



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

**PORTAFOLIO DE INVERSIONES PARA LA PLANIFICACIÓN CONFIABLE
DE REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE FLUJOS DE
POTENCIA AC LINEALES**

TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA
INGENIERÍA, MENCIÓN ELÉCTRICA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

DIEGO IGNACIO HEINRICH ROJAS

PROFESOR GUÍA:
RODRIGO MORENO VIEYRA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
ALEJANDRO NAVARRO ESPINOSA
DANIEL OLIVARES QUERO

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por:
Instituto de Sistemas Complejos de Ingeniería - FONDECYT/Regular 1181928

SANTIAGO DE CHILE
2023

RESUMEN DE LA TESIS PARA OPTAR
AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE
LA INGENIERÍA, MENCIÓN ELÉCTRICA
Y MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: DIEGO IGNACIO HEINRICH ROJAS
FECHA: 2023
PROF. GUÍA: RODRIGO MORENO VIEYRA

**PORTAFOLIO DE INVERSIONES PARA LA PLANIFICACIÓN
CONFIABLE DE REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE
FLUJOS DE POTENCIA AC LINEALES**

La preocupación por el cambio climático y el rol que tiene el sistema eléctrico en la reducción de emisiones trae consigo importantes desafíos a nivel de distribución, puesto que se requiere incorporar tecnologías renovables, y que además cumplan con los criterios de confiabilidad. En ese contexto, este trabajo propone un modelo de optimización de dos etapas, el cual permite evaluar el desempeño de decisiones de inversión como generación distribuida y equipos de *line switching*, para la mejora de la confiabilidad de redes eléctricas de distribución, específicamente en media tensión, considerando diferentes tipos de fallas. Este modelo incluye además la formulación de un flujo de potencia AC lineal, el cual incorpora restricciones que mantienen la topología radial. Los resultados muestran que todas las estrategias consideradas disminuyen la energía no suministrada, aumentando así la confiabilidad del sistema. Sin embargo, la implementación desde el punto de vista económico no resulta atractiva, debido a los altos costos de inversión, aunque según proyecciones, en el mediano plazo esto se revierte. Desde una perspectiva Pareto eficiente, las estrategias con generación distribuida presentan el mejor rendimiento en términos de costo/efectividad, mientras que según un enfoque de confiabilidad, estrategias como doble circuito y el *line switching* dominan por sobre la generación distribuida.

A mis padres, Alejandra y Pablo.

Agradecimientos

Quiero agradecer a mi familia, y en especial a mis padres Alejandra y Pablo por su amor, sacrificio y apoyo incondicional durante este largo proceso. A mi polola Paulina, por escucharme, aguantarme y quererme durante todos estos años.

A mis amigos y compañeros de universidad Bastián, los Danieles, Julián, Nico, Leni, Taco y Luciano, por los buenos momentos compartidos y esas interminables noches de estudio en la kinder, que valieron totalmente la pena.

A mi profesor guía Rodrigo Moreno, por su constante apoyo para lograr los objetivos y todo el conocimiento entregado, tanto en los cursos como en el desarrollo de este trabajo. También a Andrés Chávez por compartirme gran parte de su trabajo, el cual fue de mucha ayuda para desarrollar mi tesis.

Finalmente quiero agradecer al Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería que con el fondo FONDECYT/Regular 1181928 financió parcialmente este proyecto.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Hipótesis	2
1.3. Objetivos	3
1.3.1. Objetivo general	3
1.3.2. Objetivos específicos	3
1.4. Estructura del documento	3
2. Estado del Arte	4
2.1. Convexificación y linealización de flujos de potencia para redes de distribución	4
2.2. Cambio de paradigma en redes de distribución	6
2.2.1. Conmutación inteligente	7
2.2.2. Generación distribuida	8
2.3. Contribuciones	9
3. Metodología	10
3.1. Nomenclatura	11
3.2. Descripción general	12
3.3. Modelo de optimización matemática	13
3.3.1. Flujo de potencia AC no lineal	13
3.3.2. AC-OPF lineal	14
3.3.2.1. Modelo base	14
3.3.2.2. Paneles Solares	16
3.3.2.3. Baterías	16
3.3.2.4. <i>Line Switching</i>	17
3.3.2.5. Algoritmo iterativo	18
3.4. Modelo de dos etapas	18
3.4.1. Etapa de optimización	18
3.4.2. Etapa de simulación	20
4. Casos de Estudio	24
4.1. Datos de entrada	25
4.1.1. Topología	25
4.1.2. Perfiles	26
4.1.3. Costos de inversión	28
4.2. Casos de estudio	28
4.2.1. Caso Base	30

4.2.2.	Inversión en doble circuito	30
4.2.3.	Instalación de GD	31
4.2.4.	Conmutación inteligente	33
5.	Resultados y discusión	34
5.1.	Resultados	34
5.1.1.	Falla externa	34
5.1.2.	Falla interna	35
5.1.3.	Falla combinada	35
5.2.	Análisis económico	36
5.2.1.	Falla externa	36
5.2.2.	Falla interna	37
5.2.3.	Falla combinada	38
5.2.4.	Análisis de sensibilidad	39
5.3.	Análisis de Pareto	40
6.	Conclusiones y trabajo futuro	45
6.1.	Conclusiones	45
6.2.	Trabajo futuro	46
	Bibliografía	47
	Anexo A. Ejemplos prácticos de algoritmos	50
A.1.	Detección de ciclos con algoritmo DFS	50
A.2.	Búsqueda de topología candidata	51
A.3.	Red IEEE de 37 barras modificada	52
	Anexo B. Comparación método iterativo	54

Índice de Tablas

4.1.	Costos de inversión por tecnología.	28
4.2.	Promedio de duración de fallas.	29
5.1.	Comparación de alternativas en falla externa, variables F.O	34
5.2.	Costos asociados a alternativas para falla externa.	35
5.3.	Comparación de alternativas en falla interna, variables F.O	35
5.4.	Costos asociados a alternativas para falla interna.	35
5.5.	Comparación de alternativas en falla combinada, variables F.O	36
5.6.	Costos asociados a alternativas para falla combinada.	36
5.7.	Costo de mejora en confiabilidad según tipo de falla.	44
A.1.	Red IEEE modificada.	52
A.2.	Factor de potencia de cargas red IEEE modificada.	53
B.1.	Comparación métodos de resolución flujos de potencia AC.	54
B.2.	Tiempos de ejecución modelos flujo AC.	55

Índice de Ilustraciones

1.1.	Generación eléctrica por según fuente.	2
2.1.	Red eléctrica inteligente. Fuente: Efacec.	6
3.1.	Modelo serie.	13
3.2.	Aproximación de región factible mediante rectas.	16
3.3.	Diagrama de bloques del método iterativo.	18
3.4.	Esquema del algoritmo de búsqueda de topología radial.	22
3.5.	Diagrama de bloques modelo de dos etapas.	23
4.1.	Esquema de conexión sistema completo.	25
4.2.	Red IEEE de 37 barras modificada.	25
4.3.	Perfil de demanda agregado Chañaral.	26
4.4.	Perfil de precios semana promedio barra Diego de Almagro.	27
4.5.	Perfil de generación fotovoltaica para 1[kW] de potencia instalada (Chañaral).	27
4.6.	Distribución de duración de fallas según su tipo.	30
4.7.	Distribución de duración de fallas según tipo de circuito (falla externa).	31
4.8.	Nodos con instalación de generación distribuida.	32
4.9.	Red con GD y equipos de LS.	33
5.1.	Proyección de costos de inversión generación distribuida.	39
5.2.	Proyección de costos para los distintos tipos de falla.	40
5.3.	Soluciones de Pareto para una falla externa.	41
5.4.	Soluciones de Pareto para una falla interna.	42
5.5.	Soluciones de Pareto para una falla combinada.	43
5.6.	Fronteras de Pareto según costo de falla.	44
A.1.	Grafo no dirigido con un loop.	50
A.2.	Búsqueda de ciclos.	51
A.3.	Red eléctrica enmallada con operación radial.	51
B.1.	Perfiles de tensión con distintos métodos de flujo de potencia AC.	55

Acrónimos

AC	: Corriente alterna (<i>Alternating current</i>)
AC-OPF	: Flujo óptimo de potencia en corriente alterna (<i>Alternating current optimal power flow</i>)
BFM	: Modelo de flujo por rama (<i>Branch flow model</i>)
BIM	: Modelo de inyección por rama (<i>Branch injection model</i>)
DC	: Corriente directa (<i>Direct current</i>)
DSP	: Planificación del sistema de distribución (<i>Distribution system planning</i>)
DSR	: Reconfiguración del sistema de distribución (<i>Distribution system reconfiguration</i>)
GA	: Algoritmo genético (<i>Genetic algorithm</i>)
GD	: Generación distribuida
LS	: Conmutación de líneas (<i>Line switching</i>)
OPF	: Flujo óptimo de potencia (<i>Optimal power flow</i>)
PMGD	: Pequeños medios de generación distribuida
QCP	: Programación con restricciones cuadráticas (<i>Quadratic constrained programming</i>)
QP	: Programación cuadrática (<i>Quadratic programming</i>)
SAIDI	: Tiempo total promedio de interrupción por cliente (<i>System average interruption duration index</i>)
SAIFI	: Frecuencia media de interrupción por cliente (<i>System average interruption frequency index</i>)
SOCP	: Programación cónica de segundo orden (<i>Second order cone programming</i>)
SSEE	: Subestación eléctrica

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

Durante los últimos años ha habido una creciente preocupación sobre el cuidado del medio ambiente, producto del cambio climático y sus consecuencias en la vida de las personas, lo que ha generado que en particular el sector eléctrico comience una transición de un esquema en donde predominan las fuentes de generación altas en emisiones de carbono, hacia uno en donde la generación renovable comienza a tener mucha más participación, tal como se muestra en la figura 1.1 [1], donde se puede apreciar un aumento significativo en la energía suministrada total por parte de fuentes renovables como solar y eólica en los últimos años. Adicionalmente se ha visto un interés en el cambio de paradigma hacia redes eléctricas inteligentes [2], en donde predominan este tipo de fuentes de generación, además vehículos eléctricos, sistemas de almacenamiento, equipos de *line switching*, etc., lo que su vez ha producido que este tipo de tecnologías presenten costos de inversión cada vez menores [3], y que por lo tanto su inclusión en el sistema eléctrico sea más atractiva tanto por sus beneficios económicos, sociales y medioambientales.

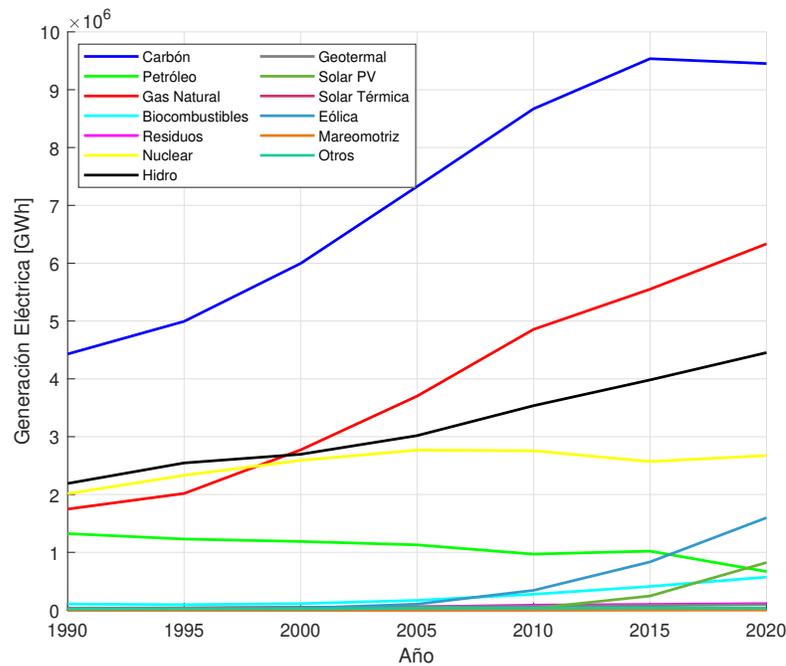


Figura 1.1: Generación eléctrica por según fuente.

La incorporación de generación distribuida es una de las componentes básicas de las redes inteligentes, puesto que permite que las fuentes de generación se encuentren mas cercanas a los consumos, reduciendo las pérdidas y con esto el costo de operación. Además una de sus principales características es que permiten la formación de microrredes, las cuales presentan beneficios como el modo de operación en isla cuando se produce una falla, proporcionan una mayor flexibilidad, mejoran la calidad del suministro en lugares donde el sistema de transmisión es deficiente y retrasan inversiones en la expansión del sistema [4]. Sin embargo, la incorporación de este tipo de tecnologías agrega una complejidad extra en la planificación y operación de las redes eléctricas de distribución producto de su variabilidad e incertidumbre [5], además de requerir sistemas de control y comunicación para una correcta coordinación. Adicionalmente se debe tener en cuenta que la principal función del sistema eléctrico es suministrar energía a los consumidores mediante una operación óptima en el sentido económico, y con estándares razonables de calidad y continuidad en el tiempo, lo que se conoce como confiabilidad.

Por lo tanto resulta fundamental el desarrollo de herramientas que permitan una correcta modelación de los sistemas eléctricos, que incorpore la generación distribuida y otras estrategias en la transición hacia redes eléctricas inteligentes, y que además permita evaluar las mejoras en la confiabilidad de este tipo de tecnologías, reduciendo el impacto económico y social que tiene la ocurrencia intempestiva de fallas en el sistema de distribución.

1.2. Hipótesis

La primera hipótesis de investigación que se presentan en este trabajo es que la incorporación de tecnologías como la generación distribuida y el *line switching* son técnica y económicamente factibles, y además presentan mejoras ante fallas intempestivas en la red,

mejorando así la confiabilidad de esta.

La segunda hipótesis se basa en que es posible el desarrollo de un modelo de optimización matemática que incorpora este tipo de tecnologías en una fase inicial de planificación, y que luego permite estudiar su desempeño ante fallas mediante técnicas de simulación.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

El objetivo general de la presente tesis es realizar una planificación y operación óptima de redes eléctricas de distribución, las cuales incorporan generación distribuida y equipos de *line switching* capaces de realizar cambios topológicos con el fin de afrontar diferentes escenarios de falla y reducir los costos asociados a estas. Para esto se diseña un modelo de optimización matemático de dos etapas, que permite tomar decisiones de inversión y posteriormente simular y evaluar su desempeño.

1.3.2. Objetivos específicos

- Desarrollar un modelo de optimización matemático que permita una planificación de la red eléctrica de distribución, y que considere los distintos desafíos que estas presentan en su modelación, como su operación radial e incorporación de generación distribuida.
- Diseñar un modelo de dos etapas, el cual incluya una primera fase de optimización en donde se planifica y se toman las decisiones de inversión en la red, y una segunda fase de simulación en donde se incorporan fallas intempestivas al sistema.
- Determinar los costos de inversión, operación y falla totales del sistema ante distintos eventos de falla, y considerando distintas estrategias de protección ante estas.
- Analizar la sensibilidad de las mejores estrategias ante las fallas estudiadas, mediante una variación en los costos de inversión de las distintas tecnologías.

1.4. Estructura del documento

El primer capítulo de este trabajo presenta una introducción, en donde se detalla la motivación y los objetivos. El segundo capítulo corresponde al estado del arte con respecto a los flujos de potencia en redes eléctricas de distribución y la transición hacia las *smart grids*, y como la generación distribuida tiene un papel fundamental en ellas. En el tercer capítulo se presenta la formulación de un flujo AC-OPF lineal con restricciones de radialidad, y se detalla el modelo de dos etapas desarrollado que permite estudiar estrategias de diseño para la mejora de la confiabilidad en la red. El cuarto capítulo presenta los casos de estudio y los datos de entrada. En el quinto capítulo se presentan los resultados y análisis de estos. Finalmente, en el capítulo seis se presentan las principales conclusiones y el trabajo futuro.

Capítulo 2

Estado del Arte

Tradicionalmente las redes eléctricas están diseñadas de tal forma que las fuentes de generación (altas en emisiones de carbono) están muy lejanas de los centros de consumo, y es la red de transmisión de alta tensión la encargada de transportar la energía hacia las grandes urbes. Posteriormente la red de distribución, que opera en media (voltajes superiores a $1[kV]$ e inferiores a $23[kV]$) y baja tensión (voltajes inferiores a $1[kV]$), es la que transfiere la energía desde una subestación primaria a los consumidores residenciales, comerciales e industriales. Adicionalmente, se deben cumplir criterios de confiabilidad, estabilidad y eficiencia.

Sin embargo, en los últimos años se ha visto un aumento en tecnologías bajas en emisiones de carbono como energía solar, eólica, equipos de almacenamiento, etc., y no sólo a nivel de generación a gran escala, sino que también en las redes de distribución como paneles fotovoltaicos residenciales o PMGD¹. Esto trae consigo importantes desafíos tanto en la operación de la red, como en su planificación.

Esta sección presenta los conceptos claves para lograr comprender la metodología de la presente tesis, en particular sobre el desarrollo de redes eléctricas inteligentes y la incorporación de distintas tecnologías para mejorar la confiabilidad.

2.1. Convexificación y linealización de flujos de potencia para redes de distribución

La necesidad de redes eléctricas más confiables, eficientes y con una generación limpia y renovable trae consigo desafíos importantes, sobre todo en redes eléctricas de distribución, que tradicionalmente tenían solo el objetivo de suministrar al consumidor final. La incorporación de vehículos eléctricos, generación distribuida (GD) y residencial, almacenamiento, etc., requiere del desarrollo de nuevos algoritmos de optimización que permitan aprovechar al máximo los beneficios de estos nuevos participantes.

En ese sentido, el problema de optimización conocido como OPF, ha sido la herramienta por excelencia para estudiar el comportamiento de los sistemas eléctricos de potencia considerando manejo de congestiones, operación económica, etc., y desde el punto de vista estacionario [6]. Su formulación consiste en una función objetivo específica sujeta a restriccio-

¹ PMGD: Pequeños medios de generación distribuida.

nes físicas y operacionales del sistema eléctrico. Se considera que existen dos tipos de OPF, el AC y el DC, que valga la redundancia provienen de los modelos de flujo de potencia AC y DC respectivamente.

En cuanto al AC-OPF, este consiste en un problema de programación no lineal (NLP) que tradicionalmente se ha utilizado para un despacho económico [7]. Su formulación puede ser adaptada para distintas funciones objetivo (maximizar inversión en GD, minimizar costo, pérdidas, etc.), sujeta a las leyes de Kirchhoff tradicionales, las cuales incluyen variables de optimización cuadráticas y funciones no convexas. Por lo tanto, la complejidad de resolver un flujo AC completo obliga a realizar aproximaciones que permitan convexificar y linealizar las ecuaciones, de manera que la resolución se vuelva más sencilla.

En términos sencillos, un problema de optimización convexo es aquel en donde su función objetivo y sus restricciones son convexas. Este tipo de problemas poseen varias propiedades que permiten una resolución más fácil que su contraparte no convexa. En particular un mínimo local en un problema de optimización convexo es también un mínimo global, por lo que cualquier solución encontrada es óptima para todo el problema, y no solo para una parte acotada de este. Además existe una gran cantidad de algoritmos que permiten la resolución de problemas convexas, como métodos de punto interior, multiplicadores de Lagrange o el método de Newton [8].

En un DC-OPF, que es el que comúnmente se utiliza para analizar redes eléctricas de transmisión (o de alta tensión), se realizan simplificaciones que permiten linealizar las ecuaciones de un AC-OPF completo, tales como desprestigiar la componente resistiva de la impedancia de las líneas y aproximar funciones trigonométricas, debido a la poca variación en la diferencia angular entre barras. Sin embargo la principal simplificación es desprestigiar el flujo de potencia reactiva, debido a que se considera que es algo más localizado [9]. En una red de distribución, en donde las líneas son de menor longitud y tensión, utilizar un flujo de potencia DC para realizar un análisis no es posible, debido a que no todas esas simplificaciones son válidas. Por lo tanto se hace necesario el uso de un AC-OPF.

En [10] se propone una formulación QP de un AC-OPF, mediante cortes tangenciales que realizan una estimación del voltaje, corriente y potencias. Si bien este método muestra mejores resultados (en términos de tiempo y proximidad con un óptimo global) que un AC-OPF completo y que un QCP como el propuesto en [11], su principal limitante es la cantidad de cortes requeridos para cada línea de la red.

