	—	1/0 AAAC	$3 \times 70 + 50$ mm^2	2×16 mm^2	—
Instalación	—	Línea aérea (OHL)	Cable	Cable	—
Sistema	—	AC (3 fases)	AC (3 fases)	AC (1 fase)	—
Material	—	Aluminio	Aluminio	Aluminio	—
Tensión nominal	U_{nom}	23	0,4	0,4	kV
Corriente nominal	I_{nom}	0,17	0,10	0,085	kA
Temp. máx. operación	T_{max}	80	70	70	°C
Parámetros de secuencia positiva					
Resistencia AC	R'_1	0,56	0,40	1,20	Ω/km
Reactancia	X'_1	0,35	0,10	0,10	Ω/km
Susceptancia	B'_1	0,0	0,0	0,0	μS/km
Parámetros de secuencia cero					
Resistencia	R'_0	1,50	0,30	—	Ω/km
Reactancia	X'_0	1,05	0,478	—	Ω/km

1) Parametrización para análisis energético

Para las simulaciones QDS, se configuró el algoritmo de flujo de carga asumiendo condiciones térmicas estándar. Específicamente, la dependencia de la temperatura para las resistencias de líneas y cables se fijó de manera global en 20 °C dentro del motor de simulación, descartando la corrección dinámica por temperatura máxima de diseño a lo largo del ciclo diario.

2) Parametrización para análisis dinámico

La parametrización de las líneas se sustenta en sus equivalentes de secuencia bajo un modelo algebraico fasorial. Los parámetros de secuencia cero (R'_0, X'_0) se ingresaron de forma explícita en la base de datos de cada conductor, mientras que el entorno de simulación asume matemáticamente que la impedancia de secuencia negativa es idéntica a la de secuencia positiva.

3) Justificación de parámetros

La topología de la red y la selección de los conductores (Azusa y Calpe) no responden a un diseño teórico, sino que fueron extraídas rigurosamente de la planimetría oficial y los diagramas unifilares (archivos CAD) de la instalación existente. Para garantizar la precisión del modelo en DIgSILENT, los parámetros longitudinales y transversales de las líneas se homologaron utilizando las hojas de especificaciones físicas y eléctricas [34, 35] de fabricantes estandarizados para dichas Secciones (1/0 AWG, 70 mm^2 y 16 mm^2). Este procedimiento asegura una alta fidelidad constructiva del sistema evaluado.

En el dominio QDS, la decisión de fijar la temperatura de operación en 20 °C responde a un criterio empírico de conservadurismo técnico. Dado que Socaire se ubica a gran altitud, predominando temperaturas ambiente frías, y considerando que la red opera con factores de carga reducidos, se asume que los conductores operarán muy por debajo de sus límites térmicos (70-80 °C). Esto evita una sobreestimación artificial de las pérdidas por efecto Joule, permitiendo un cálculo de eficiencia energética más representativo de la realidad operativa del desierto altiplánico.

Para el análisis RMS, el modelado mediante parámetros concentrados se justifica por la brevedad de los tramos frente a las constantes de tiempo de los sistemas de control y respuesta de los generadores. En redes de esta extensión, los efectos de propagación de onda son numéricamente despreciables, siendo el modelo en π suficiente para capturar las caídas de tensión. Finalmente, la integración de los parámetros de secuencia cero resulta indispensable para el estudio dinámico de fallas asimétricas, garantizando una correcta representación del neutro y las trayectorias de retorno por tierra en el sistema rural.

4.5.9. Transformadores eléctricos

La arquitectura de transformación se compone de una unidad elevadora para la central hidroeléctrica, unidades de distribución MT/BT trifásicas para el centro de carga, el BESS y PV, y unidades de distribución monofásicas para los consumos residenciales dispersos. La Tabla 4.19 detalla la configuración de estos equipos en el software de simulación, cuyos datos de diseño se han homologado a partir de catálogos técnicos comerciales [36].

Tabla 4.19: Parámetros eléctricos de los transformadores.

Parámetro	**Símbolo**	**Elevador central**	**Distribución trifásica**	**Distribución monofásica**	**Unidad**
Tecnología	—	Trifásico (3PH)	Trifásico (3PH)	Monofásico (1PH)	—
Potencia nominal	S_{nom}	200	75	10	kVA
Tensión (AT/BT)	U_{AT}/U_{BT}	23 / 0,4	23 / 0,4	23 / 0,23	kV
Grupo vectorial	—	Yyn11	Dyn11	Ii0	—
Tensión de cortocircuito	u_k	5,0	5,0	4,0	%
Pérdidas en el cobre	P_{Cu}	2,50	1,10	0,12	kW
Pérdidas en el hierro	P_{Fe}	0,50	0,20	0,06	kW

1) Parametrización para análisis energético

En el dominio QDS, el modelo prioriza el balance de potencia mediante la inclusión explícita de las pérdidas de vacío (P_{Fe}) y de cortocircuito (P_{Cu}). Esto permite contabilizar el autoconsumo de la red y el impacto de la corriente de magnetización en el perfil de carga diario, asegurando que el motor de cálculo refleje las ineficiencias propias del proceso de transformación a lo largo de las 24 horas.

2) Parametrización para análisis dinámico

Para el análisis dinámico, la modelación se centra en la reactancia de dispersión (u_k) y la topología de conexión. Los grupos vectoriales se asignan rigurosamente para representar el acople magnético entre niveles de tensión y la respuesta transitoria del sistema ante fallas, garantizando una representación fiel de la rigidez electromagnética de la red aislada.

3) Justificación de parámetros

La capacidad nominal y los niveles de tensión de los transformadores se extrajeron directamente de la planimetría y diagramas unifilares del proyecto original. Sin embargo, ante la ausencia de protocolos de prueba de fábrica para las unidades físicas instaladas, los parámetros dependientes del diseño interno, tales como la tensión de cortocircuito (u_k) y las pérdidas técnicas (P_{Cu}, P_{Fe}), se determinaron mediante un proceso de homologación, adoptando los valores típicos de transformadores de distribución comerciales modernos de idéntica capacidad obtenidos de catálogos técnicos de referencia [36]. Esta metodología garantiza un modelo electromagnético conservador y realista.

En el análisis QDS, la inclusión rigurosa de las pérdidas en el hierro y cobre es esencial para reflejar el rendimiento real de la infraestructura. Estas pérdidas de transformación contribuyen directamente al término de pérdidas totales de la red, obligando a que la generación despachada deba cubrir tanto la demanda neta como las ineficiencias inherentes a la transmisión.

En el dominio RMS, el parámetro u_k resulta crítico, ya que determina la regulación de tensión transitoria y amortigua las corrientes de cortocircuito del sistema. Finalmente, la elección del grupo vectorial *Dyn11* para las unidades de distribución se justifica como una medida técnica de protección y calidad de energía. La conexión en delta del devanado primario actúa como una trampa de secuencia cero, confinando los desbalances generados por las cargas monofásicas en el lado de baja tensión y evitando que dichas asimetrías se propaguen hacia el estator del generador principal.

4.5.10. Modelado de la demanda

A diferencia de un modelo balanceado convencional, las cargas se han modelado como unidades monofásicas individuales distribuidas en las tres fases de la red de baja tensión. Esta configuración permite capturar de forma realista los desbalances de corriente y el flujo por el neutro característicos del sistema de distribución de Socaire.

1) Parametrización para análisis energético

El modelo se estructuró definiendo una potencia activa nominal base de $44,10$ kW y una potencia reactiva de $1,00$ kvar, valores que representan la demanda máxima actual del sistema (año 2023). Para el análisis temporal, se han configurado dos perfiles de carga de 24 horas que escalan simultáneamente ambos componentes:

- Curva de demanda actual (Figura 4.7): Regida por el factor $f_{actual}(t)$, con valores comprendidos entre $0,233$ en la hora valle y $1,000$ en la hora punta.
- Curva de demanda proyectada (Figura 4.8): Regida por el factor $f_{futuro}(t)$, la cual modela el crecimiento poblacional desplazando los factores de escala a un rango entre $0,677$ y $1,480$.

La potencia instantánea demandada por el sistema en cada paso de tiempo se define mediante la ecuación (4.3), donde el factor de escala $f(t)$ permite alternar entre el comportamiento actual y el proyectado de la localidad:

$$P(t) = \begin{cases} 44,10 \cdot f_{actual}(t) & : \text{Demanda actual} \\ 44,10 \cdot f_{futuro}(t) & : \text{Demanda futura} \end{cases} \quad [\text{kW}] \tag{4.3}$$

Donde $f(t)$ corresponde al factor de escala respectivo según el escenario en evaluación.

2) Parametrización para análisis dinámico

En el análisis dinámico mediante simulaciones RMS, el enfoque convencional habitualmente se restringe a evaluar puntos de operación estáticos y representativos ante perturbaciones discretas específicas. Sin embargo, para capturar el efecto de las fluctuaciones continuas de la demanda y la respuesta de los sistemas de control a lo largo del tiempo, en este trabajo se buscó analizar el desempeño dinámico del sistema dentro de una ventana de tiempo continua. Con este propósito, se desarrolló e implementó un algoritmo de co-simulación mediante la interfaz Python de DIgSILENT PowerFactory, el cual permite introducir perfiles de carga variables y analizar la robustez de la microrred bajo escenarios transitorios prolongados.

El algoritmo, estructurado como un generador de rampas dinámicas, opera mediante la ejecución de dos etapas secuenciales. En la primera etapa, el sistema se inicializa en estado estacionario para calcular las condiciones iniciales y establecer el flujo de potencia base en el instante $t = 0$. Esta condición inicial ancla el punto de equilibrio electromecánico de los controladores según el bloque de despacho evaluado, utilizando los factores de escalamiento de la demanda total presentados en la Tabla 4.20.

Tabla 4.20: Resumen de parámetros para la inicialización del flujo de potencia previo a la simulación RMS.

Parámetro	**Símbolo**	**Demanda actual**		**Demanda proyectada**		**Unidad**
		Punta	**Valle**	**Punta**	**Valle**	
Factor de escala	f_{scale}	1,000	0,233	1,480	0,677	—
Potencia activa	P_0	44,10	10,28	65,46	29,88	kW
Potencia reactiva	Q_0	1,00	0,23	1,48	0,68	kvar

Nota: El factor de escala se normaliza respecto a la potencia de hora punta bajo demanda actual, dado que los consumos dispersos del modelo suman 44,10 kW en dicha condición. Cada régimen se establece aplicando el factor correspondiente al conjunto de las cargas.

En la segunda etapa, una vez asegurada la convergencia estacionaria del sistema, el algoritmo introduce variaciones continuas de la demanda a lo largo de la ventana de simulación transitoria, de 50 s de duración. Para lograr esto, el *script* interpola la curva de carga entre las muestras del registro de

terreno con una resolución de un segundo. A continuación, calcula el gradiente de potencia activa (ΔP) entre cada instante consecutivo y programa secuencias de micro-eventos de carga (`EvtLod`) insertándolos directamente en la línea de tiempo del motor de cálculo.

Independientemente de la excitación dinámica aplicada por el algoritmo, la respuesta transitoria intrínseca de la carga ante variaciones del perfil de tensión de la red se rige por un modelo polinomial (modelo ZIP), cuyos coeficientes se detallan en la Tabla 4.21.

Tabla 4.21: Coeficientes del modelo de carga estática (ZIP) para consumos residenciales.

Componente	**Coeficiente**	**Valor**	**Exponente** k
Potencia activa (P)			
Potencia constante	a_P	0,7	0
Corriente constante	b_P	0,0	1
Impedancia constante	c_P	0,3	2
Potencia reactiva (Q)			
Potencia constante	a_Q	0,0	0
Corriente constante	b_Q	0,0	1
Impedancia constante	c_Q	1,0	2

3) Justificación de parámetros

La modelación de la demanda mediante perfiles horarios escalables en el dominio QDS responde a un análisis empírico. La base inicial de $44,11$ kW deriva directamente del registro del consumo punta de la comunidad. Esta variación horaria reproduce la dinámica real de los consumos, comportamiento que fue validado de forma instrumental durante el relevamiento de campo.

Para el análisis RMS, el uso del modelo ZIP con un coeficiente de potencia constante elevado ($a_P = 0{,}7$) simula la predominancia de consumos electrónicos modernos (televisores, iluminación LED, cargadores) en los hogares de la comunidad, los cuales utilizan fuentes conmutadas que demandan potencia fija independientemente de la tensión [37]. Por otro lado, asignar el resto del peso activo a una impedancia constante ($c_P = 0{,}3$ y $c_Q = 1{,}0$) confiere a la red una respuesta conservadora y amortiguada. Ante caídas súbitas de tensión transitorias, la demanda disminuye cuadráticamente, aliviando el estrés sobre la turbina y favoreciendo la rápida estabilización mecánica del sistema tras perturbaciones severas.

4.5.11. Modelado de la carga dinámica (motor asincrónico)

Para la evaluación del evento 3 (arranque de motor), se ha modelado una máquina cortadora de piedra de 5,5 kW. Esta carga se representa mediante un motor de inducción de doble jaula de ardilla, cuyos parámetros nominales y dinámicos se detallan en la Tabla 4.22. La caracterización y curvas base de la máquina se han obtenido a partir de hojas de especificaciones técnicas industriales [38].

Tabla 4.22: Parámetros del motor asincrónico para la máquina cortadora de piedra.

Parámetro	**Símbolo**	**Valor**	**Unidad**
Datos de placa y operación			
Potencia mecánica nominal	P_{mech}	5,5	kW
Tensión nominal	U_{nom}	0,4	kV
Velocidad nominal	n_{nom}	730	rpm
Velocidad sincrónica	n_{sync}	750	rpm
Pares de polos	p	4	-
Factor de potencia nominal	$\cos(\varphi)$	0,66	-
Eficiencia nominal	η	85,2	%
Conexión del estator	-	Δ (delta)	-
Parámetros dinámicos y de arranque			
Corriente de rotor bloqueado	I_{lr}/I_n	5,40	p.u.
Torque de rotor bloqueado	T_{lr}/T_n	2,30	p.u.
Momento de inercia	J	0,068	kg·m^2
Cte. de aceleración	T_a	0,081	s
Modelo de rotor	-	*Double cage*	-

1) Parametrización para análisis energético

En las simulaciones QDS, el motor se ha configurado en estado fuera de servicio. Dado que el uso de la cortadora representa un evento transitorio esporádico y no un consumo base continuo de la localidad, esta decisión metodológica evita distorsiones artificiales en el cálculo del balance de energía a largo plazo del sistema.

2) Parametrización para análisis dinámico

Para el análisis RMS, el motor se modela inicialmente en estado inactivo para luego ser energizado abruptamente mediante un evento de cierre de interruptor. Este arranque directo somete a la red a una exigencia extrema. El equipo se modela con un rotor de doble jaula, el cual garantiza el desarrollo del torque de partida necesario para vencer la fricción estática de la carga alta en este tipo de herramientas industriales [4]. Simultáneamente, se ha configurado un torque mecánico resistivo de tipo cuadrático ($T_m \propto \omega^2$), representativo de las pérdidas aerodinámicas por ventilación y fricción del sistema de poleas operando en vacío durante los primeros milisegundos del arranque.

3) Justificación de parámetros

La parametrización se realizó mediante un proceso de homologación técnica con catálogos comerciales estándar para motores industriales de inducción [38]. Este enfoque metodológico se adoptó ante la ausencia de una placa de características en el equipo físico específico de la instalación, asegurando un modelo representativo y factible. De este modo, la selección de una potencia nominal de 5,5 kW responde estrictamente a criterios de disponibilidad de mercado y estandarización de fabricantes. En específico, se optó por una máquina asincrónica trifásica con una configuración de 8 polos y un factor

de potencia de $\cos\varphi = 0,66$. Estas propiedades eléctricas y operativas son altamente representativas de las maquinarias industriales livianas utilizadas en la localidad para labores que exigen un elevado torque a bajas revoluciones.

En cuanto a las simulaciones RMS, la máquina se representó mediante una topología de doble jaula de ardilla. Esta selección se justifica por su capacidad para desarrollar un alto torque de arranque ($T_{lr}/T_n = 2{,}30$), condición indispensable para vencer la inercia estática inicial de las herramientas de corte [4]. Por otra parte, la adopción de un momento de inercia deliberadamente reducido ($J = 0{,}068\ \mathrm{kg \cdot m^2}$) y una constante de aceleración ($T_a = 0{,}081$ s) obedece a un criterio riguroso de estrés sobre las estrategias de control. Al alcanzar la velocidad nominal en una fracción de segundo, la puesta en marcha de este motor introduce una severa demanda de corriente de magnetización con una tasa de cambio extremadamente rápida.

Resultados y análisis

Este capítulo presenta la evaluación técnica-económica del sistema a través del análisis de los resultados obtenidos en las simulaciones.

5.1. Resultados de simulación cuasi-dinámica

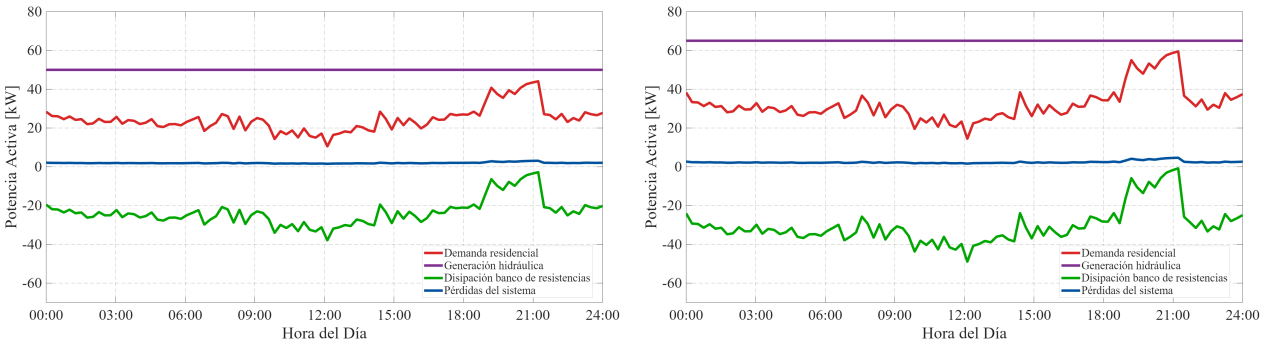
En esta Sección se evalúa la eficiencia operativa de las estrategias de control mediante el análisis del comportamiento energético del sistema durante un ciclo diario completo de 24 horas.

En los escenarios que incorporan almacenamiento, no se impuso la restricción cíclica estricta del estado de carga, es decir, no se forzó que $SOCini = SOCfin$ al término de la jornada. Esta decisión permite observar de forma transparente si la operación diaria genera un superávit o déficit energético neto en el BESS, sin introducir una corrección al despacho. Por lo tanto, los resultados deben interpretarse como una evaluación diaria del desempeño energético bajo las consignas simuladas, mientras que la operación sostenida en horizontes interdiarios requiere una estrategia EMS que coordine el despacho hídrico, la recarga del almacenamiento y la gestión de la demanda.

5.1.1. Desempeño operativo bajo demanda actual

Escenario 1: control mediante ELC

La Figura 5.1 presenta el balance de potencia activa diario bajo la acción del ELC. Debido a que este controlador opera exclusivamente mediante la disipación de excedentes y carece de capacidad para suministrar potencia ante déficits energéticos, la central hidroeléctrica debe mantener una generación constante que cubra la demanda máxima esperada para asegurar la estabilidad de frecuencia del sistema. Bajo este criterio, el despacho primaveral se fijó en 50 kW. En invierno, el aumento de la demanda nocturna eleva el pico de consumo a 59,55 kW. Para garantizar el suministro y mantener un margen de seguridad operativa, se fuerza un despacho preventivo de la central a 65 kW continuos durante las 24 horas.



(a) Balance de potencia: primavera.

(b) Balance de potencia: invierno.

Figura 5.1: Balance de potencia activa diario con esquema ELC para el escenario 1.

En ambos regímenes, la generación hidráulica (curva morada) se observa como una línea constante (en 50 y 65 kW, respectivamente), mientras que la demanda residencial (curva roja) fluctúa por debajo de ella a lo largo del día. La curva de disipación del banco de resistencias (verde) toma valores negativos, pues representa la potencia que el ELC absorbe para equilibrar el sistema, y su magnitud corresponde, en todo instante, a la diferencia entre la generación fija y el consumo, una vez descontadas las pérdidas del sistema (curva azul). De esta lectura se desprende una ineficiencia operativa crítica, agudizada por el despacho constante. Durante el valle primaveral diurno, la baja demanda obliga a disipar una gran cantidad de potencia. En el escenario de invierno el desperdicio empeora, el sobredimensionamiento preventivo de la generación a 65 kW incrementa masivamente la disipación térmica en el ELC durante todas las horas de menor consumo.

Integrando el balance entre la generación total diaria (1200 kWh primaveral y 1560 kWh invernal), el consumo comunitario y las pérdidas de red, los indicadores de eficiencia operativa e hídrica resultantes para este régimen se detallan en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1: Indicadores de eficiencia operativa del escenario 1 bajo control mediante ELC.

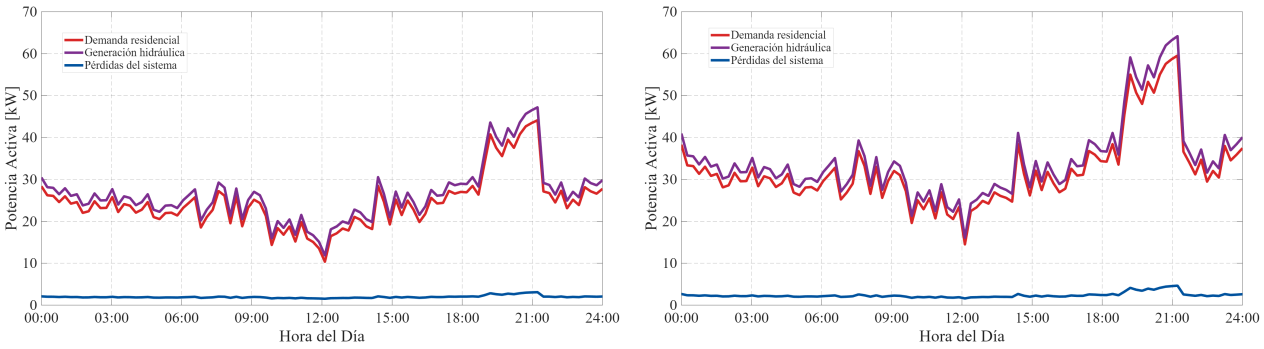
Período	E_{stored} [kWh]	E_{loss} [kWh]	V_{saved} [m^3]
Primavera	–	567,03	–
Invierno	–	734,57	–

Nota: Todos los indicadores corresponden al balance energético integrado en 24 horas. El guion (–) indica variables no aplicables a la topología o utilizadas como línea base.

Este desperdicio, que bordea el 47 % de la producción total en ambas estaciones, es crítico bajo el enfoque del nexo WEF. Económicamente, aplicando el cargo variable real de la tarifa comunitaria (150 CLP/kWh), la energía disipada equivale a un costo de oportunidad diario de 85 050 CLP (primavera) y 110 200 CLP (invierno), proyectando una ineficiencia anual superior a los 35 millones de CLP. En términos de seguridad hídrica, esto equivale a desechar un volumen de agua diario de 2863,76 m^3 en primavera y 3708,39 m^3 en invierno. Este masivo recurso bastaría para cubrir la demanda de agua potable de toda la comunidad durante 47 a 61 días, o irrigar entre 57,2 y 74,1 hectáreas de alfalfa [39]. En consecuencia, el esquema ELC impacta severamente el recurso hídrico local, justificando la urgencia de transitar hacia topologías de almacenamiento.

Escenario 2: control isócrono de la turbina

La Figura 5.2 presenta el balance operativo bajo una estrategia de control isócrono, la cual permite a la turbina abandonar la inyección fija para realizar un seguimiento continuo de la demanda comunitaria.



(a) Balance de potencia: primavera.

(b) Balance de potencia: invierno.

Figura 5.2: Balance de potencia activa diario con control isócrono para el escenario 2.

La válvula de admisión modula el caudal turbinado en función estricta de los requerimientos instantáneos. En el valle primaveral, la generación se reduce a 10 kW para igualar el consumo mínimo y las pérdidas de red, mientras que en la punta invernal, los álabes se abrirían para entregar los 64,5 kW necesarios para garantizar el abastecimiento seguro de la demanda.

Este esquema elimina por completo la disipación de energía eléctrica a través de las resistencias del escenario 1 en ambos períodos. La magnitud de la optimización del recurso hídrico se cuantifica a través del volumen de agua ahorrado respecto a los datos obtenidos en el escenario 1 (Tabla 5.1). Los indicadores resultantes para este régimen se detallan en la Tabla 5.2.

Tabla 5.2: Indicadores de eficiencia operativa del escenario 2 bajo control isócrono.

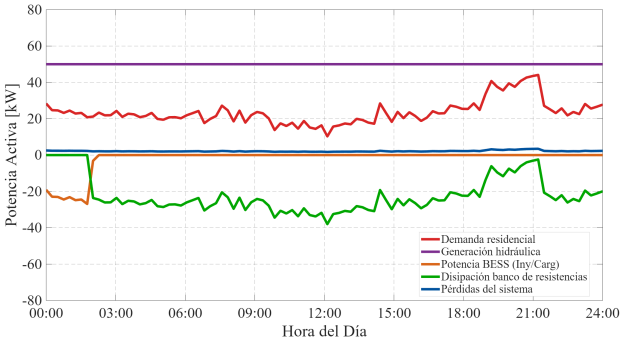
Período	E_{stored} [kWh]	E_{loss} [kWh]	V_{saved} [m^3]
Primavera	–	0,00	2863,76
Invierno	–	0,00	3708,39

Nota: Todos los indicadores corresponden al balance energético integrado en 24 horas. El guion (–) indica variables no aplicables a la topología o utilizadas como línea base.

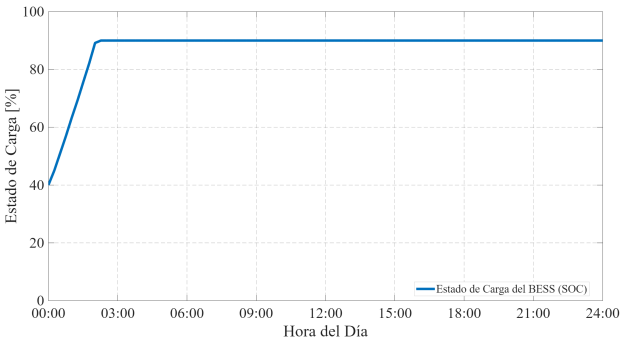
Bajo el enfoque del nexo WEF, este volumen de agua preservada se transforma en capital hídrico gestionable, con el mismo respaldo de suministro potable y de riego cuantificado para el escenario 1. En términos del costo de oportunidad, erradicar por completo la disipación permite recuperar la ineficiencia anual ya cuantificada en el escenario 1, del orden de 35 millones de CLP.

Escenario 3: integración de almacenamiento (BESS)

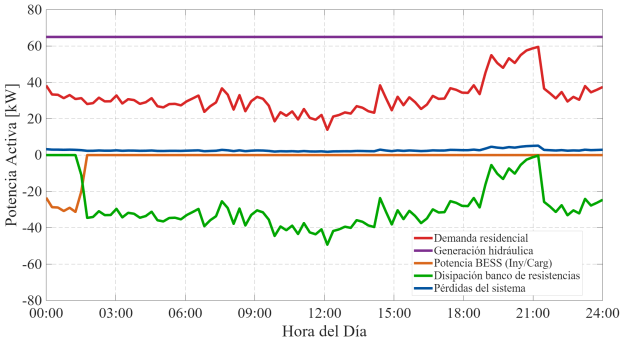
Para evaluar el impacto del almacenamiento, se analiza una estrategia inicial donde la central hidroeléctrica mantiene el despacho fijo del escenario 1 (50 kW en primavera y 65 kW en invierno). El desempeño operativo de este régimen y la evolución del SOC se presentan en la Figura 5.3.



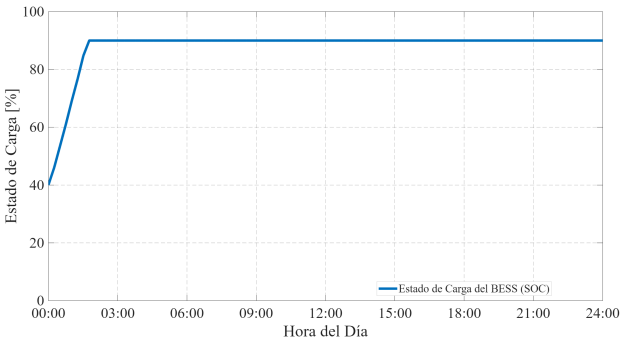
(a) Balance de potencia: primavera.



(b) Evolución del SOC: primavera.



(c) Balance de potencia: invierno.



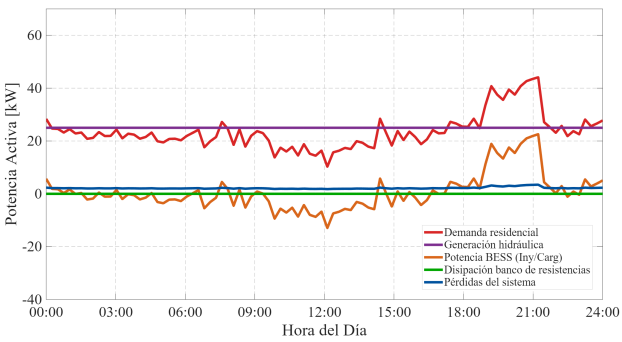
(d) Evolución del SOC: invierno.

Figura 5.3: Desempeño operativo del escenario 3 bajo despacho hídrico base.

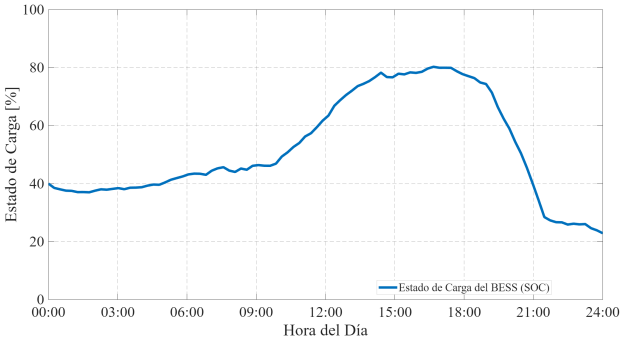
El análisis evidencia una severa restricción energética condicionada por la rigidez del despacho hidráulico. Durante el período de primavera a 50 kW, el sistema experimenta una saturación prematura, el inversor absorbe los excedentes de la madrugada hasta alcanzar el límite de protección del 90 % de SOC a las 03:00 h (ver Figura 5.3(b)). Al bloquearse la carga, el almacenamiento se inhabilita y las resistencias de seguridad se ven forzadas a disipar térmicamente toda la energía remanente del valle diurno.