En [12],[13] se plantea una serie de “relajaciones” que permiten convexificar pero no linealizar el flujo de potencia AC, eliminando los ángulos fasoriales de la corriente y voltaje, y posteriormente aproximando el problema mediante programación cónica. El modelo se plantea como un BFM, en lugar de un BIM que se utiliza tradicionalmente. Sin embargo al no ser lineal, su implementación a gran escala y para redes muy enmalladas tiene un alto costo computacional.

En [14] se propone un método para linealizar un AC-OPF que involucra expansión en series de Taylor, aproximación lineal por partes y discretización usando expansión binaria. Si bien los resultados muestran que la resolución con la formulación lineal se acerca bastante

a los resultados utilizando software especializado para AC-OPF no lineales, algunos de los métodos de linealización implican la adición de nuevas variables de optimización, incluyendo variables continuas y binarias, lo cual supone un problema en sistemas eléctricos con una gran cantidad de barras y líneas, debido al costo computacional que se requiere.

Por lo tanto, se desprende de la literatura revisada que existe un esfuerzo e interés importantes por realizar una convexificación y también una linealización del flujo óptimo de potencia AC, con el fin de reducir los tiempos de cálculo computacional, y de esta manera estudiar en detalle problemas relacionados a planificación y operación de redes eléctricas de distribución.

2.2. Cambio de paradigma en redes de distribución

Una *Smart Grid* o red inteligente plantea un nuevo paradigma en sistemas eléctricos de distribución, en el cual la red deja de ser un sistema pasivo y pasa a ser uno activo, que requiere de nuevas capacidades de comunicación y control, involucra nuevas fuentes de energía, además de nuevos modelos computacionales que permitan realizar un correcto análisis y planificación. Entre los beneficios de una red inteligente se tienen mejoras en la eficiencia de la transmisión de energía, una restauración más rápida del suministro luego de una falla, incrementa la integración de nuevas fuentes de generación, tanto residencial como a gran escala, entre otros [15]. En la figura 2.1 se muestra un esquema de los participantes que interactúan en una red eléctrica inteligente:

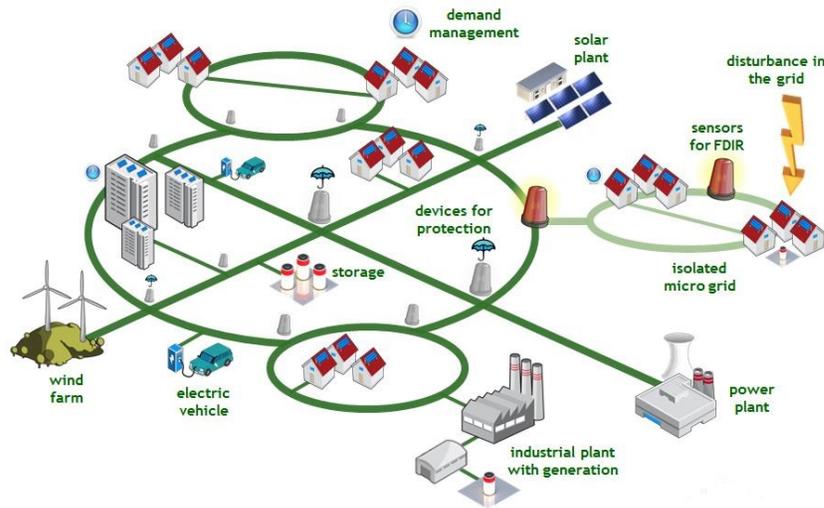


Figura 2.1: Red eléctrica inteligente. Fuente: Efacec.

Uno de los conceptos principales dentro de las redes inteligentes es el de microred, definido como un grupo interconectado de cargas controlables y de generación distribuida, entre las que se incluyen fuentes de generación renovables y no renovables, además de almacenamiento, y que opera dentro un área generalmente reducida de la red eléctrica de distribución. Si se maneja adecuadamente, puede actuar como un agente que opera en paralelo con la red eléctrica o bien, en un modo aislado conocido como *isla* [16], tal como se muestra en la figura 2.1.

La incorporación de *switches* y la instalación de generación distribuida en los sistemas

eléctricos, permite la aislación de fallas mediante el seccionamiento inteligente y la formación de micro redes o islas, lo cual mejora la confiabilidad y permite mantener la continuidad del suministro. Por lo tanto, modelar la incorporación de estas tecnologías resulta de relevancia.

2.2.1. Conmutación inteligente

Las redes eléctricas de distribución generalmente operan de manera radial, principalmente debido a que esta configuración tiene un menor costo, facilita la coordinación de las medidas de protección, reduce la corriente de corto circuito y permite un mejor control del flujo de potencia [17]. Por lo tanto, es importante mantener este tipo de topología al momento de resolver tanto un problema de reconfiguración (DSR), en donde se busca una topología radial minimizando pérdidas, como en un problema de planificación (DSP) en donde dada una topología inicial, el objetivo es expandir la red minimizando el costo de inversión para un horizonte de tiempo determinado [18].

En [17] se implementa un modelo capaz de considerar distintos índices de confiabilidad como SAIDI, SAIFI, energía no suministrada y las pérdidas de potencia activa, dentro de la función objetivo, y teniendo como principal restricción una reconfiguración que mantenga la topología radial. Si bien el modelo es capaz de capturar variables de interés como los índices mencionados anteriormente mediante una optimización Pareto eficiente, no considera una operación multitemporal, la incorporación de generación distribuida ni la estocasticidad de la demanda. Sin embargo es un buen método para realizar un análisis con una función multiobjetivo, puesto que muestra tiempos de cálculo menores que métodos similares.

En [18] se hace una gran contribución en la transición hacia redes más inteligentes, puesto que se plantea una serie de restricciones que permiten mantener la radialidad, y que hasta ese momento no habían sido resueltas apropiadamente. Estas restricciones se separan en tres tipos, para generalizar distintas situaciones que pueden ocurrir al momento de querer mantenerse la radialidad:

- Presencia de más de una subestación: cuando ocurre esta situación, la restricción tradicional para mantener radialidad definida por $N_{lineas} = N_{nodos} - 1$, se debe modificar por $N_{lineas} = N_{nodos} - N_{subestaciones}$. Este caso aparece mas frecuentemente en problemas del tipo DSP.
- Fuentes de generación distribuida: cuando se incorpora generación distribuida en un problema DSP, es posible que se requiera que estas no formen zonas que operan independiente de la red (en isla), en cuyo caso se establecen cargas ficticias en los nodos donde hay generación distribuida, las cuales solo pueden ser alimentadas por un generador ficticio, que en este caso es la subestación de distribución.
- Nodos de transferencia: son aquellos nodos que no poseen generación ni carga. La presencia de este tipo de nodos puede generar problemas de radialidad, además se debe asegurar que no sean nodos terminales o nodo hoja. Para solucionar esto se plantean restricciones, o bien se puede definir una carga muy pequeña en los nodos terminales, tal que no afecte el flujo de potencia (del orden de 0,001 pu).

Estas restricciones se incorporaron a modelos DSR y DSP no lineales, los cuales son resueltos con técnicas de programación en enteros. Una de las principales ventajas de estas

restricciones es que son lineales, por lo que la carga computacional que agregan a los modelos de optimización no es tan alta. Sin embargo, los dos tipos de problema presentados en este trabajo no incorporan en su modelación la ocurrencia de fallas.

En [19] se implementa una estrategia gráfica-teórica que permite resolver el problema de restauración del sistema (DSR), luego de ocurrida una falla que altera la estructura topológica de la red, teniendo como objetivo principal maximizar la restauración de la carga y minimizar las operaciones de *line switching*. Esta estrategia presenta tiempos de ejecución bastante bajos y una mayor recuperación de carga en comparación con otro tipo de algoritmos de reconfiguración, siempre y cuando se consideren fallas en una única línea de la red y en régimen estacionario, puesto que se plantea como trabajo futuro analizar escenarios donde ocurren fallas múltiples en la red, producidas por un evento climático por ejemplo. Tampoco se considera la interacción de las microredes con la red principal en este trabajo, puesto que solo se utilizan como un respaldo para cargas fuera de servicio ante la ocurrencia de fallas.

En [20] se desarrolla un modelo de restauración del suministro, que incorpora generación distribuida, basado en el concepto de *minimum spanning forest*, el cual consiste en asignar un valor de daño a cada línea de la red luego de ocurrida una falla, y posteriormente minimizar la formación de *spanning trees* (o zonas aisladas) que contengan aquellas líneas más dañadas. Por lo tanto, se tiene una función objetivo que busca maximizar la restauración de cargas, pero minimizando la formación de *spanning trees* con líneas dañadas. A pesar de que el estudio se enfoca en resiliencia, su formulación resulta bastante útil para estudiar el desempeño de la generación distribuida y el seccionamiento inteligente ante distintos escenarios de falla, puesto que plantea restricciones de radialidad y que incluyen variables binarias para desconectar elementos de la red.

2.2.2. Generación distribuida

La incorporación de generación distribuida tiene múltiples ventajas, como descongestionar al sistema de transmisión y aplazar la inversión en estos, además de reducir las pérdidas en el sistema de distribución. Sin embargo, su principal contribución a la mejora de confiabilidad y resiliencia viene de su potencial para formar micro redes, las cuales pueden aislarse de las red de distribución mediante un seccionamiento automático. Esto permite alimentar ciertas cargas y reducir la energía no suministrada en caso de una falla. Además la incorporación de almacenamiento permite reducir la estocasticidad de generación distribuida renovable, como la solar fotovoltaica o eólica, permitiendo una mayor penetración de esta.

En [21] se plantea un algoritmo basado en una combinación de un flujo de potencia AC con un algoritmo genético (GA), cuyo objetivo es el dimensionamiento y localización óptimos de generación distribuida en redes de distribución. Para la parte de linealización se utiliza lo presentado en [22], mientras que el algoritmo genético es el encargado de determinar la capacidad y en qué nodos se instalan las distintas tecnologías consideradas, resolviendo de manera iterativa el problema de optimización linealizado. El algoritmo se aplicó a dos casos de estudio, que consideran una operación *on-grid* y una *off-grid*, cuyos resultados muestran que la planificación considerando que la red opera de manera on-grid disminuyen de manera considerable el CAPEX y OPEX, debido a que se disminuye la necesidad de baterías durante las horas donde no hay radiación o velocidades de viento suficientes.

En [23] se plantea un modelo de tres capas que permite una restauración del sistema, considerando la variabilidad de la generación distribuida renovable. Lo anterior se realiza mediante la formación de microrredes aisladas y el uso de vehículos eléctricos como almacenamiento. Los resultados muestran que una correcta coordinación entre GD y almacenamiento permiten disminuir la incertidumbre de las fuentes renovables.

En [24] se desarrolla un modelo híbrido que considera técnicas analíticas y de simulación para evaluar la confiabilidad en microrredes con generación renovable no despachable (solar y eólica), considerando el comportamiento estocástico de estas mediante el método de Monte Carlo. Para esto se consideran índices de confiabilidad como SAIDI, SAIFI y energía no suministrada. Al aplicar este modelo en una microrred de prueba pequeña se obtiene que la incorporación de este tipo de tecnologías, de generación intermitente, permite mejoras considerables en los índices de confiabilidad. Sin embargo, una de las limitaciones de este estudio es que no incorpora almacenamiento, el cual podría mejorar aún más los índices de confiabilidad puesto que permite almacenar los excesos de generación renovable durante períodos de baja demanda, para después ser despachados en períodos de alta demanda y con esto reducir la variabilidad asociada a la generación renovable.

Los estudios revisados demuestran que tanto la generación distribuida, por su capacidad de formación de microrredes y su operación en isla, como el seccionamiento inteligente mejoran el desempeño que tiene la red ante distintos escenarios de falla, y además permiten que el sistema de distribución se integre a este nuevo paradigma que requiere una participación más activa, con una mayor capacidad de adaptación y respuesta ante cambios en la generación y en la demanda.

2.3. Contribuciones

Considerando los objetivos y algunas de las limitaciones que presentan los trabajos mostrados anteriormente, las principales contribuciones de esta tesis al estado del arte son:

- Formular un problema de optimización matemática que incluye un nuevo modelo de flujo óptimo de potencia AC, utilizando un método de cortes tangenciales de la región factible de operación y mediante aproximaciones lineales, que permita la incorporación de tecnologías de generación distribuida, para mejorar la confiabilidad ante la ocurrencia de fallas en la red.
- Desarrollar un modelo de flujo de potencia AC lineal para redes eléctricas radiales, el cual incluye la incorporación de decisiones de inversión y que considera la ocurrencia de contingencias, las cuales afectan al suministro. Por lo tanto el objetivo principal del modelo es minimizar los costos asociados a la operación, inversión y falla.
- Aplicar el modelo de dos etapas a una red de distribución rural, para evaluar distintas estrategias que mejoran en confiabilidad, y poder compararlas mediante un análisis de Pareto multi objetivo.

Capítulo 3

Metodología

En este capítulo se presenta el modelo de optimización utilizado, el cuál consiste en un AC-OPF lineal para redes de distribución. Primero se presenta un modelo base, el cuál consiste en un flujo de potencia AC no lineal (y no convexo) desarrollado en la literatura, el cual se puede linealizar mediante aproximaciones de la región factible de operación, y con el uso de un algoritmo iterativo. También se presentan restricciones para incorporar el uso y dimensionamiento de tecnologías renovables, y que además permiten acoplar el despacho de energía en el tiempo, como las baterías.

Adicionalmente, se tiene una serie de restricciones y variables que producen una operación radial de la red, considerando que su diseño no siempre lo es. Esto permite desacoplar la tensión entre dos nodos, eliminar la transferencia de energía, así como también aislar las fallas, y además reconfigurar el sistema eléctrico, permitiendo (si se desea) la formación de islas o microrredes.

Finalmente se presenta un algoritmo que complementa al modelo de optimización matemático, el cual permite estudiar las topologías radiales candidatas (si es que las hay) cuando se produce una falla en alguna de las líneas de la red de distribución.

El objetivo de esta formulación es resolver un problema de planificación de la red eléctrica de distribución en media tensión, dimensionando de manera óptima la capacidad instalada de generación distribuida y la instalación de líneas de respaldo o de redundancia, y estudiar el desempeño de estas ante la ocurrencia de fallas en otras líneas de la red. Lo anterior considerando un análisis en régimen permanente, y comparando cada estrategia mediante el indicador de energía no suministrada.

3.1. Nomenclatura

Conjuntos	Definición
A	Conjunto de coeficientes α que definen rectas tangenciales
B	Conjunto de baterías b
D	Conjunto de demandas d
G	Conjunto de generadores g
L	Conjunto de líneas l
L_n^{to}	Conjunto de líneas l que tienen al nodo n como receptor
L_n^{fr}	Conjunto de líneas l que tienen al nodo n como emisor
N	Conjunto de nodos n
N^{DG}	Conjunto de nodos n con generación distribuida
N^{grid}	Conjunto de nodos n conectados a la red
PV	Conjunto de paneles solares instalados pv

Parámetros	Definición	Unidad
C^{buy}	Precio de compra de energía	\$/MWh
C^{fail}	Costo de falla	\$/MWh
C^{sale}	Precio de venta de energía	\$/MWh
CI^{pv}	Costo de inversión en generación solar	\$/MW
CI^{bess}	Costo de inversión en equipos de almacenamiento	\$/MW
I_l^{max}	Corriente máxima de la línea l	kA
M	Constante de <i>Big - M</i>	-
R_l	Resistencia de la línea l	k Ω
S_l^{max}	Potencia aparente máxima por la línea l	MVA
$\bar{V}_n, \underline{V}_n$	Tensión máxima y mínima en el nodo n	kV
X_l	Reactancia de la línea l	k Ω
α	Coefficiente de la recta tangencial	-
η	<i>round-trip</i> de las baterías	-

VARIABLES	Definición	Unidad
$b_{l,t}$	Var. binaria que da sentido físico a la ec. de tensión	-
$i_{l,t}$	Corriente por la línea l en t	kA
$E_{n,t}^b$	Energía de la batería b conectada en el nodo n en t	MWh
$ENS_{n,t}^P, ENS_{n,t}^Q$	Energía no suministrada activa y reactiva en el nodo n en t	MW
$k_{l,t}$	Flujo de potencia ficticio en la línea l	-
$P_{l,t}, Q_{l,t}$	Flujo de potencia activa y reactiva en la línea l en t	MW, MVA _r
$P_{n,t}^b, Q_{n,t}^b$	Pot. activa y reactiva de la batería b en el nodo n en t	MW, MVA _r
$P_{n,t}^{ch}, P_{n,t}^{dch}$	Pot. de carga y descarga de la batería b en el nodo n en t	MW
$P_{n,t}^g, Q_{n,t}^g$	Pot. activa y reactiva del generador g en el nodo n en t	MW, MVA _r
$P_{n,t}^{pv}$	Pot. activa del generador solar pv en el nodo n en t	MW
P_{pv}^{ins}	Pot. instalada del generador solar pv	MW
$P_{n,t}^{buy}, P_{n,t}^{sale}$	Pot. activa comprada y vendida a la red en el nodo n en t	MW
$Q_{n,t}^{in}, Q_{n,t}^{out}$	Pot. reactiva inyectada por y hacia la red en el nodo n en t	MW
$v_{n,t}$	Tensión en el nodo n en t	kV
$x_{b_{l,t}}$	Variable binaria de conexión de la línea l en t	-

3.2. Descripción general

Se propone un modelo de optimización matemática de dos etapas, el cual toma decisiones de inversión y operación de la red eléctrica. La primera etapa se enfoca en tomar las decisiones de inversión, en donde el objetivo es determinar la capacidad de los paneles fotovoltaicos y baterías, en distintos nodos de la red, los cuales han sido previamente definidos bajo ciertos criterios de seguridad. Esto se realiza mediante un modelo AC-OPF lineal, que incluye dentro de sus variables de optimización la capacidad de estas tecnologías, además de considerar una serie de restricciones operacionales de la red, como límites de tensión y corriente, flujos de potencia y que además se mantenga siempre la topología radial que caracteriza a las redes eléctricas de distribución.

En la segunda etapa del modelo se busca evaluar el desempeño de las estrategias y decisiones de inversión tomadas en la primera etapa, mediante la incorporación de fallas tanto en la red de transmisión como en la de distribución. Para esto se utiliza un procedimiento de simulación, que consiste en asumir una operación normal de la red, y someterla a una falla de manera intempestiva, para luego observar el comportamiento de las distintas variables de optimización. Además, en esta etapa se plantea un algoritmo que busca mantener una topología radial de la red, en caso de que la estrategia escogida incluya este tipo de tecnología. Esto se realiza mediante algoritmos que son ampliamente utilizados en teoría de grafos. Lo anterior considerando siempre un régimen permanente, por lo que no se considera un análisis de estabilidad ni de las corrientes de corto circuito en la red.

El objetivo de este modelo es minimizar los costos de inversión y los costos de operación y falla esperados, calculados de manera anual. Sin embargo el horizonte temporal considera una semana representativa de todo un año, es decir, las restricciones son para 168 horas, la cual resulta de un promedio según la localización geográfica escogida, esto con el fin de reducir la carga computacional en la etapa de simulación. De esta forma se pueden capturar variabilidades de la demanda, precios y radiación solar, de forma que los resultados sean mas representativos de lo que ocurre en la realidad. Adicionalmente, utilizar tecnologías como baterías permite un desacople del despacho de energía, por lo que se pueden observar efectos como compra de energía en horas donde el precio es mas bajo, y venta donde este es más alto. Se debe tener en cuenta que si bien el horizonte temporal es de una semana representativa, los costos asociados a la inversión y a la compra y venta de energía, son ponderados para representar un costo anual.

Una de las características principales del modelo desarrollado es que permite la incorporación de equipos de *line switching*, considerando que siempre se debe mantener una operación radial. Esto se realiza mediante una serie de restricciones con variables binarias durante la primera etapa, mientras que en la segunda etapa se utiliza un algoritmo de búsqueda de topologías, que a partir de una propuesta inicial de líneas candidatas, solo considera aquellas que permiten una operación radial, debido a que la ocurrencia de una falla cambia la topología inicial. Posteriormente se escogen las que minimicen el costo de operación y falla.