Esta ineficiencia se agrava en invierno. Al inyectar 65 kW constantes para cubrir la punta nocturna, la sobregeneración de madrugada satura el banco de baterías con aún mayor rapidez (ver Figura 5.3(d)). Aunque el BESS logra inyectar potencia durante el déficit nocturno, la inflexibilidad de la turbina anula la utilidad del almacenamiento en los períodos de baja demanda, obligando al sistema a disipar grandes volúmenes de energía residual en las resistencias. Esto confirma empíricamente que adicionar baterías sin modificar el esquema de despacho primario resulta inherentemente ineficiente.

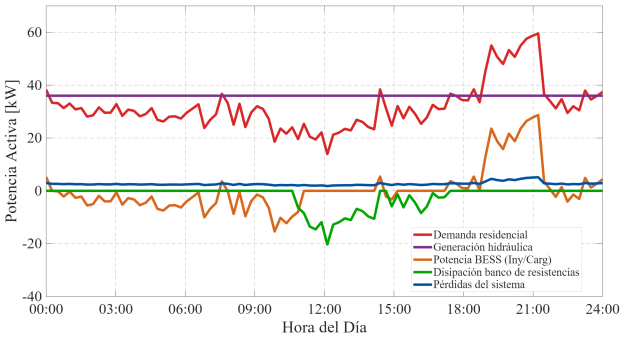
Para viabilizar esta topología, se propone reducir el despacho base de la turbina a 25 kW en el período de primavera y a 36 kW en invierno, alineándose con los promedios de consumo estacionales. Estas consignas reducen la sobregeneración hidráulica, permitiendo que los excedentes diurnos sean capturados gradualmente por el BESS sin saturar prematuramente su capacidad. El comportamiento bajo esta recalibración se expone en la Figura 5.4.



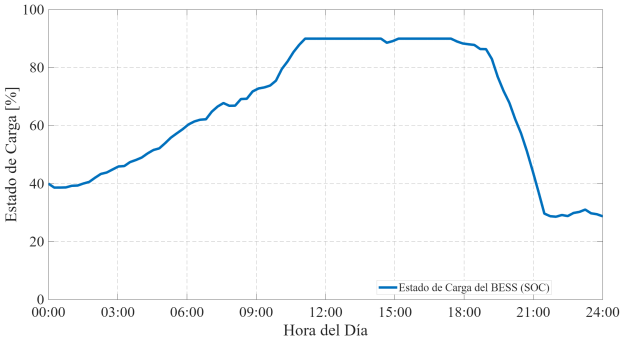
(a) Balance de potencia: primavera.



(b) Evolución del SOC: primavera.



(c) Balance de potencia: invierno.



(d) Evolución del SOC: invierno.

Figura 5.4: Desempeño operativo del escenario 3 bajo nuevo punto de operación optimizado.

Al integrar el ciclo de 24 horas, los indicadores de eficiencia resultantes para este régimen optimizado se detallan en la Tabla 5.3.

Tabla 5.3: Indicadores de eficiencia operativa del escenario 3 bajo consignas de despacho optimizadas.

Período	E_{stored} [kWh]	E_{loss} [kWh]	V_{saved} [m^3]
Primavera	47,54	0,00	3027,83
Invierno	54,85	49,50	3512,28

Nota: Todos los indicadores corresponden al balance energético integrado en 24 horas.

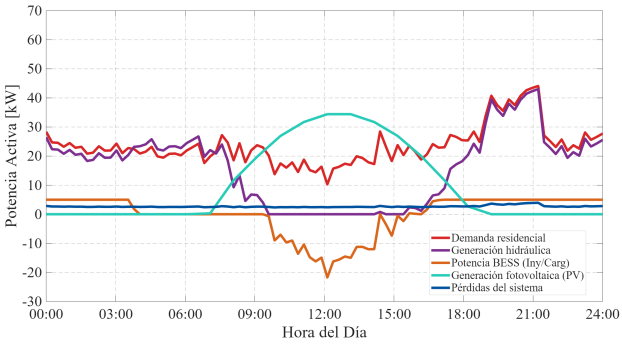
Bajo el enfoque del nexo WEF, los 3027,83 m^3 diarios preservados en primavera cubren la demanda hídrica de Socaire por 50 días o riegan 60,6 hectáreas de alfalfa. En invierno, el ahorro de 3512,28 m^3 asegura 58 días de consumo o 70,2 hectáreas de alfalfa.

En términos del costo de oportunidad, el agua no turbinada equivale a un ahorro diario de 89 947 CLP en primavera y 104 336 CLP en invierno, lo que proyectado anualmente alcanza los 35,5 millones de CLP.

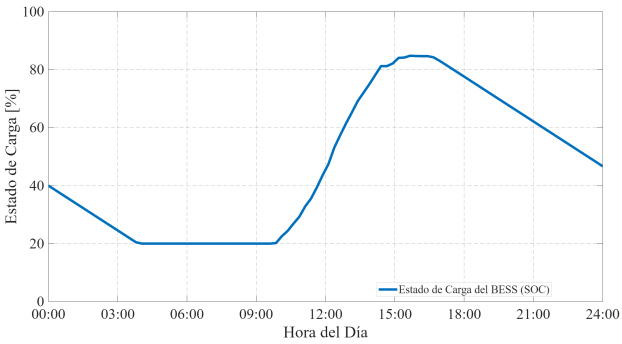
No obstante, la caída del SOC en primavera (del 40 % al 23 %) y el fuerte ciclado invernal evidencian un déficit energético latente. Forzar un balance cíclico perfecto ($SOC_{\text{ini}} = SOC_{\text{fin}}$) elevando la generación hídrica reactivaría la saturación temprana. Esto confirma que lograr la autonomía cíclica del almacenamiento sin sacrificar la eficiencia del nexo WEF es inviable, justificando la integración fotovoltaica del escenario 4.

Escenario 4: microrred híbrida (hidro-PV-BESS)

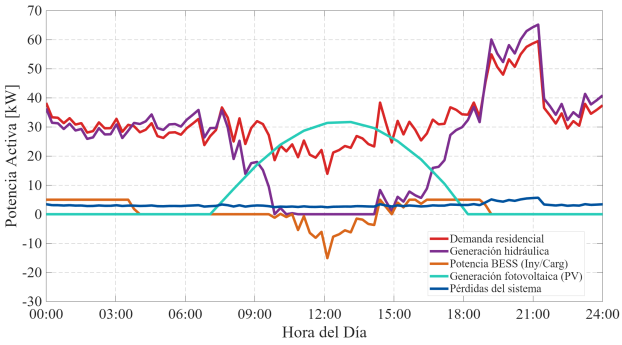
La Figura 5.5 presenta el desempeño operativo de la topología híbrida frente a ambas condiciones estacionales, evaluando específicamente la capacidad del BESS para compensar las fluctuaciones de potencia en un esquema de generación primaria desacoplada.



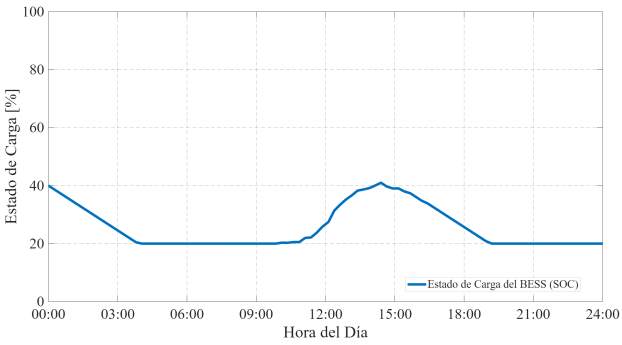
(a) Balance de potencia: primavera.



(b) Evolución del SOC: primavera.



(c) Balance de potencia: invierno.



(d) Evolución del SOC: invierno.

Figura 5.5: Desempeño operativo del escenario 4.

El análisis identifica fases operativas que optimizan la sinergia entre los recursos. Durante la madrugada, el BESS gestiona la demanda nocturna junto a la turbina, experimentando una descarga controlada. A partir de las 09:30 h, el sistema fotovoltaico asume la totalidad de la carga diurna, permitiendo reducir la generación hídrica a su mínimo técnico y revertir la tendencia del almacenamiento para recargar el banco. Finalmente, desde las 16:00 h, la turbina retoma su despacho para cubrir la punta nocturna.

Es imperativo precisar que este comportamiento responde a un despacho predefinido en la simulación, dada la ausencia de un EMS integrado en el entorno de simulación. En una operación ideal gobernada por un EMS automatizado, la lógica priorizaría la recarga del banco y gestionaría descargas estratégicas a potencia constante, despachando la central hídrica de forma estrictamente complementaria solo cuando la potencia fotovoltaica no logre abastecer la carga y recargar la batería simultáneamente. No obstante, el perfil escalonado evaluado resulta un enfoque conservador que permite validar exitosamente el desempeño eléctrico del sistema.

A nivel de eficiencia, la eliminación de las resistencias de seguridad y la flexibilidad de esta topología permiten direccionar los excedentes íntegramente hacia el banco de baterías, obteniendo los indicadores de eficiencia operativa e hídrica que se detallan en la Tabla 5.4.

Tabla 5.4: Indicadores de eficiencia operativa del escenario 4.

Período	E_{stored} [kWh]	E_{loss} [kWh]	V_{saved} [m^3]
Primavera	62,85	0,00	4137,27
Invierno	20,39	0,00	4894,41

Nota: Todos los indicadores corresponden al balance energético integrado en 24 horas.

Bajo el enfoque del nexo WEF, este resultado representa la solución de mayor impacto para Socaire. Los 4137,27 m^3 diarios preservados en el estanque de cabecera durante el período primaveral dejan de turbinarse innecesariamente, transformándose en capital hídrico. En términos de seguridad hídrica, este volumen aseguraría el agua potable de la localidad por 68 días o el riego de 82,7 hectáreas de alfalfa. En invierno, este ahorro se eleva a 4894,41 m^3, equivalente a 80 días de consumo continuo o al riego de 97,9 hectáreas. Esta métrica demuestra contundentemente cómo la integración solar desplaza a la fuente hídrica de la carga base diurna, maximizando la eficiencia sanitaria y agrícola de la comunidad atacameña.

En términos del costo de oportunidad, el agua no turbinada equivale a 122 897 CLP/día en primavera y 145 391 CLP/día en invierno, del orden de 49,0 millones de CLP anuales. Este ahorro excede el costo de oportunidad de la disipación cuantificado en el escenario 1, dado que el volumen preservado incorpora dos componentes. Además de la energía que deja de evacuarse en las resistencias, la inyección fotovoltaica desplaza generación hidráulica durante el bloque diurno, con lo cual el agua asociada a esa generación permanece disponible en el estanque de cabecera.

Síntesis de indicadores de eficiencia

Para consolidar los hallazgos cuasi-dinámicos, la Tabla 5.5 sintetiza los indicadores operativos del horizonte de demanda actual, contrastando el impacto estacional sobre la línea base.

Tabla 5.5: Síntesis estacional de indicadores de eficiencia operativa para el horizonte de demanda actual.

Escenario de operación	**Período primaveral**			**Período invernal**		
	E_{stored} [kWh]	E_{loss} [kWh]	V_{saved} [m^3]	E_{stored} [kWh]	E_{loss} [kWh]	V_{saved} [m^3]
Escenario 1 (ELC)	–	567,03	–	–	734,57	–
Escenario 2 (isócrono)	–	0,00	2863,76	–	0,00	3708,39
Escenario 3 (BESS)	47,54	0,00	3027,83	54,85	49,50	3512,28
Escenario 4 (microrred)	62,85	0,00	4137,27	20,39	0,00	4894,41

Nota: Todos los indicadores corresponden al balance energético integrado en 24 horas. El guion (–) indica variables no aplicables a la topología o utilizadas como línea base.

La comparativa revela una progresión técnica evidente. El escenario 1 establece la magnitud del problema, 567,03 kWh diarios disipados térmicamente en el período primaveral y 734,57 kWh diarios en el invernal, lo que equivale a turbinar innecesariamente entre 2,86 y 3,71 millones de litros diarios sin beneficio comunitario. Los escenarios 2 y 3 mitigan esta ineficiencia, el control isócrono lo logra

flexibilizando la fuente primaria, mientras que el BESS desplaza el despacho base para absorber los excedentes. Aunque ambos esquemas consiguen un ahorro económico similar, la integración exclusiva del BESS evidencia la imposibilidad de lograr autonomía cíclica ante una fuente hídrica de despacho de potencia constante.

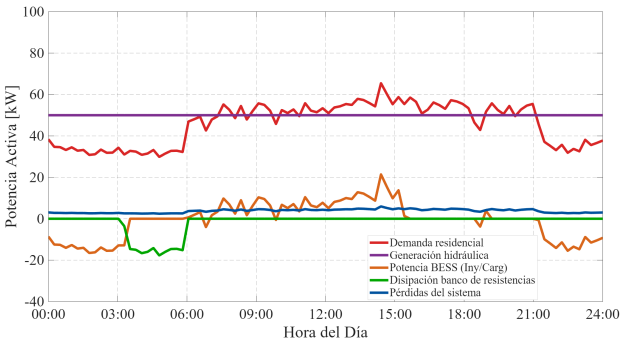
El escenario 4 constituye el mayor avance de la comparativa. Al coordinar la planta fotovoltaica con el almacenamiento y la central hídrica, el sistema mantiene la disipación nula y elimina por completo el costo de oportunidad asociado a la energía disipada, maximizando la preservación hídrica al desplazar a la generación solar como carga base diurna.

Bajo el enfoque del nexo WEF, esta progresión tiene un impacto social directo, el sistema transita desde desperdiciar el equivalente al suministro de agua potable de Socaire durante 47 a 61 días por jornada (escenario 1) hasta preservar un volumen suficiente para cubrir 80 días de demanda o irrigar 97,9 hectáreas de alfalfa (escenario 4). Este capital hídrico rescatado es un activo estratégico que fortalece la seguridad del suministro en uno de los desiertos más áridos del planeta.

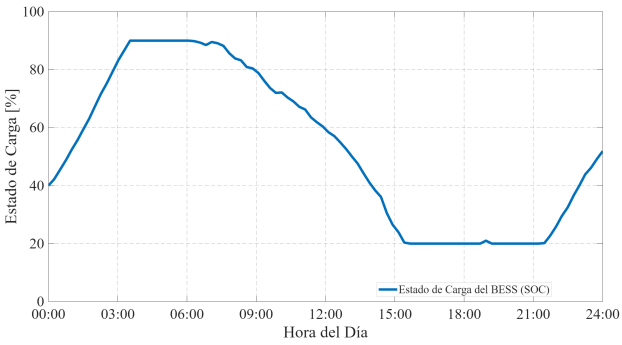
5.1.2. Desempeño operativo bajo demanda futura

Escenario 3: integración de almacenamiento (BESS)

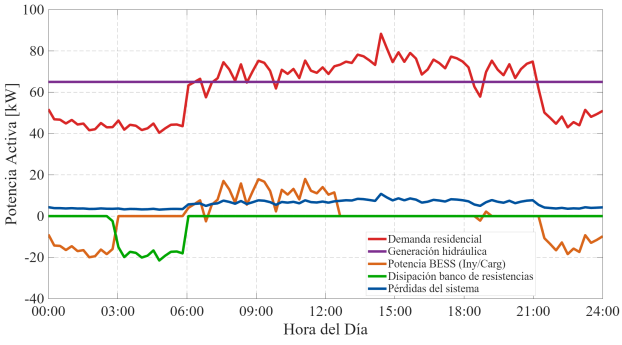
Para evaluar el impacto del almacenamiento bajo la demanda futura, se analiza inicialmente una estrategia base donde la central hidroeléctrica mantiene un despacho fijo preventivo de 50 kW en primavera y 70 kW en invierno. El comportamiento operativo y la evolución del SOC se presentan en la Figura 5.6.



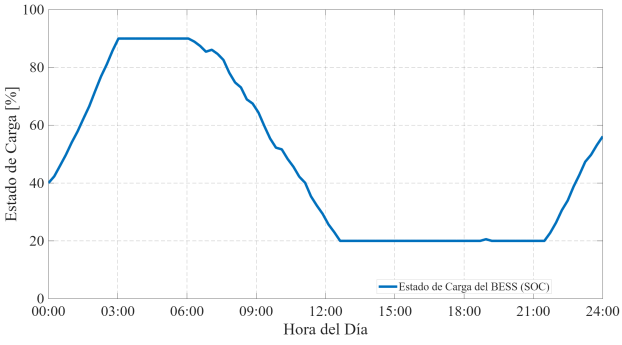
(a) Balance de potencia: primavera.



(b) Evolución del SOC: primavera.



(c) Balance de potencia: invierno.

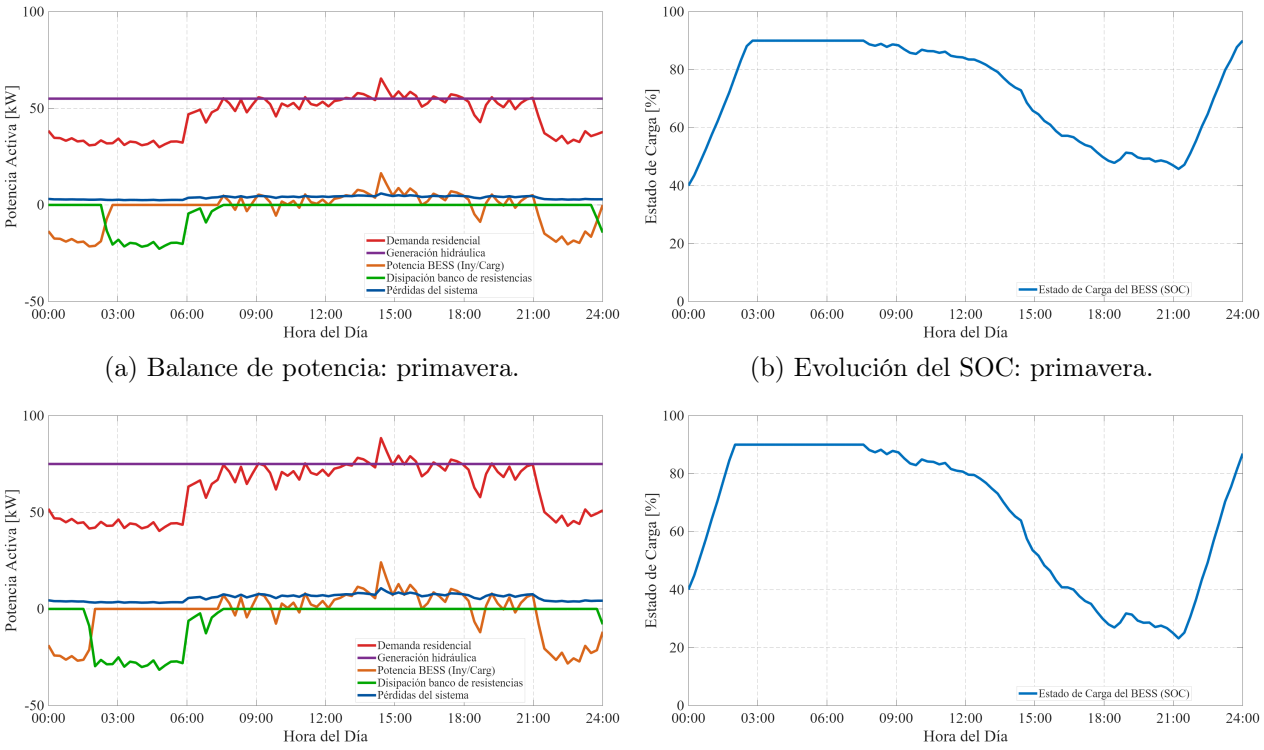


(d) Evolución del SOC: invierno.

Figura 5.6: Desempeño operativo del escenario 3 bajo despacho hídrico base.

Al igual que bajo la demanda actual, el despacho fijo genera una incompatibilidad estructural, en las madrugadas de ambas estaciones, la baja demanda carga el BESS hasta su límite de protección (90 %) antes de las 05:00 h. Ante la imposibilidad de reducir la generación hídrica, el sistema se satura y activa las resistencias para disipar los excedentes (39,91 kWh en primavera y 55,94 kWh en invierno), anulando el valor del almacenamiento durante buena parte de la jornada.

Mediante iteraciones sucesivas se determinó un reajuste estacional del despacho para optimizar la interacción entre la generación hídrica y el BESS, la turbina opera a 55 kW constantes en primavera y a 75 kW en invierno. El desempeño de estas consignas recalibradas se presenta en la Figura 5.7.



(a) Balance de potencia: primavera.

(b) Evolución del SOC: primavera.

(c) Balance de potencia: invierno.

(d) Evolución del SOC: invierno.

Figura 5.7: Desempeño operativo del escenario 3 bajo nuevo punto de operación optimizado.

Bajo este régimen se evita la sobresaturación prematura de las baterías, permitiendo enfrentar las altas demandas nocturnas con seguridad. Los indicadores resultantes se detallan en la Tabla 5.6.

Tabla 5.6: Indicadores de eficiencia operativa del escenario 3 bajo demanda futura y consignas recalibradas.

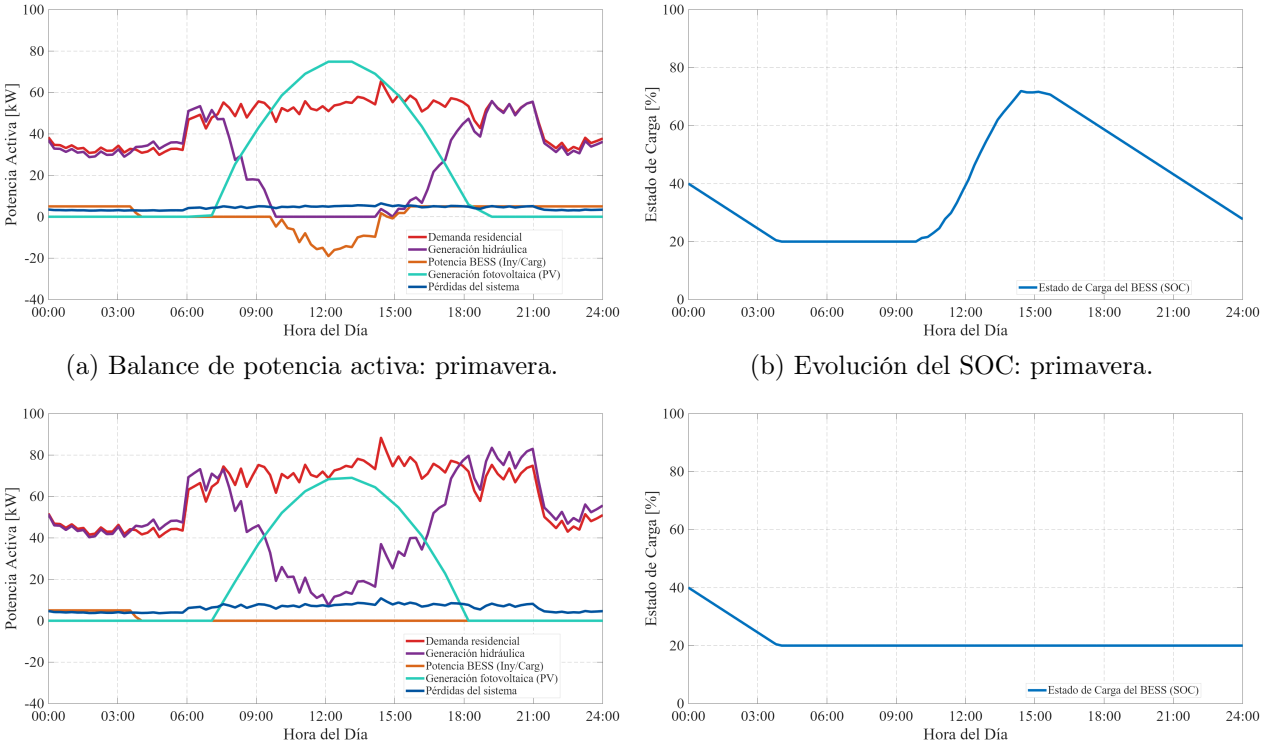
Período	E_{stored} [kWh]	E_{loss} [kWh]	V_{saved} [m^3]
Primavera	96,86	79,59	1816,70
Invierno	119,07	125,47	1816,70

Nota: Todos los indicadores corresponden al balance energético integrado en 24 horas.

A diferencia del horizonte actual, bajo demanda futura el BESS ya no logra eliminar por completo la disipación, persisten 79,59 kWh en primavera y 125,47 kWh en invierno, que aún deben disiparse térmicamente, pues se sigue turbinando un excedente de agua durante los valles para mantener las condiciones operativas de la red. Aun así, se preservan 1816,70 m^3 diarios de recurso hídrico. Esta disipación remanente, que persiste pese a la recalibración, constituye el argumento técnico que obliga a complementar el BESS con paneles solares, fundamentando la transición hacia la arquitectura híbrida del escenario 4.

Escenario 4: microrred híbrida (hidro-PV-BESS)

Tras un proceso iterativo de dimensionamiento técnico, se determinó que escalar la capacidad instalada fotovoltaica a 81,4 kWp representa la configuración de prueba para el horizonte futuro. Esta potencia busca cubrir la elevada demanda diurna y generar los excedentes necesarios para recargar el almacenamiento. Los resultados operativos bajo las condiciones de primavera e invierno se presentan integrados en la Figura 5.8.



(a) Balance de potencia activa: primavera.

(b) Evolución del SOC: primavera.

(c) Balance de potencia activa: invierno.

(d) Evolución del SOC: invierno.

Figura 5.8: Desempeño operativo de la topología híbrida bajo demanda proyectada futura.

El análisis primaveral evidencia la sinergia entre recursos. Durante la descarga matutina (00:00 a 10:00 h), el BESS gestiona la demanda junto a la turbina, descendiendo de forma controlada desde el 40 % de SOC. En la fase central del día, la generación fotovoltaica asume la carga, reduce la generación hídrica e inyecta excedentes al BESS. En el soporte nocturno, la turbina retoma su despacho nominal mientras el almacenamiento suaviza las fluctuaciones, cerrando el ciclo en un SOC cercano al 27 %. Al igual que en el horizonte actual, este comportamiento responde a un despacho predefinido, dada la ausencia de un EMS integrado en el entorno de simulación. Esta

topología prescinde estructuralmente de elementos disipativos, obteniendo los indicadores detallados en la Tabla 5.7, evaluados respecto a las líneas base teóricas exigidas por el crecimiento demográfico (70 kW en primavera y 90 kW en invierno).

Tabla 5.7: Indicadores de eficiencia operativa del escenario 4 bajo demanda futura.

Período	E_{stored} [kWh]	E_{loss} [kWh]	V_{saved} [m^3]
Primavera	50,59	0,00	5257,98
Invierno	0,00	0,00	5231,09

Nota: Todos los indicadores corresponden al balance energético integrado en 24 horas.

Bajo el enfoque del nexo WEF, los 5257,98 m^3 preservados diariamente superan en un 189 % el capital hídrico recuperado por la mejor iteración del escenario 3. Esta preservación consolida a la microrred híbrida como un instrumento activo de seguridad hídrica frente a la extrema aridez de la zona.

No obstante, el indicador de almacenamiento invernal ($E_{\text{stored}} = 0{,}00$ kWh) requiere una precisión sobre el alcance de la modelación. A pesar de contar con 81,4 kWp fotovoltaicos, la alta demanda invernal futura consume prácticamente toda la generación solar disponible, impidiendo la recarga diurna del banco. Este resultado no responde a un déficit de capacidad instalada, sino a la ausencia de un EMS en el modelo, con una estrategia de gestión centralizada, la microcentral utilizaría su margen de potencia turbinada durante los valles nocturnos para recargar el BESS, restituyendo la autonomía cíclica del almacenamiento. La implementación de dicha coordinación, complementable con políticas de gestión de la demanda que desplacen consumos hacia la ventana de máxima irradiación, excede el alcance del presente trabajo y se plantea como línea de desarrollo futuro.

Síntesis de indicadores de eficiencia

Para consolidar el análisis, la Tabla 5.8 sintetiza los indicadores operativos bajo la proyección de demanda futura. La línea base de referencia para el cálculo de V_{saved} corresponde al despacho hídrico constante necesario para garantizar la suficiencia del sistema en ausencia de almacenamiento y generación distribuida (70 kW en el período primaveral y 90 kW en el invernal).

Tabla 5.8: Síntesis estacional de indicadores de eficiencia operativa para el horizonte de demanda futura.

Escenario de operación	**Período primaveral**			**Período invernal**		
	E_{stored} [kWh]	E_{loss} [kWh]	V_{saved} [m^3]	E_{stored} [kWh]	E_{loss} [kWh]	V_{saved} [m^3]
Escenario 3 (BESS)	96,86	79,59	1816,70	119,07	125,47	1816,70
Escenario 4 (microrred)	50,59	0,00	5257,98	0,00	0,00	5231,09

Nota: Todos los indicadores corresponden al balance energético integrado en 24 horas.

La comparativa evidencia el salto cualitativo de la arquitectura híbrida. El escenario 3, si bien garantiza la continuidad del suministro, opera con una ineficiencia térmica residual (79,59 kWh en

primavera y 125,47 kWh en invierno) debido a la saturación temprana de las baterías y al despacho de potencia constante del generador. El escenario 4, en cambio, elimina esta pérdida por completo, al asumir la generación fotovoltaica la carga diurna, la generación hídrica se reduce a su mínimo técnico y el banco se recarga sin saturarse.

En síntesis, la progresión de escenarios refleja una mejora sostenida en la preservación hídrica, que alcanza su máximo en la arquitectura híbrida del escenario 4 con una operación de disipación prácticamente nula en ambas estaciones.

No obstante, el agotamiento del estado de carga observado en las simulaciones invernales evidencia que la operación sostenida de esta arquitectura requiere una estrategia de gestión centralizada que coordine el despacho hídrico, la recarga del BESS y políticas complementarias de gestión de la demanda. Su modelación excede el alcance del presente trabajo y se plantea como línea de desarrollo futuro.

En definitiva, los indicadores muestran que la microrred híbrida constituye la arquitectura más completa entre las evaluadas para conciliar la seguridad del suministro, la preservación masiva del recurso hídrico y la viabilidad operativa de largo plazo, transformando una infraestructura históricamente rígida en un sistema flexible con mayor holgura energética para sostener el crecimiento de Socaire.

5.1.3. Despacho de potencia y balance energético

Para validar la viabilidad técnica de las estrategias de control propuestas, resulta fundamental analizar la distribución de flujos de potencia activa en los puntos de operación más exigentes del sistema (valle y punta). Los valores consignados en la matriz de despacho se derivan directamente de los perfiles obtenidos en las simulaciones QDS expuestas en la Sección anterior.

Si bien el análisis QDS proporciona un barrido temporal continuo del comportamiento de la red mediante la resolución de flujos de carga secuenciales, esta herramienta algorítmica no constituye un flujo de potencia óptimo. En consecuencia, el despacho base entregado por el simulador obedece estrictamente al cierre matemático del balance nodal, pero no garantiza un punto de operación óptimo desde la perspectiva de eficiencia, minimización de pérdidas o margen de reserva. Debido a esta limitación inherente, la definición final de los puntos críticos requirió un proceso de sintonización iterativa. En aquellos escenarios donde el reparto inicial resultaba subóptimo, se reajustó la consigna de los controladores para garantizar un esquema de inyección eficiente, seguro y alejado de la saturación prematura.

En consecuencia, la Tabla 5.9 consolida los resultados definitivos para los cuatro escenarios evaluados. Es importante precisar que la columna *ELC / Resistencia de seguridad* unifica los elementos disipativos del sistema según su naturaleza conceptual y de modelación en el software, en el escenario 1 representa el lazo de control dinámico y activo del ELC para la regulación de frecuencia por pasos, mientras que en el escenario 3, ante el retiro del ELC, actúa como un banco pasivo de resistencias de seguridad frente a la saturación del almacenamiento. Bajo la convención de signos adoptada, los valores positivos representan inyección de potencia a la red, mientras que los valores negativos indican absorción de energía.

Tabla 5.9: Matriz de despacho de potencia activa por escenario y régimen de carga.

Demanda	Horario	Hidro	PV	BESS	ELC / Resistencia de seguridad	Unidad
Escenario 1 (operación base con ELC)						
Actual	Punta	50,00	–	–	−2,78	kW
Actual	Valle	50,00	–	–	−37,19	kW
Escenario 2 (operación isócrona)						
Actual	Punta	47,12	–	–	–	kW
Actual	Valle	12,20	–	–	–	kW
Escenario 3 (integración de BESS)						
Actual	Punta	25,00	–	23,53	−1,00	kW
Actual	Valle	25,00	–	−11,87	–	kW
Futura	Punta	55,00	–	18,20	−2,00	kW
Futura	Valle	55,00	–	−0,40	−22,71	kW
Escenario 4 (microrred híbrida)						
Actual	Punta	35,95	0,00	12,00	–	kW
Actual	Valle	0,00	26,40	−12,75	–	kW
Futura	Punta	4,45	64,52	2,69	–	kW
Futura	Valle	28,91	0,00	4,00	–	kW

Nota: Las resistencias de seguridad son exclusivas del escenario 3.

5.2. Resultados de la simulación dinámica

En esta Sección se presentan y analizan los resultados de las simulaciones dinámicas RMS, orientadas a evaluar la estabilidad transitoria del sistema ante perturbaciones severas. El desempeño de las cuatro topologías de control se compara bajo los dos regímenes de carga definidos previamente, punta y valle.

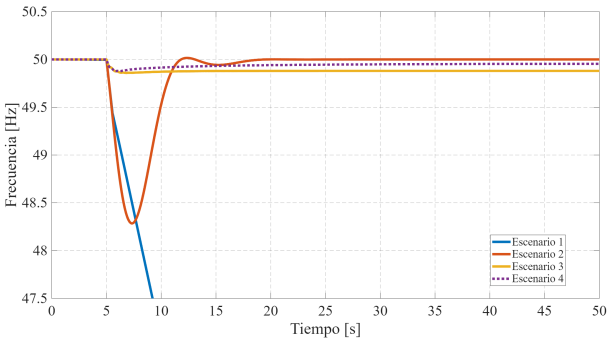
5.2.1. Desempeño operativo bajo demanda actual

Esta subsección evalúa la estabilidad dinámica de la red operando bajo los niveles de carga actuales. Para ello, se analiza el desempeño transitorio de los cuatro escenarios operativos propuestos frente a distintas perturbaciones.

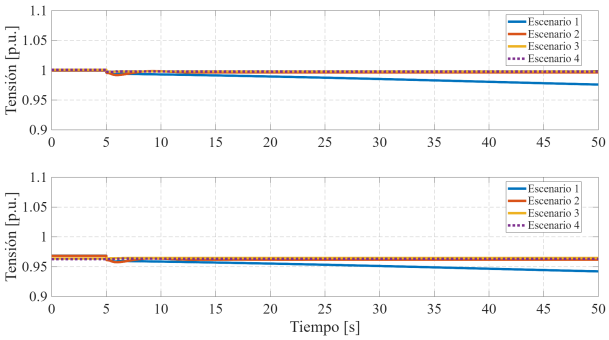
Evento 1: escalón de carga

En la Figura 5.9 se contrasta la respuesta temporal de las principales variables eléctricas para el régimen de máxima exigencia (hora punta), mientras que la Figura 5.10 detalla el comportamiento del sistema bajo un escenario de mínima carga (hora valle). En todas las figuras dinámicas de este capítulo se conserva el mismo código de colores por escenario: el escenario 1 (ELC) se representa

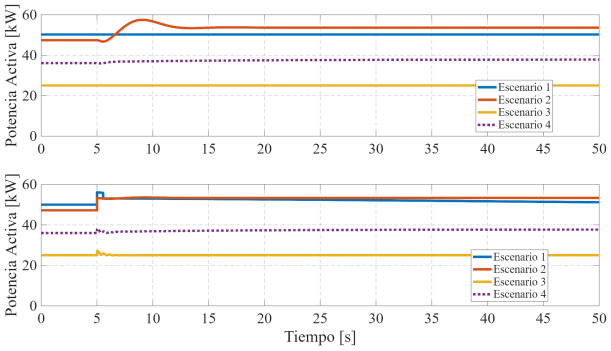
en azul, el escenario 2 (isócrono) en naranja, el escenario 3 (BESS) en amarillo y el escenario 4 (microrred híbrida) en morado punteado.



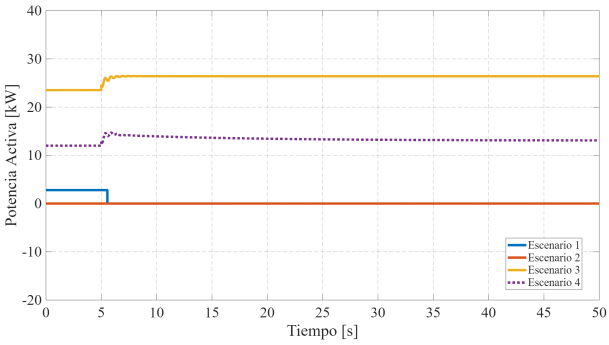
(a) Respuesta de frecuencia del sistema.



(b) Perfiles de tensión (panel superior: barra de generación, panel inferior: barra más alejada del sistema).

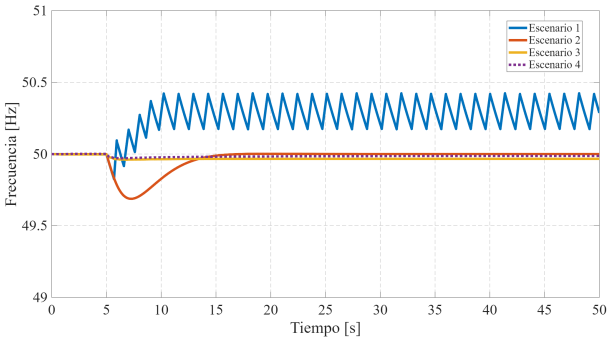


(c) Potencias del grupo turbina-generador (panel superior: mecánica, panel inferior: eléctrica).

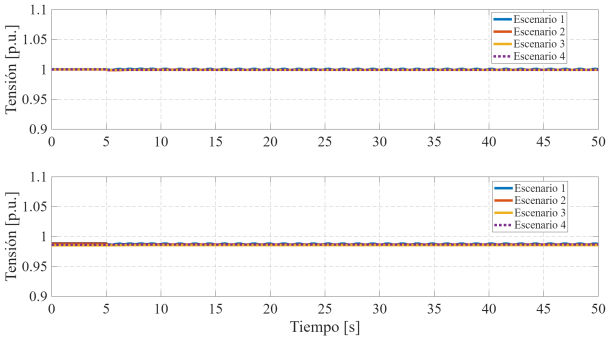


(d) Potencia activa del sistema de regulación de frecuencia (ELC/BESS).

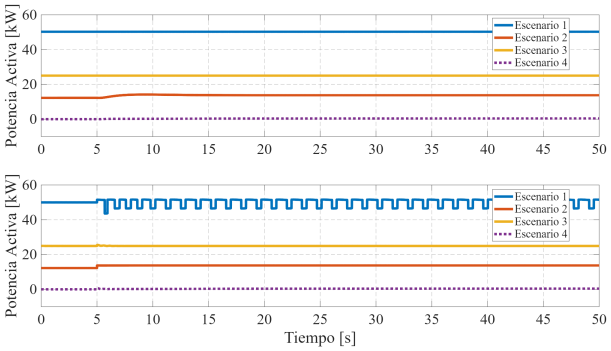
Figura 5.9: Desempeño dinámico ante escalón de carga en régimen de hora punta.



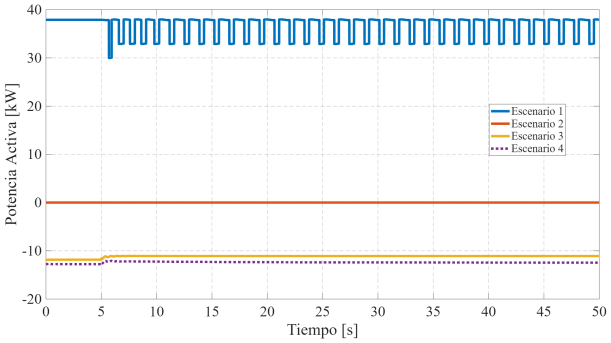
(a) Respuesta de frecuencia del sistema.



(b) Perfiles de tensión (panel superior: barra de generación, panel inferior: barra más alejada del sistema).



(c) Potencias del grupo turbina-generador (panel superior: mecánica, panel inferior: eléctrica).



(d) Potencia activa del sistema de regulación de frecuencia (ELC/BESS).

Figura 5.10: Desempeño dinámico ante escalón de carga en régimen de hora valle.

Para cuantificar y comparar la eficacia de cada esquema de control, la Tabla 5.10 sintetiza los indicadores de desempeño extraídos de las simulaciones.

Tabla 5.10: Indicadores de desempeño de frecuencia - evento 1 (escalón de carga).

Escenario de operación	**Régimen hora punta**			**Régimen hora valle**		
	Nadir [Hz]	**T. asent.** [s]	**RoCoF** [Hz/s]	**Nadir** [Hz]	**T. asent.** [s]	**RoCoF** [Hz/s]
Escenario 1 (ELC)	Sin reserva	N/A	−1,03	49,83	3,63	−0,25
Escenario 2 (isócrono)	48,29	5,67	−1,03	49,69	4,56	−0,25
Escenario 3 (BESS)	49,86	0,00	−0,36	49,96	0,00	−0,10
Escenario 4 (microrred)	49,88	0,00	−0,36	49,97	0,00	−0,10

Nota: Un tiempo de asentamiento de 0,00 s indica que la frecuencia no abandonó la banda de tolerancia del ±2 % durante el transitorio, por lo que no se registra un proceso de asentamiento.

A partir de los resultados gráficos y numéricos, se evidencia una disparidad significativa en la capacidad de respuesta dinámica entre las topologías mecánicas convencionales y aquellas asistidas por electrónica de potencia.

Esta disparidad se manifiesta con crudeza en el régimen de hora punta (Figura 5.9). Bajo alta demanda, el sistema regulado por ELC colapsa: como confirma la potencia de regulación (Figura

5.9(d)), el ELC desconecta la totalidad de sus resistencias para ceder capacidad, pero al superar el impacto de demanda su reserva remanente, el déficit de potencia neta se transfiere al eje del generador. Esto provoca un descenso continuo y sostenido de la frecuencia, visible en la caída sin recuperación de la Figura 5.9(a), que desencadenaría el disparo de las protecciones de subfrecuencia.

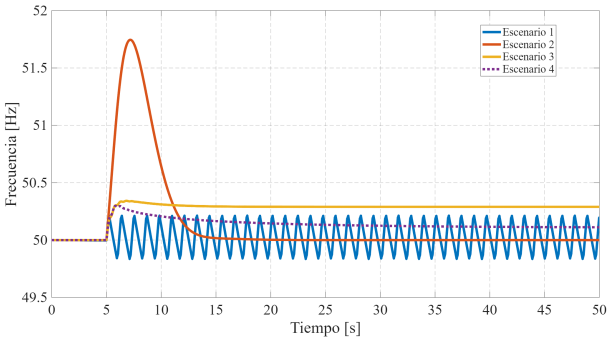
El control isócrono posee la reserva hidráulica para sostener la operación, pero sufre el retardo intrínseco de la inercia mecánica de los servomotores y la dinámica del flujo de agua. Esta latencia se traduce en una caída de la frecuencia hasta los 48,29 Hz y un extenso período transitorio (5,67 s). Además, los perfiles de tensión (Figura 5.9(b)) revelan un impacto colateral: al forzar al generador centralizado a cubrir el nuevo pico, el incremento de la corriente amplifica la caída de tensión, sobre todo en el perfil del extremo receptor (barra 14).

En contraposición, la integración del BESS (escenarios 3 y 4) confiere al sistema una respuesta subtransitoria favorable. Los inversores inyectan instantáneamente el diferencial de potencia activa en los primeros milisegundos del evento, restringiendo el nadir a márgenes seguros (49,86 Hz y 49,88 Hz) sin abandonar la banda nominal. Los perfiles de tensión corroboran el beneficio de la inyección localizada: la asistencia activa del BESS previene la sobrecarga del alimentador, evita el hundimiento de tensión en las barras más distantes y garantiza un suministro seguro para toda la comunidad.

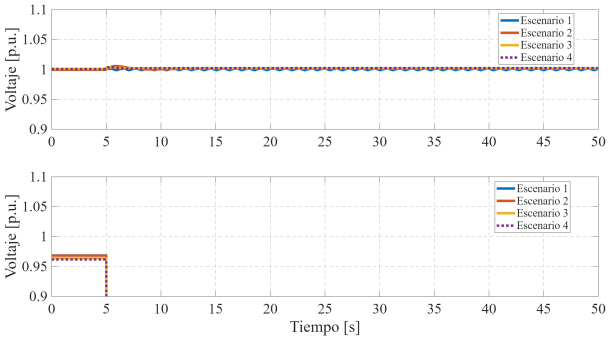
Por el contrario, durante el régimen de hora valle (Figura 5.10), la menor exigencia de carga permite que las cuatro topologías gestionen la perturbación con éxito. Al contar con un amplio margen de disipación previo al evento (23 kW, Figura 5.10(d)), la conmutación del ELC responde con mayor agilidad que el control isócrono, acotando la caída a un nadir de 49,83 Hz con estabilización en 3,63 s, frente a los 49,69 Hz y 4,56 s de la máquina isócrona pura. No obstante, la curva de potencias (Figura 5.10(c)) muestra que en ambas opciones convencionales el rotor de la turbina absorbe inicialmente el desbalance, lo que define un RoCoF idéntico de $-0{,}25$ Hz/s. Los sistemas con almacenamiento (escenarios 3 y 4), en cambio, reducen el RoCoF a $-0{,}10$ Hz/s y mantienen la frecuencia dentro de la banda de tolerancia del $\pm 2\,\%$ durante todo el transitorio, por lo que no registran tiempo de asentamiento y conservan un nadir cercano a 49,97 Hz.

Evento 2: desconexión de línea de distribución

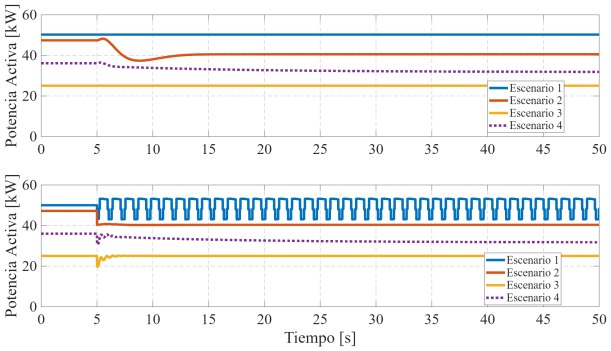
La Figura 5.11 contrasta la respuesta del sistema ante esta perturbación en hora punta, mientras que la Figura 5.12 corresponde al régimen de hora valle.



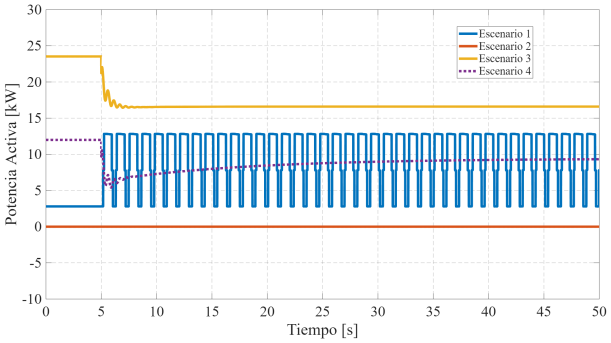
(a) Respuesta de frecuencia del sistema.



(b) Perfiles de tensión (panel superior: barra de generación, panel inferior: barra más alejada del sistema).

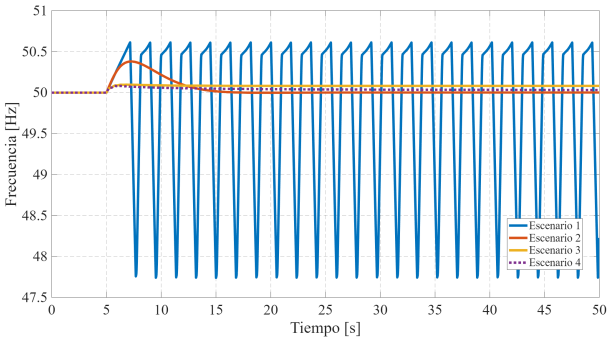


(c) Potencias del grupo turbina-generador (panel superior: mecánica, panel inferior: eléctrica).

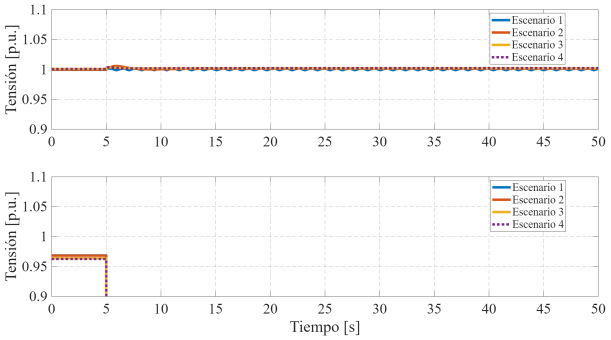


(d) Potencia activa del sistema de regulación de frecuencia (ELC/BESS).

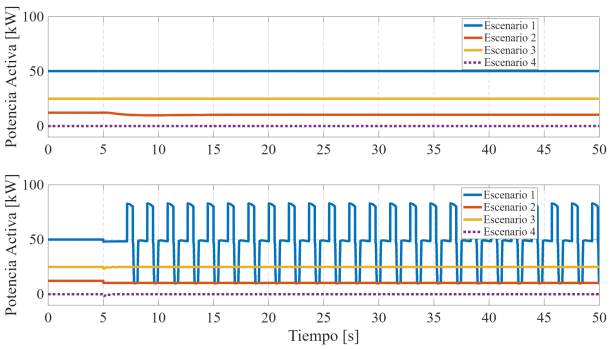
Figura 5.11: Desempeño dinámico ante desconexión de línea de distribución en régimen de hora punta.



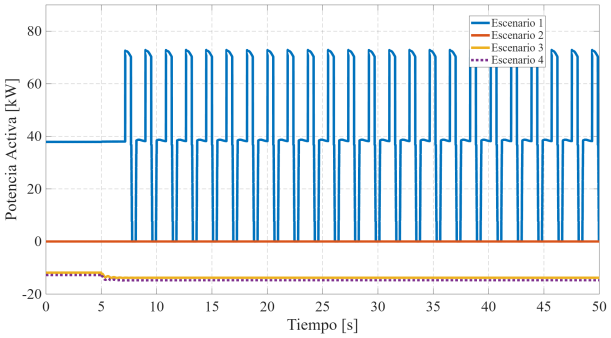
(a) Respuesta de frecuencia del sistema.



(b) Perfiles de tensión (panel superior: barra de generación, panel inferior: barra más alejada del sistema).



(c) Potencias del grupo turbina-generador (panel superior: mecánica, panel inferior: eléctrica).



(d) Potencia activa del sistema de regulación de frecuencia (ELC/BESS).

Figura 5.12: Desempeño dinámico ante desconexión de línea de distribución en régimen de hora valle.

Los indicadores correspondientes a este evento de sobrefrecuencia se sintetizan en la Tabla 5.11, cuantificando la eficacia de cada topología para frenar la aceleración del generador hidroeléctrico.

Tabla 5.11: Resumen de indicadores de desempeño - evento 2 (desconexión de línea).

Escenario de operación	**Régimen hora punta**			**Régimen hora valle**		
	Cenit [Hz]	**T. asent.** [s]	**RoCoF** [Hz/s]	**Cenit** [Hz]	**T. asent.** [s]	**RoCoF** [Hz/s]
Escenario 1 (ELC)	50,21	No asienta	1,14	50,61	No asienta	0,30
Escenario 2 (isócrono)	51,75	6,63	1,14	50,38	5,22	0,31
Escenario 3 (BESS)	50,34	0,10	0,86	50,10	0,00	0,25
Escenario 4 (microrred)	50,30	0,00	0,86	50,10	0,00	0,25

Nota: Un tiempo de asentamiento de 0,00 s indica que la frecuencia no abandonó la banda de tolerancia del ±2 % durante el transitorio, por lo que no se registra un proceso de asentamiento.

Ante una desconexión de una línea de distribución, el desafío primordial del sistema radica en gestionar el exceso súbito de potencia activa para prevenir desviaciones transitorias por sobrevelocidad en el generador. Al analizar la Tabla 5.11 y las curvas de desempeño dinámico, se evidencian limitaciones en los esquemas de regulación tradicionales.

El control mediante ELC exhibe una respuesta subamortiguada. Si bien evita que el cenit alcance

valores críticos (limitándolo a 50,21 Hz en hora punta y 50,61 Hz en hora valle), la oscilación continua derivada de la conmutación discreta de sus cargas resistivas afecta la estabilidad de la frecuencia. El controlador no logra estabilizar la frecuencia dentro de la banda de tolerancia durante la ventana de simulación post-perturbación ($t_{\text{final}} = 50$ s $- t_{\text{evento}} = 5$ s), oscilando de forma permanente, como se aprecia en la Figura 5.11(a).

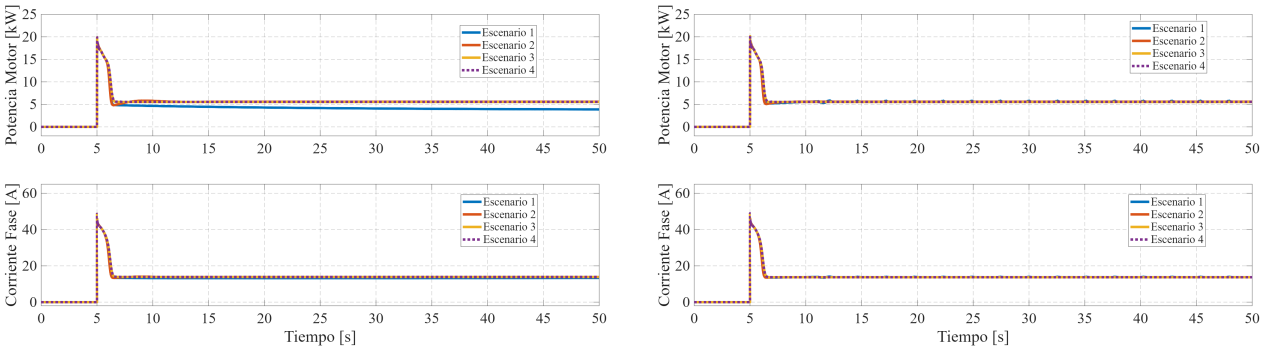
La máquina operando en modo isócrono resulta lenta frente al transitorio, especialmente en hora punta, la turbina se acelera hasta un cenit de 51,75 Hz antes de que el cierre paulatino del distribuidor comandado por el regulador de velocidad logre frenar la inyección mecánica. Esta latencia aproxima la unidad a sus umbrales de sobrefrecuencia ante rechazos de carga de gran magnitud.

En contraparte, las topologías asistidas por almacenamiento demuestran una eficacia superior. Como se aprecia en la evolución de la potencia de regulación (Figuras 5.11(d) y 5.12(d)), al ocurrir la apertura de la línea el BESS transita en milisegundos hacia un estado de absorción profunda de potencia activa, extrayendo la energía remanente de la red. En consecuencia, la microrred híbrida acota la sobrefrecuencia a un máximo de 50,30 Hz en el caso de mayor exigencia, manteniendo la frecuencia dentro de la banda de tolerancia durante todo el transitorio, por lo que no registra tiempo de asentamiento. Esto confirma la ventaja de la capacidad dual del inversor bidireccional frente a la regulación hidromecánica convencional.

Finalmente, los perfiles de tensión corroboran el impacto geográfico de la perturbación. Mientras la tensión en la barra de generación se eleva levemente producto del rechazo de carga inductiva, siendo controlada por el AVR, la barra más alejada del alimentador cae instantáneamente a 0 V, al quedar topológicamente aislada aguas abajo del punto de apertura, se desenergiza por completo. Este fenómeno confirma que, aunque las estrategias de control modernas garanticen la estabilidad del nodo generador, las áreas desconectadas por fallas radiales en distribución rural sufren la interrupción total del servicio.

Evento 3: arranque directo de motor de inducción

La Figura 5.13 caracteriza el perfil de corriente y potencia activa demandado por la máquina asincrónica durante su arranque directo.

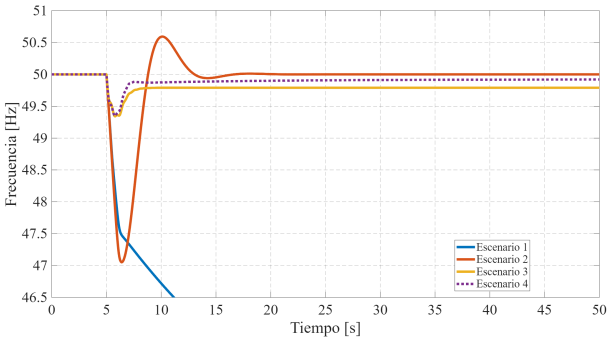


(a) Arranque en régimen de hora punta.

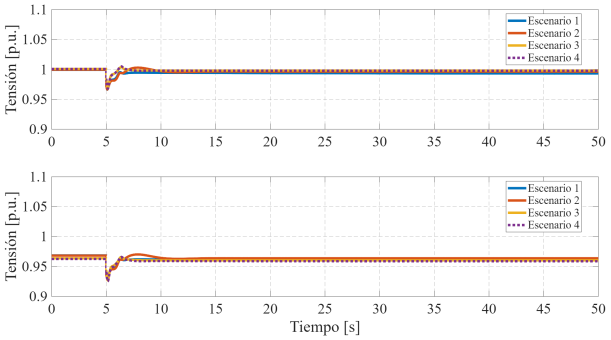
(b) Arranque en régimen de hora valle.

Figura 5.13: Perfiles de potencia activa y corriente transitoria durante el arranque directo del motor de inducción bajo demanda actual.

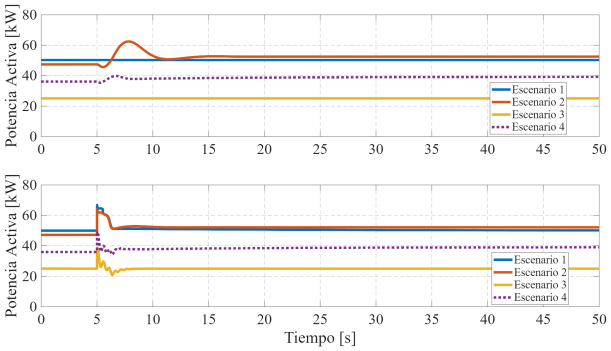
El comportamiento del sistema ante el arranque del motor se recoge en la Figura 5.14 para hora punta y en la Figura 5.15 para hora valle.



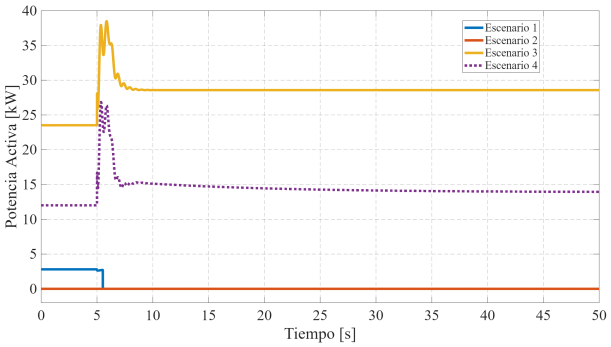
(a) Respuesta de frecuencia del sistema.



(b) Perfiles de tensión (panel superior: barra de generación, panel inferior: barra más alejada del sistema).

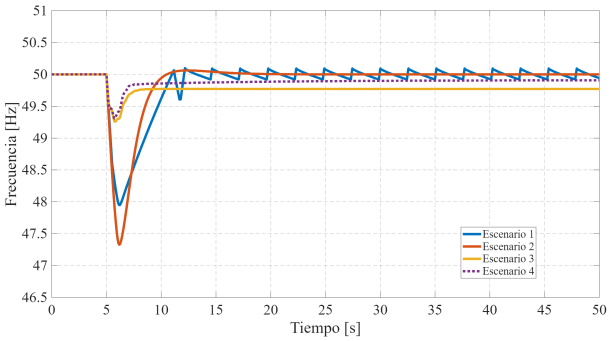


(c) Potencias del grupo turbina-generador (panel superior: mecánica, panel inferior: eléctrica).

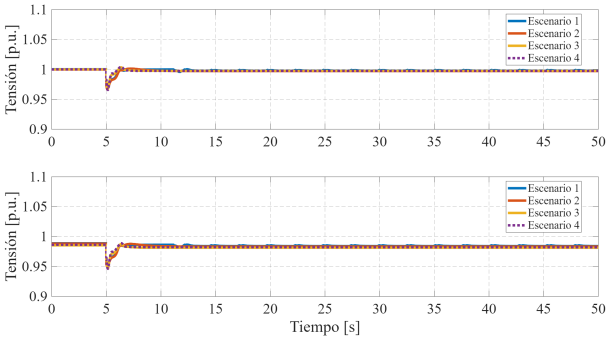


(d) Potencia activa del sistema de regulación de frecuencia (ELC/BESS).

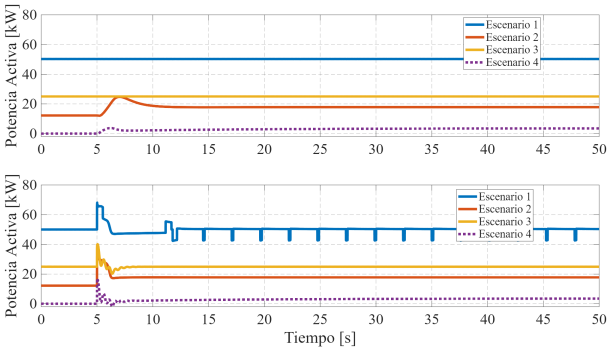
Figura 5.14: Desempeño dinámico ante arranque de motor de inducción en régimen de hora punta.