3.3. Modelo de optimización matemática

3.3.1. Flujo de potencia AC no lineal

El flujo de potencia AC que se utilizará como base para desarrollar un modelo que permita la incorporación de generación distribuida y conmutación inteligente, es aquella desarrollada en [12][13], en donde se realizaron una serie de relajaciones que permiten eliminar el ángulo de los fasores de corriente y tensión. La solución es una buena aproximación de un flujo de potencia AC completo, puesto que en redes eléctricas radiales reales donde la tensión en la barra slack es cercana a 1[p.u] y la impedancia de las líneas es pequeña, la solución de las ecuaciones relajadas es única y coincide con la solución de un flujo de potencia AC tradicional.

Las ecuaciones (3.1)-(3.8) modelan el flujo de potencia AC relajado, y se basa en un modelo serie como el que se muestra en la figura 3.1. Este modelo corresponde a problema de programación cónica de segundo orden SOCP, por lo tanto es convexo y no lineal.

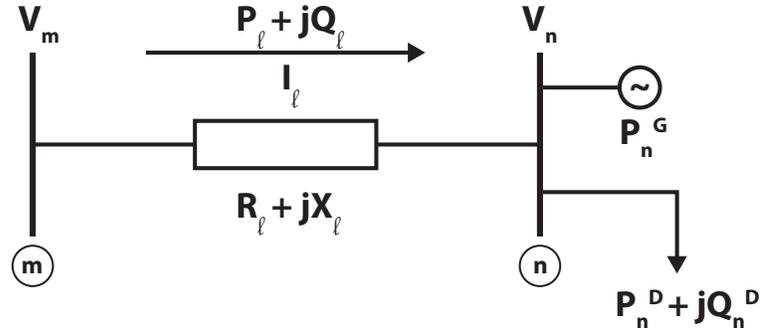


Figura 3.1: Modelo serie.

$$P_{n,t} + \sum_{l \in L_n^{fr}} (P_{l,t} + R_l \cdot |I_{l,t}|^2) - \sum_{l \in L_n^{to}} P_{l,t} = 0 \quad n \in N, t \in T \quad (3.1)$$

$$Q_{n,t} + \sum_{l \in L_n^{fr}} (Q_{l,t} + X_l \cdot |I_{l,t}|^2) - \sum_{l \in L_n^{to}} Q_{l,t} = 0 \quad n \in N, t \in T \quad (3.2)$$

$$P_{n,t} = P_{n,t}^d - P_{n,t}^g \quad n \in N, d \in D, g \in G \quad (3.3)$$

$$Q_{n,t} = Q_{n,t}^d - Q_{n,t}^g \quad n \in N, d \in D, g \in G \quad (3.4)$$

$$|V_{m,t}|^2 - |V_{n,t}|^2 = 2 \cdot (R_l \cdot P_{l,t} + X_l \cdot Q_{l,t}) - |I_{l,t}|^2 \cdot (R_l^2 + X_l^2) \quad m, n \in N, l \in L, t \in T \quad (3.5)$$

$$(P_{l,t})^2 + (Q_{l,t})^2 \leq (S_l^{max})^2 \quad l \in L, t \in T \quad (3.6)$$

$$(P_{n,t}^g)^2 + (Q_{n,t}^g)^2 \leq (S_{n,max}^g)^2 \quad n \in N, g \in G, t \in T \quad (3.7)$$

$$|I_{l,t}|^2 \geq (P_{l,t}^2 + Q_{l,t}^2) / |V_{n,t}|^2 \quad n \in N, l \in L, t \in T \quad (3.8)$$

$$|I_{l,t}|^2 \leq I_{max}^2 \quad l \in L, t \in T \quad (3.9)$$

$$|V_{n,t}|^2 \leq V_{max}^2 \quad n \in N, t \in T \quad (3.10)$$

Por lo tanto, lo que se busca es realizar una linealización de este modelo relajado, de forma que su resolución presente una menor carga computacional. Para esto, se deben eliminar o reemplazar las variables de corriente y voltaje que están en forma cuadrática, y además realizar una linealización de las ecuaciones (3.6) - (3.8).

3.3.2. AC-OPF lineal

La formulación propuesta corresponde a un AC-OPF al cual se le han aplicado simplificaciones y aproximaciones lineales como las descritas en [12][25], las que permiten que este modelo sea convexo y lineal. Como se mencionó anteriormente, el principal objetivo es linealizar las ecuaciones (3.6)-(3.8), lo cual se logra mediante una aproximación por rectas tangentes y con un proceso iterativo, como se detalla más adelante. La formulación base del problema y la incorporación de las distintas tecnologías se presenta a continuación.

3.3.2.1. Modelo base

$$i_{l,t} = |I_{l,t}|^2 \quad l \in L, \quad t \in T \quad (3.11)$$

$$v_{n,t} = |V_{n,t}|^2 \quad n \in N, \quad t \in T \quad (3.12)$$

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & \left(\sum_{n \in N_{red}} \sum_{t \in T} (C^{buy} \cdot P_{n,t}^{grid} - C^{sale} \cdot P_{n,t}^{out}) + \sum_{pv \in PV} (CI^{pv} \cdot P_{pv}^{ins}) + \right. \\ & \left. \sum_{b \in B} (CI^{bess} \cdot S_{max}^b) + CI^{Tx} + \sum_{n \in N} \sum_{t \in T} (C^{fail} \cdot ENS_{n,t}^P) \right) \end{aligned} \quad (3.13)$$

$$P_{n,t} + \sum_{l \in L_n^{fr}} (P_{l,t} + R_l \cdot i_{l,t}) - \sum_{l \in L_n^{to}} P_{l,t} - P_{n,t}^{buy} + P_{n,t}^{sale} - ENS_{n,t}^P = 0 \quad n \in N, \quad t \in T \quad (3.14)$$

$$Q_{n,t} + \sum_{l \in L_n^{fr}} (Q_{l,t} + X_l \cdot i_{l,t}) - \sum_{l \in L_n^{to}} Q_{l,t} - Q_{n,t}^{in} + Q_{n,t}^{out} - ENS_{n,t}^Q = 0 \quad n \in N, \quad t \in T \quad (3.15)$$

$$P_{n,t} = P_{n,t}^d - P_{n,t}^g - P_{n,t}^b - P_{n,t}^{pv} \quad n \in N, \quad d \in D, \quad g \in G, \quad b \in B, \quad pv \in PV, \quad t \in T \quad (3.16)$$

$$Q_{n,t} = Q_{n,t}^d - Q_{n,t}^g - Q_{n,t}^b \quad n \in N, \quad d \in D, \quad g \in G, \quad b \in B, \quad t \in T \quad (3.17)$$

$$v_{m,t} - v_{n,t} = 2 \cdot (R_l \cdot P_{l,t} + X_l \cdot Q_{l,t}) - i_{l,t} \cdot (R_l^2 + X_l^2) + b_{l,t} \quad m, n \in N, \quad l \in L, \quad t \in T \quad (3.18)$$

$$|b_{l,t}| \leq (\bar{V}^2 - \underline{V}^2) \cdot (1 - x_{b_{l,t}}) \quad n \in N, \quad l \in L, \quad t \in T \quad (3.19)$$

$$v_{n,t} = \bar{V}^2 \quad n \in N_{red}, \quad t \in T \quad (3.20)$$

$$\underline{V}^2 \leq v_{n,t} \leq \bar{V}^2 \quad n \in N, \quad t \in T \quad (3.21)$$

$$|i_{l,t}| \leq x_{b_{l,t}} \cdot (I_l^{max})^2 \quad l \in L, \quad t \in T \quad (3.22)$$

$$|P_{l,t}| \leq x_{b_{l,t}} \cdot M \quad l \in L, \quad t \in T \quad (3.23)$$

$$|Q_{l,t}| \leq x_{b_{l,t}} \cdot M \quad l \in L, \quad t \in T \quad (3.24)$$

$$|Q_{l,t}| \leq \frac{-\alpha \cdot P_{l,t} + S_l^{max}}{\sqrt{1 - \alpha^2}} \quad l \in L, \quad \alpha \in A, \quad t \in T \quad (3.25)$$

$$|Q_{n,t}^g| \leq \frac{-\alpha \cdot P_{n,t}^g + S_{n,max}^g}{\sqrt{1 - \alpha^2}} \quad n \in N, \quad \alpha \in A, \quad t \in T \quad (3.26)$$

$$v_{n,t} \cdot i_{l,t} \geq \tilde{P}_{l,t}^2 + 2 \cdot \tilde{P}_{l,t} \cdot (P_{l,t} - \tilde{P}_{l,t}) + \tilde{Q}_{l,t}^2 + 2 \cdot \tilde{Q}_{l,t} \cdot (Q_{l,t} - \tilde{Q}_{l,t}) \quad n \in N, \quad l \in L, \quad t \in T \quad (3.27)$$

Las ecuaciones (3.11) y (3.12), presentan la primera simplificación, que consiste en introducir variables de corriente y voltaje que representan el equivalente cuadrático del modelo no lineal.

La ecuación (3.13) corresponde a la función objetivo del problema, la cual busca minimizar el costo de operación e inversión de la red eléctrica de distribución. La operación considera la compra y venta de energía a la red, además de los costos variables de operación de cualquier generador que se incluya en la optimización. La inversión considera la instalación de paneles fotovoltaicos y baterías, considerando un costo de inversión anualizado. El último término corresponde al costo por energía no suministrada.

Las ecuaciones (3.14) y (3.15) representan el balance de flujos de potencia activa y reactiva en los nodos que están conectados a una SSEE, por lo que es necesario agregar las variables de optimización $P_{j,t}^{red}$ y $P_{j,t}^{out}$, para dar cuenta de las compras y ventas de energía en esos puntos de conexión. Las ecuaciones (3.16)-(3.17) definen el balance de potencia en cualquier otro nodo de la red, que no tenga conexión directa con una SSEE.

Las ecuaciones (3.18) - (3.21) definen la caída de tensión entre nodos, en donde el uso de la variable $b_{i,j,t}$ permite que la ecuación (3.18) tenga sentido al momento de que ocurra la desconexión de una línea producto de una conmutación inteligente. Esto se realiza según la modelación utilizada en [26] de la siguiente manera:

- Línea operativa: ocurre cuando la variable binaria $x_{b_{l,t}}$ es igual a 1 por lo que, debido a la ecuación (3.19), la variable binaria $b_{l,t}$ es igual a 0, y por lo tanto se elimina esta variable de la ecuación (3.18), obteniéndose la ecuación de diferencia de tensión del AC-OPF relajado formulado anteriormente. Adicionalmente, las restricciones que limitan la corriente y los flujos de potencia quedan limitados por sus máximos físicos.
- Línea desconectada: ocurre cuando la variable binaria $x_{b_{l,t}}$ es igual a 0 por lo que, según las ecuaciones (3.22) - (3.24), la corriente y flujos de potencia activa y reactiva se anulan, mientras que la diferencia de tensión entre los nodos que conectan a la línea en cuestión queda definida por la variable binaria $b_{l,t}$, que a su vez queda limitada por la diferencia de tensión máxima y mínima. Esto implica que la diferencia de tensión entre dos nodos que ya no tienen conexión, debido a la desconexión de la línea que los unía, es igual a cualquier valor entre los límites de tensión mínimos y máximos.

Las ecuaciones (3.22) - (3.24) establecen la corriente y flujos máximos que pueden circular por una línea, considerando que la desconexión producto del *line switching* implicaría que

estos flujos son cero ($x_{b_i,t} = 0$). La constante M de las ecuaciones (3.23) - (3.24) es la denominada constante de *Big-M*, y como su nombre lo indica tiene un valor muy elevado (más que los límites de las variables), lo cual permite que en caso de que la línea que une dos nodos adyacentes si se encuentre en funcionamiento ($x_{b_i,t} = 1$), los flujos de potencia activa y reactiva tomen el valor real que les corresponde.

Las ecuaciones (3.25)-(3.26) corresponden a la aproximación mediante rectas tangentes de la región factible de operación, tanto de líneas de transmisión como de generadores, lo cual corresponde a una linealización de las ecuaciones (3.6) y (3.7) del flujo de potencia AC no lineal. Esto se realiza mediante la variación del parámetro α , el cual toma valores entre -1 y 1 , tal como se explica en [25]. En la figura 3.2 se muestra gráficamente lo anterior:

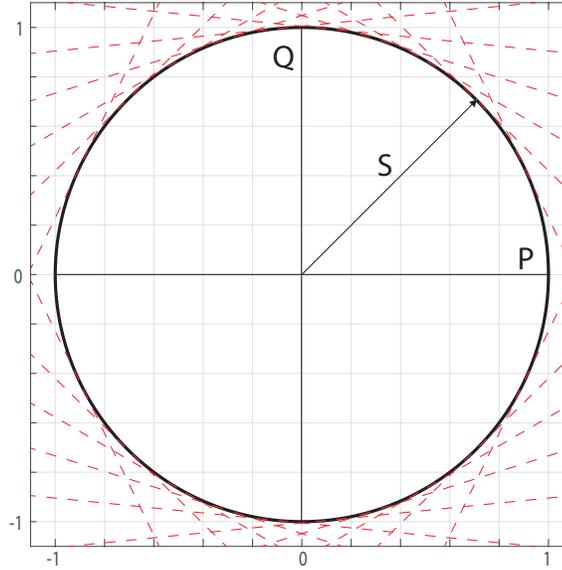


Figura 3.2: Aproximación de región factible mediante rectas.

3.3.2.2. Paneles Solares

La ecuación (3.28) define la potencia que los paneles fotovoltaicos pueden entregar en cada nodo de la red. La variable $P_{n,t}^S$ es la potencia que inyecta el panel en el nodo n , la cual está limitada por la potencia instalada P_{pv}^{ins} (variable en la F.O) y por el perfil solar de la zona geográfica en estudio, $Solar_{pv,t}$. De esta forma se permite el desprendimiento de generación en caso de requerirlo.

$$P_{n,t}^{pv} \leq P_{pv}^{ins} \cdot Solar_{pv,t} \quad n \in N, \quad pv \in PV, \quad t \in T \quad (3.28)$$

3.3.2.3. Baterías

Las baterías se modelan de acuerdo a lo planteado en [27], en donde las ecuaciones (3.29)-(3.34) dan cuenta de su comportamiento. El estado de carga se modela mediante la ecuación (3.30), el cual depende de la potencia de carga y descarga en cada instante de tiempo. La ecuación (3.31) da cuenta del estado inicial y final de la batería en el período estudiado, mientras que las ecuaciones (3.32) y (3.33) modelan los rangos de energía y potencia. Por

último la ecuación (3.34) define la duración de la batería, es decir, cuanto tiempo Δt se debe hacer trabajar a plena carga para poder descargarla por completo.

$$P_{n,t}^b = P_{n,t}^{dch} - P_{n,t}^{ch} \quad n \in N, t \in T \quad (3.29)$$

$$E_{n,t}^b = E_{n,t-1}^b + P_{n,t}^{ch} \cdot \eta - P_{n,t}^{dch} \quad n \in N, b \in B, t \in T \quad (3.30)$$

$$E_{n,t_0}^b = 0, 5 \cdot E_{max}^b = E_{n,t_f}^b \quad n \in N, b \in B \quad (3.31)$$

$$E_{min}^b \leq E_{n,t}^b \leq E_{max}^b \quad j \in N, b \in B, t \in T \quad (3.32)$$

$$\left| Q_{n,t}^b \right| \leq \frac{-\alpha \cdot P_{n,t}^b + S_{max}^b}{\sqrt{1 - \alpha^2}} \quad n \in N, b \in B, \alpha \in A, t \in T \quad (3.33)$$

$$\Delta t \cdot S_{max}^b \geq E_{max}^b \quad b \in B \quad (3.34)$$

3.3.2.4. *Line Switching*

Para lograr implementar los cambios de topología en la red, se plantean las ecuaciones (3.35)-(3.40), las cuales corresponden a la formulación planteada en [18]:

$$\sum x_{b_{l,t}} = |N| - |N_{red}| \quad l \in L, t \in T \quad (3.35)$$

$$\sum_m k_{nm,t} - \sum_m k_{mn,t} = K_n \quad n \in N, t \in T \quad (3.36)$$

$$K_n = -|N_{GD}| \quad n \in N_{red} \quad (3.37)$$

$$K_n = 1 \quad n \in N_{GD} \quad (3.38)$$

$$K_n = 0 \quad n \notin N_{GD} \cup N_{red} \quad (3.39)$$

$$|k_{l,t}| \leq |N_{GD}| \cdot x_{b_{l,t}} \quad l \in L, t \in T \quad (3.40)$$

La ecuación (3.35) plantea que la cantidad de líneas en operación debe ser igual a la cantidad de nodos menos la cantidad de subestaciones o conexiones con la red de transmisión, lo que corresponde a la condición básica para que la red en estudio mantenga su característica radial. Esta condición sería suficiente para cualquier red enmallada que no posea generación distribuida, puesto que con su presencia se pueden formar micro redes aisladas o *islas*. Para evitar eso se utilizan cargas y flujos ficticios. La ecuación (3.36) corresponde a un balance nodal de los flujos ficticios. La ecuaciones (3.37)-(3.39) plantean que el nodo de la SSEE tiene una carga negativa (generador ficticio), cuya capacidad es igual a la cantidad de nodos con generación distribuida, mientras que los nodos con generación distribuida se comportan como una carga ficticia con un valor de 1. En el caso de los nodos que no poseen generación distribuida, su carga ficticia es igual a 0. Por último, la ecuación (3.40) permite que cuando una línea es desconectada producto de cambios en la topología ($x_{b_{ij,t}} = 0$), el valor del flujo ficticio por ella se anule, y de esta manera no afecta el balance nodal.

3.3.2.5. Algoritmo iterativo

La ecuación (3.27) corresponde a una linealización mediante una aproximación por series de Taylor de la ecuación (3.8). Este método tiene un carácter iterativo, en donde $v_{n,t}$, $\tilde{P}_{l,t}$ y $\tilde{Q}_{l,t}$ corresponden a los valores de tensión, potencia activa y reactiva, respectivamente, de la iteración anterior. Luego de cada iteración, se realiza una actualización del valor de $i_{l,t}$ y posteriormente se agrega un nuevo corte, es decir, se actualizan los valores de la restricción, en caso de que no se cumpla el criterio de convergencia establecido. Lo anterior se muestra en un diagrama de bloques en la figura 3.3:

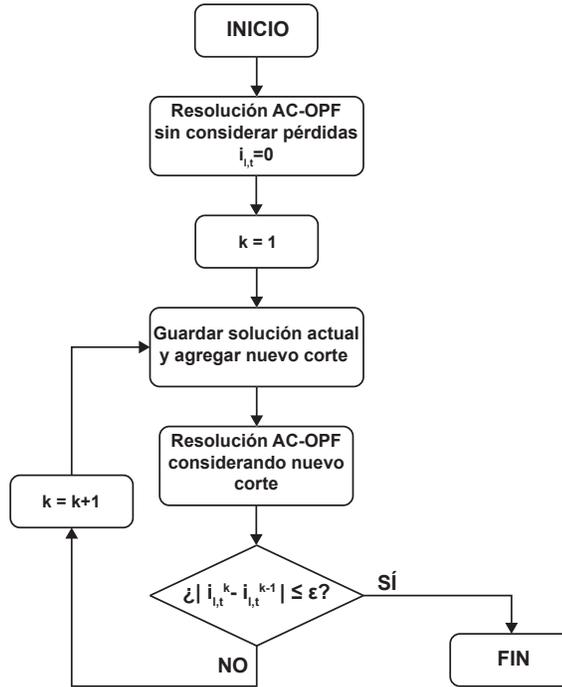


Figura 3.3: Diagrama de bloques del método iterativo.

En el Anexo B se muestra una comparación entre los valores obtenidos mediante una simulación en el software libre OpenDSS, con los obtenidos de implementar el modelo iterativo y un modelo QCQP, este último utilizando las restricciones cuadráticas de planteadas en la sección 3.3.1.

3.4. Modelo de dos etapas

A continuación se detalla el modelo de dos etapas desarrollado, el cual consiste en una primera etapa de optimización en donde se toman las decisiones de inversión, y en una segunda etapa de simulación que permite evaluar el desempeño mediante la incorporación de fallas.