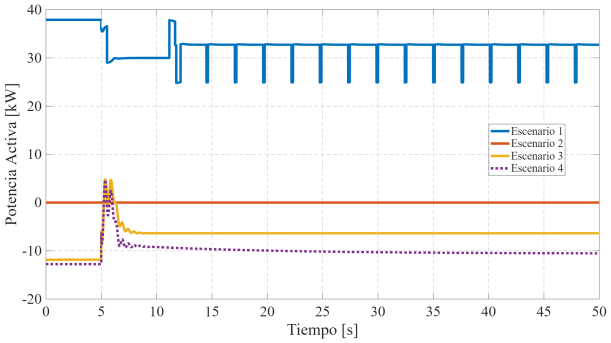
(a) Respuesta de frecuencia del sistema.



(b) Perfiles de tensión (panel superior: barra de generación, panel inferior: barra más alejada del sistema).



(c) Potencias del grupo turbina-generador (panel superior: mecánica, panel inferior: eléctrica).



(d) Potencia activa del sistema de regulación de frecuencia (ELC/BESS).

Figura 5.15: Desempeño dinámico ante arranque de motor de inducción en régimen de hora valle.

Los indicadores correspondientes a este evento de subfrecuencia severa se sintetizan en la Tabla 5.12, cuantificando la robustez de cada topología frente al déficit instantáneo de potencia.

Tabla 5.12: Resumen de indicadores de desempeño - evento 3 (arranque de motor).

Escenario de operación	**Régimen hora punta**			**Régimen hora valle**		
	Nadir [Hz]	**T. asent.** [s]	**RoCoF** [Hz/s]	**Nadir** [Hz]	**T. asent.** [s]	**RoCoF** [Hz/s]
Escenario 1 (ELC)	Sin reserva	N/A	−2,58	47,95	6,90	−2,79
Escenario 2 (isócrono)	47,05	6,93	−2,62	47,33	4,30	−3,14
Escenario 3 (BESS)	49,34	1,70	−2,16	49,26	1,68	−2,43
Escenario 4 (microrred)	49,34	1,65	−2,16	49,31	1,62	−2,57

A diferencia de los escalones resistivos de los eventos anteriores, el arranque directo del motor impone un doble estrés al sistema aislado, un déficit súbito de potencia activa y una caída de tensión provocada por la corriente de magnetización, lo que lo convierte en el evento más exigente. Los esquemas convencionales evidencian aquí sus límites físicos. El ELC (escenario 1) colapsa en hora punta por reserva nula y, aunque en hora valle sostiene el transitorio, lo hace con un nadir de 47,95 Hz y un asentamiento lento de 6,90 s. El control isócrono (escenario 2) elude el colapso abriendo la válvula de la turbina, pero la inercia de la columna de agua retrasa el aporte mecánico,

la frecuencia cae hasta 47,05 Hz en punta, próxima al umbral de las protecciones de subfrecuencia (81U), con el RoCoF más severo de toda la comparativa (−3,14 Hz/s en valle).

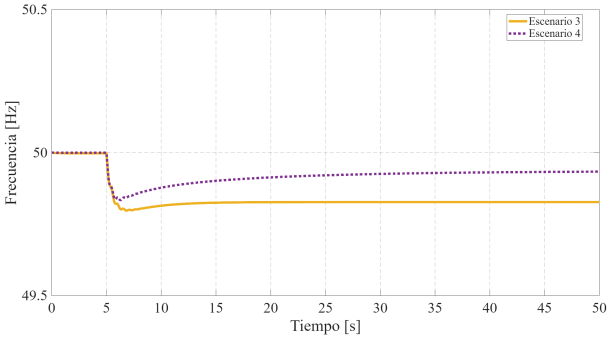
En contraste, las topologías con almacenamiento superan holgadamente esta exigencia. La inyección instantánea del inversor contiene el nadir por sobre los 49,26 Hz y mitiga la severidad del RoCoF a −2,16 Hz/s. Además, el tiempo de asentamiento se reduce drásticamente a menos de 1,70 s, destacando la microrred con 1,62 s en valle. Esto confirma que la respuesta rápida del BESS es fundamental para garantizar la estabilidad del sistema ante cargas industriales pesadas, sorteando con éxito las limitaciones inerciales de la fuente hídrica.

5.2.2. Desempeño operativo bajo proyección de demanda futura

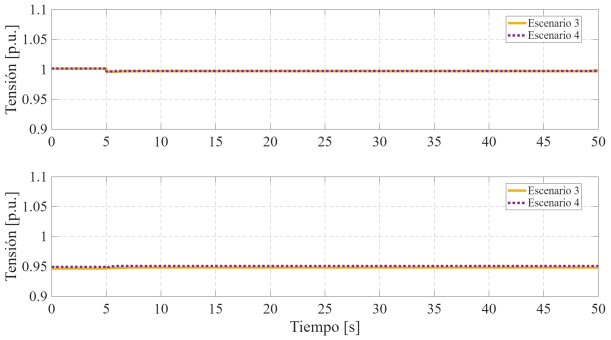
Esta sección evalúa la respuesta dinámica del sistema frente a los mismos eventos, pero sometiéndolo al estrés adicional de un escenario de crecimiento de demanda. Es importante destacar que este análisis de expansión se centra exclusivamente en los escenarios 3 y 4.

Evento 1: escalón de carga

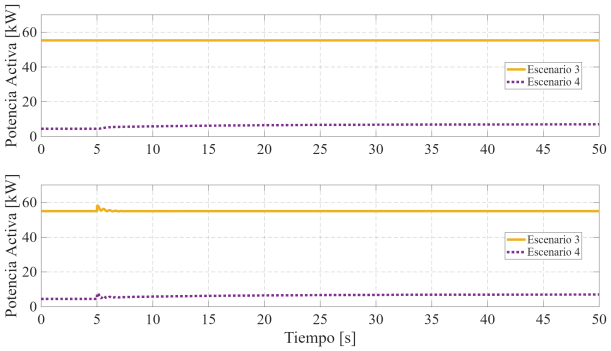
Bajo el horizonte de demanda futura, la Figura 5.16 muestra la respuesta al escalón de carga en hora punta y la Figura 5.17 la correspondiente a hora valle.



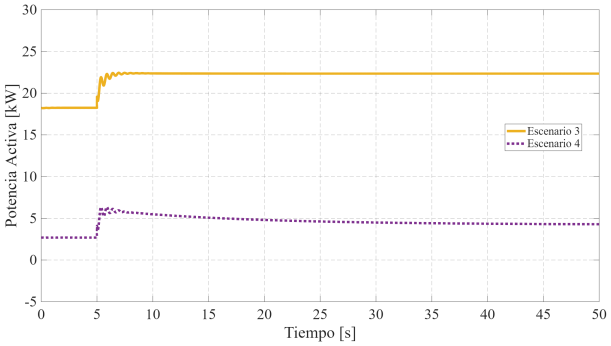
(a) Respuesta de frecuencia del sistema.



(b) Perfiles de tensión (panel superior: barra de generación, panel inferior: barra más alejada del sistema).

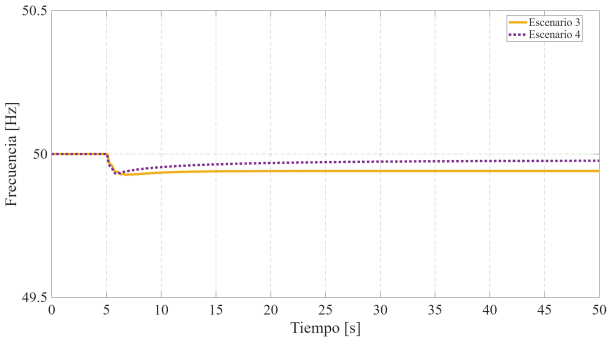


(c) Potencias del grupo turbina-generador (panel superior: mecánica, panel inferior: eléctrica).

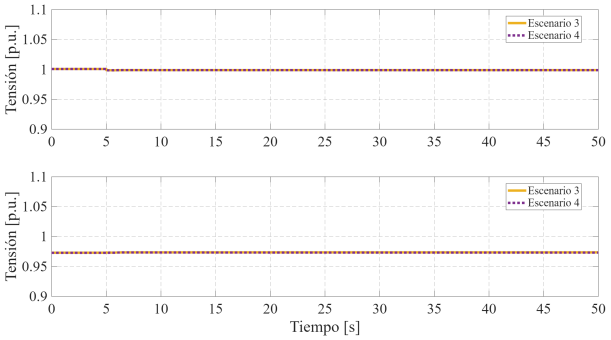


(d) Potencia activa del sistema de regulación de frecuencia (BESS).

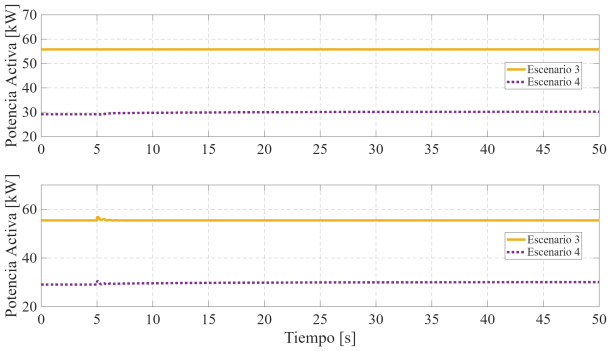
Figura 5.16: Desempeño dinámico ante escalón de carga en régimen de hora punta bajo demanda futura.



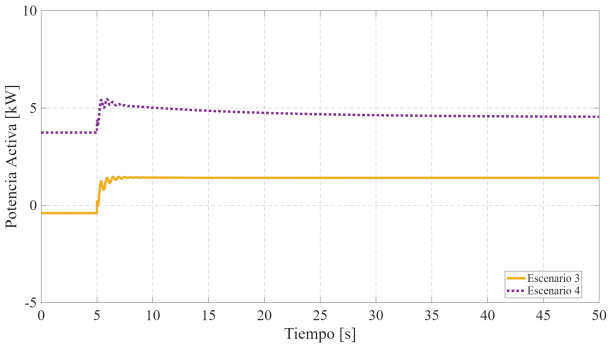
(a) Respuesta de frecuencia del sistema.



(b) Perfiles de tensión (panel superior: barra de generación, panel inferior: barra más alejada del sistema).



(c) Potencias del grupo turbina-generador (panel superior: mecánica, panel inferior: eléctrica).



(d) Potencia activa del sistema de regulación de frecuencia (BESS).

Figura 5.17: Desempeño dinámico ante escalón de carga en régimen de hora valle bajo demanda futura.

Los indicadores de estabilidad correspondientes se sintetizan en la Tabla 5.13.

Tabla 5.13: Indicadores de desempeño de frecuencia - evento 1 (escalón de carga, demanda futura).

Escenario de operación	**Régimen hora punta**			**Régimen hora valle**		
	Nadir [Hz]	**T. asent.** [s]	**RoCoF** [Hz/s]	**Nadir** [Hz]	**T. asent.** [s]	**RoCoF** [Hz/s]
Escenario 3 (BESS)	49,80	0,00	−0,51	49,93	0,00	−0,23
Escenario 4 (microrred)	49,86	0,00	−0,51	49,93	0,00	−0,23

Nota: Un tiempo de asentamiento de 0,00 s indica que la frecuencia no abandonó la banda de tolerancia del ±2 % durante el transitorio, por lo que no se registra un proceso de asentamiento.

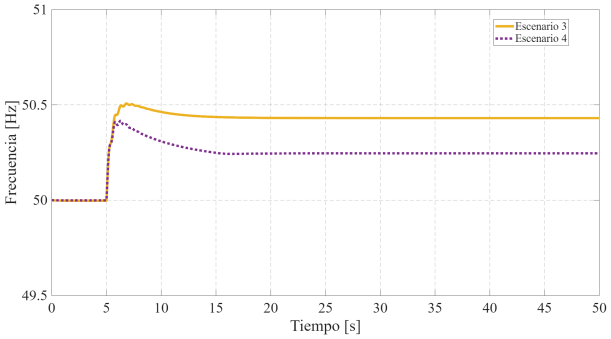
El contraste aparece en hora punta (Figura 5.16), donde la microrred híbrida opera con una penetración solar predominante (64,52 kW) que desplaza a la turbina a un despacho de apenas 4,45 kW. Con el generador cerca de su mínimo técnico, la capacidad de su regulador mecánico para responder al escalón queda limitada por la inercia del flujo hídrico. Es aquí donde la respuesta rápida de frecuencia del BESS resulta determinante (Figura 5.16(d)): el inversor inyecta el diferencial de potencia antes de la reacción hidromecánica, frenando la caída de frecuencia. Así, el escenario 4 iguala el RoCoF del escenario 3, común a ambos casos, y mejora el nadir (49,86 frente a 49,80 Hz).

Por el contrario, en hora valle (Figura 5.17) la planta fotovoltaica no despacha, de modo que ambas topologías parten del mismo punto de operación y exhiben una respuesta idéntica: el convertidor bidireccional contiene la caída a un nadir de 49,93 Hz con un RoCoF acotado de $-0{,}23$ Hz/s, absorbiendo el desbalance sin abandonar la banda nominal.

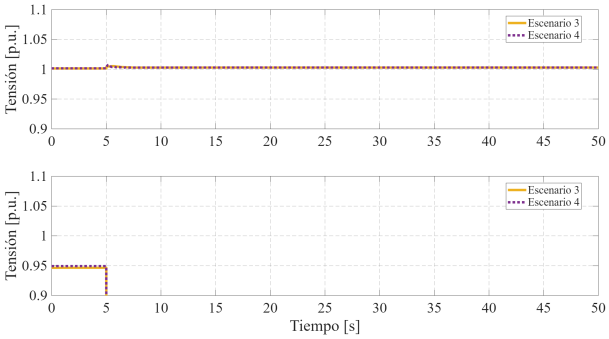
Como en los eventos anteriores, los perfiles de tensión (Figura 5.16(b)) confirman que la inyección localizada del BESS previene la sobrecarga transitoria de corriente en las líneas de distribución y contiene las caídas subtransitorias tanto en la barra de generación como en los nodos extremos, sosteniendo la calidad de suministro pese a la mayor demanda proyectada.

Evento 2: desconexión de línea de distribución

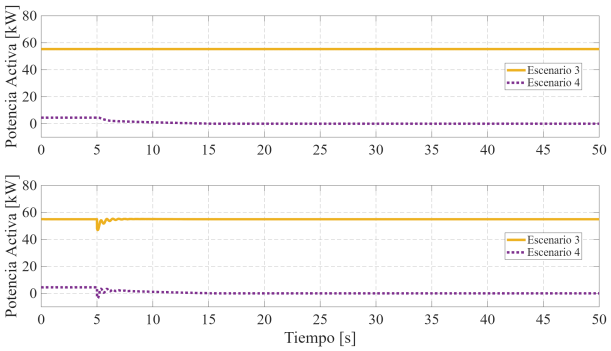
Para la desconexión de línea en el horizonte futuro, la Figura 5.18 reúne las variables en hora punta y la Figura 5.19 en hora valle.



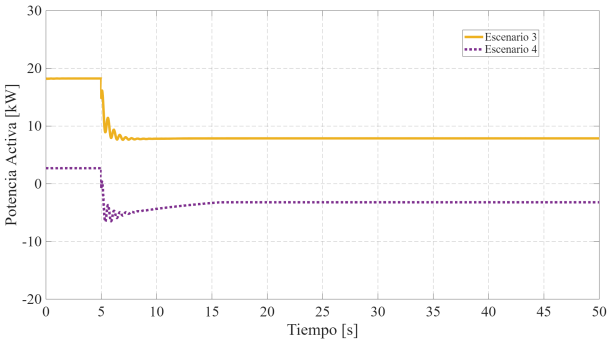
(a) Respuesta de frecuencia del sistema.



(b) Perfiles de tensión (panel superior: barra de generación, panel inferior: barra más alejada del sistema).

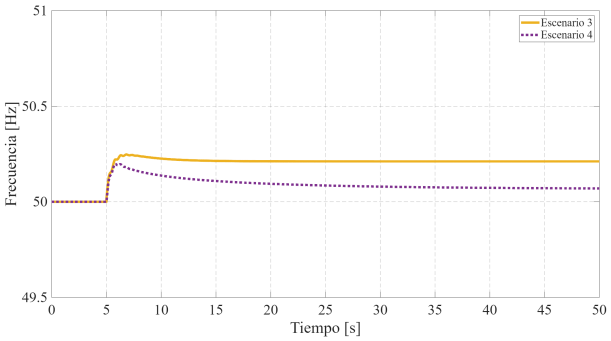


(c) Potencias del grupo turbina-generador (panel superior: mecánica, panel inferior: eléctrica).

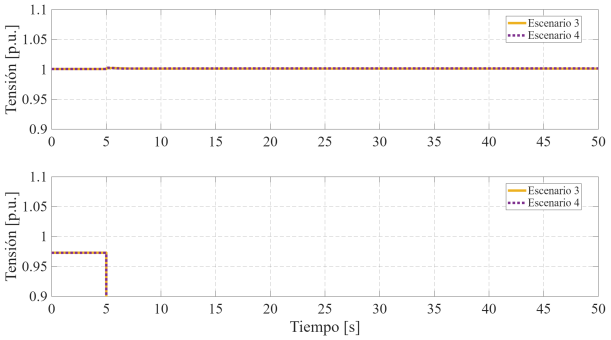


(d) Potencia activa del sistema de regulación de frecuencia (BESS).

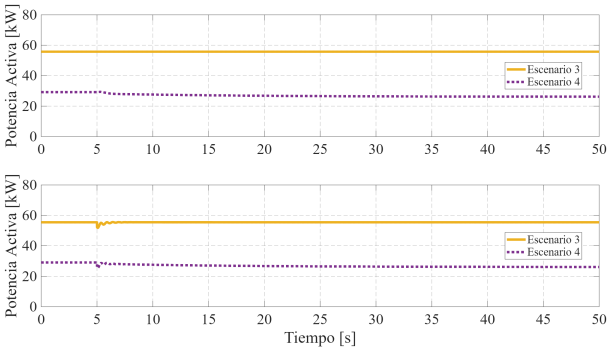
Figura 5.18: Desempeño dinámico ante desconexión de línea en régimen de hora punta bajo demanda futura.



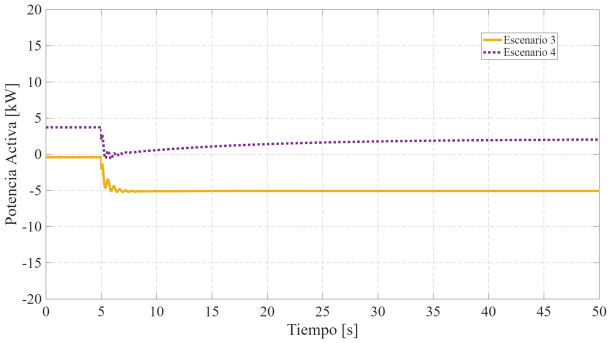
(a) Respuesta de frecuencia del sistema.



(b) Perfiles de tensión (panel superior: barra de generación, panel inferior: barra más alejada del sistema).



(c) Potencias del grupo turbina-generador (panel superior: mecánica, panel inferior: eléctrica).



(d) Potencia activa del sistema de regulación de frecuencia (BESS).

Figura 5.19: Desempeño dinámico ante desconexión de línea en régimen de hora valle bajo demanda futura.

La Tabla 5.14 resume los indicadores de estabilidad de este evento.

Tabla 5.14: Indicadores de desempeño de frecuencia - evento 2 (desconexión de línea, demanda futura).

Escenario de operación	**Régimen hora punta**			**Régimen hora valle**		
	Cenit [Hz]	**T. asent.** [s]	**RoCoF** [Hz/s]	**Cenit** [Hz]	**T. asent.** [s]	**RoCoF** [Hz/s]
Escenario 3 (BESS)	50,51	0,19	1,30	50,25	0,00	0,77
Escenario 4 (microrred)	50,42	0,03	1,30	50,20	0,00	0,58

Nota: Un tiempo de asentamiento de 0,00 s indica que la frecuencia no abandonó la banda de tolerancia del ±2 % durante el transitorio, por lo que no se registra un proceso de asentamiento.

La exigencia sube en hora punta (Figura 5.18): con la turbina en su mínimo técnico, la desconexión impone un RoCoF de +1,30 Hz/s, simétrico en ambos escenarios. Aun así, el BESS (Figura 5.18(d)) absorbe el excedente y acota el cenit a 50,42 Hz con estabilización en 0,03 s para la microrred, frente a 50,51 Hz y 0,19 s del escenario 3, muy por debajo del retardo que sufriría una regulación mecánica ante este rechazo.

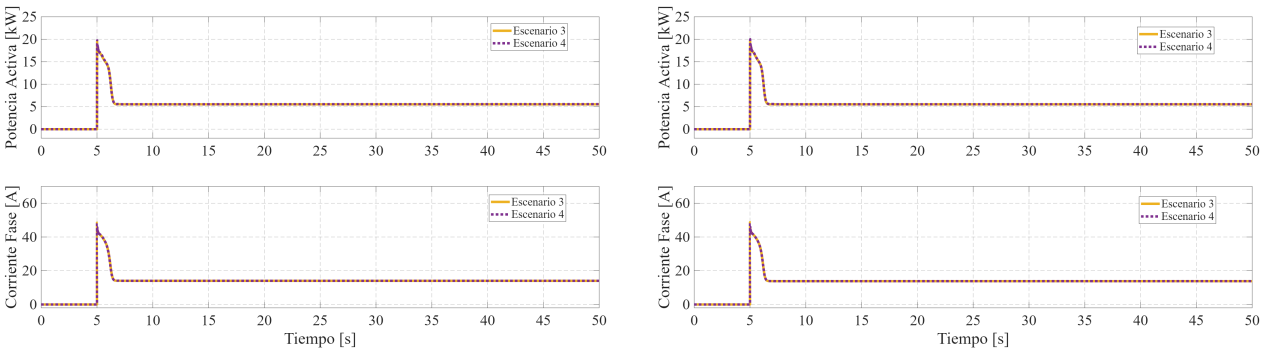
Por el contrario, en hora valle (Figura 5.19), donde el generador suple la carga, la acción rápida del

BESS transita en milisegundos hacia la absorción de potencia (Figura 5.19(d)) y restringe el cenit a 50,25 Hz (escenario 3) y 50,20 Hz (escenario 4), sin vulnerar la banda de tolerancia.

Como en el mismo evento bajo demanda actual, los perfiles de tensión (Figuras 5.18(b) y 5.19(b)) muestran que el AVR y los inversores controlan el alza en la barra de generación, mientras la barra más alejada del sistema se desenergiza por completo. Las topologías radiales rurales carecen de la redundancia para mantener los consumos aguas abajo del punto de apertura.

Evento 3: arranque de motor

Con el objetivo de caracterizar la magnitud de la perturbación, la Figura 5.20 presenta la evolución temporal de la potencia activa y la corriente demandadas por la máquina inductiva durante su puesta en marcha en ambos regímenes horarios.

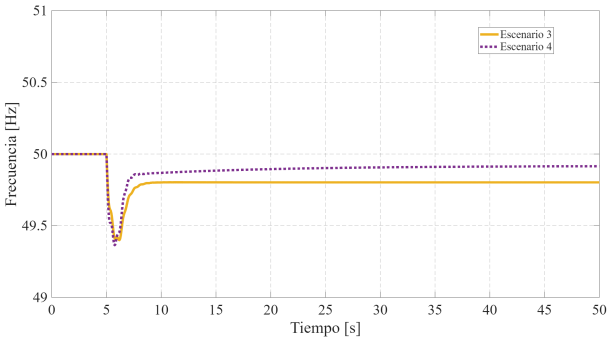


(a) Arranque en régimen de hora punta.

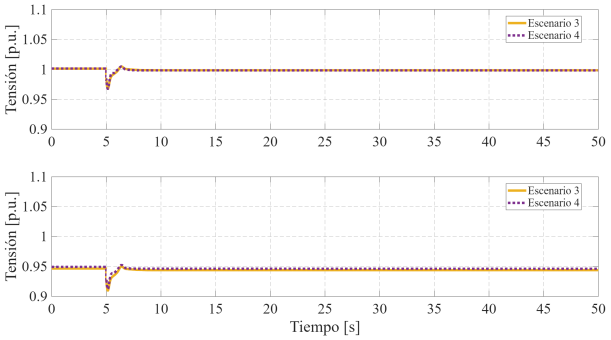
(b) Arranque en régimen de hora valle.

Figura 5.20: Perfiles de potencia activa y corriente transitoria durante el arranque directo del motor de inducción bajo demanda futura.

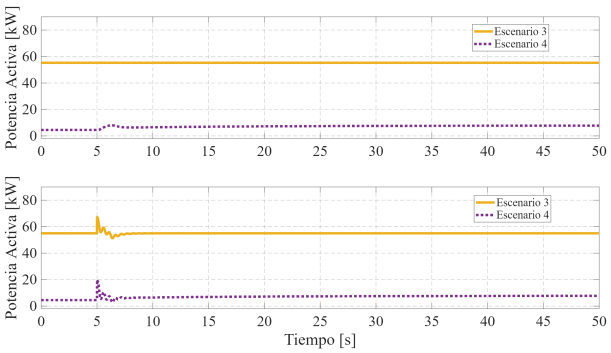
La respuesta dinámica global de las principales variables eléctricas de la red ante esta perturbación se expone de forma consolidada en la Figura 5.21 para el período de máxima exigencia estática, y en la Figura 5.22 para la ventana de carga mínima.



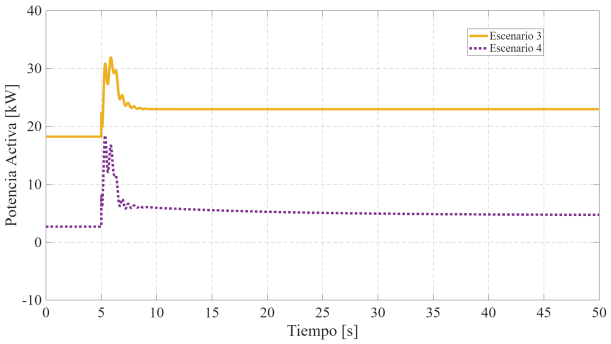
(a) Respuesta de frecuencia del sistema.



(b) Perfiles de tensión (panel superior: barra de generación, panel inferior: barra más alejada del sistema).

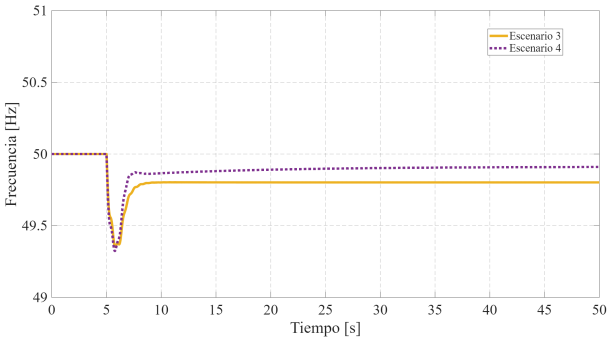


(c) Potencias del grupo turbina-generador (panel superior: mecánica, panel inferior: eléctrica).

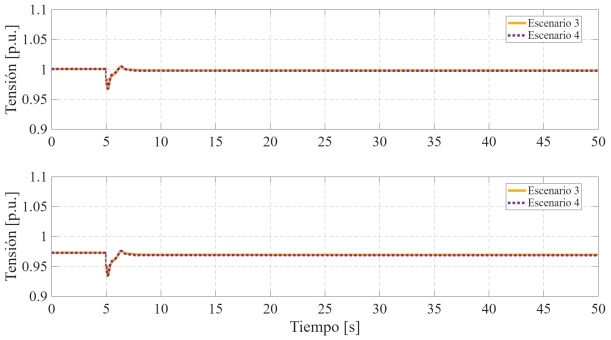


(d) Potencia activa del sistema de regulación de frecuencia (BESS).

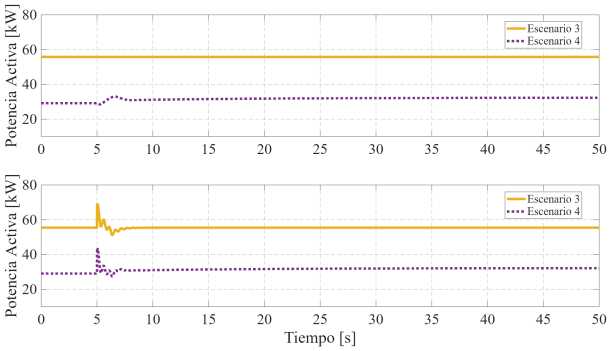
Figura 5.21: Desempeño dinámico ante arranque de motor en régimen de hora punta bajo demanda futura.



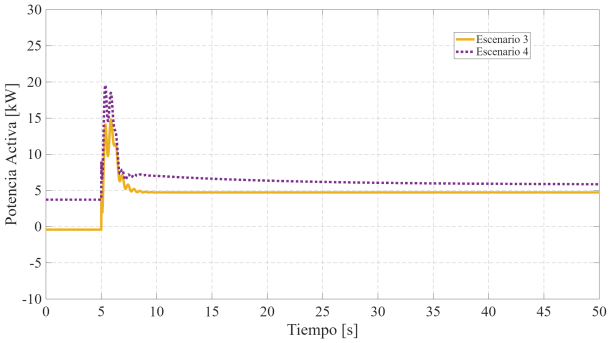
(a) Respuesta de frecuencia del sistema.



(b) Perfiles de tensión (panel superior: barra de generación, panel inferior: barra más alejada del sistema).



(c) Potencias del grupo turbina-generador (panel superior: mecánica, panel inferior: eléctrica).



(d) Potencia activa del sistema de regulación de frecuencia (BESS).

Figura 5.22: Desempeño dinámico ante arranque de motor en régimen de hora valle bajo demanda futura.

La Tabla 5.15 recoge los indicadores clave de estabilidad para este caso.

Tabla 5.15: Resumen de indicadores de desempeño - evento 3 (arranque de motor, demanda futura).

Escenario de operación	**Régimen hora punta**			**Régimen hora valle**		
	Nadir	**T. asent.**	**RoCoF**	**Nadir**	**T. asent.**	**RoCoF**
	[Hz]	[s]	[Hz/s]	[Hz]	[s]	[Hz/s]
Escenario 3 (BESS)	49,40	1,70	−1,94	49,35	1,69	−2,00
Escenario 4 (microrred)	49,36	1,62	−2,32	49,32	1,61	−2,29

La diferencia propia de este horizonte aparece en hora punta (Figura 5.21), con la turbina relegada a su mínimo técnico. Ante el déficit transitorio, la limitada respuesta del regulador mecánico se traduce en un RoCoF más agresivo en el escenario 4 que en el escenario 3, el cual conserva un mayor despacho del generador. Aun así, la rápida inyección del convertidor (Figura 5.21(d)) evita la caída de la frecuencia, situando el nadir en 49,36 Hz y restituyendo el régimen permanente en 1,62 s.