3.4.1. Etapa de optimización

Esta etapa se enfoca en tomar las decisiones y estrategias de inversión, asumiendo que la red se protege para una contingencia en particular, que en el caso del presente trabajo consiste en una falla en alguna de las líneas de distribución de media tensión, o bien en la

línea de transmisión que conecta a la red modelada con el resto del sistema eléctrico o *main grid*. La ocurrencia de la falla se modela de la siguiente manera:

- Falla externa: corresponde a la falla en la red de transmisión, en cuyo caso se agrega la siguiente restricción:

$$P^{buy}_{n,t} = P^{sale}_{n,t} = 0 \quad n \in N, \quad t \in T \quad (3.41)$$

- Falla interna: corresponde a la falla en alguna de las líneas de distribución de la red, por lo tanto el flujo en esa línea es nulo. Esto produce que otras variables, como la corriente y la variable binaria asociada al *line switching* también se anulen. Se agrega la siguiente restricción:

$$|P_{l,t}| = |Q_{l,t}| = 0 \quad l \in L, \quad t \in T \quad (3.42)$$

Por lo tanto, dado un escenario inicial en donde se produce una falla interna o externa, las decisiones de inversión se enfocan en protegerse para ese escenario particular. Posteriormente se evalúa el desempeño de esta decisión en la etapa de simulación. Cabe destacar que se asume que existen en la red los equipos de maniobra necesarios para aislar la falla, y por lo tanto esta no se propague al resto de líneas del sistema.

Estas estrategias pueden ser la instalación de generación distribuida (paneles fotovoltaicos y baterías), robustecimiento de la transmisión mediante un doble circuito o inversiones en la red de distribución, mediante la instalación de redundancia o líneas que aporten la capacidad de una reconfiguración mediante *line switching*. Esto se realiza utilizando el modelo de optimización AC-OPF lineal planteado en la sección anterior.

Luego de escogida la estrategia de protección se procede a obtener una operación base de la red, es decir, una operación que no considera la falla para la cual el sistema se encuentra preparado. Para esto, nuevamente se utiliza el modelo de optimización, pero fijando las variables de inversión. Esto permite obtener el comportamiento de las variables del sistema eléctrico cuando este no se encuentra preparado para afrontar una falla intempestiva, y de esta forma lograr evaluar su desempeño en la segunda etapa.

Por lo tanto en esta etapa se obtiene como resultado la capacidad de los paneles fotovoltaicos y baterías, que puede ser nula en caso de que la estrategia considerada sea únicamente equipos de *line switching* o la instalación de un doble circuito, y además el valor de las variables de optimización durante la operación de la red en condiciones normales, es decir, sin la ocurrencia de fallas.

Cabe destacar que la capacidad instalada de la generación distribuida se decide mediante el modelo de optimización, pero su ubicación dentro de la red se realiza de manera manual o por inspección. Si bien es posible permitir que todos los nodos de la red puedan poseer generación distribuida, y en ese caso también se estaría decidiendo la ubicación óptima, en el caso de estudio particular que se analiza en el capítulo 4 se optó por limitar la cantidad de nodos con generación distribuida solo a tres, con el fin de reducir la carga computacional. Los argumentos de la ubicación escogida final se explican en ese mismo capítulo.

En el caso de las líneas extras o de respaldo, su ubicación también se decide por inspección, conociendo a priori la ubicación de la generación distribuida e intentando mantener una conexión entre los puntos cercanos a los nodos con generación distribuida.

Si bien decidir la ubicación tanto de la generación distribuida como de las líneas de respaldo por inspección no garantiza un óptimo global del problema, si entrega una solución técnica y económicamente viable, reduciendo además la carga computacional y los tiempos de cálculo.

3.4.2. Etapa de simulación

Esta etapa tiene como objetivo evaluar el desempeño de las inversiones realizadas en la primera etapa ante la ocurrencia de contingencias en la red. Para esto se incorporan fallas tanto en la red de transmisión como en la de distribución, y luego se realiza un proceso de simulación, en donde hasta antes de la falla los valores de las variables de optimización son los obtenidos en la primera etapa, mientras que durante y posterior a la falla se realiza una re-optimización, manteniendo siempre constantes las decisiones de inversión.

Debido a que durante la primera etapa se utiliza el modelo matemático planteado en la sección anterior, el cual incluye el conjunto de restricciones (3.35) - (3.40) que sirven para planificar una operación radial y conexas de la red, en la segunda etapa se deben realizar ciertas modificaciones a este modelo, puesto que la ocurrencia de una falla produce que se formen islas o zonas aisladas. Estas islas podrían seguir operando, en caso de que la decisión de inversión incluya generación distribuida, o bien podría hacerse una reconfiguración de la red, en el caso que la estrategia sea incluir líneas extras para hacer un *line switching*. Ambas opciones requieren que se eliminen las restricciones (3.36) - (3.40), para permitir la formación de islas, y se reemplace la restricción (3.35) por la restricción (3.43):

$$\sum x_{b_{l,t}} \leq |N| - |N_{red}| \quad l \in L, t \in T \quad (3.43)$$

Esto permite que, por ejemplo, si se produce una falla en la red de distribución y se requiere operar en isla, la variable binaria asociada a la línea con falla sea nula ($x_{b_{l,t}} = 0$), por lo que hay menos líneas en operación, obteniéndose la desigualdad en la restricción (3.43). En el caso de que se tengan líneas de respaldo para realizar una reconfiguración de la red, entonces la restricción se puede cumplir en igualdad.

Ahora bien, en caso de que la decisión de inversión sea tener líneas de respaldo o extras, la restricción (3.43) no es suficiente para asegurar una operación radial, puesto que el objetivo del modelo en esta etapa es minimizar el costo de operación y falla, por lo que la reconfiguración eventualmente podría formar zonas enmalladas o con ciclos, y otras zonas que podrían seguir aisladas del resto del sistema. Por lo tanto se hace necesario el desarrollo de un algoritmo que determine si las líneas de respaldo, que no se encontraban en operación (en adelante líneas candidatas), podrían permitir una operación radial y posteriormente realizar una nueva optimización que determine la nueva configuración de la red, que minimice el costo de operación y falla.

En ese sentido, el algoritmo de búsqueda conocido como *Depth First Search* (DFS) resulta de mucha utilidad al momento de verificar si una de las líneas de respaldo permite

una operación radial, o bien una operación enmallada, en cuyo caso debe ser descartada. El funcionamiento del algoritmo consiste en recorrer todos los vértices de un grafo de manera iterativa, partiendo desde un vértice padre hacia los vértices hijos o adyacentes, y se explora a través de cada rama hasta lo más profundo (de ahí el nombre del algoritmo), antes de retroceder y explorar otra rama.

Uno de los principales usos que tiene este algoritmo en teoría de grafos, es la detección de ciclos. Para su implementación se itera sobre todos los vértices del grafo, marcando como visitados los vértices que ya se han analizado. Luego se aplica el algoritmo DFS a cada subgrafo conectado al vértice que se está visitando. Posteriormente, si para el vértice actual existe un vértice adyacente que ya ha sido visitado, y este último no es el padre del vértice actual, entonces existe un ciclo en el grafo. En el anexo del presente trabajo se encuentra un ejemplo ilustrativo de como funciona este algoritmo.

En la figura 3.4 se muestra un esquema de como funciona el algoritmo desarrollado, que permite evaluar si las líneas candidatas pueden proporcionar una topología radial. Su funcionamiento se detalla a continuación:

- Se inicia el algoritmo creando un grafo G , el cual contiene las líneas (ramas) y nodos (vértices) que forman la red original, es decir, la red sin falla.
- Se crea un nuevo grafo G^* , el cual corresponde al grafo original G pero removiendo la línea que presenta la falla.
- Luego se crea un grafo G^{**} , el cual se forma agregando una de las líneas candidatas L_k al grafo G^* que había sido creado previamente.
- Se verifica si el nuevo grafo G^{**} es radial. En caso de serlo, la línea candidata L_k se agrega al modelo, o lo que es igual, se agrega una variable binaria $x_{b_{L_k,t}}$ para esa línea. En caso de no ser radial, la variable binaria toma un valor nulo ($x_{b_{L_k,t}} = 0$), y por lo tanto no se considera a la línea dentro de la optimización de esta etapa. Es en este punto en donde el algoritmo de búsqueda DFS es aplicado.

Cabe destacar que si ninguna de las líneas candidatas permite una reconfiguración radial, las zonas que quedan conectadas al sistema de transmisión y las que quedan aisladas siguen manteniendo una topología radial, y por lo tanto el modelo no presenta un error en ese sentido. Esta operación se considera factible, puesto que en este escenario podría haber generación distribuida y permitir una operación en isla, o bien energía no suministrada en aquellas islas que quedan sin suministro.

- Posteriormente se verifica si todas las líneas candidatas han sido analizadas. Si es así el algoritmo termina, de lo contrario de sigue con la siguiente línea candidata L_{k+1} .

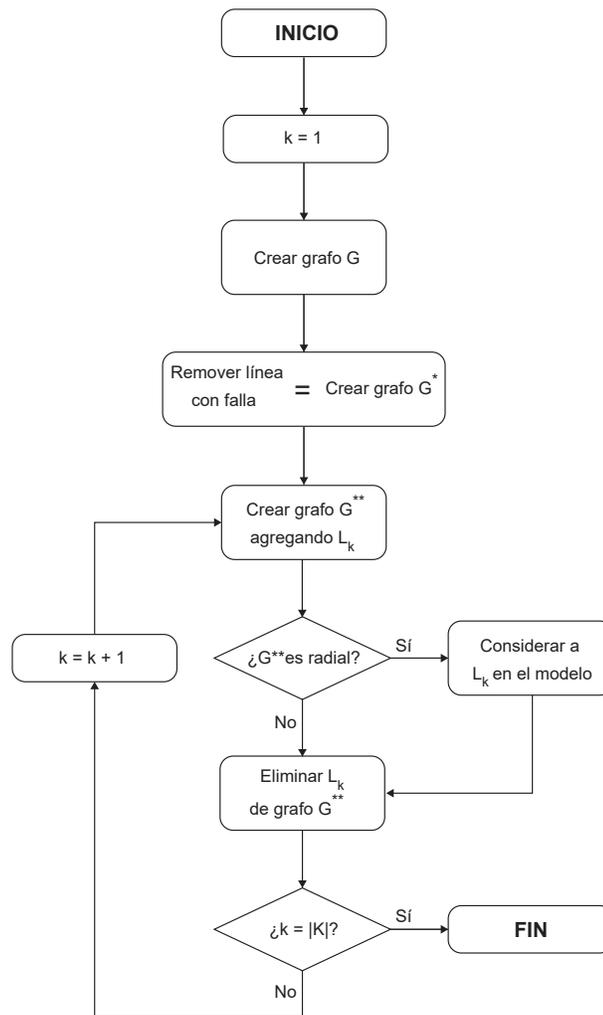


Figura 3.4: Esquema del algoritmo de búsqueda de topología radial.

A modo de resumen, en la figura 3.5 se muestra un diagrama de bloques del modelo de optimización de dos etapas planteado. Las entradas de la primera etapa corresponden a las características de la red y la falla inicial para la cual se desea proteger al sistema, además de indicar el tipo de tecnología que se desea evaluar. Las salidas de esta primera etapa son la capacidad instalada y la topología de la red, según la estrategia que corresponda, y la operación base. En la segunda etapa se tienen como entrada los resultados obtenidos de la primera etapa y los escenarios de falla, mientras que como resultado se obtienen las métricas que permiten evaluar la confiabilidad y los costos asociados a cada estrategia.

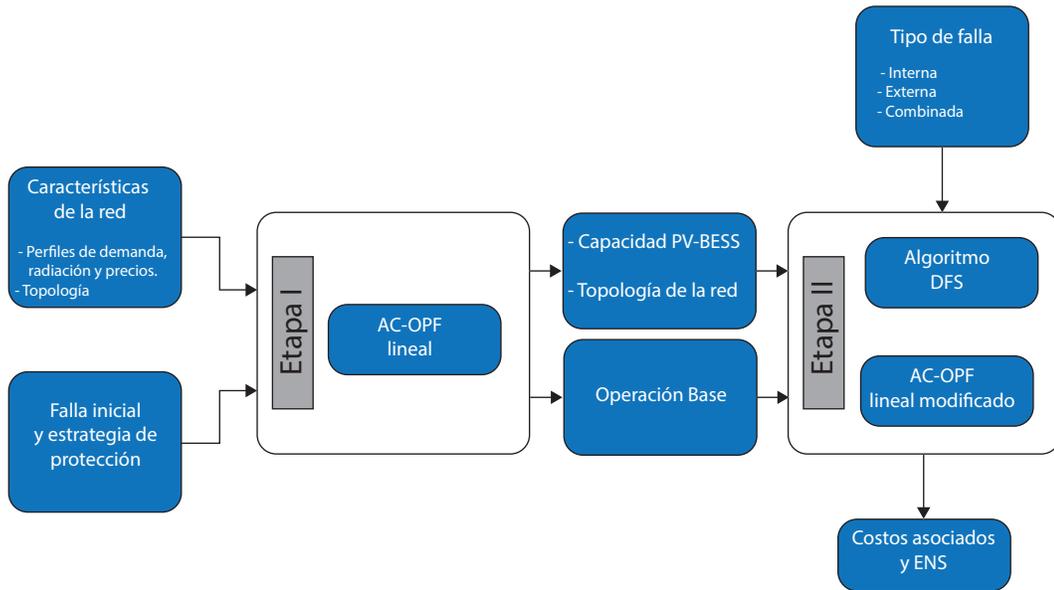


Figura 3.5: Diagrama de bloques modelo de dos etapas.

Capítulo 4

Casos de Estudio

En este capítulo se presentan los casos de estudio para evaluar el desempeño y utilidad del modelo de dos etapas planteado en el capítulo anterior, el cual será implementado para una red eléctrica de distribución que representa a la comuna de Chañaral, ubicada en el norte de Chile. La razón principal para elegir esta localidad es que posee una característica típica de una red eléctrica rural: aislada y con un único punto de alimentación, lo cual produce una dependencia total del estado en que se encuentre la línea de transmisión que conecta a la comuna con el sistema troncal. Por lo tanto se consideran distintas estrategias que permitan disminuir esta dependencia, y ayudar a que la red de distribución tenga una mayor confiabilidad ante fallas.

Ambas etapas del modelo fueron implementados en el lenguaje de programación Python, y resueltos mediante el optimizador Gurobi. La ventaja de utilizar esta combinación de herramientas es que hay ciertas funciones, como eliminar restricciones luego de creado el modelo de optimización, que permiten simplificar el proceso de modelamiento y ejecución de los códigos.

En cuanto a los datos de las simulaciones se considera una optimización multiperíodo de 168 horas, la cual es equivalente a una semana representativa del año, que se obtuvo promediando valores de demanda, perfiles de precios y de generación fotovoltaica. Sin embargo, se debe tener en cuenta que los valores de inversión y de compra y venta de energía son ponderados dentro de la función objetivo, con el fin de obtener valores anualizados. Se establecen como límites de tensión mínimo y máximo valores de 0,95 y 1,05 en por unidad, respectivamente. Además, tal como se mencionó en el capítulo 3, se toma como supuesto que en la red existen los equipos de maniobra necesarios para aislar una falla, y que por lo tanto esta no se propague y afecte a otras líneas del sistema. Lo anterior permite estudiar fallas con un criterio $N - 1$.

En la figura 4.1 se muestra un esquema que representa el sistema completo que se está considerando, en donde se incluye la generación, transformación y transmisión del SEN, al cual se conecta mediante un enlace de 110[kV] la red de distribución de media tensión que se modela en los casos de estudio:

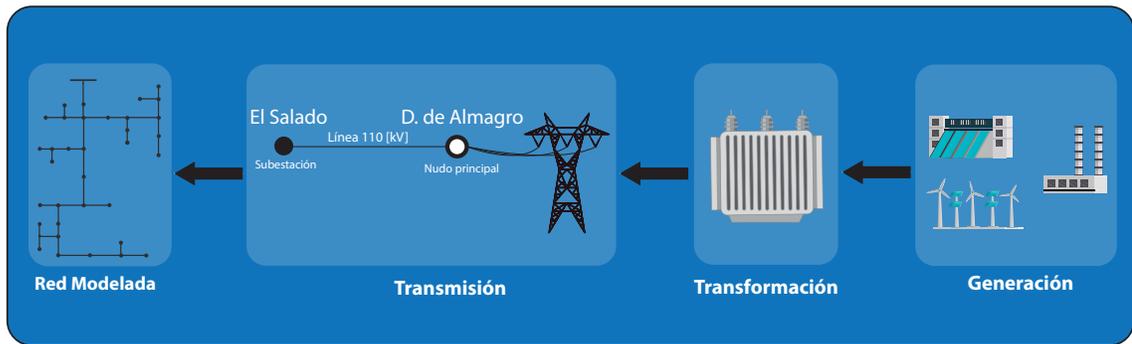


Figura 4.1: Esquema de conexión sistema completo.

4.1. Datos de entrada

4.1.1. Topología

La topología que se utilizará es la de la red de prueba IEEE de 37 barras, en su equivalente monofásico unilínea [28], la cuál se muestra en la figura 4.2. Esta red ha sido levemente modificada, por lo que ahora cuenta con 36 barras, para evitar nodos terminales sin carga (como en la red original). En el anexo A.3 se detallan las características tanto de la red como de las cargas consideradas.

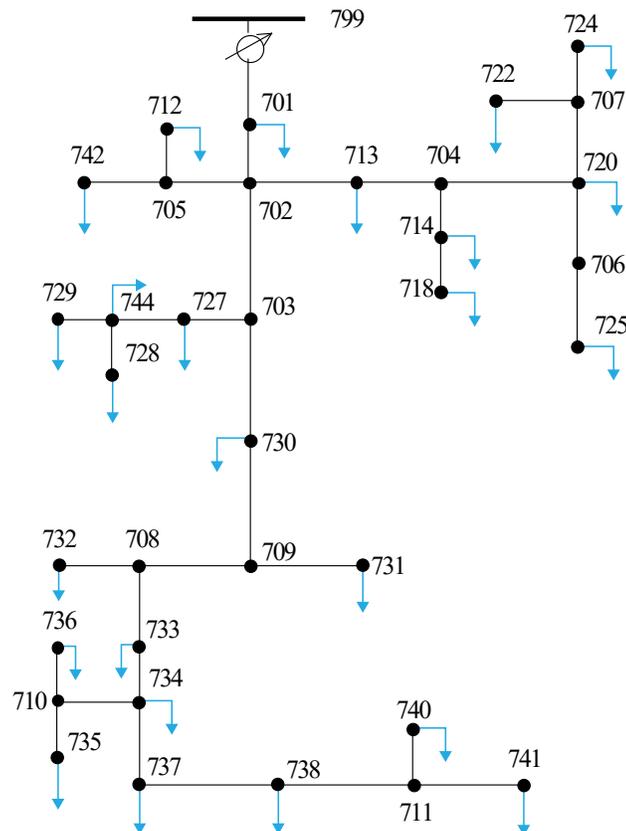


Figura 4.2: Red IEEE de 37 barras modificada.

Se debe tener en cuenta que esta red se utiliza como un sustituto a la red eléctrica de media tensión real de Chañaral, puesto que lamentablemente los datos topológicos facilitados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) presentaban problemas fuera del alcance de este trabajo, como falta de datos de impedancia, redes inconexas y no radiales. Esto representa un supuesto importante, puesto que se esta tomando una red más pequeña que la actual. Sin embargo los datos correspondientes a precios de compra y venta de energía, demanda y perfiles solares, son los correspondientes a esa zona.

4.1.2. Perfiles

La demanda eléctrica que se considerará en este estudio corresponde a la de la comuna de Chañaral, la cual se obtuvo promediando la demanda de los últimos 4 años, dando un valor cercano a 14.000 [MWh/año] [29]. En el caso de la demanda de reactivos, para su cálculo se consideró el mismo factor de potencia que tienen las cargas originales de la red IEEE de 37 barras, por lo que el consumo es en torno a los 8.500 [MVar].

En cuanto al perfil de demanda, este se obtuvo utilizando los datos de retiros de energía de la barra “El Salado 23 [kV]” durante el año 2019 [30], con lo cual se tiene un perfil de demanda agregado para la red en estudio. Sin embargo, es necesario un perfil desagregado para cada una de las cargas consideradas, por lo que utilizando el modelo “*Crest Demand Model*” [31], se generaron perfiles de demanda diarios para cada carga. Posteriormente, los perfiles diarios se normalizaron de tal forma que la suma de estos, en cada instante de tiempo, sea igual al perfil de demanda agregado. En la figura 4.3 se observa la forma del perfil de demanda agregado para el tiempo de estudio considerado:

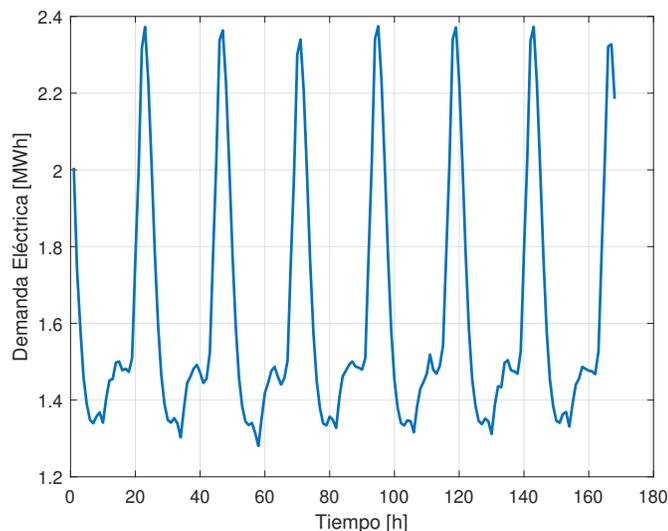


Figura 4.3: Perfil de demanda agregado Chañaral.

En cuanto al perfil de precios de compra y venta de energía, este fue obtenido del Coordinador Eléctrico Nacional (barra Diego de Almagro) [32]. A partir del perfil anual, el cual tiene una resolución horaria, se obtuvo un perfil promedio según la estación del año (verano, otoño, invierno, primavera) y posteriormente se obtuvo una semana representativa. De esta forma, al igual que con el perfil de demanda, se obtiene un perfil de precios con un horizonte

temporal de una semana (168 horas) que representan a todo el año. Este perfil de muestra en la figura 4.4:

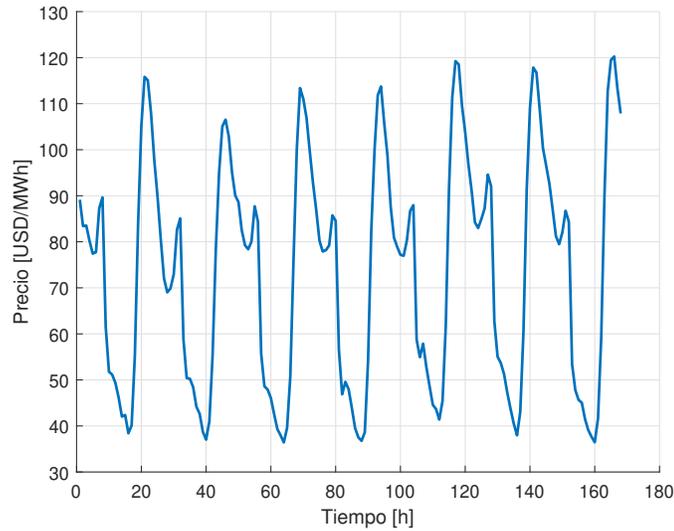


Figura 4.4: Perfil de precios semana promedio barra Diego de Almagro.

Finalmente, a partir de los datos del Explorador Solar [33], se obtuvo el perfil de generación fotovoltaica correspondiente a una potencia instalada de $1[kW]$, el cual es ponderado dentro del modelo de optimización para obtener la generación solar. Este perfil se muestra en la figura 4.5:

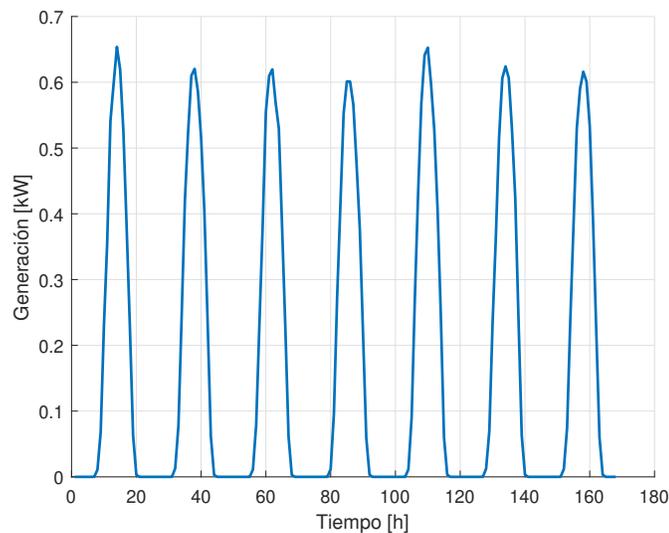


Figura 4.5: Perfil de generación fotovoltaica para $1[kW]$ de potencia instalada (Chañaral).

En cuanto al costo de falla, este es un valor fijo de $14,02[USD/kWh]$ [34] correspondiente al costo de falla de corta duración para el SEN. Se utilizó este valor puesto que corresponde al valor en que incurren los consumidores finales cuando ven interrumpido el abastecimiento de forma súbita y sin ningún tipo de aviso previo.

4.1.3. Costos de inversión

Los costos de inversión considerados en este trabajo son los presentados en la tabla 4.1 [35][36][37], en donde se considera que la batería tiene una duración de 4 horas:

Tabla 4.1: Costos de inversión por tecnología.

Tecnología	Costo de Inversión	Vida útil [años]
PV	871 [USD/kW]	25
BESS (4 horas)	1.332 [USD/kW]	15
Línea de Transmisión	74,59 [USD/MW · km · año]	-
Equipo de Seccionamiento	26.000 [USD]	20

En cuanto a la línea de transmisión para tener un doble circuito, se considera una distancia de 24,65[km] (según datos de la Comisión Nacional de Energía), y una capacidad de 8,5[MW]. En el caso de una línea de distribución, que serán construidas para la búsqueda de topologías radiales durante fallas, por simplicidad se utiliza el mismo costo de inversión que para líneas de transmisión, pero considerando un largo de 1[km], debido a las dimensiones que tiene la comuna, y una capacidad de 2,5[MW], que corresponde a la demanda máxima.

Con respecto a los equipos de *line switching*, el costo de inversión esta aproximado según [37], y considera el *switch* para líneas de distribución aéreas, y los equipos de control y comunicación necesarios para su correcto funcionamiento.

Cabe destacar que para utilizar estos valores en la función objetivo, se deben anualizar utilizando una tasa de descuento de 10%, y la vida útil correspondiente de cada tecnología. Para esto, se utiliza la ecuación (4.1):

$$c_i = C_i \cdot \frac{r \cdot (r + 1)^t}{(r + 1)^t - 1} \quad (4.1)$$

En donde c_i corresponde a la anualidad, C_i es el costo de inversión, r es la tasa de descuento y t es la vida útil.

4.2. Casos de estudio

Para realizar un estudio detallado del correcto funcionamiento del modelo, se estudiaron estrategias que permiten mejorar la confiabilidad de la red eléctrica de distribución planteada en la sección anterior.

Para que cada estrategia pueda ser comparada de manera correcta con las otras, y los resultados presenten un intervalo de confianza aceptable, se evaluaron 10.000 escenarios posibles, para cada uno de los siguientes tipos de falla:

- Falla externa: corresponde a una falla en la línea de transmisión que conecta a la red de distribución con el sistema eléctrico.
- Falla interna: corresponde a una falla en algunas de las líneas del sistema de distribución.

- Falla combinada: ocurre una falla en el sistema de transmisión y al mismo tiempo en alguna de las líneas de distribución.

Para cada uno de los tipos de falla anteriores se consideran los peores escenarios posibles, es decir, se asume que las fallas tienen una larga duración, en cuanto a confiabilidad se refiere, puesto que la duración de estas se modela como una variable aleatoria con distribución normal, con desviación estándar igual a 1 y con un promedio dado por el SAIDI ², el cual es uno de los parámetros más utilizados para evaluar la confiabilidad.

En la tabla 4.2 se muestra la duración promedio de las fallas consideradas, las cuales fueron obtenidas promediando el SAIDI de los últimos 5 años para la comuna de Chañaral [38], mientras que en la figura 4.6 se muestra la distribución de la duración de las fallas consideradas. Cabe destacar que debido a que la temporalidad utilizada considera solo horas y no minutos, los valores de las duraciones de las fallas mostradas en la figura 4.6 son aproximadas al número entero más cercano. Sin embargo, si se calcula el promedio, se obtiene un valor muy cercano al mostrado en la tabla 4.2.

Tabla 4.2: Promedio de duración de fallas.

Tipo de falla	Indicador	Duración Promedio [h]
Externa	SAIDI externo	6,13
Interna	SAIDI interno	8,51
Combinada	SAIDI	14,64

² SAIDI: *System Average Interruption Duration Index* (índice de duración promedio de interrupción del sistema)

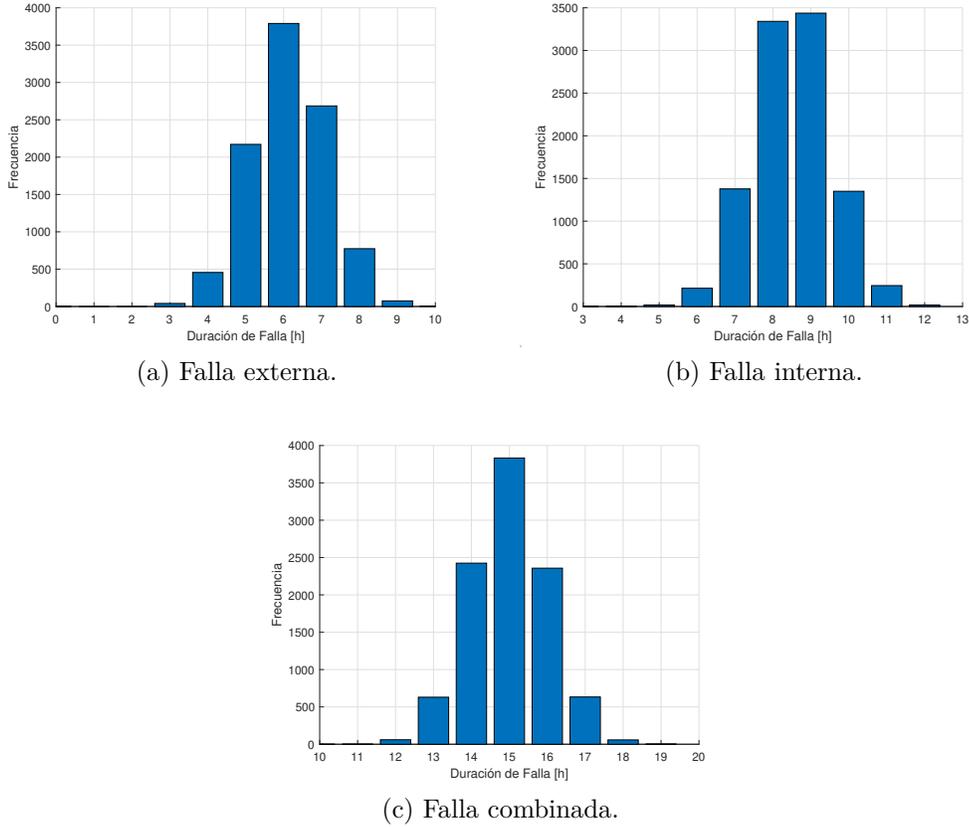


Figura 4.6: Distribución de duración de fallas según su tipo.

Considerando lo anterior, las estrategias que se van a evaluar utilizando el modelo matemático presentado en el capítulo anterior, se presentan a continuación.

4.2.1. Caso Base

El caso base consiste en no realizar ningún tipo de inversión que sirva para protegerse durante una falla en la red de transmisión o en la red de distribución, y por lo tanto, asumir el costo por la energía no suministrada. Por lo tanto, se impone en el modelo de optimización lo siguiente:

$$P_{pv}^{inst} = 0 \quad pv \in PV \quad (4.2)$$

$$S_{max}^b = E_{max}^b = 0 \quad b \in B \quad (4.3)$$

Lo anterior implica que en la función objetivo ya no se considera la inversión en generación distribuida. Adicionalmente también se elimina el costo asociado a la inversión en transmisión y distribución, por lo que no existe la posibilidad de realizar cambios topológicos que permitan disminuir los costos de falla.

4.2.2. Inversión en doble circuito

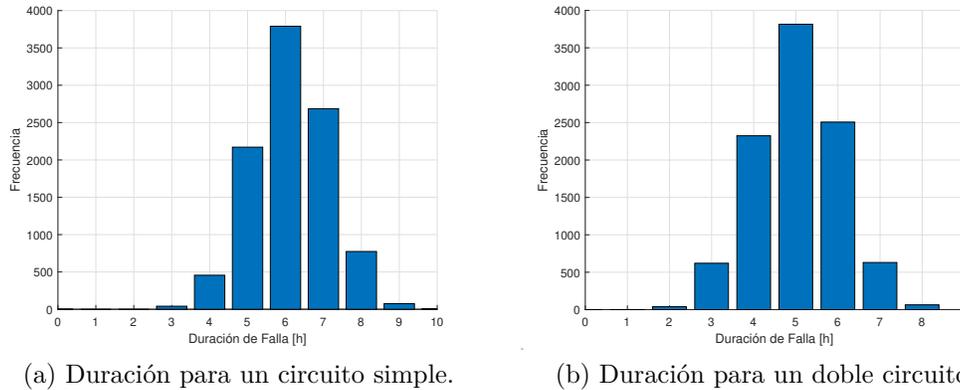
Consiste en la instalación de una segunda línea de transmisión paralela a la existente, por lo que se tendría un doble circuito. Para dar cuenta de las mejoras que implica la instalación de esta nueva línea, se realizó un análisis estadístico de los tiempos de indisponibilidad de todas las líneas de doble circuito con una tensión de 110[kV] que operan en Chile, esto mediante

la base de datos utilizada por el Coordinador Eléctrico Nacional en el desarrollo del informe “Estudio de Continuidad de Suministro” [39]. Como resultado, se obtuvo que en promedio una línea de doble circuito falla $0,00076[h/km \cdot año]$. Luego, se tiene que la instalación de una línea paralela a la existente que conecte los puntos de control El Salado - Diego de Almagro tendría $0,018[h/año]$ de falla, debido al largo de $24,65[km]$ que posee la línea ya existente.

Considerando que la línea de circuito simple tuvo $0,682[h/año]$ de falla, y que el índice SAIDI externo de Chañaral es de $6,13[h/año]$, entonces se asume que con la instalación de un doble circuito el SAIDI externo se reduce a $5,46[h/año]$. Es decir, se considera que:

$$SAIDI_{DobleTx} = SAIDI_{ext} - Tasa_{SimpleTx} + Tasa_{DobleTx} \quad (4.4)$$

Luego, se toma este valor como el nuevo promedio de una distribución normal, para calcular distintos escenarios de duración de fallas, y ver los beneficios de la instalación del doble circuito, tal como se muestra en la figura 4.7:



(a) Duración para un circuito simple.

(b) Duración para un doble circuito.

Figura 4.7: Distribución de duración de fallas según tipo de circuito (falla externa).

Por lo tanto, la implementación de esta estrategia es similar al caso base, pero tomando el perfil de fallas mostrado en la figura 4.7.b, y considerando en la función objetivo el costo de inversión del doble circuito.

4.2.3. Instalación de GD

Otra estrategia consiste en la instalación de generación distribuida (paneles fotovoltaicos y baterías) en distintos puntos de la red, de tal forma que brinden protección ante fallas externas, en donde operan como un respaldo para toda la red de distribución de media tensión, y también ante fallas internas, permitiendo la formación de microrredes en los tramos que quedan aislados.

Como en la primera etapa del modelo no se conoce el momento ni duración de ninguno de los 10.000 escenarios de falla, puesto que esto forma parte de la segunda etapa, entonces se escogen distintos niveles de protección ante fallas en la red de transmisión: $4[h]$, $6[h]$ y $8[h]$, esto debido a que el SAIDI externo es cercano a las 6 horas, y por lo tanto se da un poco de holgura para evaluar distintos niveles de protección. Lo anterior se realiza en la etapa de planificación, por lo que los distintos niveles de protección son considerados al momento de

decidir la inversión en generación distribuida. Además se consideran tres “sub estrategias”:

- Protección en peor hora: se considera como las horas de mayor consumo, que como se puede observar en la figura 4.3, ocurre en la noche.
- Protección para horas de sol: se considera como las horas de mayor consumo en donde hay una fuerte presencia de generación fotovoltaica.
- Protección híbrida: se consideran las horas de mayor consumo, que involucran tanto horas de presencia solar como de noche.

En la figura 4.8 se muestra la configuración de la red con instalación de generación distribuida. Cabe destacar que el modelo no decide en cuales nodos se realiza la instalación (para reducir la carga computacional), pero si la capacidad de cada tecnología.

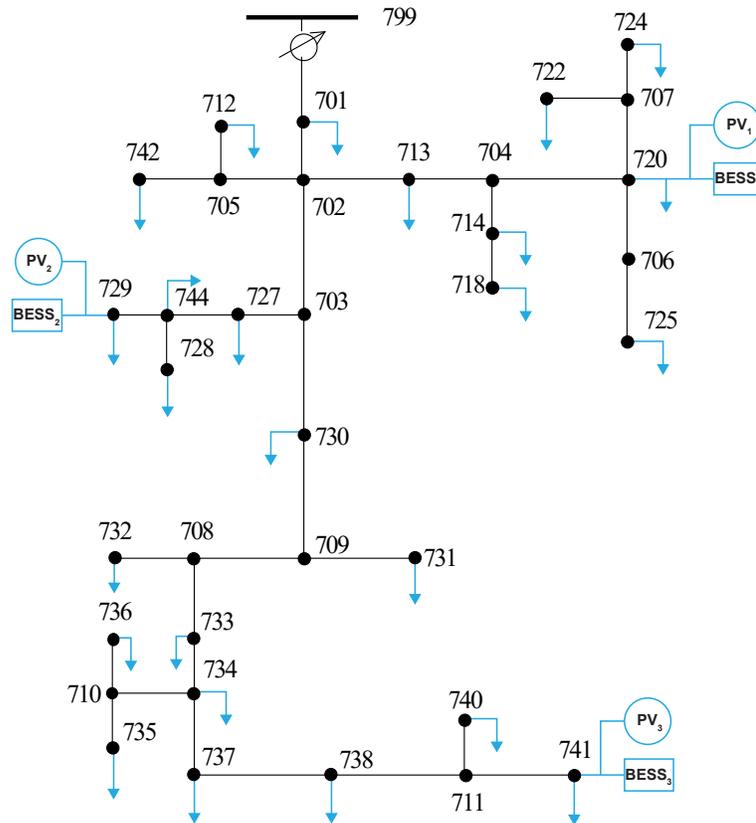


Figura 4.8: Nodos con instalación de generación distribuida.

La decisión de escoger esos nodos como los candidatos a instalar generación distribuida radica en que esos nodos están conectados en zonas donde hay una mayor acumulación de cargas y donde estas tienen un valor mayor. Utilizar este supuesto implica que la solución obtenida no será óptima, puesto que ello implicaría permitir la instalación de generación distribuida en todos los nodos de la red, pero si una solución técnica y económicamente viable, y permitirá observar los efectos de incluir generación distribuida en la red de distribución de media tensión.