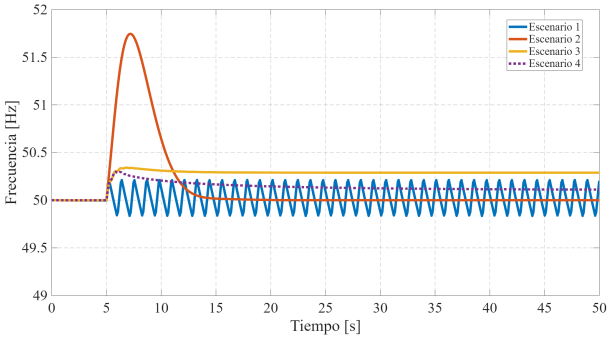
Por el contrario, en hora valle (Figura 5.22), donde la generación mantiene un despacho relevante, ambos escenarios responden de forma homogénea: la inercia del generador y la respuesta rápida del BESS amortiguan el impacto, con el escenario 4 conteniendo el nadir en 49,32 Hz y estabilizando en 1,61 s.

Como en los eventos previos, el AVR y los inversores contienen el hueco de tensión (Figuras 5.21(b) y 5.22(b)) hasta que el motor alcanza su velocidad nominal, confirmando que la electrónica de potencia compensa la baja inercia incluso en la perturbación más severa bajo demanda proyectada.

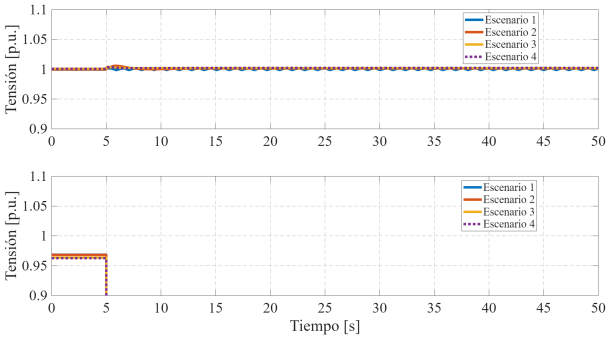
5.2.3. Análisis de sensibilidad: impacto del aumento de variabilidad en la demanda

Con el objetivo de validar la robustez de los esquemas de control propuestos frente a la incertidumbre inherente de los consumos en sistemas aislados, se sometió a la red a un análisis de sensibilidad. Para ello, se incrementó la variabilidad del perfil de carga desde su valor base (1,4 %) hasta un nivel elevado del 5,0 %, incorporando además una tendencia de decremento progresivo durante la ventana de simulación. Esta prueba de estrés fue aplicada sobre el evento de desconexión de línea de distribución (evento 2) operando bajo el régimen de hora punta para la demanda actual.

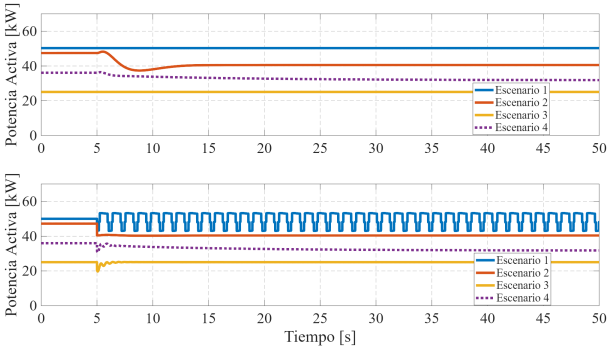
La evolución temporal de las variables eléctricas sometidas a este con variabilidad incrementada se consolida en la Figura 5.23.



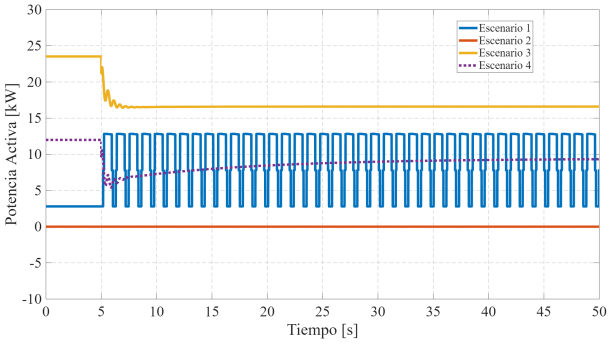
(a) Respuesta de frecuencia del sistema.



(b) Perfiles de tensión (panel superior: barra de generación, panel inferior: barra más alejada del sistema).



(c) Potencias del grupo turbina-generador (panel superior: mecánica, panel inferior: eléctrica).



(d) Potencia activa del sistema de regulación de frecuencia (ELC/BESS).

Figura 5.23: Desempeño dinámico ante desconexión de línea en régimen de hora punta con variabilidad de la demanda del 5 %.

Para evaluar numéricamente el efecto de este estrés sobre las variables de estado, la Tabla 5.16 resume los indicadores de estabilidad extraídos del modelo para los cuatro escenarios.

Tabla 5.16: Indicadores de desempeño - evento 2 en hora punta (variabilidad de la demanda 5 %).

Escenario de operación	**Cenit [Hz]**	**T. asent. [s]**	**RoCoF [Hz/s]**
Escenario 1 (ELC)	50,23	45,00	1,16
Escenario 2 (isócrono)	51,78	6,65	1,16
Escenario 3 (BESS)	50,37	0,12	0,88
Escenario 4 (microrred)	50,32	0,00	0,88

Nota: Un tiempo de asentamiento de 0,00 s indica que la frecuencia no abandonó la banda de tolerancia del ±2 % durante el transitorio, por lo que no se registra un proceso de asentamiento.

Al contrastar los resultados de la Tabla 5.16 con los obtenidos en el escenario base de menor variabilidad (Tabla 5.11), se observa que los indicadores exhiben variaciones menores. A modo de ejemplo, el RoCoF en las topologías mecánicas experimenta un incremento leve de 1,14 a 1,16 Hz/s, mientras que los valores de cenit registran alteraciones de apenas unas centésimas de Hertz.

Este comportamiento demuestra empíricamente que la respuesta transitoria de la red está gobernada de forma predominante por la magnitud de la perturbación. La desconexión del alimentador rural representa una pérdida instantánea de potencia activa de tal magnitud (evidenciada en las Figuras 5.23(c) y 5.23(d)) que predomina significativamente sobre la fluctuación de fondo impuesta por el perfil de variabilidad. Las sutiles desviaciones numéricas registradas responden directamente al efecto de la fluctuación en el instante de la falla ($t = 5$ s). Al existir un nivel de carga ligeramente distinto al del perfil base, se produce una variación proporcional en la cantidad neta de potencia rechazada, lo que modifica de manera directa la aceleración inicial sobre el eje del generador.

Por su parte, el desempeño post-perturbación certifica el comportamiento favorable de los esquemas basados en electrónica de potencia frente a redes con alta variabilidad. En el caso del escenario 1, la variabilidad del 5 % (aproximadamente 2,2 kW de fluctuación neta) resulta ser inferior al escalón de potencia discreto de las cargas del ELC, por lo que el controlador no altera significativamente su ciclo límite y mantiene su oscilación permanente. En contraposición, los sistemas basados en BESS (escenarios 3 y 4) demuestran estabilidad frente a la variabilidad del consumo. Gracias a la respuesta continua y de alta velocidad del inversor bidireccional, el almacenamiento mitiga las fluctuaciones en milisegundos, manteniendo la frecuencia dentro de la banda de tolerancia del ±2 % durante todo el transitorio. Al no abandonar dicha banda, la microrred híbrida no registra tiempo de asentamiento, lo que consolida su aptitud técnica para estabilizar las demandas fluctuantes de las zonas de distribución aisladas.

5.3. Análisis económico de las alternativas

Las secciones precedentes establecieron el desempeño energético e hídrico de cada topología mediante simulaciones cuasi-dinámicas basadas en flujos de potencia, así como su respuesta transitoria ante perturbaciones. La presente sección complementa dicha evaluación con una estimación del costo de capital, de los costos de operación y de los indicadores de rentabilidad definidos en la Sección 2.6, de modo de contrastar el desempeño técnico con la magnitud de la inversión que cada alternativa demanda. El horizonte de análisis abarca 20 años y la línea base corresponde a la operación actual con ELC, la cual no requiere inversión adicional.

5.3.1. Criterios y supuestos de la evaluación

Los parámetros que sustentan la evaluación se resumen en la Tabla 5.17. Las tasas de operación y mantenimiento se diferencian por tecnología, en concordancia con los rangos reportados para cada tipo de activo, y la tasa de descuento adoptada resulta apropiada para infraestructura comunitaria en una localidad aislada.

Tabla 5.17: Parámetros y supuestos adoptados en la evaluación económica.

Parámetro	**Valor**	**Fuente**
Horizonte de evaluación	20 años	Vida útil de la infraestructura
Tasa social de descuento	5,5 %	Sistema Nacional de Inversiones [22]
Tarifa comunitaria variable	150 CLP/kWh	Medición en terreno
Precio social de la energía en baja tensión	124,8 CLP/kWh	Sistema Nacional de Inversiones [22]
Factor de conversión hídrica	5,05 m^3/kWh	Escenario 2 de las simulaciones QDS
O&M turbina y control hidráulico	2,5 %/año	Rango de 1 % a 4 % para centrales hidroeléctricas [40]
O&M sistema de almacenamiento	2,5 %/año	Costo fijo que compensa la degradación del banco [41]
O&M planta fotovoltaica	1,5 %/año	Rango habitual de 1 % a 2 %
O&M red de distribución	0,5 %/año	Criterio conservador del autor
O&M control maestro de microrred	1,0 %/año	Criterio conservador del autor
Vida útil del banco de baterías	15 años	Vida útil en ciclado diario [41]
Reposición de electrónica de potencia	Año 12	Vida útil típica de convertidores

Nota: Todos los valores monetarios se expresan netos, sin impuesto al valor agregado, y en moneda de igual poder adquisitivo a lo largo del horizonte de evaluación.

El factor de conversión hídrica se obtiene directamente de los resultados del escenario 2, topología que carece de almacenamiento y en la cual todo el volumen preservado proviene de la disipación evitada. La razón entre el volumen preservado y la energía dejada de disipar arroja 5,0505 m^3/kWh en el período primaveral y 5,0484 m^3/kWh en el invernal, consistencia que valida el uso de un valor único para ambas estaciones.

El horizonte de demanda futura restringe la comparación a los escenarios 3 y 4, en coherencia con la estrategia de expansión definida para la localidad, la cual contempla la incorporación de almacenamiento como paso previo a la consolidación de la microrred híbrida.

5.3.2. Estimación del costo de capital

El presupuesto de inversión se construye a partir de dos fuentes. La modernización del control del grupo turbina-generador, la ampliación de la red y la sincronización de la microrred provienen de propuestas comerciales llave en mano, las cuales ya incorporan la ingeniería, el traslado y la puesta en servicio. El equipamiento fotovoltaico y de almacenamiento, en cambio, proviene de una cotización de suministro, por lo que requiere un recargo que cubra las obras civiles, el montaje y la logística hacia la localidad.

Dicho recargo se fija en un 135 % sobre el valor del equipamiento. Dos referencias independientes respaldan este valor y lo sitúan del lado conservador. En primer lugar, el desglose de la propuesta

de modernización de la turbina asigna 40.518.909 CLP a fabricación e importación de equipos y 98.816.931 CLP a ingeniería, integración, puesta en marcha e indirectos, proporción que implica un recargo del 244 %. En segundo lugar, la propuesta llave en mano para una planta fotovoltaica de 52,8 kWp con almacenamiento de 97 kWh alcanza 256.048.290 CLP frente a un equipamiento equivalente de 90.178.956 CLP, razón que corresponde a un recargo del 184 %.

Horizonte de demanda actual

Bajo las condiciones de carga vigentes, el escenario 2 sustituye el lazo de control de la turbina por el proyecto definitivo de modernización de la central. El escenario 3 introduce el banco de baterías de litio de 96 kWh en conjunto con sus inversores cargadores de 10 kVA y el sistema de monitoreo remoto. El escenario 4 consolida la arquitectura de microrred mediante la operación coordinada de la turbina modernizada, el bloque de almacenamiento y una planta fotovoltaica de 37,4 kWp compuesta por 68 módulos de 550 Wp, a lo que se suma la sincronización de sistemas. La ampliación y el mejoramiento de la red de media y baja tensión constituyen una obra ya ejecutada y transversal a las tres alternativas, por lo que se incorpora de manera idéntica en todas ellas y no altera la comparación entre escenarios. El desglose se presenta en la Tabla 5.18.

Tabla 5.18: Presupuesto de inversión inicial para el horizonte de demanda actual.

Ítem / componente	**Escenario 2 [CLP]**	**Escenario 3 [CLP]**	**Escenario 4 [CLP]**
Equipamiento en modalidad de suministro			
Módulos fotovoltaicos Canadian Solar 550 Wp (68 ud.)	—	—	10.491.448
Inversores Fronius Eco 25 kW (2 ud.)	—	—	7.160.000
Reguladores Victron SmartSolar MPPT RS (5 ud.)	—	—	9.500.000
Baterías de litio Pylontech US5000 4,8 kWh (20 ud.)	—	36.000.000	36.000.000
Inversores cargadores Victron Quattro 10 kVA (6 ud.)	—	22.157.400	22.157.400
Monitoreo Victron Cerbo GX y Touch 50 (1 cj.)	—	550.100	550.100
Subtotal equipamiento	**—**	**58.707.500**	**85.858.948**
Montaje, obras civiles y transporte (135 %)	—	79.255.125	115.909.580
Partidas en modalidad llave en mano			
Modernización del control de la turbina	139.336.000	—	139.336.000
Sincronización de microrred y control maestro	—	—	34.500.000
Ampliación y mejoramiento de la red	46.136.925	46.136.925	46.136.925
Inversión total estimada	**185.472.925**	**184.099.550**	**421.741.453**

Nota: Las partidas llave en mano ya incorporan en su precio la ingeniería, el traslado y la puesta en servicio, motivo por el cual no reciben el recargo de montaje del 135 %. La ampliación de la red corresponde a una obra ejecutada y transversal a los tres escenarios.

Horizonte de demanda futura

Para el horizonte de crecimiento proyectado, la variación estructural respecto al período actual radica en el campo fotovoltaico, el cual se amplía a 148 módulos de 550 Wp equivalentes a 81,4 kWp e integra cuatro inversores de 25 kW, capacidad necesaria para cubrir el consumo diurno proyectado y evitar la operación de la turbina hidráulica como motor. Los costos asociados se detallan en la Tabla 5.19.

Tabla 5.19: Presupuesto de inversión inicial para el horizonte de demanda futura.

Ítem / componente	Escenario 3 [CLP]	Escenario 4 [CLP]
Equipamiento en modalidad de suministro		
Módulos fotovoltaicos Canadian Solar 550 Wp (148 ud.)	—	22.834.328
Inversores Fronius Eco 25 kW (4 ud.)	—	14.320.000
Reguladores Victron SmartSolar MPPT RS (5 ud.)	—	9.500.000
Baterías de litio Pylontech US5000 4,8 kWh (20 ud.)	36.000.000	36.000.000
Inversores cargadores Victron Quattro 10 kVA (6 ud.)	22.157.400	22.157.400
Monitoreo Victron Cerbo GX y Touch 50 (1 cj.)	550.100	550.100
Subtotal equipamiento	**58.707.500**	**105.361.828**
Montaje, obras civiles y transporte (135 %)	79.255.125	142.238.468
Partidas en modalidad llave en mano		
Modernización del control de la turbina	—	139.336.000
Sincronización de microrred y control maestro	—	34.500.000
Inversión total estimada	**137.962.625**	**421.436.296**

Nota: La ampliación de la red no se incorpora en este horizonte por tratarse de una obra ya ejecutada, contabilizada en el presupuesto de demanda actual.

5.3.3. Estimación de los costos de operación y mantenimiento

Los costos anuales de operación se estiman como una fracción del costo de capital de cada activo, práctica habitual en evaluaciones de nivel conceptual cuando no se dispone de contratos de servicio específicos. El recargo de montaje se asigna a la tasa del activo que soporta. La Tabla 5.20 presenta el resultado.

Tabla 5.20: Costos anuales de operación y mantenimiento por escenario y horizonte.

Horizonte	Esc.	Turbina [CLP]	BESS [CLP]	PV [CLP]	Red [CLP]	Microrred [CLP]	Total [CLP/año]
Actual	2	3.483.400	—	—	230.685	—	3.714.085
	3	—	3.449.066	—	230.685	—	3.679.750
	4	3.483.400	3.449.066	957.089	230.685	345.000	8.465.239
Futura	3	—	3.449.066	—	—	—	3.449.066
	4	3.483.400	3.449.066	1.644.565	—	345.000	8.922.031

Nota: El costo total representa entre un 2,0 % y un 2,1 % de la inversión inicial según el escenario, rango coherente con los valores reportados para instalaciones de generación distribuida en zonas aisladas.

La tasa aplicada al almacenamiento incorpora el costo de compensación de la degradación de las celdas durante la vida útil declarada de 15 años [41]. En concordancia con dicho criterio, la evaluación contempla la reposición del banco de baterías en el año 15 a un 60 % de su precio inicial, en atención a la tendencia decreciente sostenida en el precio de las celdas de litio ferrofosfato. La electrónica de potencia se renueva en el año 12 a un 70 % de su valor original.

5.3.4. Valorización del recurso hídrico recuperado

El beneficio económico de cada alternativa proviene del volumen de agua que deja de turbinarse innecesariamente, magnitud que recoge tanto la eliminación de la disipación térmica como el desplazamiento de generación hidráulica por aporte fotovoltaico. Dicho volumen se valoriza mediante la ecuación (2.12), evaluada sobre los dos días tipo del estudio, con un factor de conversión hídrica de 5,05 m^3/kWh y la tarifa variable de 150 CLP/kWh que paga la comunidad. Los beneficios resultantes se presentan en la Tabla 5.21.

Tabla 5.21: Beneficio anual por recuperación del recurso hídrico en cada escenario.

Horizonte	**Esc.**	**Ahorro día primaveral** [CLP/día]	**Ahorro día invernal** [CLP/día]	**Beneficio anual** [CLP/año]
Actual	2	85.072	110.163	35.630.492
	3	89.947	104.336	35.456.789
	4	122.897	145.391	48.964.677
Futura	3	53.968	53.968	19.698.246
	4	156.202	155.403	56.865.824

Nota: El escenario 4 supera a las demás alternativas porque preserva agua por dos vías simultáneas, la eliminación de la disipación térmica y el desplazamiento de generación hidráulica durante el bloque diurno.

5.3.5. Indicadores de rentabilidad

Con los flujos anteriores se calculan el valor actual neto y la tasa interna de retorno de cada alternativa, según las expresiones presentadas en la Sección 2.6. El flujo neto de cada período corresponde al beneficio anual por recuperación hídrica, descontados el costo de operación y las reposiciones de equipamiento que correspondan a ese año. Los resultados se resumen en la Tabla 5.22.

Tabla 5.22: Indicadores de rentabilidad de las alternativas evaluadas.

Horizonte	**Esc.**	**Inversión** [CLP]	**VAN** [CLP]	**TIR** [%]	**Retorno** [años]
Actual	2	185.472.925	195.940.351	16,4	6
	3	184.099.550	177.814.798	15,9	6
	4	421.741.453	41.772.683	6,7	11
Futura	3	137.962.625	38.387.878	8,9	9
	4	421.436.296	128.404.510	9,0	9

Nota: El valor actual neto se calcula con la tasa social de descuento de 5,5 %. La columna de retorno indica el año en que el flujo acumulado se vuelve positivo, sin descontar. La comparación entre alternativas es válida dentro de cada horizonte de demanda, por cuanto ambos horizontes responden a líneas base y niveles de consumo distintos.

Los resultados revelan una dependencia marcada respecto del horizonte de demanda considerado. Bajo las condiciones actuales, las alternativas de menor complejidad exhiben el mejor desempeño económico, dado que la carga vigente no alcanza a rentabilizar el sobrecosto del campo fotovoltaico y de la infraestructura de coordinación. El escenario 4 conserva un valor actual neto positivo, aunque su tasa interna de retorno de 6,7 % se sitúa apenas por sobre la tasa de descuento, condición que lo

deja en el margen de la rentabilidad.

La situación se invierte en el horizonte de demanda futura. El aumento del consumo diurno permite que el aporte fotovoltaico desplace un volumen considerablemente mayor de generación hidráulica, con lo cual el beneficio anual del escenario 4 casi triplica al del escenario 3. En consecuencia, la microrred híbrida coordinada alcanza el mayor valor actual neto del conjunto evaluado, con un retorno equivalente al del escenario 3 pese a triplicar su inversión.

5.3.6. Análisis de sensibilidad

La dispersión observada entre propuestas comerciales para equipamiento y servicios en zonas extremas introduce una incertidumbre relevante en la estimación del costo de capital. Por este motivo, los indicadores se recalculan sobre una variación del ±25 % en la inversión y su correspondiente operación, y sobre tasas de descuento de 5,5 %, 8 % y 10 %.

Adicionalmente, la evaluación se repite valorizando la energía recuperada al precio social de la energía eléctrica en baja tensión de 124,8 CLP/kWh [22], en lugar de la tarifa comunitaria. Esta segunda valorización constituye una prueba conservadora, por cuanto emplea un parámetro oficial y ajeno a la realidad tarifaria local. Los resultados se presentan en la Tabla 5.23.

Tabla 5.23: Rangos de rentabilidad ante variación del costo de capital, de la tasa de descuento y del criterio de valorización energética.

Horizonte	**Esc.**	**VAN mínimo** [CLP]	**VAN central** [CLP]	**VAN máximo** [CLP]	**VAN a precio social** [CLP]
Actual	2	31.976.188	195.940.351	253.588.276	124.406.285
	3	23.333.224	177.814.798	243.442.114	106.629.469
	4	−211,642,063	41.772.683	176.885.216	−56,531,949
Futura	3	−50,702,044	38.387.878	86.145.334	−1,159,588
	4	−150,851,079	128.404.510	265.554.947	14.237.028

Nota: Las columnas de valor actual neto mínimo y máximo combinan la variación del ±25 % en la inversión con el rango de tasas de descuento evaluado. La última columna mantiene los supuestos centrales y sustituye la tarifa comunitaria por el precio social de la energía.

Las alternativas de menor inversión bajo demanda actual conservan un valor actual neto positivo en la totalidad del rango explorado, condición que las vuelve robustas frente a la incertidumbre de las cotizaciones. Las configuraciones de mayor envergadura presentan, en cambio, una sensibilidad apreciable, con extremos negativos bajo la combinación de sobrecosto máximo y tasa de descuento elevada.

El contraste bajo el precio social de la energía entrega un resultado relevante para el horizonte futuro. Al aplicar dicho parámetro, la microrred híbrida coordinada resulta la única alternativa que conserva un valor actual neto positivo, lo cual indica que su justificación económica no depende del nivel particular de la tarifa comunitaria.

Conclusiones

6.1. Conclusiones generales

Mediante la integración coordinada de las plataformas de simulación QDS y RMS, se cumplió satisfactoriamente el objetivo general de evaluar comparativamente los esquemas de control de frecuencia para la localidad de Socaire. Los resultados confirman que la transición desde la regulación convencional resistiva hacia una arquitectura de microrred híbrida es técnicamente factible y proporciona una solución efectiva para mitigar las ineficiencias de la red sin comprometer la seguridad del suministro. Esta hibridación tecnológica permite conciliar de forma simultánea las restricciones operativas de la planta con las necesidades de suministro eléctrico y preservación del recurso hídrico local.

Las conclusiones específicas se organizan según los dos enfoques de simulación abordados. El análisis QDS aborda el balance energético e hídrico a nivel diario junto con la evaluación económica de las alternativas, mientras que el análisis RMS se centra en la estabilidad transitoria y el desempeño de los lazos de control ante perturbaciones dinámicas.

6.2. Conclusiones del análisis QDS, eficiencia operativa y evaluación económica

Tras la evaluación exhaustiva de los escenarios operativos bajo los horizontes de demanda actual y futura, se desprenden las siguientes conclusiones fundamentales respecto a la eficiencia energética, la gestión del recurso hídrico y el costo de oportunidad asociado del sistema aislado de Socaire:

- Ineficiencia estructural del régimen actual: Los resultados ratifican que la operación rígida de la central hidroeléctrica mediante regulación con ELC (escenario 1) representa una marcada ineficiencia estructural, disipando 567,03 kWh por día en el período primaveral y 734,57 kWh por día en el período invernal. Bajo el enfoque del nexo WEF, este régimen implica turbinar de forma excedentaria un estimado de entre 2,86 y 3,71 millones de litros de agua por jornada. La transición hacia lógicas de control eficientes permite capturar este bloque energético, lo cual, al ser valorizado mediante la tarifa residencial, equivale a un costo de oportunidad de aproximadamente 35,6 millones de CLP anuales en energía hoy desperdiciada.
- Insuficiencia de la integración exclusiva de almacenamiento ante un despacho hídrico rígido: El análisis del escenario 3 demuestra que la incorporación de un sistema BESS sin modificar el despacho a potencia constante de la fuente hídrica primaria resulta técnicamente ineficiente. Tanto en el horizonte actual como en el proyectado, mantener un despacho hidráulico elevado durante las horas de consumo mínimo provoca la saturación prematura del almacenamiento en horas de la madrugada, obligando a evacuar los excedentes en las resistencias de seguridad. Incluso bajo el esquema de despacho reajustado para la demanda futura, el sistema arrastra pérdidas térmicas residuales de hasta 125,47 kWh por día en invierno y somete al banco de baterías a un ciclado profundo, confirmando que el almacenamiento como única estrategia no basta para compensar la rigidez del despacho hídrico.

- Optimización del nexo WEF mediante hibridación tecnológica: La implementación de la microrred coordinada (escenario 4) constituye la arquitectura más robusta entre las opciones evaluadas. Al desplazar la generación hidroeléctrica durante las horas de alta radiación solar, el recurso hídrico se preserva en el estanque de cabecera para los bloques de mayor consumo nocturno. En el horizonte futuro, esta coordinación dota al sistema de flexibilidad, alcanzando una preservación hídrica de 5257,98 m^3 por día en el período primaveral y 5231,09 m^3 por día en invierno. Este volumen hídrico recuperado permite asegurar el suministro de agua potable de la localidad durante 87 días o, alternativamente, mantener el riego continuo de 105,2 hectáreas de alfalfa, consolidando al sistema como un activo estratégico para la seguridad comunitaria en el desierto de Atacama.

- Conveniencia económica condicionada al horizonte de demanda: La evaluación de rentabilidad sitúa a la microrred coordinada como la alternativa de mayor valor actual neto bajo el horizonte de crecimiento proyectado, con 128,4 millones de CLP frente a los 38,4 millones del escenario 3, pese a triplicar la inversión requerida. Bajo la demanda actual, en cambio, su tasa interna de retorno de 6,7 % apenas supera la tasa social de descuento, lo cual confirma que la carga vigente no alcanza a rentabilizar el campo fotovoltaico ni la infraestructura de coordinación. Esta condicionalidad respalda la estrategia de expansión por etapas definida para la localidad, en la cual el almacenamiento antecede a la consolidación de la microrred híbrida.

- Déficit energético latente y estrategias de mitigación: Un hallazgo derivado de las simulaciones futuras es la descapitalización cíclica del almacenamiento invernal en el escenario 4. Debido al aumento proyectado del consumo comunitario, la totalidad de la generación fotovoltaica (81,4 kWp) es absorbida de forma instantánea por la carga diurna, reduciendo a cero la recarga solar del banco. No obstante, el descenso del SOC hasta su límite de protección del 20 % obedece principalmente a la ausencia de un esquema de control superior. Al operar bajo un despacho paramétrico estático, la microrred carece de la capacidad de programar el excedente hídrico nocturno para la recarga óptima de las baterías. Para sostener el crecimiento proyectado y recuperar la autonomía invernal sin incurrir en sobredimensionamientos de la planta solar, resulta necesaria la integración futura de un EMS, actuando en sinergia con políticas de gestión del lado de la demanda.

6.3. Conclusiones del análisis dinámico y estabilidad transitoria

La evaluación de la microrred en el dominio temporal RMS frente a perturbaciones permite extraer las siguientes conclusiones respecto a la seguridad operativa y el control de frecuencia de la planta:

- Vulnerabilidad del sistema tradicional: Los resultados comprobaron que el esquema de control actual, basado en disipación resistiva (escenario 1), presenta limitaciones para sostener la red ante perturbaciones de gran magnitud. Frente a un escalón de demanda en hora punta o al arranque directo de motores, el sistema agota su margen de regulación y experimenta una condición de colapso por falta de reserva activa. Asimismo, ante desconexiones de líneas, el controlador exhibe una oscilación permanente sin lograr estabilizar la frecuencia dentro de la banda nominal. Esto confirma que la topología convencional representa una restricción técnica para el desarrollo habitacional y productivo de la localidad.

- Limitaciones físicas del control isócrono aislado: Si bien la habilitación del regulador de velocidad en la turbina (escenario 2) evita el colapso absoluto de la red, la inercia hídrica asociada

a la columna de agua retrasa la respuesta mecánica de las válvulas. Esta latencia provoca desviaciones transitorias significativas. Por una parte, durante el arranque de motores se registran caídas de frecuencia con un nadir de 47,05 Hz y un RoCoF de $-3{,}14$ Hz/s en valle. Por otra, ante desconexiones de línea, el rechazo de carga eleva la frecuencia hasta un cenit de 51,75 Hz en hora punta. En una operación real, estos transitorios aproximarían críticamente al sistema a los umbrales de actuación de los relés de protección por subfrecuencia (81U) y sobrefrecuencia.

- Respuesta rápida de frecuencia del almacenamiento: La integración del sistema de baterías (escenarios 3 y 4) mejora las condiciones de estabilidad dinámica de la red. La inyección rápida de potencia activa mediante el lazo de estatismo del inversor absorbe el impacto subtransitorio y desacopla la perturbación eléctrica de la respuesta mecánica del regulador hidráulico. Los resultados certifican que el BESS contiene el nadir por encima de los 49,26 Hz, incluso bajo condiciones severas de arranque de motores. Ante la proyección de demanda futura, el inversor sostiene la frecuencia cuando la turbina opera en su mínimo técnico y la masa rotacional disponible se reduce.

- Superioridad integral de la microrred coordinada: La evaluación comparativa demostró que la arquitectura híbrida (escenario 4) ofrece beneficios operativos que trascienden el control de frecuencia. Al introducir inyección de potencia distribuida, el sistema mitiga las caídas transitorias de tensión en los nodos más alejados de la distribución rural (barra 14). Adicionalmente, al enfrentar la desconexión masiva de líneas, la capacidad del inversor para transitar hacia un modo de absorción restringe la sobrefrecuencia a un cenit de 50,30 Hz. Esta configuración garantiza un suministro estable y reduce el hundimiento de los perfiles de tensión, consolidándose como la solución técnica favorable para la operación aislada.