4.2.4. Conmutación inteligente

La estrategia de conmutación inteligente consiste en invertir en líneas con equipos de *line switching*, cuya función principal es permitir cambios topológicos cuando se produce una falla interna en la red de distribución. Se asume que se tienen 3 líneas que permiten realizar estos cambios topológicos, además de un caso extra que considera también la incorporación de generación distribuida, de tal manera que se tenga una estrategia lo más completa posible para afrontar los distintos tipos de falla que se puedan presentar. La configuración anterior se muestra en la figura 4.9, en donde las líneas discontinuas representan a las líneas que durante la operación sin falla se encuentran apagadas, mientras que durante una falla se pueden conectar, siempre y cuando mantengan una topología radial:

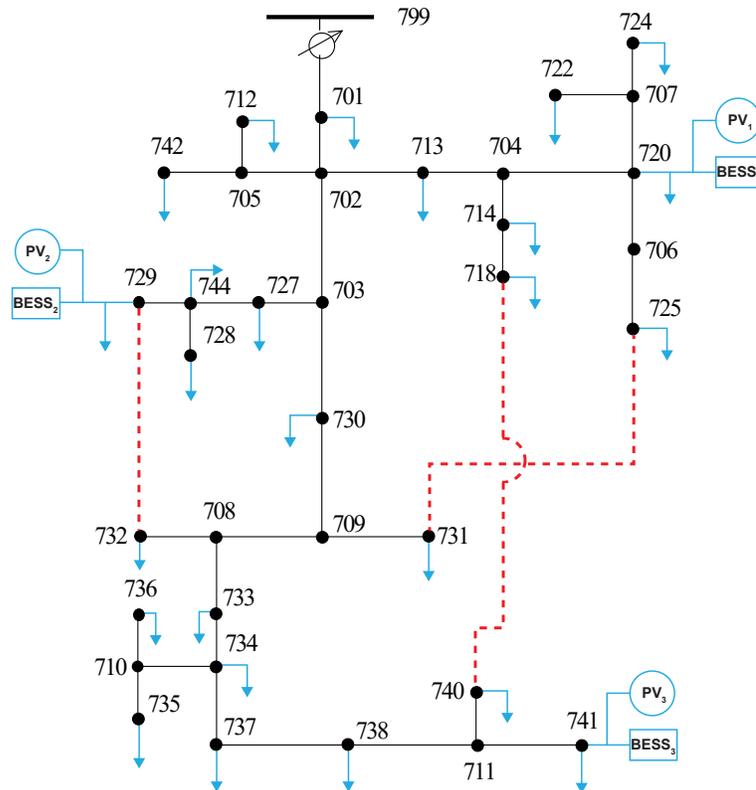


Figura 4.9: Red con GD y equipos de LS.

La cantidad de generación distribuida que se considera en esta estrategia es la misma de la “sub estrategia” de protección para horas de sol, es decir, se dimensionan los paneles y baterías para las horas de mayor consumo en donde se tienen una gran cantidad de horas de sol.

Capítulo 5

Resultados y discusión

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos a partir de aplicar el modelo de dos etapas al caso de estudio detallado en las secciones anteriores. Los resultados de inversión en generación distribuida y equipos de seccionamiento y líneas de respaldo corresponden a los obtenidos en la primera etapa del modelo, es decir, los relacionados a los costos de inversión, mientras que los resultados de costos asociados a la operación y falla son los obtenidos desde la segunda etapa. Además se realiza un análisis económico y de Pareto que permite comparar las distintas estrategias consideradas.

5.1. Resultados

5.1.1. Falla externa

Las soluciones del modelo de dos etapas considerando que se produce una falla externa a la red de distribución, y que por lo tanto se pierde el suministro de la red de transmisión, se presentan a continuación. En la tabla 5.1 se muestra la capacidad instalada de cada tecnología según corresponda, y la energía no suministrada promedio considerando todos los escenarios de falla. En la tabla 5.2 se presentan los costos de inversión, operación, falla y total de cada estrategia, calculadas también como un promedio.

Tabla 5.1: Comparación de alternativas en falla externa, variables F.O

Estrategia/Nivel de Protección	PV [MW]			BESS [MWh]			EENS [MWh/año]		
	4h	6h	8h	4h	6h	8h	4h	6h	8h
Base	-			-			9,58		
Doble Circuito	-			-			8,05		
Instalación GD (peor)	0	0	0	10,64	12,86	16,29	6,87	6,42	5,99
Instalación GD (sol)	2,13	2,18	2,85	3,48	3,92	3,41	6,38	6,21	5,78
Instalación GD (híbrida)	0,00	0,75	1,50	6,90	7,96	7,91	7,76	6,71	5,92

En este caso no se consideran las estrategias que incorporan *line switching*, debido a que una reconfiguración de la red no produce mejoras en la energía no suministrada ante la ocurrencia de una falla externa.

Tabla 5.2: Costos asociados a alternativas para falla externa.

Estrategia/Nivel de Protección	Costo Inversión [Millones USD/año]			C.O Promedio [Millones USD/año]			C.F Promedio [Miles USD/año]			C.T Promedio [Millones USD/año]		
	4h	6h	8h	4h	6h	8h	4h	6h	8h	4h	6h	8h
Base	0			1,074			134,356			1,208		
Doble Circuito	0,019			1,080			112,783			1,212		
Instalación GD (peor)	0,466	0,563	0,713	0,844	0,801	0,735	96,290	90,057	83,936	1,406	1,454	1,532
Instalación GD (sol)	0,356	0,381	0,422	0,843	0,830	0,794	89,481	87,097	81,087	1,289	1,298	1,298
Instalación GD (híbrida)	0,302	0,420	0,491	0,921	0,844	0,791	108,769	94,008	82,929	1,332	1,359	1,365

5.1.2. Falla interna

Los resultados del modelo de optimización considerando que la falla se produce de manera interna, es decir, en alguna de las líneas de distribución, manteniendo operativa la línea de transmisión se presentan en las tablas 5.3 y 5.4. Al igual que en la falla externa, la tabla 5.3 muestra la capacidad instalada y la energía no suministrada promedio, mientras que la tabla 5.4 muestra los costos asociados.

Tabla 5.3: Comparación de alternativas en falla interna, variables F.O

Estrategia/Nivel de Protección	PV [MW]			BESS [MWh]			EENS [MWh/año]		
	4h	6h	8h	4h	6h	8h	4h	6h	8h
Base	-			-			2,19		
Equipos de LS	-			-			0,60		
LS y GD	2,18			3,92			0,49		
Instalación GD (peor)	0	0	0	10,64	12,85	16,28	1,79	1,74	1,67
Instalación GD (sol)	2,13	2,18	2,85	3,47	3,92	3,40	1,45	1,43	1,38
Instalación GD (híbrida)	0	0,75	1,50	6,89	7,96	7,90	1,88	1,55	1,40

Tabla 5.4: Costos asociados a alternativas para falla interna.

Estrategia/Nivel de Protección	Costo Inversión [Millones USD/año]			C.O Promedio [Millones USD/año]			C.F Promedio [Miles USD/año]			C.T Promedio [Millones USD/año]		
	4h	6h	8h	4h	6h	8h	4h	6h	8h	4h	6h	8h
Base	-			1,103			30,639			1,134		
Equipos de LS	0,011			1,110			8,342			1,129		
LS y GD	0,392			0,853			6,912			1,251		
Instalación GD (peor)	0,466	0,563	0,713	0,856	0,809	0,739	25,097	24,405	23,440	1,346	1,396	1,475
Instalación GD (sol)	0,356	0,380	0,422	0,862	0,848	0,813	20,282	20,088	19,301	1,239	1,248	1,254
Instalación GD (híbrida)	0,302	0,420	0,490	0,938	0,859	0,804	26,404	21,743	19,681	1,266	1,300	1,314

Como se puede observar se elimina la posibilidad de invertir en un doble circuito en la línea de transmisión, debido a que esa estrategia no permite ninguna mejora con respecto al caso base puesto que la falla se produce de manera interna. Sin embargo, se agregan dos estrategias que si aportan mejoras en confiabilidad, como lo son la incorporación de líneas extras que permitan el *line switching*, y también estas líneas complementadas con generación distribuida.

5.1.3. Falla combinada

Los resultados del modelo considerando que la falla se produce tanto en la línea de transmisión, como en alguna línea de distribución de manera simultánea, se muestran en las tablas

5.5 y 5.6:

Tabla 5.5: Comparación de alternativas en falla combinada, variables F.O

Estrategia/Nivel de Protección	PV [MW]			BESS [MWh]			EENS [MWh/año]		
	4h	6h	8h	4h	6h	8h	4h	6h	8h
Base	-			-			24,17		
Doble Circuito	-			-			23,06		
LS y GD	2,18			3,92			17,18		
Instalación GD (peor)	0	0	0	10,64	12,86	16,29	21,29	20,71	19,82
Instalación GD (sol)	2,13	2,18	2,85	3,48	3,92	3,41	17,58	17,32	15,93
Instalación GD (híbrida)	0,00	0,75	1,50	6,90	7,96	7,91	22,27	20,05	18,03

Tabla 5.6: Costos asociados a alternativas para falla combinada.

Estrategia/Nivel de Protección	Costo Inversión [Millones USD/año]			C.O Promedio [Millones USD/año]			C.F Promedio [Miles USD/año]			C.T Promedio [Millones USD/año]		
	4h	6h	8h	4h	6h	8h	4h	6h	8h	4h	6h	8h
Base	0			1,015			338,802			1,353		
Doble Circuito	0,019			1,019			323,364			1,361		
LS y GD	0,392			0,785			240,839			1,417		
Instalación GD (peor)	0,466	0,563	0,713	0,800	0,760	0,700	298,471	290,416	277,927	1,565	1,613	1,691
Instalación GD (sol)	0,356	0,381	0,422	0,797	0,785	0,751	246,498	242,839	223,308	1,400	1,408	1,397
Instalación GD (híbrida)	0,302	0,420	0,491	0,871	0,799	0,749	312,188	281,086	252,770	1,486	1,500	1,492

En este caso si se considera la alternativa de invertir en un doble circuito, puesto que los efectos que tiene una falla externa se ven disminuidos. También se considera la alternativa de líneas extras en conjunto con generación distribuida. Sin embargo, la alternativa de solo considerar líneas extras para hacer el *line switching* no se considera, debido a que al ocurrir una falla en la línea de transmisión, además de alguna línea de distribución, no se verían mejoras en la energía no suministrada durante las horas de falla, y por lo tanto se tendrían los mismos resultados que en el caso base.

5.2. Análisis económico

5.2.1. Falla externa

Con respecto a los resultados obtenidos para una falla externa, en la tabla 5.1 se puede observar que la estrategia que presenta el peor nivel de confiabilidad es el caso base, puesto que presenta la mayor energía no suministrada esperada con 9,58[MWh]. Este resultado es esperable, puesto que en esta estrategia no se realizan inversiones. Seguido del caso base, se encuentra la estrategia de instalar un doble circuito en la línea de transmisión, la cual permite disminuir la energía de suministrada en un 15,9%. La estrategia que presenta el mejor nivel de confiabilidad es la instalación de generación distribuida, y dentro de esta, cuando se dimensiona para 8 horas de sol puesto que la energía no suministrada disminuye en un 39,7%, mientras que cuando se dimensiona para 4 horas híbrida, se tiene una disminución del 18,9% con respecto al caso base, que es la presenta el peor desempeño dentro de la estrategia de instalación de GD.

A pesar de que todas las estrategias disminuyen la energía no suministrada esperada y con esto el costo de falla, también todas tienen un costo total mayor que el caso base, tal como se muestra en la tabla 5.2. La estrategia que presenta el menor aumento en el costo total es la instalación de un doble circuito, seguido de la instalación de generación distribuida dimensionada en horas de sol, híbrida y por último en la peor hora. Esto se debe al alto costo que tiene la instalación de las tecnologías fotovoltaica y baterías, y que por lo tanto tienen un aumento significativo en el costo de inversión. No obstante, todas las estrategias de generación distribuida disminuyen el costo de operación, puesto que permiten la compra de energía a la red en horas donde el precio es bajo, y la venta en horas donde el precio es más elevado. Lo anterior no ocurre en el caso de la instalación del doble circuito, en donde se observa un comportamiento interesante en el costo de operación, ya que este aumenta, lo cual se debe a que como el promedio de horas de falla es menor que en el caso base, entonces se debe comprar energía durante más horas en el mercado spot.

Otro aspecto que llama la atención, es que en la estrategia de instalación de generación distribuida en la peor hora no se realiza instalación de paneles fotovoltaicos. Este resultado se debe a que el ahorro producto de la instalación de estos no se compensa con su costo de inversión. Para verificar esto, se puede considerar un escenario hipotético donde no hay falla (análogo al caso base) y además considerar una potencia instalada de $1[kW]$ de paneles fotovoltaicos. Luego, multiplicando el perfil de precios con el perfil de generación solar, mostrados en las figuras 4.4 y 4.5 respectivamente, se obtiene el ahorro producto de esa capacidad instalada para la semana representativa considerada. Luego, el ahorro anual viene de escalar ese factor por las 52 semanas del año:

$$\text{Ahorro} = \text{Perfil}_{\text{sol}} \cdot \text{Perfil}_{\text{precio}} \cdot 52 = 71,39[\text{USD/año}]$$

Si se compara el ahorro con el costo anualizado de la inversión de la tecnología PV, que es de $95,95[\text{USD/año}]$ por cada kW instalado (obtenido a partir de la tabla 4.1 y utilizando la ecuación 4.1), se tiene que no es económicamente factible la instalación de esa tecnología en escenarios en escenarios donde la falla se produce en horas donde no hay presencia de radiación solar, dado el perfil de precios de la figura 4.4.

5.2.2. Falla interna

En el caso en que la falla ocurre de manera interna, a partir de los resultados mostrados en la tabla 5.3, se observa que el caso base es el que presenta el peor nivel de confiabilidad con $2,19[\text{MWh}]$. Por otro lado las estrategias que presentan la mayor disminución de la energía no suministrada esperada son aquellas que incorporan equipos conmutación inteligente, permitiendo una disminución de un $72,6\%$ en el caso de solo considerar equipos de *line switching*, y de un $77,6\%$ cuando esa estrategia se complementa con generación distribuida. Este comportamiento se debe a que a pesar de haber una falla en una línea de distribución el suministro eléctrico no se interrumpe del todo, puesto que la línea de transmisión sigue en operación, y por lo tanto realizando una reconfiguración de la red mediante los equipos de *line switching*, se mantiene el suministro en la mayoría de escenarios. Este efecto se ve potenciado cuando se combina el *line switching* con la generación distribuida, puesto que las cargas que quedan aisladas en algunos de los escenarios presentan una disminución en la energía no suministrada. Dentro de la estrategia de instalación de generación distribuida, al igual que como ocurre en la falla externa, el dimensionamiento considerando horas de sol es

la que disminuye en mayor cantidad la energía no suministrada esperada, seguido del dimensionamiento en hora híbrida y finalmente en la peor hora.

Si se comparan los costos totales de cada estrategia mostrados en la tabla 5.4, se observa que la implementación de equipos de LS permite disminuir el costo total con respecto al caso base, lo cual se debe al bajo costo de inversión de esta estrategia y a la disminución considerable del costo de falla. En el caso de la instalación de equipos de LS y generación distribuida en conjunto, se observa que a pesar de que esta estrategia es la que disminuye en mayor cantidad el costo de falla, su costo de inversión es muy elevado y por lo tanto supera en costo total al caso base. Lo mismo ocurre con todas las estrategias que incluyen la instalación de generación distribuida, las que a pesar de disminuir el costo de operación entre un 14,9 % y un 33 %, y además el costo de falla, estas no son suficientes para compensar el costo de inversión con respecto al caso base.

Al igual que en el escenario de falla externa, si la falla se produce en horas donde no hay radiación solar, no se realiza la instalación de la tecnología PV, producto de que el ahorro no se compensa con la inversión.

5.2.3. Falla combinada

Los resultados presentados en la tabla 5.5 muestran que para una falla combinada, es decir, cuando se produce de manera conjunta una falla en la línea de transmisión y en alguna de las líneas de distribución, la estrategia que tiene el peor desempeño corresponde a la instalación de un doble circuito, la cual presenta una mejora de solo un 4,6 % con respecto al caso base. Esto se debe a que si bien se reduce el tiempo promedio de la falla externa al instalar el segundo circuito, la falla interna sigue generando que muchas de las cargas queden aisladas del resto del sistema. La estrategia que presenta el mejor desempeño es la instalación de generación distribuida cuando se dimensiona para 8 horas de sol, la cual permite una disminución de un 34,09 % de la energía no suministrada esperada. Sin embargo, todas las demás estrategias que solo consideran generación distribuida quedan por detrás de la opción que incorpora equipos de *line switching* en conjunto con la generación distribuida, puesto que esta última permite disminuir la 28,9 % la energía no suministrada esperada. Esto se debe a que la parte interna de la falla se resuelve con la reconfiguración de la red en muchos de los escenarios, mientras que la parte externa de la falla se afronta con el uso de la generación distribuida.

En el caso de los costos asociados a cada alternativa, mostrados en la tabla 5.6, se observa que la instalación de un doble circuito presenta el menor costo total con respecto al caso base, seguido de la instalación de generación distribuida dimensionada en horas de sol (en cualquiera de los tres niveles de protección), la estrategia de instalación de equipos de *line switching* y generación distribuida en conjunto. Posteriormente la generación distribuida dimensionada en una hora híbrida y finalmente en la peor hora. Esto se debe a lo mismo que ocurre cuando se produce una falla externa o una interna, en donde el alto costo de inversión no compensa la disminución en el costo de operación y falla, y por lo tanto la alternativa que presenta el peor desempeño en términos de energía no suministrada esperada, en la más conveniente en términos puramente económicos (doble circuito).

Además, al igual que en el escenario de falla externa e interna, si la falla se produce en

horas donde no hay radiación solar, no se realiza la instalación de la tecnología PV.

5.2.4. Análisis de sensibilidad

Como se mostró en los resultados, en todos los casos la instalación de generación distribuida presenta un costo total mayor que el caso base debido a los altos costos de inversión que presenta la incorporación de paneles fotovoltaicos y baterías, y por lo tanto no hay un incentivo económico que permita que esas estrategias sean más atractivas que simplemente asumir el costo por falla. Sin embargo, en los últimos años ha habido una disminución considerable en los costos de inversión de este tipo de tecnologías, y se proyecta que esa tendencia se mantenga en los próximos años, tal como se muestra en la figura 5.1. Estas proyecciones se obtuvieron de considerar una proyección de costos conservadora en el caso de las baterías (considerando una duración de 4 horas), la cual se obtuvo de [36], mientras que para los paneles fotovoltaicos se realizó una proyección y extrapolación a partir de los datos de [35], la cual se acerca a lo proyectado según [3].

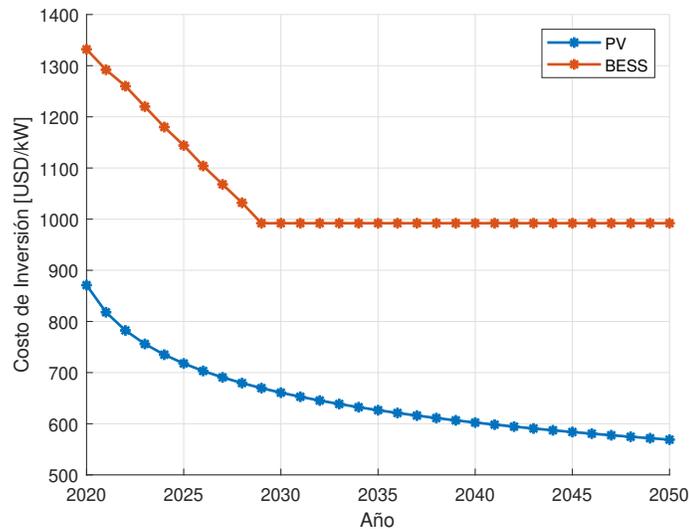
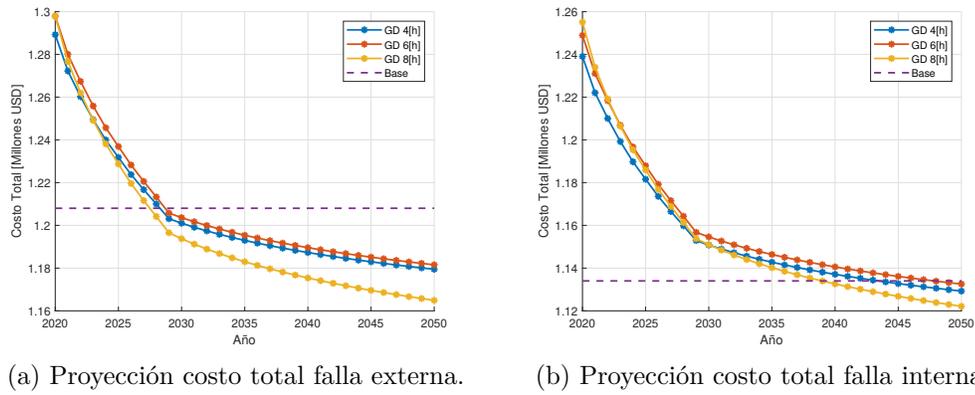


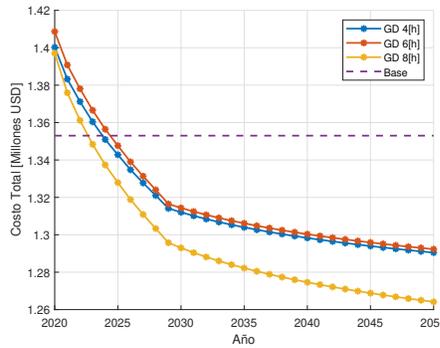
Figura 5.1: Proyección de costos de inversión generación distribuida.

Dado que la estrategia de instalación de generación distribuida en horas de sol es la que posee el menor costo total, y además estas estrategias son válidas para las fallas externas, internas y combinadas, según lo mostrado en las tablas 5.2, 5.4 y 5.6, entonces se tomará como el punto de inflexión en donde resulta más conveniente, en términos económicos, que el caso base.



(a) Proyección costo total falla externa.

(b) Proyección costo total falla interna.



(c) Proyección costo total falla combinada.

Figura 5.2: Proyección de costos para los distintos tipos de falla.

Como se puede observar, para la falla combinada es cuando más pronto el costo total de instalar generación distribuida se compensa con su costo de inversión, en comparación al caso base, puesto que al año 2025 cualquiera de los niveles de protección presenta un costo total menor. En el caso de la falla externa, esto ocurre en el año 2029 y finalmente para una falla interna en el año 2050. Esto demuestra que para una falla interna, la mejor opción en el corto plazo sigue siendo la reconfiguración por medio de equipos de *line switching*.

5.3. Análisis de Pareto

El análisis de Pareto tiene como objetivo principal comparar la o las posibles soluciones óptimas a las que se enfrenta un individuo, cuando se cuenta con una variedad de objetivos y criterios de evaluación. Por lo tanto, dado un conjunto de alternativas, lo que se busca es determinar el subconjunto de opciones eficientes de acuerdo al criterio de Pareto, las cuales satisfacen la condición de no poder mejorar un objetivo sin empeorar otro. Este conjunto de soluciones eficientes establecen la llamada Frontera de Pareto.

Por lo tanto a partir de los resultados obtenidos, es posible realizar un análisis de Pareto según tres objetivos: costo de inversión, operación y falla. Luego, lo que se hace es buscar las alternativas que sean dominantes, y que a su vez no sean dominadas por otras, las cuales van a pertenecer a la frontera de Pareto. En el caso de la falla externa, en la figura 5.3 se muestran las fronteras de Pareto según distintas combinaciones de objetivos:

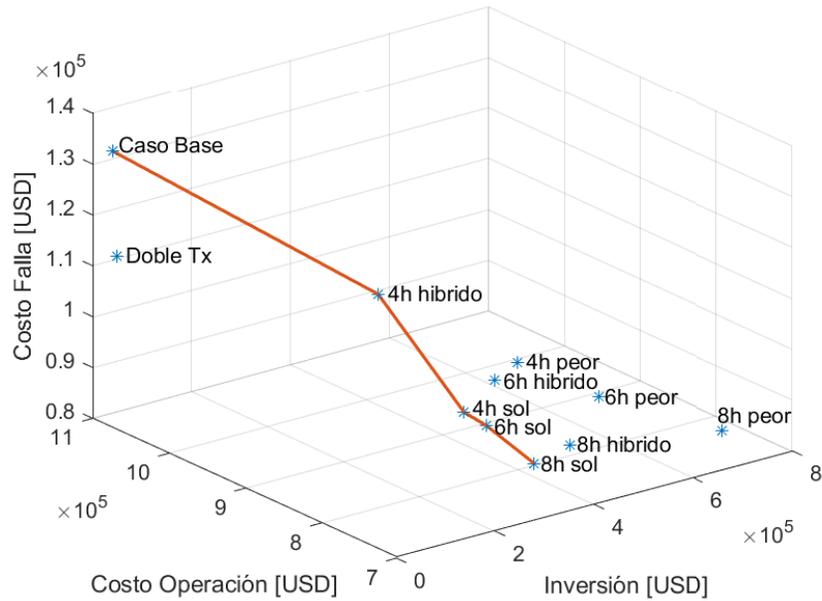


Figura 5.3: Soluciones de Pareto para una falla externa.

Como se puede observar, las estrategias que pertenecen a la frontera de Pareto son el caso base y la instalación de generación distribuida con un nivel de protección de 4, 6 y 8 horas, dimensionada en horas híbrida y de sol. Esto se debe a que, como se comentó anteriormente, el costo total que implica el caso base es el menor comparado con todas las demás alternativas, mientras que la implementación de generación distribuida permite operar la red de distribución de manera aislada durante algunas horas luego de ocurrida la falla. En el caso del doble circuito, esta no pertenece a la frontera debido a su alto costo de operación comparado con las demás alternativas.

Con respecto al caso de estudio que considera una falla interna, en la figura 5.4 se muestran las alternativas pertenecientes a la frontera de Pareto:

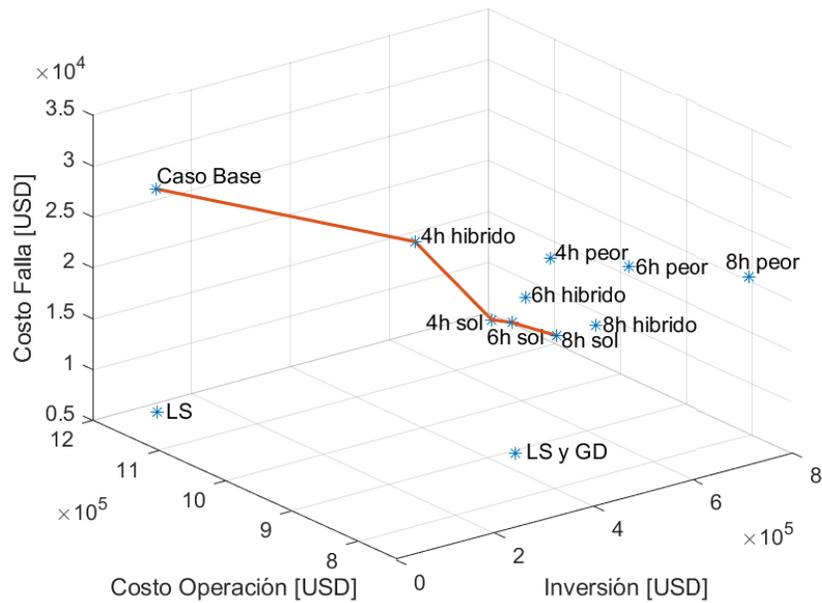


Figura 5.4: Soluciones de Pareto para una falla interna.

Nuevamente se observa que las estrategias dominantes son el caso base y la instalación de generación distribuida con niveles de protección de 4, 6 y 8 horas dimensionadas en horas híbrida y de sol. En este caso se tiene que a pesar de que las estrategias que incorporan equipos de *line switching* presentan una mejora considerable en el costo de falla, tal como se muestra en la tabla 5.4, su costo de operación e inversión elevados en comparación con otras estrategias hacen que se excluyan de la frontera de Pareto.

Finalmente, en el caso de estudio considerando una falla combinada, se tiene la frontera de Pareto mostrada en la figura 5.5:

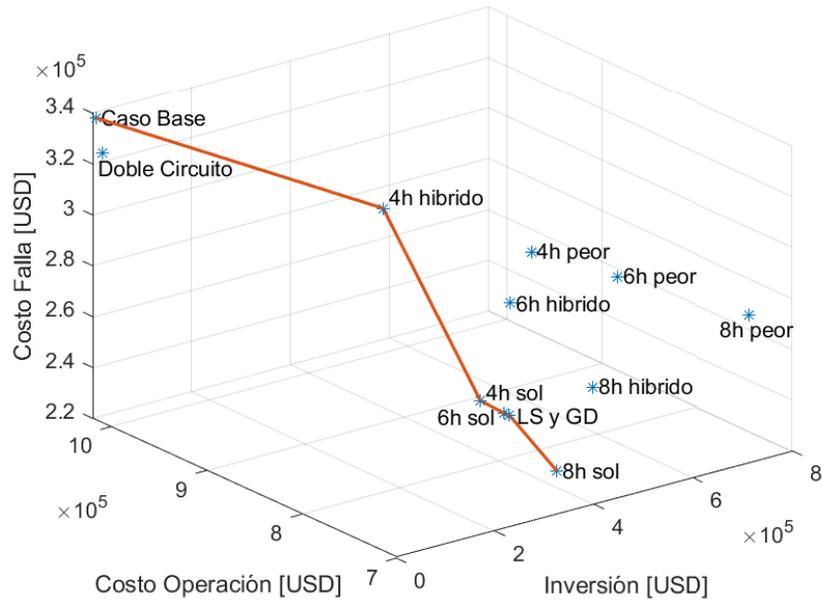


Figura 5.5: Soluciones de Pareto para una falla combinada.

Al igual que como ocurre en los casos de estudio que consideran fallas externas e internas, se repiten las estrategias pertenecientes a la frontera de Pareto: caso base e instalación de generación distribuida con niveles de protección de 4, 6 y 8 horas, considerando dimensionamiento en horas híbridas y de sol. Sin embargo, aquí también se agrega la estrategia de equipos de *line switching* en combinación con instalación de generación distribuida, la cual si bien cuenta con un costo de implementación alto, permite disminuir considerablemente el costo de operación en comparación con otras alternativas cuyos costos de inversión son similares e incluso más altos.

Ahora bien, si el enfoque se centra en permitir mejoras en la confiabilidad de la red de distribución ante distintos tipos de fallas, las estrategias pertenecientes a las fronteras de Pareto mostradas anteriormente no son necesariamente las mismas, tal como se muestra en la figura 5.6. En este caso se observa que la estrategia de instalación de un doble circuito en la red de transmisión cuando se produce una falla externa, si aparece como una opción Pareto eficiente debido a que presenta bajos costos de inversión y mejoras en el nivel de confiabilidad. Con respecto a las estrategias que incorporan equipos de *line switching* cuando se produce una falla interna, estas aparecen claramente como dominantes e incluso dejan fuera de la frontera a todas las demás estrategias que incorporan generación distribuida. Finalmente para la falla combinada, la instalación de un doble circuito y el *line switching* también son parte de la frontera de Pareto.

Cabe destacar que, tal como se mencionó en los capítulos 3 y 4, la ubicación tanto de la generación distribuida como de las líneas de respaldo no proviene directamente de la optimización, si no que se decidió por inspección, procurando instalar generación distribuida cerca de puntos de mayor consumo en la red. Este supuesto podría afectar los resultados mostrados anteriormente, puesto que si se permite que la generación distribuida se instale en todos los nodos de la red, eventualmente los costos totales de esa estrategia podrían disminuir

y desplazar otras estrategias.

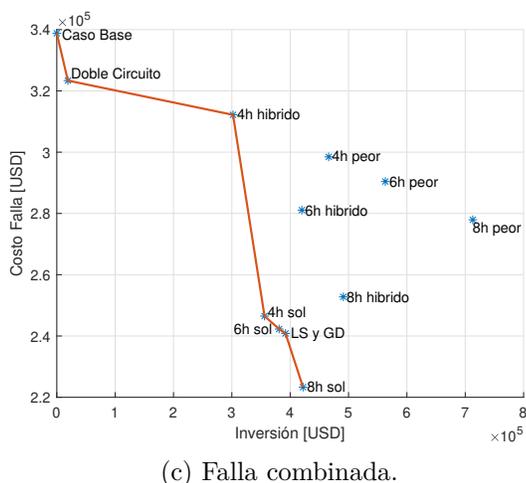
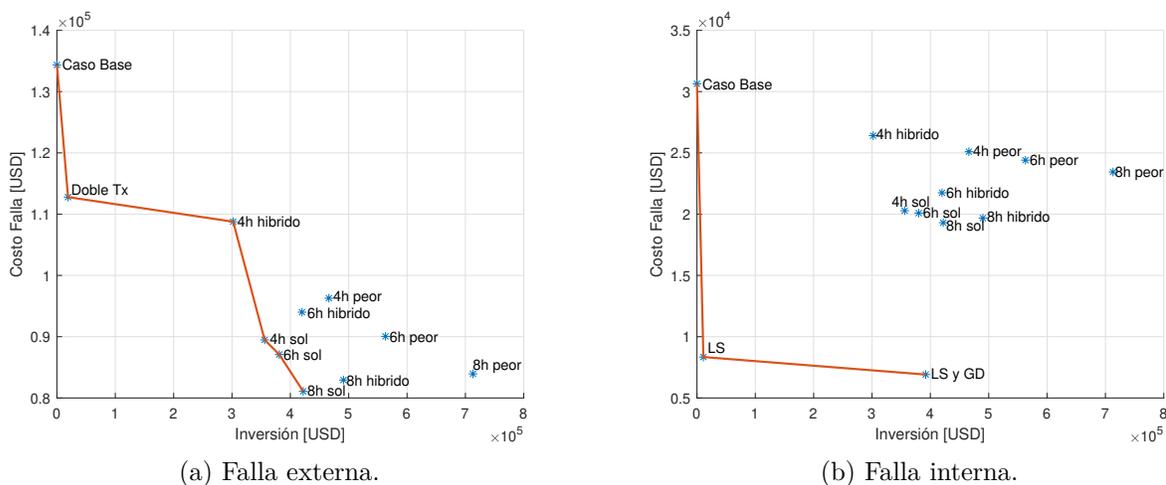


Figura 5.6: Fronteras de Pareto según costo de falla.

A modo de resumen, considerando un enfoque en donde se busca reducir los costos asociados a cada estrategia, la generación distribuida aparece como dominante por sobre otras estrategias como el *line switching* y la instalación de un doble circuito. Por otro lado, considerando un enfoque de confiabilidad, el doble circuito y la implementación de *line switching* si son parte de la frontera de Pareto, e incluso dejan pueden desplazar a la generación distribuida, como en el caso de la falla interna. En la tabla 5.7 se muestra el costo adicional que se requiere para mejorar la confiabilidad de la red según el tipo de falla:

Tabla 5.7: Costo de mejora en confiabilidad según tipo de falla.

Tipo de falla	Estrategia	Δ Costo total [Millones USD/año]	Δ EENS [MWh]	Costo mejora confiabilidad [USD/MWh]
Falla externa	Doble circuito	0,004	1,53	2.614,379
Falla interna	GD y LS	0,117	1,70	68.823,529
Falla combinada	GD con nivel de protección 8h para horas de sol	0,044	8,24	5.339,806

Capítulo 6

Conclusiones y trabajo futuro

6.1. Conclusiones

El presente trabajo propone un modelo de optimización de dos etapas, que permite una planificación y operación de redes eléctricas de distribución, y que posteriormente realiza una evaluación de un portafolio de inversiones entre las que se incluye la generación distribuida, para una operación aislada, y la incorporación de líneas con equipos de *line switching*, que permitan una reconfiguración inteligente ante la ocurrencia de fallas. En la primera etapa del modelo se determina la capacidad de las distintas tecnologías, utilizando un flujo de potencia óptimo AC linealizado, mientras que en la segunda etapa de simulación se calculan los índices y costos asociados a la ocurrencia intempestiva de las fallas. El modelo propuesto se aplicó a una red eléctrica con una topología radial ficticia, aunque con parámetros reales de consumo eléctrico, radiación y precios de la energía. La elección de la localidad se debe a que es una comuna rural, la cual posee un único punto de conexión con el sistema de transmisión, por lo que su suministro eléctrico depende en su totalidad del estado de la línea de transmisión que conecta a la comuna con el sistema troncal.

Luego de evaluar estrategias de mejora a nivel de transmisión y distribución para una red eléctrica en particular, con ciertas características topológicas y perfiles de demanda y precios, la cual simula las condiciones de una red rural, se determinó que dependiendo del tipo de falla considerada, las estrategias que presentan el mejor desempeño en cuanto a mejoras de confiabilidad con respecto al caso base son:

- Falla externa: instalación de un doble circuito en la línea de transmisión.
- Falla interna: generación distribuida en conjunto con equipos de *line switching*.
- Falla combinada: generación distribuida con un nivel de protección de 8 horas y dimensionada para horas de sol.

Sin embargo, los resultados muestran que las mejoras en la confiabilidad también implican un aumento del costo total debido a la inversión asociada a las distintas tecnologías, y por lo tanto en el sentido puramente económico la mejor opción es el caso base. En ese sentido, el análisis de sensibilidad muestra que, según la proyección de los costos de inversión de las tecnologías fotovoltaicas y el almacenamiento, las estrategias que incorporan generación distribuida presentarán un costo total menor que el caso base en pocos años cuando se considera una falla externa y combinada, y a largo plazo en el caso de la falla interna.

Al realizar un análisis de Pareto teniendo como objetivo minimizar los costos de inversión, operación y falla, se obtuvo que las estrategias que incorporan generación distribuida son las únicas que están presentes en la frontera tanto para una falla externa e interna, desplazando por completo a la instalación de un doble circuito y el *line switching*. En el caso de la falla combinada, el *line switching* en conjunto con generación distribuida si es parte de la frontera de Pareto. Esto demuestra que considerando un análisis multiobjetivo, las estrategias que incluyen generación distribuida son las que presentan el mejor desempeño, puesto que permiten la formación de islas o microrredes. Por otro lado, si se considera como objetivo minimizar solo los costos de inversión y de falla, entonces el doble circuito y el *line switching* si aparecen como soluciones pertenecientes a la frontera de Pareto, e incluso cuando se considera una falla interna, desplazan por completo a cualquier otra estrategia.

6.2. Trabajo futuro

Como trabajo futuro y mejoras en el modelo planteado, se propone considerar la incorporación de otros tipos de tecnologías como energía eólica, que agrega más variabilidad e incertidumbre en la generación (referencia), o también los vehículos eléctricos, los cuales requieren de tratamientos especiales en su modelación puesto que se pueden considerar como una batería con restricciones de mínimos y máximos de estado de carga en ciertas horas específicas del día (referencia), además de inversiones en la infraestructura de la red de distribución.

En cuanto a la modelación de las fallas, solo se consideró su ocurrencia con un criterio N-1, y no se consideró el evento específico que la generó. Esto es un aspecto a mejorar puesto que eventos como ráfagas de viento, incendios u otros eventos y desastres naturales pueden provocar la falla de más componentes a nivel de distribución y transmisión. Se plantea también la incorporación de otras métricas de evaluación de la confiabilidad como el SAIDI y SAIFI, los cuales van a permitir estudiar la mejora en la duración anual de las fallas, así como también la frecuencia de estas.

A pesar de que el modelo considera una primera etapa de planificación de la red, en donde se dimensiona la capacidad de la generación distribuida, no se considera como variable su ubicación, así como tampoco la ubicación y cantidad de líneas que permitan realizar el *line switching*. Estos factores podrían representar cambios en las soluciones obtenidas, a pesar de que los resultados obtenidos muestran mejoras considerables en la confiabilidad.

Por último, si bien el modelo se utilizó para realizar un estudio de mejoras en la confiabilidad a partir de la instalación de generación distribuida y equipos de *line switching*, también puede utilizarse para analizar el desempeño de estas tecnologías ante la ocurrencia de eventos de baja probabilidad y alto impacto, lo que se conoce como resiliencia.