- Robustez frente a la variabilidad de la demanda: El análisis de sensibilidad con una variabilidad de la demanda del 5 % demostró que la severidad transitoria inicial está gobernada de forma predominante por la magnitud de la perturbación evaluada, con variaciones menores en los valores de RoCoF y cenit. No obstante, el período posterior a la falla expone las limitaciones de resolución de los esquemas convencionales. Dado que la magnitud de la fluctuación ($\approx 2{,}2$ kW) resulta inferior al escalón discreto del ELC, el controlador mantiene su oscilación permanente. En contraste, la respuesta continua del inversor del BESS absorbe las fluctuaciones en milisegundos sin exceder la banda de tolerancia del ± 2 %, garantizando tiempos de asentamiento nulos para la microrred híbrida.

6.4. Síntesis final

La integración de los resultados QDS y RMS consolida una conclusión unificada: el modelo energético e hidromecánico histórico de la comunidad de Socaire presenta restricciones operativas ante las proyecciones de crecimiento demográfico. Frente a esta realidad, la implementación de la microrred híbrida coordinada representa la solución técnica idónea para abordar los desafíos evaluados.

En el horizonte de crecimiento proyectado, esta arquitectura reúne simultáneamente el mejor desempeño dinámico y el mayor valor actual neto del conjunto evaluado, convergencia que sustenta su implementación. A ello se suman beneficios que la evaluación monetaria no alcanza a capturar. Al reducir el volumen de agua previamente turbinado de forma excedentaria, el escenario 4 contribuye de manera directa a la preservación del recurso hídrico local. Este capital hídrico resguardado sustenta el abastecimiento humano continuo, mitiga las limitaciones en el desarrollo agrícola y proporciona herramientas para afrontar el crecimiento de la comunidad en un entorno caracterizado por

condiciones de aridez extrema.

Sobre la base de los antecedentes técnicos y económicos expuestos, el presente trabajo recomienda materializar la inversión asociada al escenario 4. Dicha recomendación considera, además de los indicadores de rentabilidad, que la capacidad adicional habilita el aumento del consumo domiciliario. Las protecciones instaladas en las viviendas operan actualmente con corrientes nominales reducidas y su actuación restringe el consumo simultáneo de las familias, limitación que solo puede levantarse una vez que la infraestructura de generación y almacenamiento sostenga el mayor requerimiento. Bajo esta perspectiva, la microrred no acompaña el crecimiento de la demanda, sino que constituye la condición técnica que lo hace posible.

Finalmente, es necesario precisar que el desempeño evaluado en las simulaciones QDS representa una condición base del sistema. En una implementación física, la arquitectura del escenario 4 requiere operar bajo la coordinación de un EMS. Aunque el diseño detallado de este controlador excede el alcance de la presente memoria, su incorporación futura permitiría optimizar el despacho energético, coordinando los excedentes nocturnos con el estado de carga de las baterías y mitigando los déficits estacionales expuestos en este estudio.

En definitiva, el presente trabajo demuestra analíticamente que la hibridación tecnológica de la central de Socaire constituye una estrategia técnicamente factible y necesaria para la modernización de la infraestructura, sentando un precedente metodológico para el desarrollo integral de otras comunidades rurales aisladas del país.

6.5. Recomendaciones y trabajos futuros

A partir de los resultados obtenidos y las delimitaciones establecidas en el presente estudio, se identifican líneas de investigación que permitirían profundizar en la optimización, estabilidad y seguridad operacional de Socaire:

- Implementación de un EMS: Dado que la presente memoria se focalizó en el control dinámico primario y el balance cuasi-dinámico bajo esquemas de despacho estáticos, los resultados evidenciaron que ante el escenario de demanda futura invernal el BESS agota su estado de carga. Como trabajo futuro se plantea el modelamiento y la integración de un EMS centralizado que optimice dinámicamente el despacho horario. Este sistema permitiría aprovechar la capacidad remanente de la turbina hidráulica durante los valles nocturnos para recargar estratégicamente el banco de baterías, garantizando la autonomía cíclica frente a fluctuaciones estacionales críticas.
- Desacoplamiento y control por fase en el ELC: En el modelamiento dinámico desarrollado en este trabajo se asumió un banco de resistencias con un comportamiento trifásico simétrico y equilibrado. Sin embargo, en las instalaciones reales, estas cargas resistivas fijas son de naturaleza monofásica. Como extensión de esta investigación, se propone modificar la lógica del ELC en la plataforma DIgSILENT PowerFactory para permitir una conmutación independiente y desacoplada por fase, evaluando el impacto ante desequilibrios de carga.
- Simulación de transitorios electromagnéticos: Para complementar el análisis RMS desarrollado, resulta pertinente llevar el modelo a un entorno de simulación EMT. Esto permitiría evaluar el comportamiento detallado de la electrónica de potencia (dinámicas de la conmutación, distorsión armónica y respuesta del lazo PLL) frente a contingencias asimétricas y arranques de motores, superando las aproximaciones inherentes al uso de modelos fasoriales y de estabilidad de frecuencia tradicionales.

Bibliografía

[1] R. Rai, D. Rahi, and A. Kumar, "Implementation of electronic load controller for control of micro hydro power plant," *International Journal of Recent Trends in Engineering*, vol. 2, no. 5, pp. 74–77, 2009.

[2] H. Louie, *Off-Grid Electrical Systems in Developing Countries*. Cham, Switzerland: Springer, 2018.

[3] United Nations Economic Commission for Europe, "Methodology for assessing the water-food-energy-ecosystems nexus in transboundary basins and experiences from its application: Synthesis," United Nations, New York and Geneva, Tech. Rep. ECE/MP.WAT/55, 2018.

[4] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. New York, NY, USA: McGraw-Hill, 1994.

[5] J. M. Guerrero, M. Chandorkar, T. Lee, and P. C. Loh, "Advanced control architectures for intelligent microgrids—part i: Decentralized and hierarchical control," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 4, pp. 1254–1262, 2013.

[6] DIgSILENT GmbH, *PowerFactory Technical Reference Documentation: Synchronous Machine*, Gomaringen, Germany, 2023, powerFactory 2023.

[7] DIgSILENT GmbH, *PowerFactory Technical Reference Documentation: PV System*, Gomaringen, Germany, 2023, powerFactory 2023.

[8] DIgSILENT GmbH, *PowerFactory Technical Reference Documentation: Transmission Line*, Gomaringen, Germany, 2023, powerFactory 2023.

[9] DIgSILENT GmbH, *PowerFactory Technical Reference Documentation: Two-Winding Transformer (3-Phase)*, Gomaringen, Germany, 2023, powerFactory 2023.

[10] DIgSILENT GmbH, *PowerFactory Technical Reference Documentation: Single Phase Two Winding Transformer*, Gomaringen, Germany, 2023, powerFactory 2023.

[11] DIgSILENT GmbH, *PowerFactory Technical Reference Documentation: General Load*, Gomaringen, Germany, 2023, powerFactory 2023.

[12] DIgSILENT GmbH, *PowerFactory Technical Reference Documentation: Asynchronous Machine*, Gomaringen, Germany, 2023, powerFactory 2023.

[13] R. H. Lasseter, "Microgrids [distributed power generation]," in *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, vol. 1, 2001, pp. 146–149.

[14] D. E. Olivares, A. Mehrizi-Sani, A. H. Etemadi, C. A. Canizares, R. Iravani, M. Kazerani, A. H. Hajimiragha, O. Gomis-Bellmunt, M. Saeedifard, R. Palma-Behnke, G. A. Jimenez-Estevez, and N. D. Hatziargyriou, "Trends in microgrid control," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 4, pp. 1905–1919, 2014.

[15] A. Flammini, M. Puri, L. Pluschke, and O. Dubois, "Walking the nexus talk: Assessing the water-energy-food nexus in the context of the sustainable energy for all initiative," Food and Agriculture Organization of the United Nations, Rome, Italy, Tech. Rep. 58, 2014, consultado el 30 de diciembre de 2025. [Online]. Available: https://www.fao.org/3/i3959e/i3959e.pdf

[16] H. Hoff, "Understanding the nexus: Background paper for the bonn 2011 conference: The water, energy and food security nexus," Stockholm Environment Institute, Stockholm, Sweden, Background Paper, 2011. [Online]. Available: https://www.sei.org/publications/understanding-the-nexus/

[17] A. Pilehvar and B. Mirafzal, "Frequency and voltage supports by battery-fed smart inverters in mixed-inertia microgrids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 11, no. 5, pp. 4200–4210, 2020.

[18] N. Hatziargyriou, *Microgrids: Architectures and Control*. Hoboken, NJ, USA: Wiley-IEEE Press, 2014.

[19] N. Pogaku, M. Prodanovic, and T. C. Green, "Modeling, analysis and testing of autonomous operation of an inverter-based microgrid," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 22, no. 2, pp. 613–625, 2007.

[20] A. Embid and L. Martín, "El nexo entre el agua, la energía y la alimentación en américa latina y el caribe: planificación, marco normativo e identificación de interconexiones prioritarias," Comisión Económica para América Latina y el Caribe, Santiago, Chile, Tech. Rep., 2017.

[21] V. M. Souza, H. R. Brito, J. P. A. Vieira, M. E. L. Tostes, U. H. Bezerra, H. N. S. Cardoso, and M. S. Costa, "Comparison between conventional load flow, QSTS simulation, and dynamic simulation to assess the operation of step voltage regulators in active distribution networks," *arXiv preprint arXiv:2310.09054*, vol. 1, no. 1, pp. 1–10, 2023. [Online]. Available: https://arxiv.org/abs/2310.09054

[22] Ministerio de Desarrollo Social y Familia, "Precios sociales. reporte anual 2026," Subsecretaría de Evaluación Social, División de Evaluación Social de Inversiones, Santiago, Chile, Tech. Rep., 3 2026. [Online]. Available: https://sni.gob.cl/wp-content/uploads/Precios-Sociales-2026.pdf

[23] DIgSILENT GmbH, *DIgSILENT PowerFactory User Manual*, DIgSILENT GmbH, Gomaringen, Germany, 2023, dynamic Simulation Language (DSL) and Event Generation.

[24] Comisión Nacional de Energía, *Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos*, Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, Santiago, Chile, 2020.

[25] DIgSILENT GmbH, *PowerFactory Technical Reference: WECC Battery Energy Storage System Templates (WECC BESS 1.0MVA)*, Gomaringen, Alemania, 2023, revision 2.

[26] D. Ramasubramanian, W. Wang, P. Pourbeik, E. Farantatos, A. Gaikwad, S. Soni, and V. Chadliev, "Positive sequence voltage source converter mathematical model for use in low short circuit systems," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 14, no. , pp. 87–97, 2020.

[27] DIgSILENT GmbH, *PowerFactory Technical Reference: Static Generator (ElmGenstat)*, Gomaringen, Germany, 2023.

[28] Ministerio de Energía. (2024) Explorador de energía solar. Gobierno de Chile. Consultado el 30 de diciembre de 2025. [Online]. Available: https://solar.minenergia.cl/

[29] Alternative Energy Promotion Centre, "Reference micro-hydropower standard," Ministry of Environment, Science and Technology, His Majesty's Government of Nepal, Kathmandu, Nepal, Tech. Rep., Nov. 2005, energy Sector Assistance Programme, Mini-Grid Support Programme.

[30] Department of Rural Development, "Mini-grid technical guidelines: National electrification project," Ministry of Agriculture, Livestock and Irrigation, Government of the Republic of the Union of Myanmar, Naypyidaw, Myanmar, Technical Guideline, January 2019.

[31] ABB, *Block Contactor AF140-30-11B-12 (Catalog No. 1SFL447002R1211)*, ABB Industrial Solutions, Zurich, Switzerland, 2026, consultado el 30 de diciembre de 2025. [Online]. Available: https://tnb.ca.abb.com/en/

[32] Pylontech, *US5000 New BESS Solution: 48V 100Ah Lithium Iron Phosphate Battery*, Pylon Technologies Co., Ltd. (Pylontech), 2024, product Introduction & Technical Data Sheet. Consultado el 30 de diciembre de 2025. [Online]. Available: https://midsummerenergy.co.uk/pdfs/us5000-datasheet.pdf

[33] Canadian Solar Inc., *HiKu6 Mono PERC High Power Dual Cell PERC Module (CS6W-525-550MS)*, Canadian Solar Inc., 2023, official datasheet for 550 Wp photovoltaic modules. Consultado el 30 de diciembre de 2025. [Online]. Available: https://www.canadiansolar.com/

[34] Nexans, *All Aluminum Alloy Conductors (AAAC) - Physical and Electrical Data Specifications*, 2024, technical Datasheet.

[35] FNX-Darco, *Cable Preensamblado de Aluminio Tipo AL Calpe*, 2024, ficha Técnica de Parámetros Constructivos.

[36] RHONA S.A., *Catálogo Técnico de Transformadores de Distribución Monofásicos y Trifásicos*, Tecnored, 2014, especificaciones de pérdidas y parámetros de cortocircuito en baja y media tensión.

[37] A. S. Bokhari, A. Alkan, R. Dogan, M. Woodward, S. Morgan, and J. Lindsey, "Experimental determination of zip coefficients for modern residential, commercial, and industrial loads," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 29, no. 3, pp. 1372–1381, 2014.

[38] WEG S.A., *Data Sheet: W22 IE2 Three-Phase Induction Motor - Squirrel Cage*, 2016, product Code 11400569, Frame 160M, 5.5 kW (7.5 HP), 8 Poles.

[39] Food and Agriculture Organization of the United Nations, "Evapotranspiración del cultivo: Guías para la determinación de los requerimientos de agua de los cultivos," Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura, Roma, Italia, Estudio FAO Riego y Drenaje 56, 2006, consultado el 30 de diciembre de 2025. [Online]. Available: https://www.fao.org/3/x0490s/x0490s00.htm

[40] IEA-ETSAP and IRENA, "Hydropower — technology brief e06," International Renewable Energy Agency, Tech. Rep., 5 2015. [Online]. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA-ETSAP_Tech_Brief_E06_Hydropower.pdf

[41] National Renewable Energy Laboratory, "Annual technology baseline (atb) 2024: Commercial battery storage," https://atb.nrel.gov/electricity/2024/commercial_battery_storage, 2024.

Modelos y diagramas de control en DIgSILENT PowerFactory

Este Anexo complementa la metodología del Capítulo 3, detallando los circuitos equivalentes, los esquemas lógicos de interconexión (*Frames*) y las restricciones físicas configuradas para los principales componentes de la microrred en el entorno de simulación DIgSILENT PowerFactory.

A.1. Máquina sincrónica de polos salientes

Para la simulación RMS, la unidad de generación base se representa mediante los circuitos equivalentes de los ejes directo (d) y en cuadratura (q), modelando con precisión los efectos de los devanados de campo y amortiguadores.

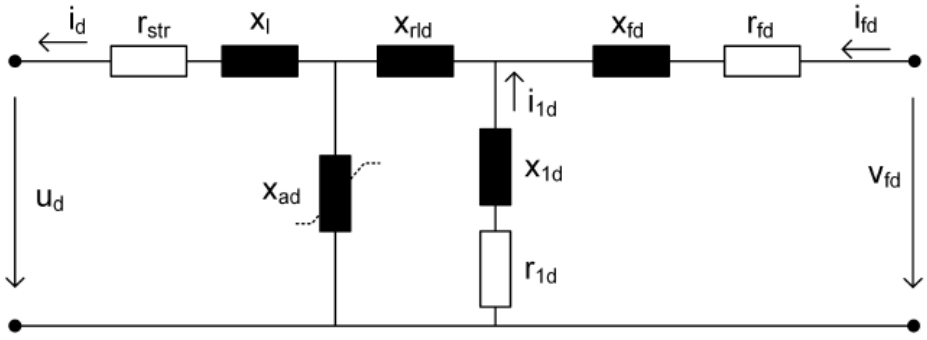


Figura A.1: Circuito equivalente de la máquina sincrónica en el eje directo (d) [6].

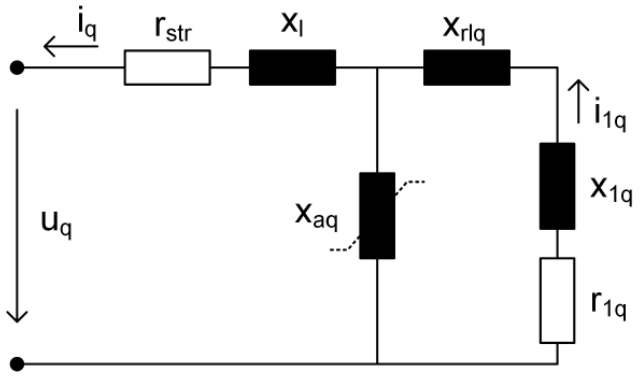


Figura A.2: Circuito equivalente de la máquina sincrónica en el eje en cuadratura (q) [6].

Para el análisis QDS, las inyecciones de potencia reactiva están estrictamente limitadas por la curva

de capabilidad de la máquina, asegurando una operación térmicamente segura dentro del algoritmo de flujo de carga.

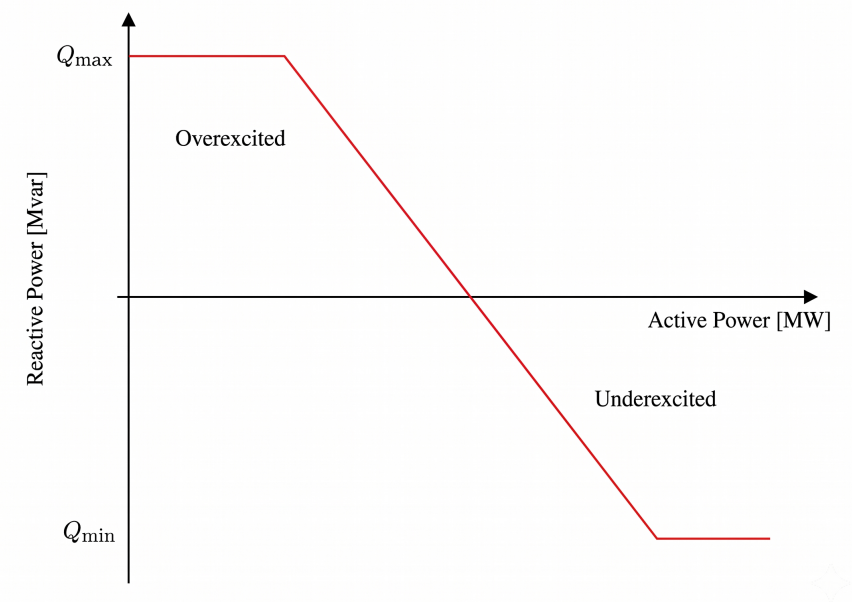


Figura A.3: Límites operativos P-Q evaluados por el algoritmo de flujo de carga [6].

El control dinámico se coordina mediante el marco (*frame*) estándar de la IEEE, el cual integra el modelo dinámico de la máquina, el sistema de excitación y los lazos de regulación de velocidad.

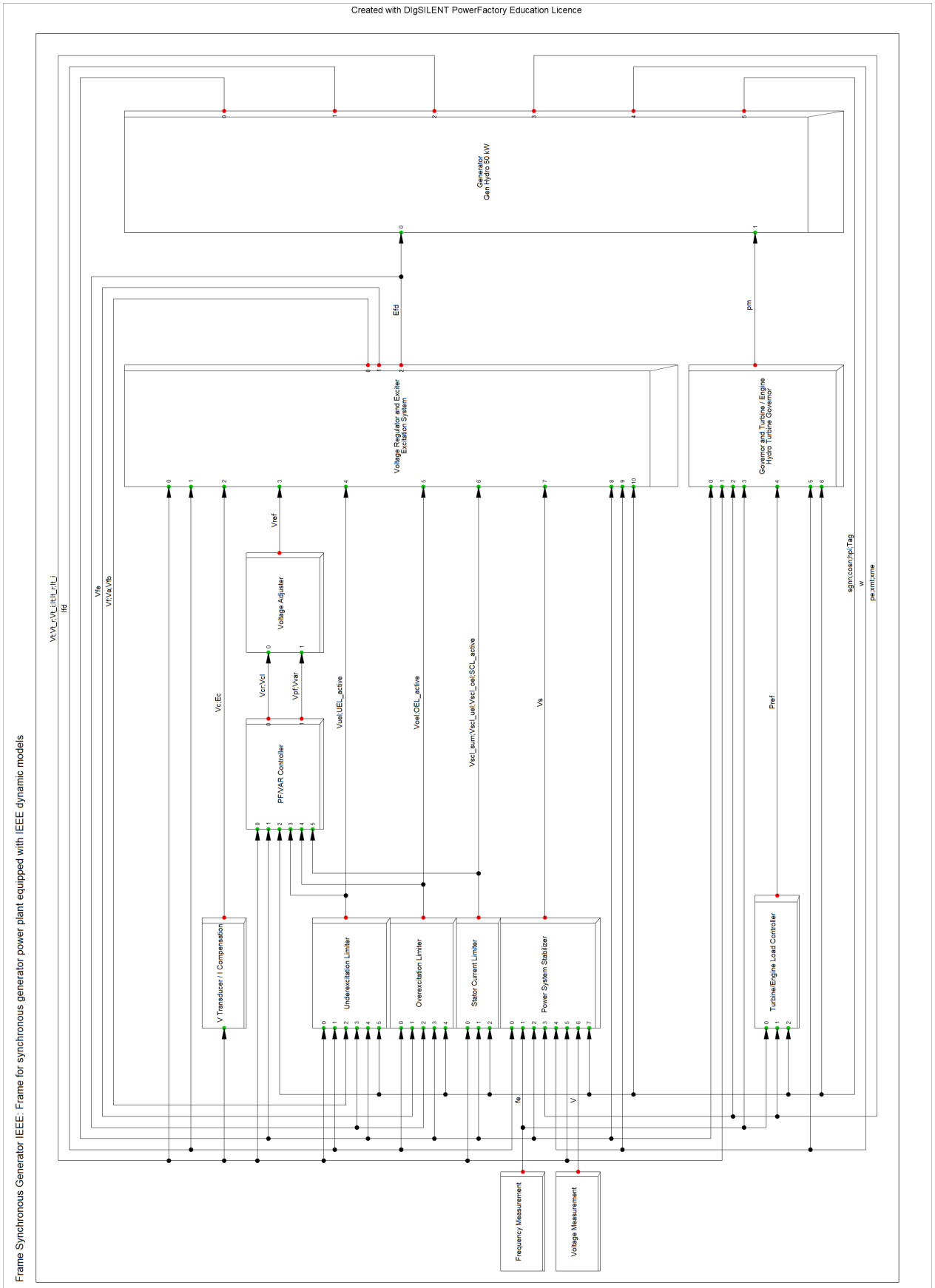


Figura A.4: Diagrama de conexiones del *frame* estándar de la máquina sincrónica.

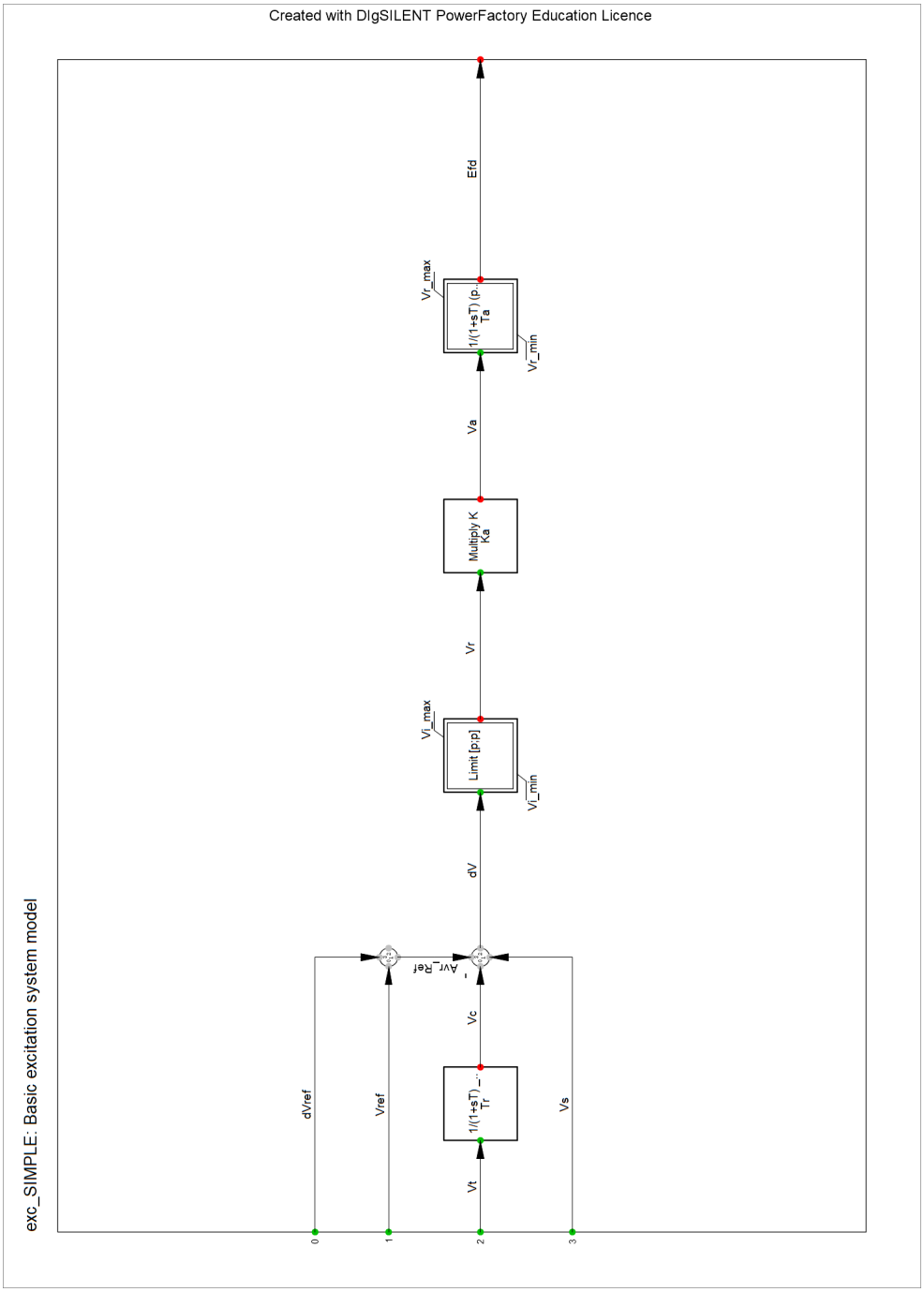


Figura A.5: Diagrama de bloques del sistema de excitación simplificado `exc_SIMPLE` [6].

Para la operación de la turbina con regulación compartida, se emplea el modelo dinámico estándar `gov_hydro`.

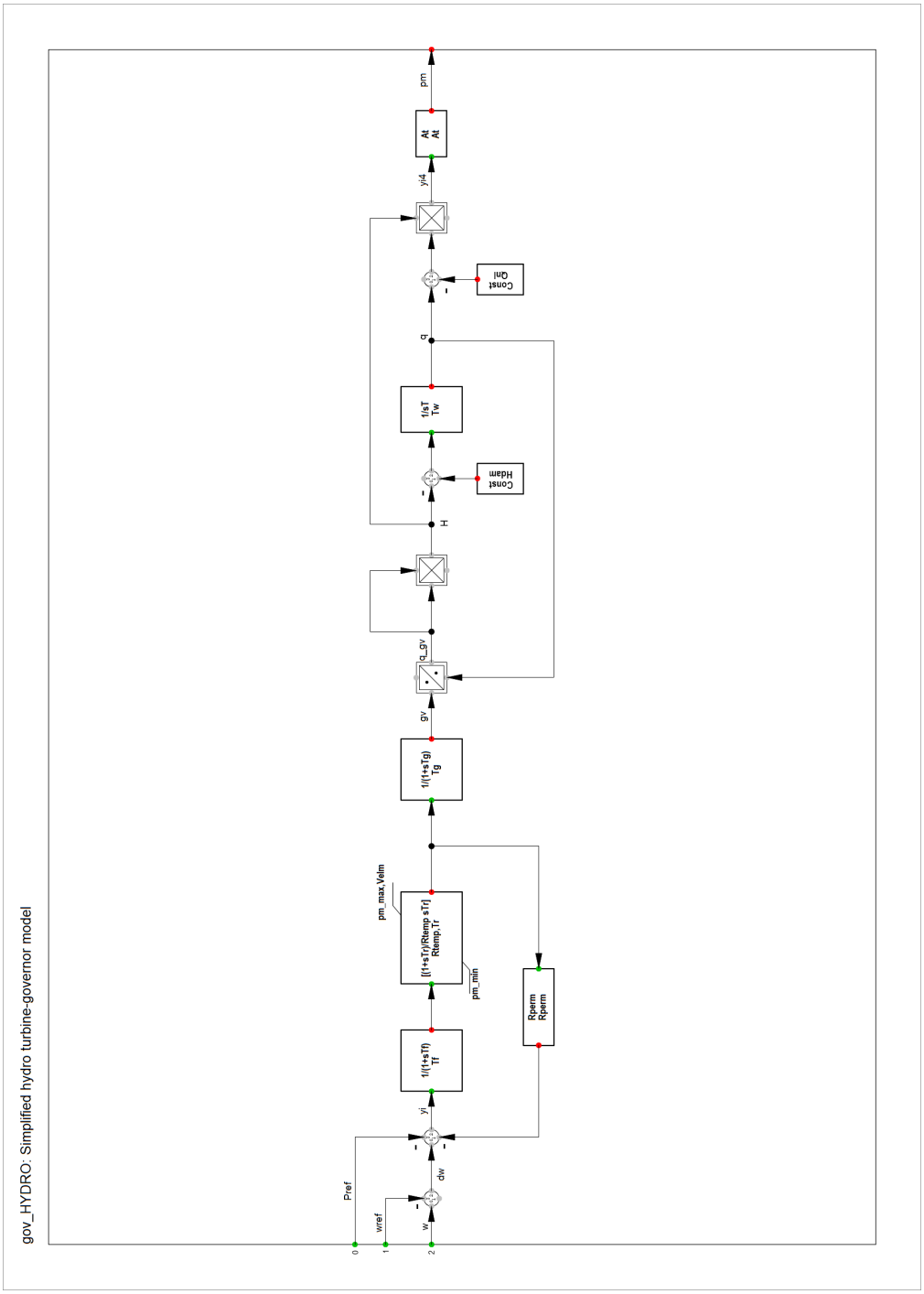


Figura A.6: Diagrama de bloques del modelo dinámico del regulador de velocidad estándar (`gov_hydro`).