Bibliografía

- [1] International Energy Agency, “Energy statistics data browser.” Disponible en <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser>. Consultado el 10 de marzo de 2022.
- [2] T. Adefarati and R. Bansal, “Reliability assessment of distribution system with the integration of renewable distributed generation,” *Applied Energy*, vol. 185, pp. 158–171, 2017.
- [3] NREL (National Renewable Energy Laboratory), “Annual technology baseline 2022.” Disponible en <https://atb.nrel.gov/>.
- [4] G. Liu, T. Ollis, N. Stenvig, Y. Xu, Y. Zhang, and K. Tomsovic, “Robust scheduling of microgrids with resiliency constraints,” in *2019 IEEE Power Energy Society General Meeting (PESGM)*, pp. 1–5, 2019.
- [5] C. L. Borges and D. M. Falcão, “Optimal distributed generation allocation for reliability, losses, and voltage improvement,” *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, vol. 28, no. 6, pp. 413–420, 2006.
- [6] S. Huang, Q. Wu, J. Wang, and H. Zhao, “A sufficient condition on convex relaxation of ac optimal power flow in distribution networks,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 2, pp. 1359–1368, 2017.
- [7] A. Keane, L. F. Ochoa, C. L. T. Borges, G. W. Ault, A. D. Alarcon-Rodriguez, R. A. F. Currie, F. Pilo, C. Dent, and G. P. Harrison, “State-of-the-art techniques and challenges ahead for distributed generation planning and optimization,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 2, pp. 1493–1502, 2013.
- [8] S. Boyd and L. Vandenberghe, *Convex Optimization*. Cambridge University Press, 2004.
- [9] K. Baker, “Solutions of dc opf are never ac feasible,” in *The Twelfth ACM International Conference on Future Energy Systems*, (New York, NY, USA), ACM, 2021.
- [10] J. F. Franco, L. F. Ochoa, and R. Romero, “Ac opf for smart distribution networks: An efficient and robust quadratic approach,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 5, pp. 4613–4623, 2018.
- [11] M. Farivar, C. R. Clarke, S. H. Low, and K. M. Chandy, “Inverter var control for distribution systems with renewables,” in *2011 IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm)*, pp. 457–462, 2011.
- [12] M. Farivar and S. H. Low, “Branch flow model: Relaxations and convexification—part i,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 2554–2564, 2013.
- [13] M. Farivar and S. H. Low, “Branch flow model: Relaxations and convexification—part ii,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 2565–2572, 2013.

- [14] T. Akbari and M. Tavakoli Bina, “Linear approximated formulation of ac optimal power flow using binary discretisation,” *IET Generation, Transmission Distribution*, vol. 10, 2016.
- [15] U.S Department of Energy, “The smart grid.” Disponible en https://www.smartgrid.gov/the_smart_grid/smart_grid.html.
- [16] A. Cagnano, E. De Tuglie, and P. Mancarella, “Microgrids: Overview and guidelines for practical implementations and operation,” *Applied Energy*, vol. 258, p. 114039, 2020.
- [17] N. G. Paterakis, A. Mazza, S. F. Santos, O. Erdinç, G. Chicco, A. G. Bakirtzis, and J. P. S. Catalão, “Multi-objective reconfiguration of radial distribution systems using reliability indices,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 2, pp. 1048–1062, 2016.
- [18] M. Lavorato, J. F. Franco, M. J. Rider, and R. Romero, “Imposing radiality constraints in distribution system optimization problems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 1, pp. 172–180, 2012.
- [19] J. Li, X.-Y. Ma, C.-C. Liu, and K. P. Schneider, “Distribution system restoration with microgrids using spanning tree search,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 6, pp. 3021–3029, 2014.
- [20] S. Poudel, H. Sun, D. Nikovski, and J. Zhang, “Resilient restoration of power distribution system based on minimum spanning forest,” in *2019 IEEE Power Energy Society General Meeting (PESGM)*, pp. 1–5, 2019.
- [21] F. García-Muñoz, F. Díaz-González, and C. Corchero, “A novel algorithm based on the combination of ac-opf and ga for the optimal sizing and location of ders into distribution networks,” *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 27, 2021.
- [22] Z. Yang, H. Zhong, A. Bose, T. Zheng, Q. Xia, and C. Kang, “A linearized opf model with reactive power and voltage magnitude: A pathway to improve the mw-only dc opf,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 2, pp. 1734–1745, 2018.
- [23] C. F. DeSieno and L. L. Stine, “A probability method for determining the reliability of electric power systems,” *IEEE Transactions on Reliability*, vol. R-14, no. 1, pp. 30–35, 1965.
- [24] O. A. Ansari, N. Safari, and C. Y. Chung, “Reliability assessment of microgrid with renewable generation and prioritized loads,” in *2016 IEEE Green Energy and Systems Conference (IGSEC)*, pp. 1–6, 2016.
- [25] R. Moreno, R. Moreira, and G. Strbac, “A milp model for optimising multi-service portfolios of distributed energy storage,” *Applied Energy*, vol. 137, p. 554–566, 01 2015.
- [26] R. Romero, J. F. Franco, F. B. Leão, M. J. Rider, and E. S. de Souza, “A new mathematical model for the restoration problem in balanced radial distribution systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 2, pp. 1259–1268, 2016.
- [27] R. Moreno, A. Street, J. Arroyo, and P. Mancarella, “Planning low-carbon electricity systems under uncertainty considering operational flexibility and smart grid technologies,” *Philosophical Transactions of The Royal Society A Mathematical Physical and Engineering Sciences*, vol. 375, 07 2017.
- [28] Power & Energy Society, “37-bus test feeder.” Disponible en <https://cmte.ieee.org/pe>

- [s-testfeeders/resources/](#), (consultado el 10 de marzo de 2022).
- [29] Comisión Nacional de Energía, “Consumo eléctrico anual por comuna y tipo de cliente.” Disponible en <http://energiaabierta.cl/categorias-estadistica/electricidad>.
- [30] Coordinador Eléctrico Nacional, “Detalle diario de retiro de energía - barra.” Disponible en <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/demanda-real/>.
- [31] E. McKenna, M. Thomson, and J. Barton, “Crest demand model,” *Loughborough University*, 2015.
- [32] Coordinador Eléctrico Nacional, “Costo marginal real - barra Diego de Almagro (2021).” Disponible en <https://www.coordinador.cl/mercados/graficos/costos-marginales/costo-marginal-real/>, (consultado el 10 de marzo de 2022).
- [33] Ministerio de Energía, “Explorador solar.” Disponible en <https://solar.minenergia.cl/inicio>.
- [34] Comisión Nacional de Energía, “Estudio costo de falla de corta y larga duración SEN y SSMM (informe técnico final).” Disponible en <https://www.cne.cl/tarifacion/electrica/costos-de-falla/>.
- [35] Comisión Nacional de Energía, “Informe de costos de tecnologías de generación,” 2017-2022.
- [36] W. Cole, A. W. Frazier, and C. Augustine, “Cost projections for utility-scale battery storage: 2021 update,” *National Renewable Energy Laboratory*, 2021.
- [37] D. Pinney, C. Miller, and T. Lovas, “Costs and benefits of smart feeder switching; quantifying the operating value of sfs,” *National Rural Electric Cooperative Association*, 2014.
- [38] Energía Abierta, “Saidi mensual comunal.” Disponible en http://energiaabierta.cl/categorias-estadistica/electricidad/?_sft_etiquetas-estadistica=saidi, (consultado el 10 de marzo de 2022).
- [39] Coordinador Eléctrico Nacional, “Estudio de continuidad de suministro,” *Departamento de Estudios Eléctricos*, 2021.

Anexos

Anexo A

Ejemplos prácticos de algoritmos

A.1. Detección de ciclos con algoritmo DFS

En la figura A.1 se muestra un grafo no dirigido, el cual presenta un ciclo o *loop* en una de sus ramas:

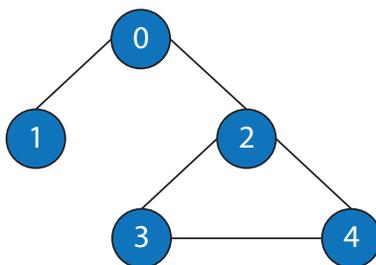


Figura A.1: Grafo no dirigido con un loop.

Este grafo se utilizará como ejemplo para mostrar el uso del algoritmo de búsqueda DFS para la detección de este ciclo, para lo cual se realiza el siguiente procedimiento, ilustrado también en la figura A.2:

1. Lo primero es considerar que el vértice 0 ya ha sido visitado (en color rojo), puesto que es la raíz de todo el grafo. Luego se recorre su primer vértice adyacente, que es el número 1, el cuál también se marca como visitado. Si se aplica el algoritmo DFS en este punto, considerando ahora al 1 como raíz, se tiene que el único otro vértice es el 0, el cuál ya ha sido visitado pero resulta ser el vértice padre original del vértice 1. Por lo tanto, no se ha detectado un ciclo.
2. Ahora se marca como visitado el vértice 2, cuyos vértices adyacentes son el 0, 3 y 4. El vértice 0 ya ha sido visitado, pero corresponde a su vértice padre original, por lo tanto aún no se detecta un ciclo.
3. Se sigue con el siguiente vértice no visitado, el número 3, que ahora se convierte en un nodo padre y en un nodo visitado, cuyos adyacentes son el 2 y 4. En este punto, se observa que el vértice 2 ya ha sido visitado, sin embargo, es el vértice padre original del vértice 3, por lo tanto hasta este punto no hay un ciclo.
4. Se procede con el último vértice que no ha sido visitado, el número 4. Se convierte en un vértice padre y se marca como visitado. Se observa sus vértices adyacentes, los cuales

son el 2 y 3. El vértice 3 ya ha sido visitado, pero corresponde al vértice padre original del vértice 4. Sin embargo el vértice 2, que ya ha sido visitado, no es su vértice padre, por lo que se detecta un ciclo.

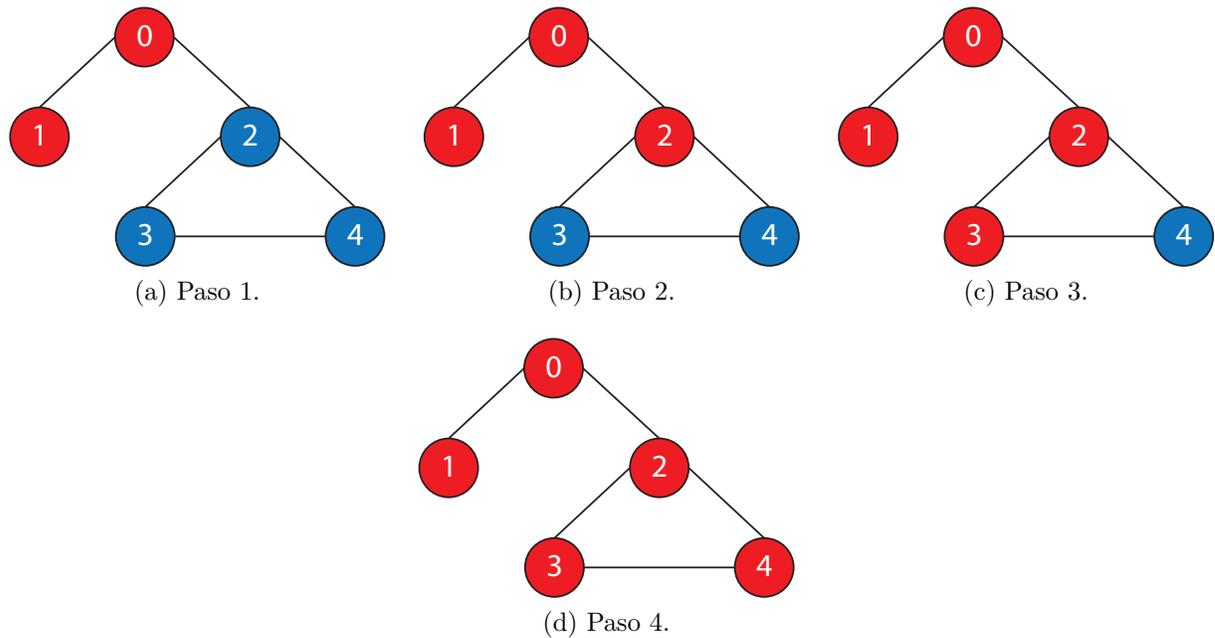


Figura A.2: Búsqueda de ciclos.

A.2. Búsqueda de topología candidata

En la figura A.3 se muestra un ejemplo de una red pequeña, en donde las líneas discontinuas representan a las líneas de distribución que no operan durante una operación normal (sin falla) de la red:

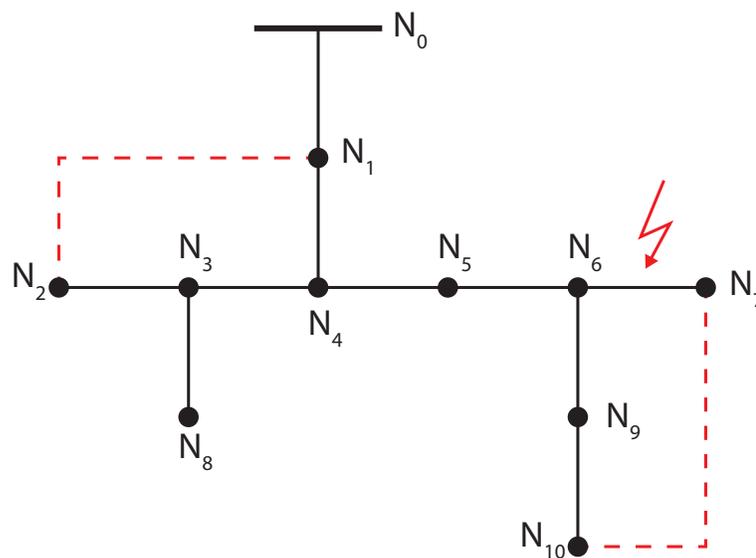


Figura A.3: Red eléctrica enmallada con operación radial.

Luego, si se produce una falla en la línea $N_6 - N_7$, conectar la línea $N_1 - N_2$ produce una operación enmallada, y además el nodo N_7 seguiría sin conexión. Por otro lado, al conectar la línea $N_7 - N_{10}$ se mantiene una topología radial, y además permite que el nodo N_7 tenga conexión con la red. Esto evidencia una de las limitaciones del modelo de optimización matemático planteado, puesto que la conexión de cualquiera de las dos líneas cumple con la restricción (3.35), pero solo una de ellas mantiene una topología radial. La solución a este problema es la incorporación del algoritmo DFS dentro de la etapa de simulación, puesto que permite descartar aquellas líneas que eventualmente generan una operación enmallada, dada cierta falla en la red. El algoritmo se utiliza en cada una de las simulaciones, puesto que cada una presenta una falla en una línea distinta.

A.3. Red IEEE de 37 barras modificada

En la tabla A.1 se muestran las características de la red IEEE modificada utilizada en los casos de estudio, en donde las líneas 36 – 38 corresponden a las líneas extras o candidatas. Por otro lado, en la tabla A.2 se muestran los factores de potencia de las cargas consideradas:

Tabla A.1: Red IEEE modificada.

Línea	R [Ω]	X [Ω]	Línea	R [Ω]	X [Ω]
1	0,295214187	0,184734115	20	0,803807772	0,417127518
2	1,301900158	0,482060969	21	1,301900158	0,482060969
3	0,803807772	0,417127518	22	0,803807772	0,417127518
4	0,295214187	0,184734115	23	1,301900158	0,482060969
5	1,301900158	0,482060969	24	1,301900158	0,482060969
6	0,803807772	0,417127518	25	0,803807772	0,417127518
7	1,301900158	0,482060969	26	0,803807772	0,417127518
8	0,803807772	0,417127518	27	0,803807772	0,417127518
9	1,301900158	0,482060969	28	0,803807772	0,417127518
10	1,301900158	0,482060969	29	0,803807772	0,417127518
11	1,301900158	0,482060969	30	1,301900158	0,482060969
12	1,301900158	0,482060969	31	0,803807772	0,417127518
13	1,301900158	0,482060969	32	0,803807772	0,417127518
14	0,803807772	0,417127518	33	1,301900158	0,482060969
15	1,301900158	0,482060969	34	1,301900158	0,482060969
16	0,803807772	0,417127518	35	0,181813663	0,122596841
17	0,803807772	0,417127518	36	0,803807772	0,417127518
18	1,301900158	0,482060969	37	0,803807772	0,417127518
19	1,301900158	0,482060969	38	0,803807772	0,417127518

Tabla A.2: Factor de potencia de cargas red IEEE modificada.

Carga	Factor de potencia	Carga	Factor de potencia
1	0,89443	14	0,90482
2	0,90482	15	0,89443
3	0,90482	16	0,90482
4	0,90374	17	0,89443
5	0,90482	18	0,90482
6	0,90482	19	0,89443
7	0,89554	20	0,89443
8	0,89443	21	0,89726
9	0,89443	22	0,90482
10	0,89443	23	0,89443
11	0,89443	24	0,90394
12	0,89443	25	0,89443
13	0,90482		

Anexo B

Comparación método iterativo

Se realizó una implementación del método iterativo utilizado en la resolución de un AC-OPF, y del método no lineal planteado en [12][13], el cual corresponde a un problema del tipo QCQP ³. Estos dos modelos fueron comparados con los resultados de flujo de potencia obtenidos mediante una simulación con el software libre OpenDSS. Para eso se utiliza la red de prueba IEEE de 37 barras modificada, en las mismas condiciones que el caso base explicado en la sección 4.2.1, el cual no considera la instalación de generación distribuida. En la tabla B.1 se muestran una comparación de distintas variables obtenidas del flujo de potencia, tales como la potencia de entrada en la red, las pérdidas activas y reactivas, y la máxima desviación de tensión con respecto al voltaje en la cabecera o alimentador de la red:

Tabla B.1: Comparación métodos de resolución flujos de potencia AC.

Variable	OpenDSS	Modelo QCQP		Modelo propuesto	
	Valor	Valor	Error [%]	Valor	Error [%]
Energía activa de entrada [MWh/año]	14.622,4706	14.624,6637	0,0149	14.622,3515	0,0158
Energía reactiva de entrada [MWh/año]	7.119,2108	7.119,5142	0,0042	7.119,1453	0,0009
Pérdidas de potencia activa [MWh/año]	238,5322	236,7253	0,7575	238,4130	0,0499
Pérdidas de potencia reactiva [MWh/año]	132,1699	133,4733	0,9861	132,1045	0,0494
Max. desviación tensión [p.u]	0,9965	0,9936	0,2910	0,9936	0,2910

Se observa que tanto el modelo QCQP como el modelo iterativo propuesto presentan errores menores al 1 % en comparación al valor real obtenido mediante la simulación en OpenDSS. La mayor diferencia porcentual se observa en la máxima desviación de tensión, que en ambos casos llega al 0,9936 %. Sin embargo, si se comparan los tiempos de ejecución necesarios entre ambos modelos, se observan diferencias mas significativas, tal como se muestran en la tabla B.2:

³ QCQP: Quadratically Constrained Quadratic Programming

Tabla B.2: Tiempos de ejecución modelos flujo AC.

Modelo	Tiempo de ejecución [s]
QCQP	75,83
Iterativo	15,76

Como se puede observar, el método iterativo permite una disminución de un 79,22% en el tiempo total de ejecución, con respecto al modelo QCQP. Adicionalmente, en la figura B.1 se muestra una diferencia en el perfil de tensión en las barras del sistema, para el período en donde se observan las mayores diferencias entre los valores reales y los dos modelos. Es decir, dados los 168 perfiles de tensión, se consideró el período en donde el error cuadrático medio entre los tres modelos era mayor. Se observa que los perfiles son prácticamente idénticos, corroborando los datos mostrados en la tabla B.1.

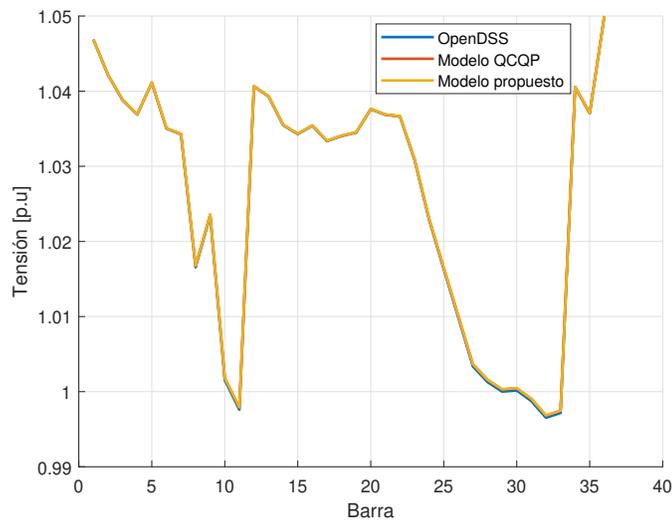


Figura B.1: Perfiles de tensión con distintos métodos de flujo de potencia AC.