Para el control isócrono de frecuencia, se desarrolló un modelo compuesto personalizado mediante el lenguaje DSL. Este sustituye el regulador estándar por un controlador PI.

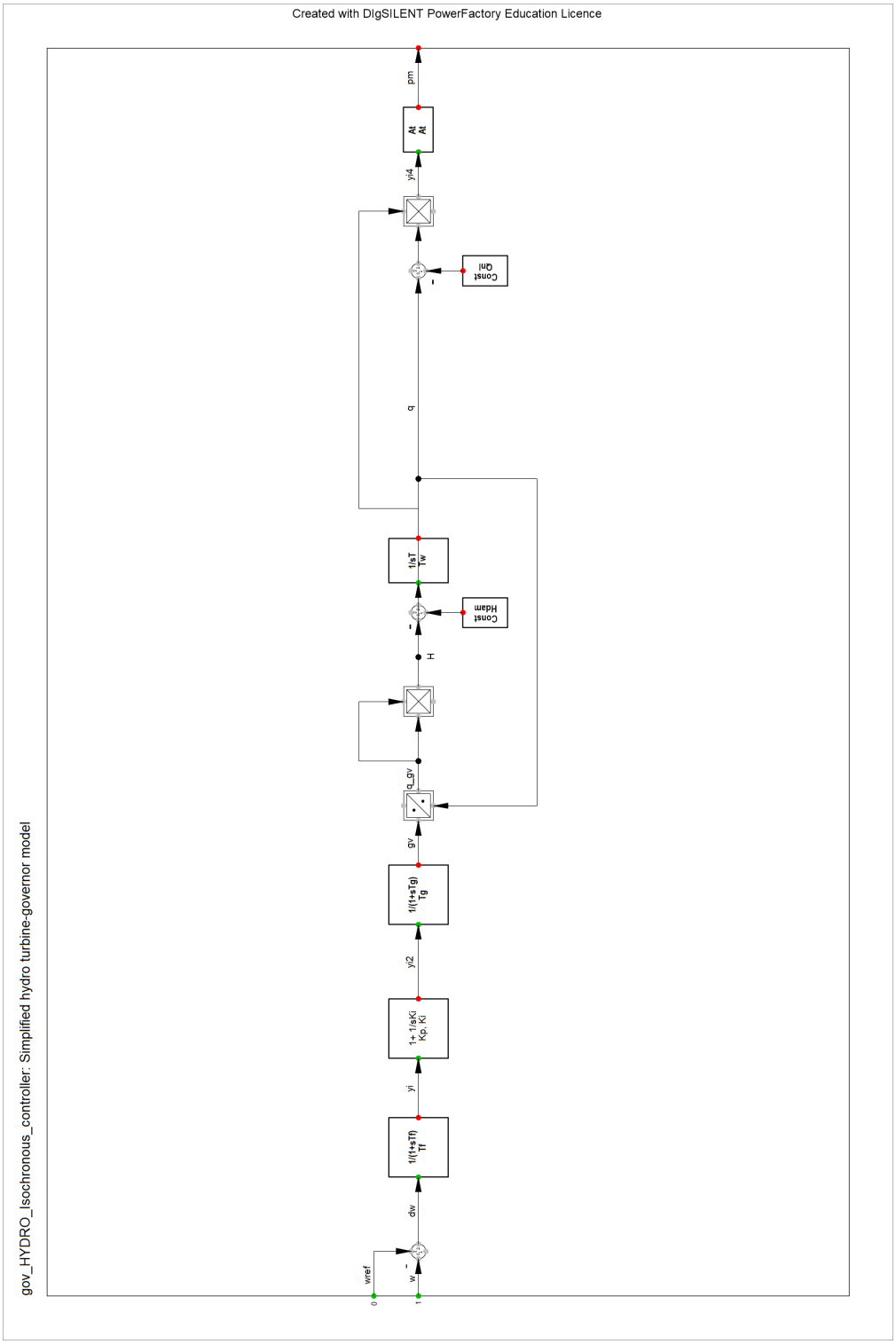


Figura A.7: Diagrama de bloques (*frame*) del controlador isócrono desarrollado en lenguaje DSL.

A.2. Planta fotovoltaica

Para la estimación del MPP frente a variaciones climáticas, el software utiliza el modelo de diodo simple (*single-diode model*), calculando la eficiencia de conversión bajo distintas condiciones de irradiancia y temperatura de celda.

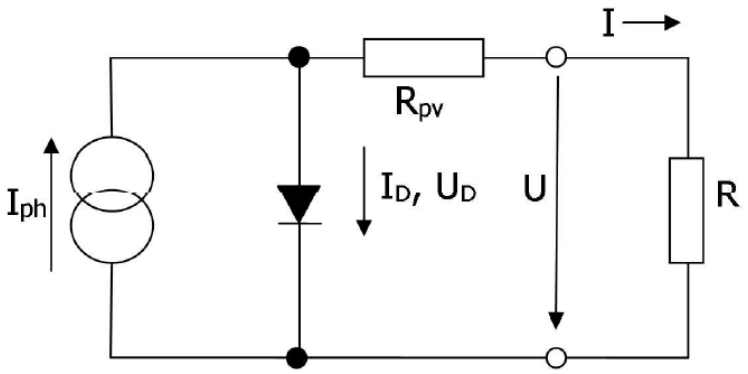


Figura A.8: Circuito equivalente de la celda solar implementado en DIgSILENT [7].

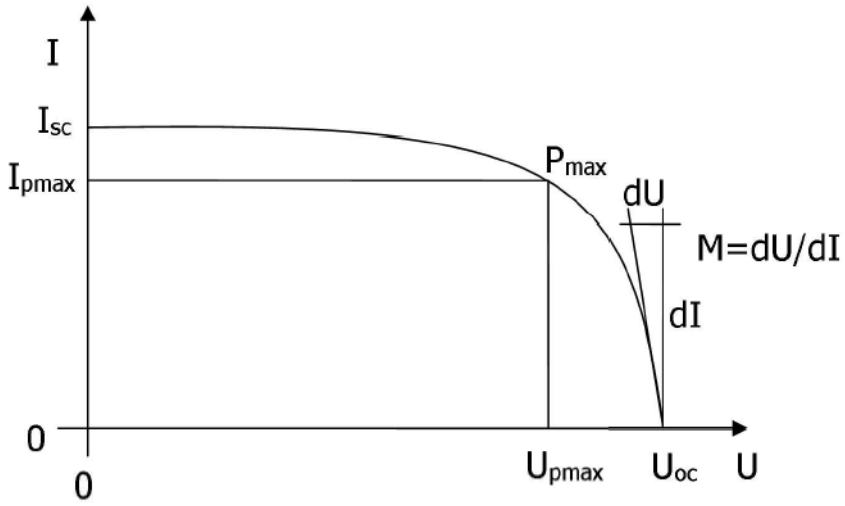


Figura A.9: Curva característica I-V de la celda solar y ubicación del MPP [7].

A.3. Sistema de almacenamiento de energía

En el dominio RMS, el BESS se representa mediante el modelo de generador estático estandarizado por la WECC, abstrayéndose de los transitorios de conmutación de alta frecuencia de los semiconductores para enfocarse en la respuesta electromecánica del sistema.

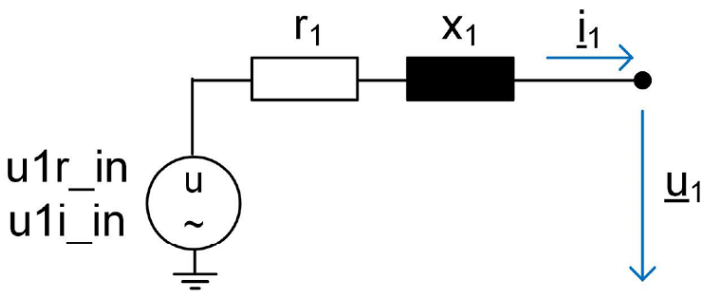


Figura A.10: Circuito equivalente de interfaz del generador estático utilizado para la simulación RMS del BESS basado en el modelo REGC_B.

La arquitectura de regulación en modo de seguimiento de red (*grid-following*) se estructura mediante un modelo compuesto (*composite model*) que interconecta las mediciones fasoriales del PLL con los bloques de control de planta, control eléctrico y la interfaz del inversor, incorporando límites dinámicos para resguardar el área de operación segura del equipo frente a perturbaciones severas.

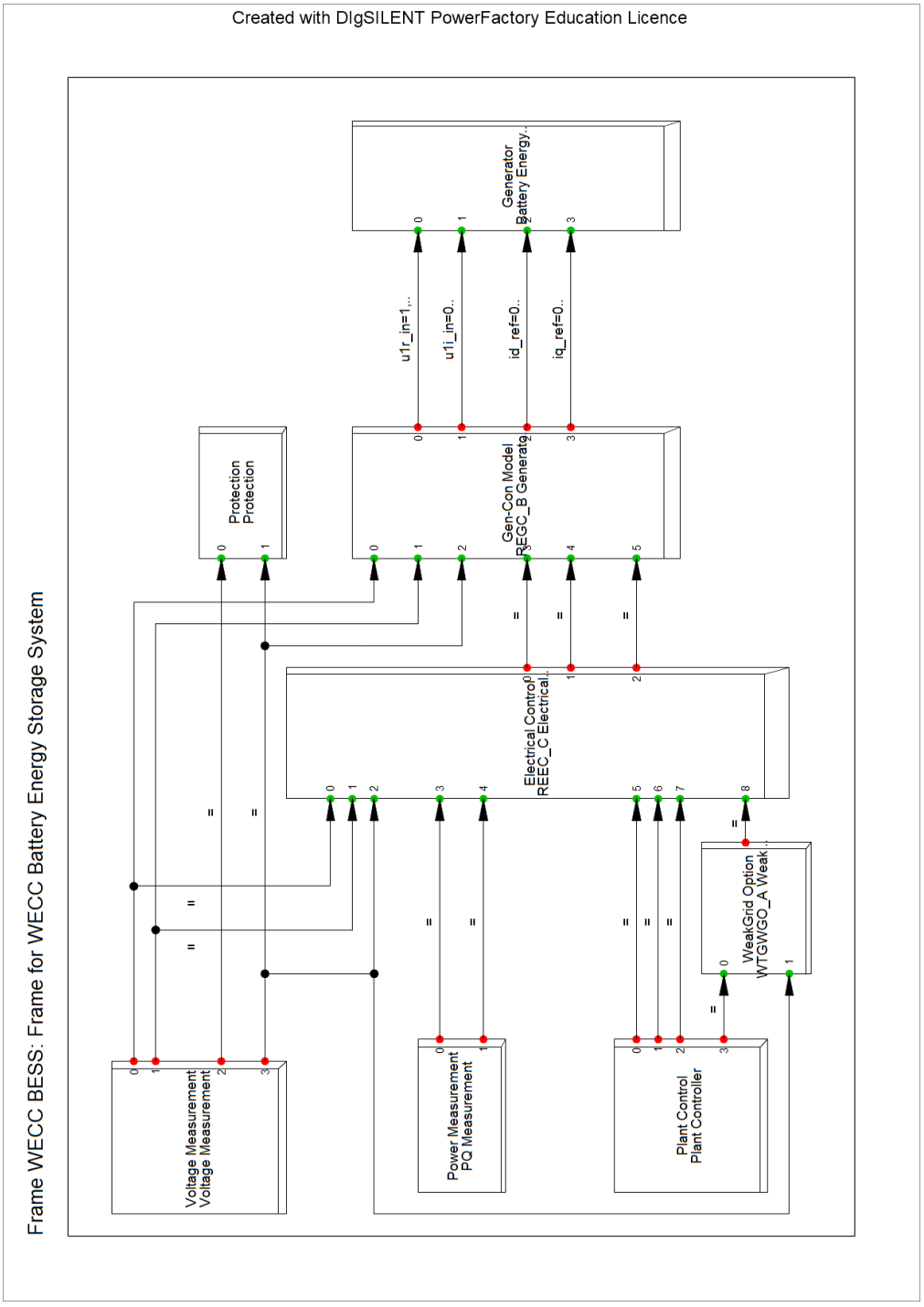


Figura A.11: Diagrama de bloques (*frame*) de la arquitectura de control compuesta WECC BESS en DIgSILENT PowerFactory.

A.4. Controlador electrónico de carga

El sistema disipativo del ELC se modeló físicamente como un banco de nueve resistencias no uniformes. El cierre y apertura de estas etapas se comanda mediante un modelo compuesto que ejecuta la lógica orientada a eventos evaluando la desviación de frecuencia.

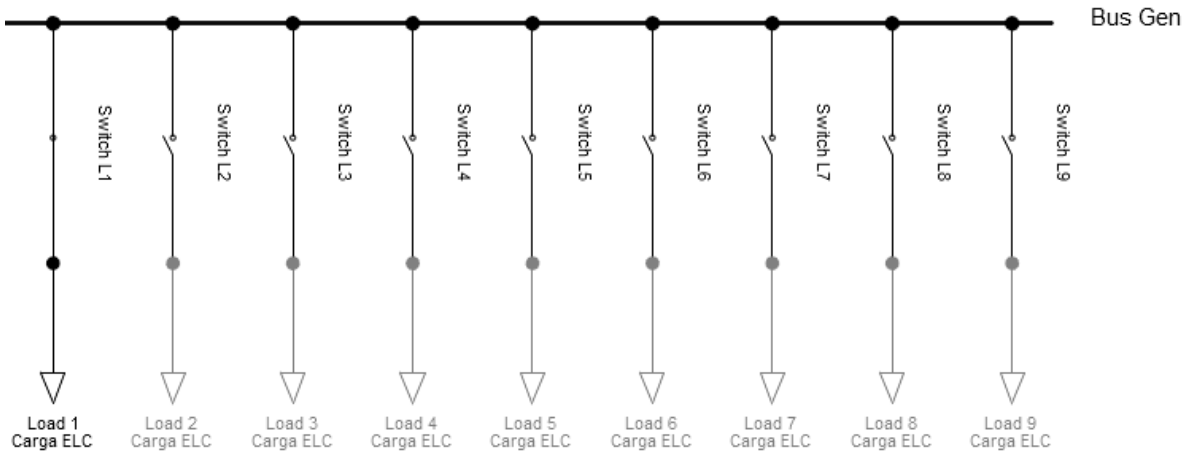


Figura A.12: Topología del banco de resistencias discretas del ELC implementado en DIgSILENT.

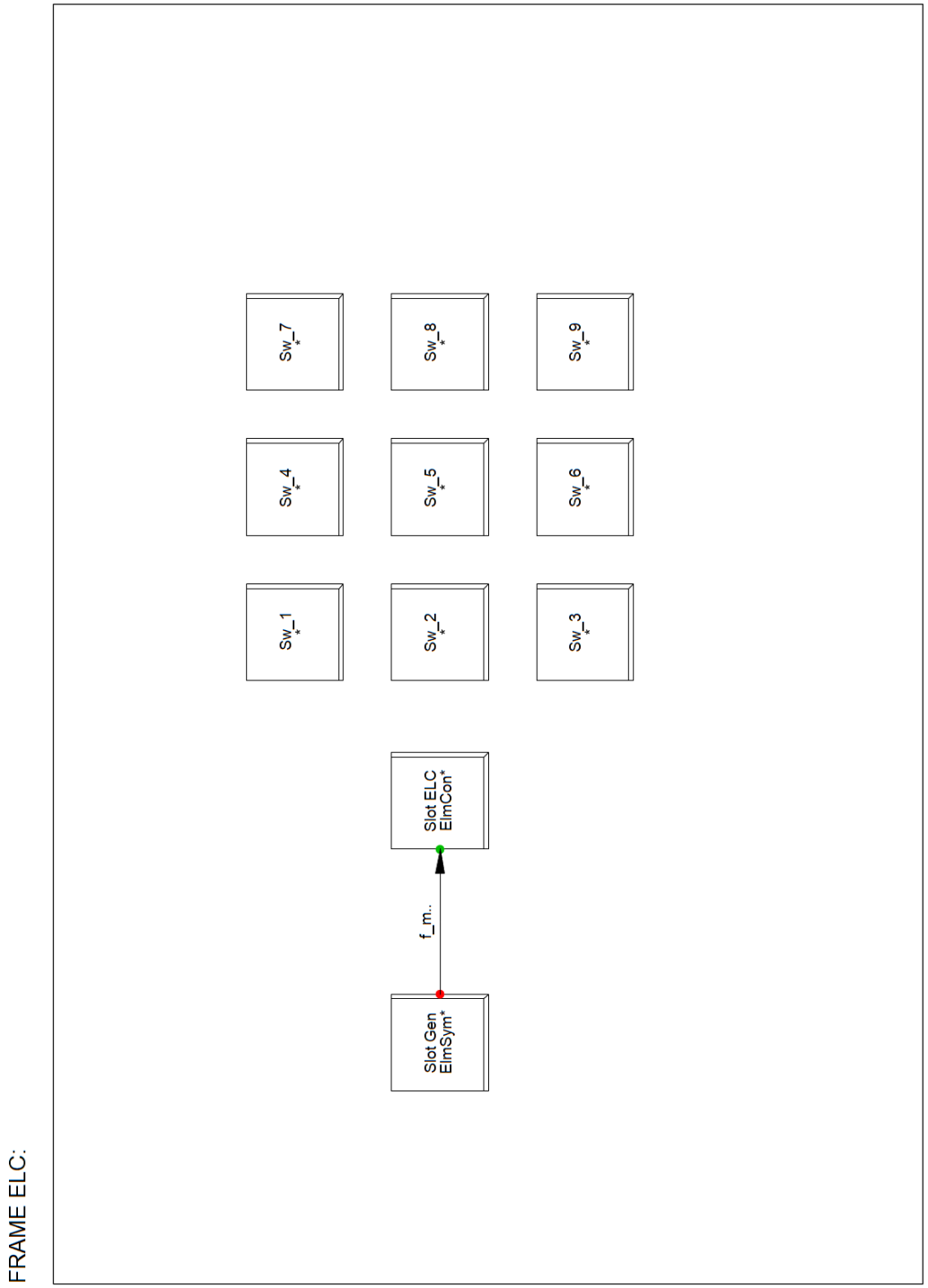


Figura A.13: Modelo compuesto del ELC y flujo de señales lógicas para conmutación de etapas.

A.5. Red de distribución y transformación

Los tramos de línea del sistema se representaron topológicamente utilizando el modelo de parámetros concentrados estándar en circuito π-equivalente, tal como se ilustra en la Figura A.14. No obstante, debido a las características geométricas de la red de distribución rural de la localidad, donde las longitudes de las líneas aéreas son acotadas y operan en media y baja tensión, el efecto capacitivo transversal (*shunt*) resulta despreciable frente a los flujos de potencia activa y reactiva del sistema. Por consiguiente, aunque la plataforma de simulación conserva la formulación matricial completa de admitancias, el comportamiento eléctrico de los conductores queda determinado de forma predominante por su impedancia serie longitudinal ($Z = R + jX$), donde la susceptancia transversal se aproxima numéricamente a cero ($Y \approx 0$) sin introducir errores significativos en los flujos de carga dinámicos.

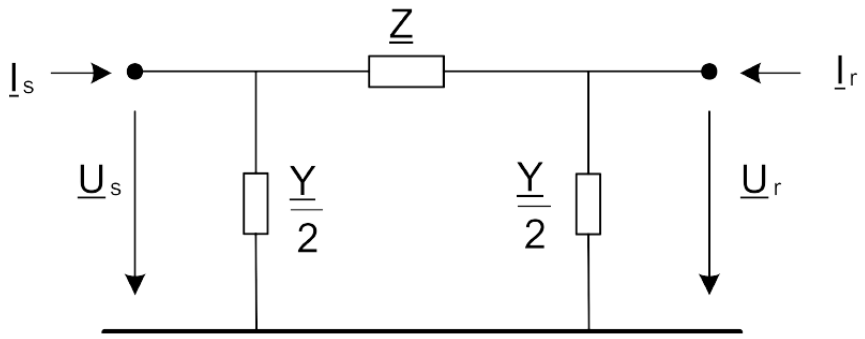


Figura A.14: Modelo de parámetros concentrados para una línea en circuito π-equivalente [8].

Por su parte, el modelamiento de transformación diferencia entre unidades trifásicas para la red troncal (23 kV) y unidades monofásicas para las derivaciones de distribución residencial, cuyos circuitos de secuencia positiva se detallan a continuación.

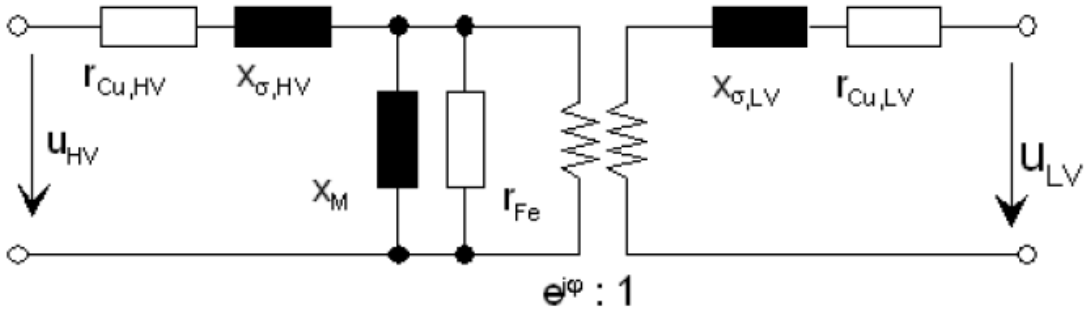


Figura A.15: Circuito equivalente de secuencia positiva del transformador trifásico [9].

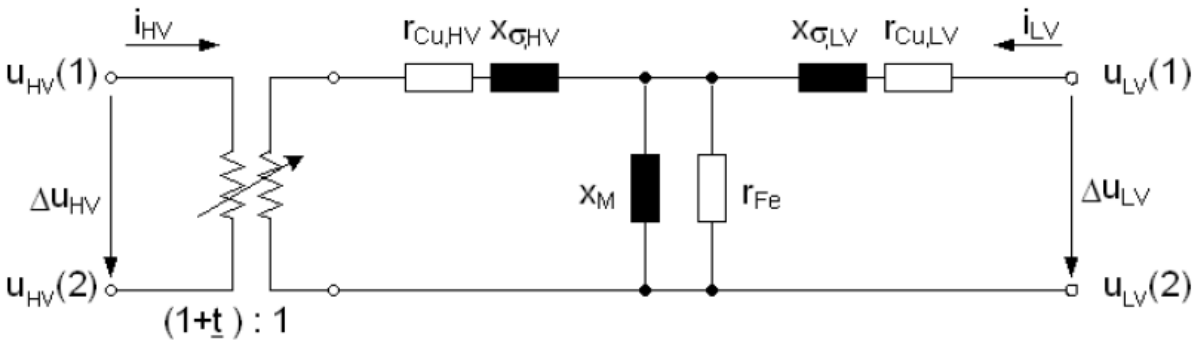


Figura A.16: Modelo equivalente del transformador monofásico domiciliario [10].

A.6. Modelamiento de la demanda

A.6.1. Circuito equivalente de carga general

El consumo agregado se define mediante el modelo de carga general (`ElmLod`). Su topología permite la parametrización simultánea de una rama estática (polinomio ZIP dependiente de la tensión) y una rama dinámica en paralelo.

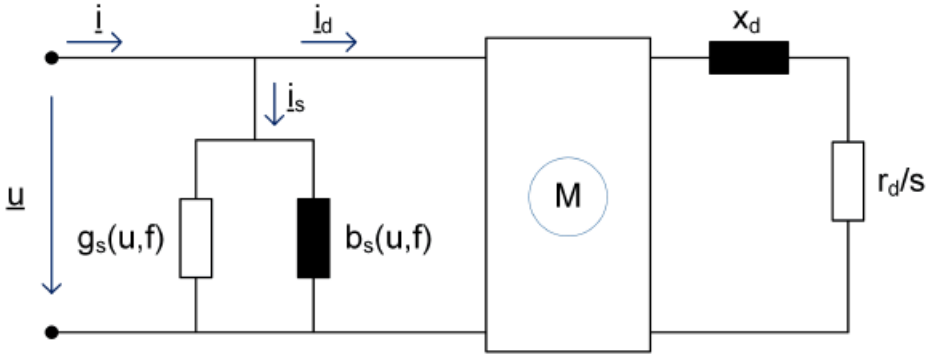


Figura A.17: Circuito equivalente del modelo de carga general (`ElmLod`) [11].

A.6.2. Carga dinámica (motor asincrónico)

Para modelar la carga industrial, se implementó una máquina asincrónica bajo la representación de doble jaula. La inclusión de dos ramas R-L paralelas en el rotor simula la variación de la resistencia efectiva en función del deslizamiento (s), capturando el severo torque de arranque y el elevado consumo de reactivos durante las transiciones operativas.

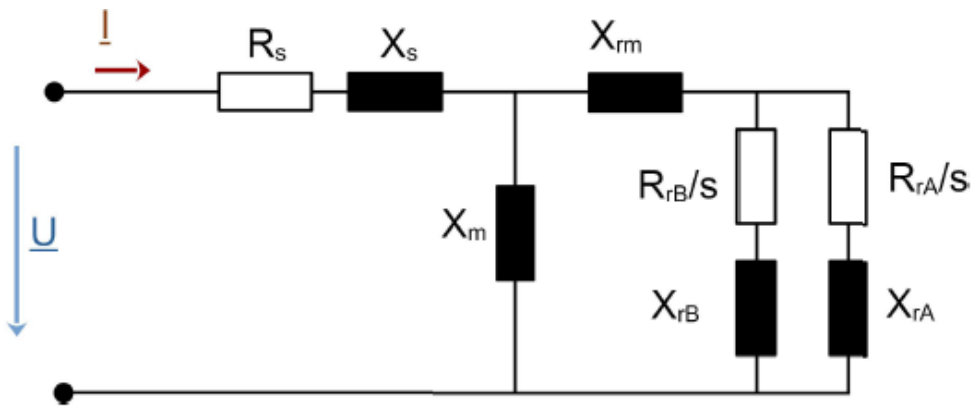


Figura A.18: Circuito equivalente de secuencia positiva para el modelo de doble jaula [12].

Topología de la red de Socaire

Este Anexo documenta la arquitectura espacial y eléctrica del sistema aislado de Socaire a partir de la sectorización topológica implementada en el modelo de simulación de DIgSILENT PowerFactory. Dada la extensión geográfica del alimentador principal de 23 kV, el diagrama unilineal se divide en cuatro cuadrantes operativos, con el objetivo de facilitar la visualización técnica de la red, sus centros de transformación, ramales principales y recursos energéticos distribuidos considerados en el estudio.

B.1. Representación topológica en DIgSILENT PowerFactory

Dada la extensión geográfica del alimentador principal de 23 kV, el diagrama unilineal de simulación se ha dividido en cuatro cuadrantes operativos para facilitar su visualización y análisis.

B.1.1. Cuadrante 1: zona de generación y núcleo urbano

La Figura B.1 detalla el centro de gravedad eléctrico de la microrred. En este sector se concentran los recursos energéticos distribuidos (generación base, BESS, PV) y la mayor densidad de centros de transformación, abasteciendo la demanda residencial y los servicios comunitarios del poblado.

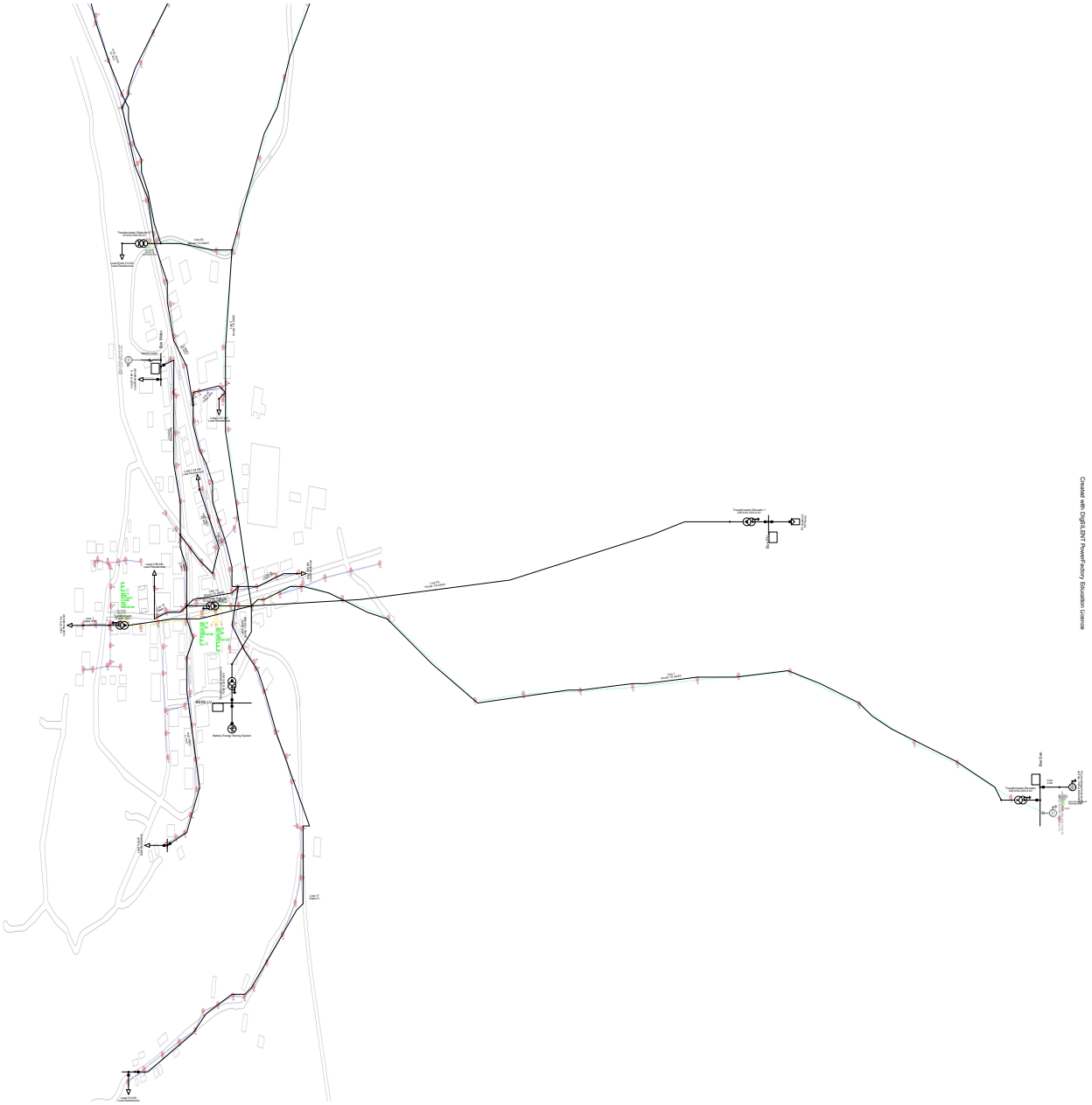


Figura B.1: Detalle topológico de la zona de generación y el centro urbano de Socaire.

B.1.2. Cuadrante 2: transición urbano-rural (tramo inicial)

La Figura B.2 ilustra el arranque del alimentador troncal de media tensión hacia el norte. Esta Sección evidencia la transición desde la red de distribución céntrica hacia una configuración estrictamente radial de carácter periférico.



Figura B.2: Detalle topológico de la extensión norte del alimentador principal.

B.1.3. Cuadrante 3: alimentador troncal (tramo medio)

En el tramo medio (Figura B.3) se modelan los vanos de gran longitud característicos de la geografía del sector, los cuales interconectan empalmes aislados y cargas esporádicas con el sistema principal de media tensión.

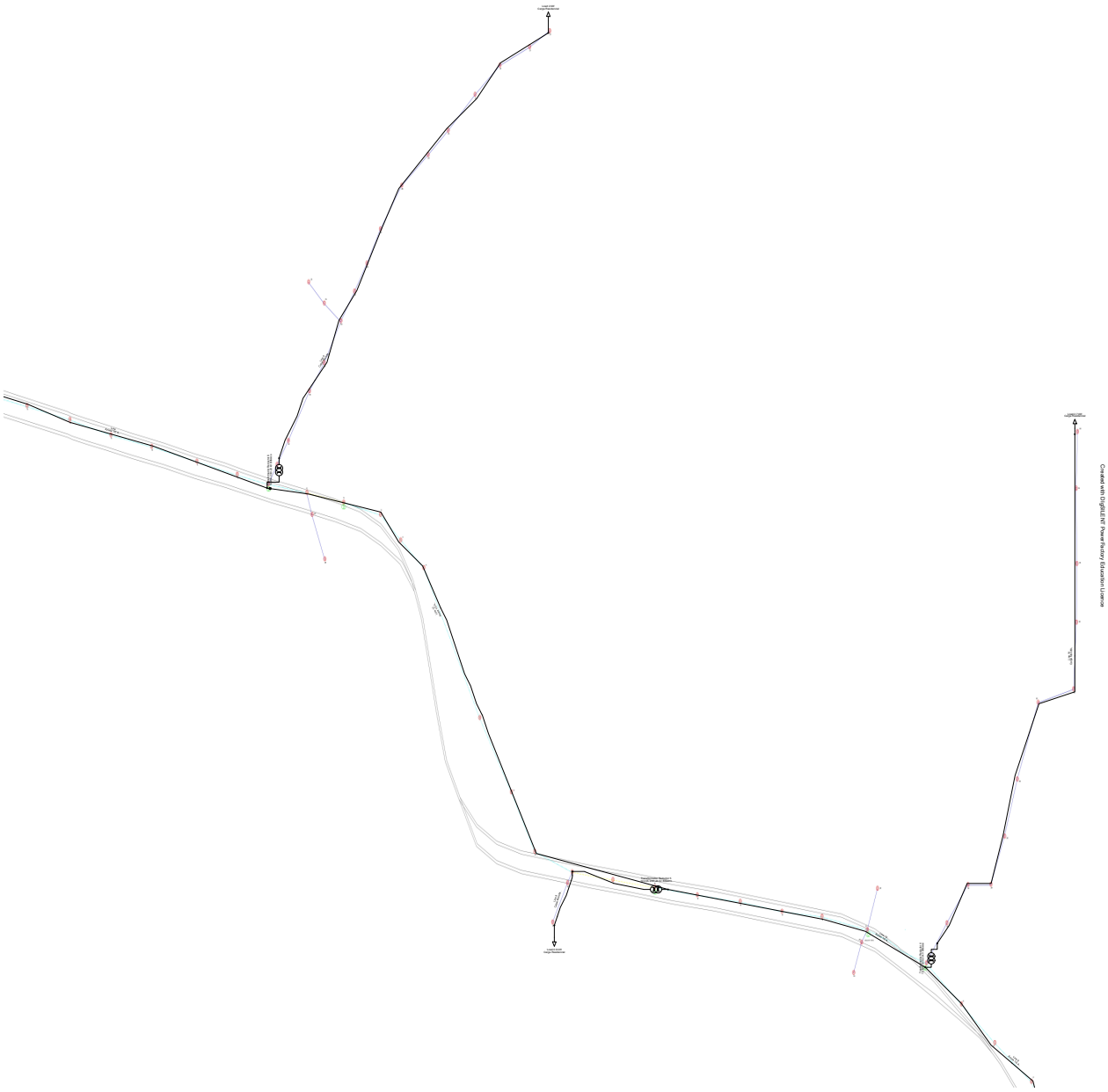


Figura B.3: Detalle topológico de la continuación norte del alimentador.

B.1.4. Cuadrante 4: extremo norponiente (final de línea)

La Figura B.4 expone el sector topológico más alejado de las fuentes de generación. Este nodo constituye el punto crítico para la evaluación del perfil de tensiones, representando el escenario más exigente para el análisis de estabilidad de tensión en estado estacionario y validación de las caídas de tensión admisibles normativamente.

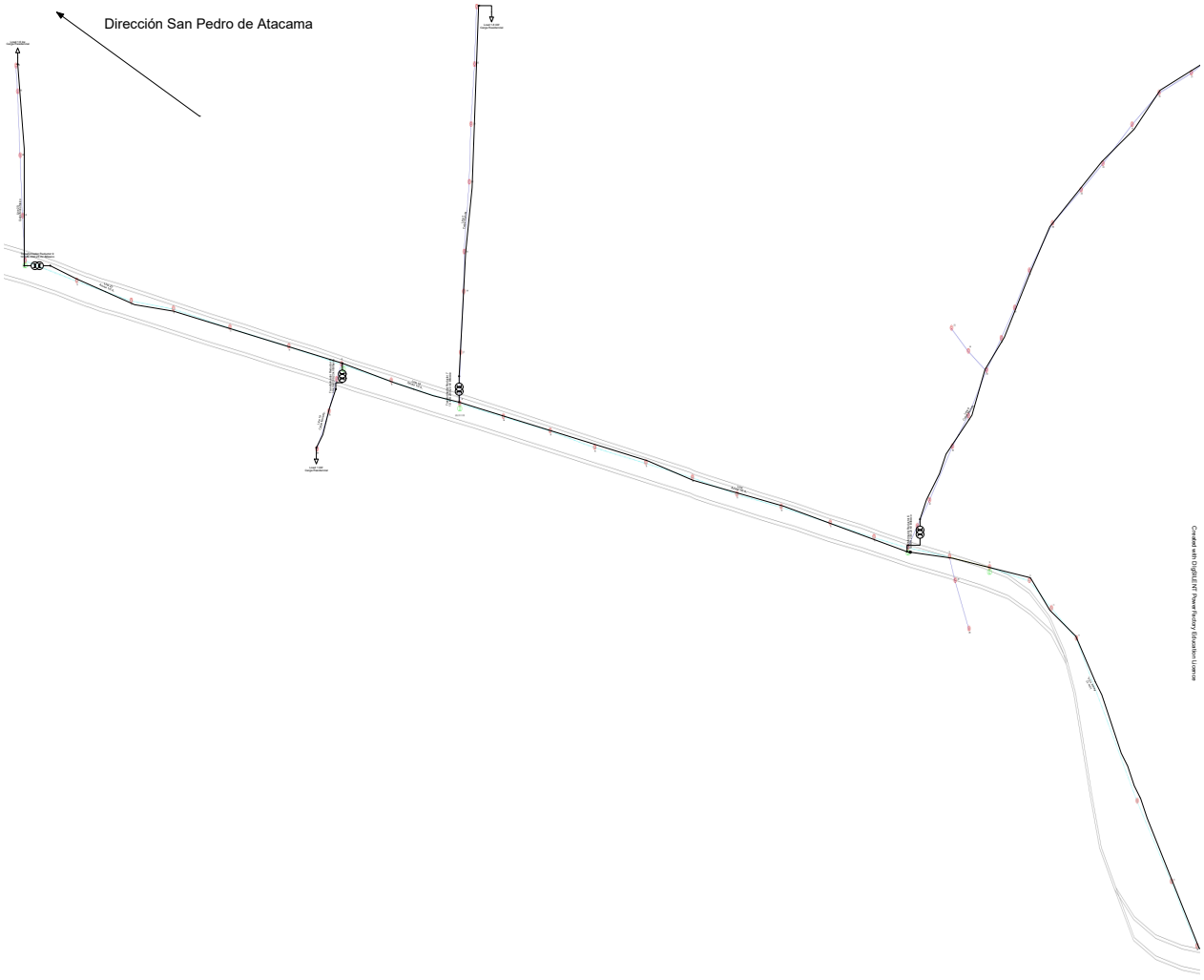


Figura B.4: Detalle topológico del extremo norponiente de la red.

Códigos fuente de control y automatización

Este Anexo documenta los extractos principales de los códigos desarrollados para esta investigación, abarcando la lógica de control de los actuadores del sistema y la rutina de automatización externa para la orquestación de simulaciones. Las matrices de datos extensas y configuraciones de entorno han sido omitidas por brevedad.

C.1. Código DSL del ELC

El algoritmo incorpora histéresis (`h`), tiempos muertos (`td`) y bloqueos (`t_lock`) para evitar conmutaciones espurias de las resistencias. A continuación se presenta el código completo, detallando la lógica secuencial implementada para las nueve etapas de disipación del sistema:

```
! ============================================================
! ELC CON HISTERESIS, TIEMPO MUERTO Y LOCKOUT
! ============================================================

! --- ETAPA 1 ---
! ON: frecuencia supera umbral durante td segundos
c_on1  = picdro(f_medida_pu > u1, td, 0) - 0.5
event(1, c_on1, 'create=EvtSwitch␣target=Sw_1␣name=On1␣i_switch=1')

! OFF: frecuencia baja del umbral-histeresis durante t_lock segundos
!      una vez cumplido, se ejecuta con td de retardo (0 en t_fall = reseteo
    inmediato)
c_off1 = picdro(f_medida_pu < (u1 - h), t_lock, 0) - 0.5
event(1, c_off1, 'create=EvtSwitch␣target=Sw_1␣name=Off1␣i_switch=0')

! --- ETAPA 2 ---
c_on2  = picdro(f_medida_pu > u2, td, 0) - 0.5
event(1, c_on2, 'create=EvtSwitch␣target=Sw_2␣name=On2␣i_switch=1')
c_off2 = picdro(f_medida_pu < (u2 - h), t_lock, 0) - 0.5
event(1, c_off2, 'create=EvtSwitch␣target=Sw_2␣name=Off2␣i_switch=0')

! --- ETAPA 3 ---
c_on3  = picdro(f_medida_pu > u3, td, 0) - 0.5
event(1, c_on3, 'create=EvtSwitch␣target=Sw_3␣name=On3␣i_switch=1')
c_off3 = picdro(f_medida_pu < (u3 - h), t_lock, 0) - 0.5
event(1, c_off3, 'create=EvtSwitch␣target=Sw_3␣name=Off3␣i_switch=0')

! --- ETAPA 4 ---
c_on4  = picdro(f_medida_pu > u4, td, 0) - 0.5
event(1, c_on4, 'create=EvtSwitch␣target=Sw_4␣name=On4␣i_switch=1')
c_off4 = picdro(f_medida_pu < (u4 - h), t_lock, 0) - 0.5
event(1, c_off4, 'create=EvtSwitch␣target=Sw_4␣name=Off4␣i_switch=0')

! --- ETAPA 5 ---
```

```
c_on5  = picdro(f_medida_pu > u5, td, 0) - 0.5
event(1, c_on5, 'create=EvtSwitch target=Sw_5 name=On5 i_switch=1')
c_off5 = picdro(f_medida_pu < (u5 - h), t_lock, 0) - 0.5
event(1, c_off5, 'create=EvtSwitch target=Sw_5 name=Off5 i_switch=0')

! --- ETAPA 6 ---
c_on6  = picdro(f_medida_pu > u6, td, 0) - 0.5
event(1, c_on6, 'create=EvtSwitch target=Sw_6 name=On6 i_switch=1')
c_off6 = picdro(f_medida_pu < (u6 - h), t_lock, 0) - 0.5
event(1, c_off6, 'create=EvtSwitch target=Sw_6 name=Off6 i_switch=0')

! --- ETAPA 7 ---
c_on7  = picdro(f_medida_pu > u7, td, 0) - 0.5
event(1, c_on7, 'create=EvtSwitch target=Sw_7 name=On7 i_switch=1')
c_off7 = picdro(f_medida_pu < (u7 - h), t_lock, 0) - 0.5
event(1, c_off7, 'create=EvtSwitch target=Sw_7 name=Off7 i_switch=0')

! --- ETAPA 8 ---
c_on8  = picdro(f_medida_pu > u8, td, 0) - 0.5
event(1, c_on8, 'create=EvtSwitch target=Sw_8 name=On8 i_switch=1')
c_off8 = picdro(f_medida_pu < (u8 - h), t_lock, 0) - 0.5
event(1, c_off8, 'create=EvtSwitch target=Sw_8 name=Off8 i_switch=0')

! --- ETAPA 9 ---
c_on9  = picdro(f_medida_pu > u9, td, 0) - 0.5
event(1, c_on9, 'create=EvtSwitch target=Sw_9 name=On9 i_switch=1')
c_off9 = picdro(f_medida_pu < (u9 - h), t_lock, 0) - 0.5
event(1, c_off9, 'create=EvtSwitch target=Sw_9 name=Off9 i_switch=0')
```

Código C.1: Código completo de la logica de control del ELC en DSL.

C.2. Código de automatización y control de flujo en Python

El siguiente código detalla el script maestro completo en Python utilizado para la orquestación de la microrred. Este algoritmo abarca la conexión directa con la API de PowerFactory, la configuración de la matriz de despacho paramétrico según los escenarios, la inyección dinámica de los perfiles mediante la creación algorítmica de eventos de carga (`EvtLod`) y el bucle principal que ejecuta el cálculo dinámico RMS y la exportación automatizada de resultados.

```
import sys, os, traceback

# ============================================================
# SCRIPT MAESTRO DE AUTOMATIZACION DE SIMULACIONES DINAMICAS (RMS)
# ============================================================
# TITULO: Evaluacion comparativa de esquemas de control de frecuencia en una
#         microrred aislada basada en generacion hidroelectrica de pequena
#         escala en el norte de Chile (Comunidad de Socaire).
# AUTOR:  Gonzalo Ignacio Cuevas Pozo
# ============================================================
# BLOQUE 1: PERFILES DE DEMANDA (Curvas Base)
# ============================================================
# Los perfiles representan el comportamiento real de la comunidad segundo a segundo.
```

```
# Se encuentran normalizados (p.u.) y luego se escalan mediante un multiplicador.
# Perfil Punta (Base 1.0 p.u. = 44.11 kW)
PERFIL_PUNTA = [
    (0, 1.0000), (1, 0.9992), (2, 0.9985), (3, 0.9990), (4, 0.9982), (5, 0.9975),
    (6, 0.9978), (7, 0.9965), (8, 0.9952), (9, 0.9960), (10, 0.9950), (11, 0.9942),
    (12, 0.9948), (13, 0.9935), (14, 0.9922), (15, 0.9930), (16, 0.9925), (17, 0.9918),
    (18, 0.9926), (19, 0.9915), (20, 0.9905), (21, 0.9912), (22, 0.9900), (23, 0.9892),
    (24, 0.9898), (25, 0.9885), (26, 0.9878), (27, 0.9886), (28, 0.9880), (29, 0.9875),
    (30, 0.9882), (31, 0.9870), (32, 0.9865), (33, 0.9872), (34, 0.9868), (35, 0.9875),
    (36, 0.9870), (37, 0.9878), (38, 0.9885), (39, 0.9892), (40, 0.9880), (41, 0.9872),
    (42, 0.9865), (43, 0.9870), (44, 0.9862), (45, 0.9868), (46, 0.9865), (47, 0.9872),
    (48, 0.9868), (49, 0.9862), (50, 0.9860)
]
PERFIL_PUNTA_FUTURA = PERFIL_PUNTA.copy()

# Perfil Valle (Se normaliza dividiendo por 0.233 para usar factores de escala limpios)
PERFIL_VALLE_RAW = [
    (0, 0.2330), (1, 0.2345), (2, 0.2338), (3, 0.2352), (4, 0.2346), (5, 0.2360),
    (6, 0.2355), (7, 0.2372), (8, 0.2365), (9, 0.2380), (10, 0.2375), (11, 0.2392),
    (12, 0.2385), (13, 0.2405), (14, 0.2398), (15, 0.2415), (16, 0.2408), (17, 0.2425),
    (18, 0.2418), (19, 0.2435), (20, 0.2428), (21, 0.2445), (22, 0.2438), (23, 0.2458),
    (24, 0.2450), (25, 0.2468), (26, 0.2462), (27, 0.2480), (28, 0.2475), (29, 0.2492),
    (30, 0.2485), (31, 0.2505), (32, 0.2498), (33, 0.2515), (34, 0.2508), (35, 0.2528),
    (36, 0.2520), (37, 0.2542), (38, 0.2535), (39, 0.2555), (40, 0.2548), (41, 0.2568),
    (42, 0.2560), (43, 0.2582), (44, 0.2575), (45, 0.2595), (46, 0.2588), (47, 0.2605),
    (48, 0.2598), (49, 0.2608), (50, 0.2610)
]
PERFIL_VALLE = [(t, round(v/0.233, 4)) for t, v in PERFIL_VALLE_RAW]
perfil_base  = {"Punta": PERFIL_PUNTA, "Valle": PERFIL_VALLE, "Punta_Futura": PERFIL_PUNTA_FUTURA}

# ============================================================
# BLOQUE 2: CONEXION A LA API DE DIGSILENT POWERFACTORY
# ============================================================
ruta_pf = r"C:\Program Files\DIgSILENT\PowerFactory 2023 SP4A"
ruta_py = r"C:\Program Files\DIgSILENT\PowerFactory 2023 SP4A\Python\3.9"
```

```
os.environ['PATH'] = ruta_pf + os.pathsep + os.environ.get('PATH', '')
if hasattr(os, 'add_dll_directory'):
    try: os.add_dll_directory(ruta_pf)
    except: pass
sys.path.append(ruta_py)
import powerfactory as pf

app = pf.GetApplication()
if app is None: raise Exception("Error de conexion: Cierra PowerFactory antes de correr el script.")
app.Show()
print("[OK] Conectado exitosamente a PowerFactory.")

# ========================================================
# BLOQUE 3: PANEL DE CONTROL DE SIMULACION
# ========================================================
escenario_actual  = 3               # Seleccione: 1, 2, 3 o 4
PERIODO_A_SIMULAR = "Futura_Punta" # Opciones: "Actual_Punta", "Actual_Valle", "Futura_Punta", "Futura_Valle"
EVENTO_A_SIMULAR  = "ArranqueMotor"      # Opciones: "Escalon", "Rechazo", "ArranqueMotor"

print(f"\n[INICIO] INICIANDO SIMULACION AISLADA | Escenario: {escenario_actual} | Demanda: {PERIODO_A_SIMULAR} | Evento: {EVENTO_A_SIMULAR}")

proyectos = {
    1: "Escenario i (ELC)", 2: "Escenario ii (Isocrono)",
    3: "Escenario iii (BESS)", 4: "Escenario iv (BESS+PV)"
}
ruta_base    = r"C:\Users\gonza\OneDrive\Desktop"
carpeta_base = os.path.join(ruta_base, "Resultados_Exportados", f"Escenario_{escenario_actual}")
os.makedirs(carpeta_base, exist_ok=True)

try:
    # ========================================================
    # BLOQUE 4: MATRIZ DE DESPACHO OFICIAL DE LA MICRORRED
    # ========================================================
    # Estructura de columnas:
    # [1] Nombre         : Identificador de la simulacion
    # [2] P_Hidro        : Potencia activa de la Central Hidroelectrica [kW]
    # [3] P_PV           : Potencia activa de la Planta Fotovoltaica [kW]
    # [4] P_BESS         : Potencia activa inyectada/absorbida por el BESS [kW]
    # [5] Pasos_ELC      : Cantidad de cargas conmutables a activar (Exclusivo Escenario 1)
    # [6] P_Res_Seg      : Potencia asignada a la Resistencia de Seguridad de disipacion [kW]
    # [7] Tipo_Perfil    : Referencia a la curva variable base a utilizar
    # [8] Factor_Escala  : Multiplicador de demanda (1.0 = Punta Actual)

    matrices = {
```

```
        1: [
            ["Actual_Punta", 50.00,  0.00,   0.00,  1,  0.00,  "Punta",
                1.000],
            ["Actual_Valle", 50.00,  0.00,   0.00,  7,  0.00,  "Valle",
                0.233],
        ],
        2: [
            ["Actual_Punta", 47.12,  0.00,   0.00,  0,  0.00,  "Punta",
                1.000],
            ["Actual_Valle", 12.20,  0.00,   0.00,  0,  0.00,  "Valle",
                0.233],
        ],
        3: [
            ["Actual_Valle", 25.00,  0.00, -11.87,  0,  0.00,  "Valle",
                0.233],
            ["Actual_Punta", 25.00,  0.00,  23.53,  0,  1.00,  "Punta",
                1.000],
            ["Futura_Valle", 55.00,  -0.40,   0.00,  0,  22.71,  "Valle",
                0.677],
            ["Futura_Punta", 55.00,  0.00,  18.20,  0,  2.00,  "
               Punta_Futura", 1.480],
        ],
        4: [
            ["Actual_Valle",  0.00, 26.40, -12.75,  0,  0.00,  "Valle",
                0.233],
            ["Actual_Punta", 35.95,  0.00,  12.00,  0,  0.00,  "Punta",
                1.000],
            ["Futura_Valle", 28.91,  0.00,   4.00,  0,  0.00,  "Valle",
                0.677],
            ["Futura_Punta",  4.45, 64.52,   2.69,  0,  0.00,  "
               Punta_Futura", 1.480],
        ],
    }

    matriz_completa = matrices[escenario_actual]
    matriz = [fila for fila in matriz_completa if fila[0] ==
        PERIODO_A_SIMULAR]

    if not matriz: raise Exception(f"Fila no encontrada para {
        PERIODO_A_SIMULAR} en el Escenario {escenario_actual}")

    # ====================================================
    # BLOQUE 5: PREPARACION DE ENTORNOS DE SIMULACION Y EXPORTACION
    # ====================================================
    app.ActivateProject(proyectos[escenario_actual])

    inc = app.GetFromStudyCase('ComInc')
    sim = app.GetFromStudyCase('ComSim')
    exportador = app.GetFromStudyCase('ComRes')

    res = (app.GetCalcRelevantObjects('*.ElmRes') or app.GetObj('*.ElmRes'
        ) or [None])[0]
    if res is None: raise Exception("Bloque de resultados (*.ElmRes) no
        encontrado en el Study Case.")
```

```
131
132     # Configuracion de simulacion Dinamica RMS
133     inc.i_opt_sim = 'rms'
134     inc.p_resvar  = res
135     sim.tstop     = 50.0
136
137     # Configuracion del Exportador a CSV
138     exportador.pResult  = res
139     exportador.iopt_exp = 6    # Exportar a archivo CSV
140     exportador.iopt_hdm = 1    # Incluir cabeceras con nombres
141     exportador.iopt_sep = 0    # Separador del sistema
142     exportador.iopt_csel = 0   # Exportar todas las variables
143     exportador.iopt_tsel = 0   # Exportar todo el rango de tiempo
144
145     # ====================================================
146     # BLOQUE 6: MAPEO INTELIGENTE DE LA TOPOLOGIA DE RED Y EVENTOS
147     # ====================================================
148     todas_cargas = app.GetCalcRelevantObjects('*.ElmLod')
149
150     # A. Aislamiento de cargas comunitarias (Excluye control de frecuencia
            )
151     cargas_comunidad = [c for c in todas_cargas if ("kW" in c.loc_name or
            "kw" in c.loc_name) and "Paso" not in c.loc_name and "seguridad"
            not in c.loc_name.lower()]
152
153     # B. Aislamiento de los 9 pasos del Electronic Load Controller (ELC)
154     pasos_elc = sorted([c for c in todas_cargas if "Paso" in c.loc_name],
            key=lambda x: x.loc_name)
155
156     # C. Aislamiento de la Resistencia de Seguridad (Frenado dinamico)
157     res_seguridad = [c for c in todas_cargas if "seguridad" in c.loc_name.
            lower()]
158
159     # D. Generadores de la Microrred
160     gen_hidro = app.GetCalcRelevantObjects('Generador␣Hydro␣100␣kW.ElmSym'
            )
161     gen_bess  = app.GetCalcRelevantObjects('Battery␣Energy␣Storing␣System.
            ElmGenstat')
162     gen_pv    = app.GetCalcRelevantObjects('PV␣System␣3PH.ElmPvsys')
163
164     for c in cargas_comunidad: c.slini = 1.0
165     nominales = {c: c.plini for c in cargas_comunidad}
166
167     study_case  = app.GetActiveStudyCase()
168     carpetas = study_case.GetContents('*.IntEvt') + study_case.GetContents
            ('*.IntEvfolder')
169     if not carpetas: raise Exception("Carpeta␣de␣eventos␣dinamicos␣ausente
            .")
170     carpeta_evt = carpetas[0]
171     todos_evts  = carpeta_evt.GetContents('*.*')
172
173     mapa = {"Evento_1": "Escalon", "Evento_2": "Rechazo", "Evento_3": "
            ArranqueMotor"}
174     eventos_todos = [(mapa[e.loc_name], e) for e in todos_evts if e.
```

```
        loc_name in mapa]
175     eventos = [(n, e) for n, e in eventos_todos if n == EVENTO_A_SIMULAR]
176
177     if not eventos: raise Exception(f"Evento␣{EVENTO_A_SIMULAR}␣no␣
            configurado␣en␣DIgSILENT.")
178
179     # ====================================================
180     # BLOQUE 7: Rampas
181     # ====================================================
182     def calcular_deltas(perfil_pu, factor_escala, umbral=1e-6):
183         """Calcula␣las␣diferencias␣de␣potencia␣paso␣a␣paso␣para␣crear␣
                escalones␣dinamicos."""
184         deltas = []
185         for i in range(1, len(perfil_pu)):
186             t_actual = perfil_pu[i][0]
187             delta_f  = (perfil_pu[i][1] - perfil_pu[i-1][1]) *
                    factor_escala
188             if abs(delta_f) > umbral: deltas.append((t_actual, delta_f))
189         return deltas
190
191     def crear_eventos_perfil(carpeta_evt, cargas, nominales, deltas_perfil
            ):
192         """Genera␣eventos␣de␣carga␣(EvtLod)␣iterativos␣para␣simular␣ruido␣
                poblacional."""
193         creados = []
194         for t_s, delta_factor in deltas_perfil:
195             for carga in cargas:
196                 dP_kw = nominales[carga] * delta_factor
197                 if abs(dP_kw) < 1e-9: continue
198                 ev = carpeta_evt.CreateObject('EvtLod', f'_pf_{carga.
                        loc_name[:6]}_{int(t_s)}s')
199                 if ev is None: continue
200                 ev.p_obj, ev.time, ev.dP, ev.dQ, ev.outserv = carga, float
                        (t_s), dP_kw, 0.0, 0
201                 creados.append(ev)
202         return creados
203
204     def borrar_eventos_perfil(lista):
205         """Limpieza␣de␣memoria␣interna␣post-simulacion."""
206         for ev in lista:
207             try: ev.Delete()
208             except: pass
209
210     # ====================================================
211     # BLOQUE 8: EJECUCION MAESTRA Y DESPACHO FISICO
212     # ====================================================
213     for nombre, p_hid, p_pv, p_bess, cant_pasos, p_res_seg, tipo_perfil,
            factor_escala in matriz:
214
215         print(f"\nGenerando␣perfil␣dinamico␣para␣{nombre}␣(Multiplicador:␣
                {factor_escala}x)...")
216
217         # 8.1. Despacho Activo Generadores
218         if gen_hidro: gen_hidro[0].pg = p_hid
```

```
        if gen_bess:  gen_bess[0].pg  = p_bess
        if gen_pv:    gen_pv[0].pg    = p_pv

        # 8.2. Establecimiento Estado Inicial de Carga Base (t=0)
        slini_t0 = perfil_base[tipo_perfil][0][1] * factor_escala
        for c in cargas_comunidad:
            c.plini = nominales[c] * slini_t0
            c.slini = 1.0

        # 8.3. Logica de Control Primario de Frecuencia A: ELC (Escenario
            1)
        # Se apagan los 9 pasos y se encienden solo los requeridos por la
            matriz
        for p in pasos_elc: p.outserv = 1
        for i in range(min(cant_pasos, len(pasos_elc))):
            pasos_elc[i].outserv = 0

        # 8.4. Logica de Control Primario de Frecuencia B: Resistencia
            BESS (Escenarios 3 y 4)
        if res_seguridad:
            if p_res_seg > 0:
                res_seguridad[0].outserv = 0            # En Servicio
                res_seguridad[0].plini = p_res_seg      # Asignacion de
                    Potencia de Disipacion
                res_seguridad[0].slini = 1.0
            else:
                res_seguridad[0].outserv = 1            # Fuera de
                    Servicio

        # 8.5. Inyeccion de Perturbaciones
        deltas = calcular_deltas(perfil_base[tipo_perfil], factor_escala)
        evts_perfil = crear_eventos_perfil(carpeta_evt, cargas_comunidad,
            nominales, deltas)

        # 8.6. Gatillo del Evento Critico de Estudio
        for nom_ev, obj_ev in eventos:
            for _, e in eventos_todos: e.outserv = 1
            obj_ev.outserv = 0

            print(f"Calculando Flujo de Carga Inicial y Dinamica RMS para
                evento: {nom_ev}...")

            # 8.7. Compilacion y Exportacion
            if inc.Execute() == 0 and sim.Execute() == 0:
                nombre_archivo = f"{nombre}_{nom_ev}_E{escenario_actual}.
                    csv"
                ruta_raw = os.path.join(carpeta_base, nombre_archivo)
                exportador.f_name = ruta_raw.replace("\\", "/")
                if exportador.Execute() == 0 and os.path.exists(ruta_raw):
                    print(f"[OK]  Exportacion  Exitosa! -> {ruta_raw}")
                else:
                    print("[ERROR] ADVERTENCIA: La simulacion convergio,
                        pero el archivo *.ElmRes esta vacio.")
            else:
```

```
                print("[ERROR] CRITICO: El flujo de carga no converge. Revisar parametros estaticos en DIgSILENT.")

        # 8.8. Restauracion de Topologia Original
        borrar_eventos_perfil(evts_perfil)
        for c in cargas_comunidad: c.plini, c.slini = nominales[c], 1.0
        for _, e in eventos_todos: e.outserv = 0

    print("\n Simulacion finalizada con exito!")

except Exception as e:
    print("\n[ERROR] SE DETECTO UNA EXCEPCION DURANTE LA EJECUCION [ERROR]")
    traceback.print_exc()
```

Código C.2: Script maestro completo de automatización y orquestación en Python.