



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

PORTAFOLIOS TECNOLÓGICOS PARA EL DISEÑO CONFIABLE Y RESILIENTE  
DE REDES DE DISTRIBUCIÓN UTILIZANDO FLUJOS LINEALES AC: APLICACIÓN  
A VIENTOS EXTREMOS

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

ANDRÉS LEONARDO CHÁVEZ ENRÍQUEZ

PROFESOR GUÍA:  
RODRIGO MORENO VIEYRA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
PATRICIO MENDOZA ARAYA  
HUGH RUDNICK VAN DE WYNGARD

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por la Secretaría de Educación Superior,  
Ciencia, Tecnología e Innovación SENESCYT mediante programa  
ARSEQ-BEC-002366-2017 y por la Agencia Nacional de Investigación y Desarrollo ANID  
mediante programa FONDECYT 1181928

SANTIAGO DE CHILE  
JULIO 2020



RESUMEN DE LA TESIS PARA OPTAR  
AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA, MENCIÓN ELÉCTRICA  
POR: ANDRÉS LEONARDO CHÁVEZ ENRÍQUEZ  
FECHA: JULIO 2020  
PROF. GUÍA: RODRIGO MORENO VIEYRA

PORTAFOLIOS TECNOLÓGICOS PARA EL DISEÑO CONFIABLE Y RESILIENTE  
DE REDES DE DISTRIBUCIÓN UTILIZANDO FLUJOS LINEALES AC: APLICACIÓN  
A VIENTOS EXTREMOS

Los eventos de vientos extremos representan una amenaza a los sistemas eléctricos de distribución. Para mitigar este tipo de amenazas, cada vez más frecuentes e intensas debido a los efectos del cambio climático, se requiere contar con sistemas más resilientes. En este contexto, se presenta la evaluación de un portafolio de estrategias de diseño de redes utilizando técnicas convencionales (soterramiento) y otras más modernas, asociadas a la implementación de redes inteligentes (seccionamiento automático, almacenamiento y transferencia de carga). Para cubrir la naturaleza estocástica de las fallas por viento se plantea un modelo de simulación de Monte Carlo con tres niveles de incertidumbre: magnitud del evento climático, fallas de la red y sus tiempos de recuperación. Adicionalmente, esta evaluación fue implementada dentro de un entorno de optimización basado en un nuevo modelo propuesto de flujos de potencia lineal AC. Los resultados se ilustran desde una perspectiva de Pareto eficiente bajo un criterio de confiabilidad y resiliencia, es decir, considerando eventos promedio y extremos, respectivamente. Dichos resultados muestran que la estrategia de seccionamiento inteligente junto con la capacidad de transferencia de carga entre subestaciones representan las mejores características en términos de costo-efectividad, confiabilidad y resiliencia ante vientos extremos.

# Dedicatoria

*A mi madre, mi razón de vida. Todo lo alcanzado es gracias a usted.*

# Agradecimientos

A Dios por su amor incondicional, por su protección en la distancia y por las lecciones de vida aprendidas durante este periodo.

Gracias a mi familia por su amor infinito, mis hermanos San y Vero y mi pequeña Paula. Gracias madre mía por su sacrificio y por todo el amor recibido. Gracias a mi padre por la vida. También gracias a Bely y Solita por su apoyo constante en mi formación desde muy pequeño.

Quiero expresar mi agradecimiento por la dirección al profesor Rodrigo Moreno, por su apoyo constante para lograr el objetivo propuesto a lo largo de estos dos años. Gracias también a los miembros de la comisión evaluadora por sus acertadas sugerencias.

Agradezco de manera especial a mis amigos que conocí en tierras chilenas, en especial a Pablo, Elías, Javi y Bastián, me llevo un pedazo de Chile con ellos, gracias por su apoyo, tiempo y amistad. Gracias también a los compatriotas que conocí aquí y comprenden lo que es estar lejos de casa, gracias a Diego, Alex, Ricardo, Danny y Eve.

A mis amigos y amigas, por los momentos compartidos.

Un agradecimiento a la Secretaría de Educación Superior, Ciencia, Tecnología e Innovación SENESCYT mediante programa ARSEQ-BEC-002366-2017 por el financiamiento para el desarrollo de este programa de estudios.

# Tabla de Contenido

<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
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. Contribuciones . . . . .	3
1.5. Esquema de la tesis . . . . .	4
<b>2. Revisión bibliográfica</b>	<b>5</b>
2.1. Flujo óptimo de potencia para redes de distribución . . . . .	6
2.2. Conceptualización de resiliencia . . . . .	7
2.3. Resiliencia en sistemas eléctricos de distribución . . . . .	7
2.4. Nuevo paradigma de redes de distribución . . . . .	8
2.4.1. Soterramiento de redes eléctricas . . . . .	9
2.4.2. Participación de las tecnologías de redes inteligentes . . . . .	10
<b>3. Caracterización de eventos de viento extremo sobre redes de distribución</b>	<b>13</b>
3.1. Curvas de fragilidad por viento extremo . . . . .	13
3.1.1. Desarrollo de curvas de fragilidad para redes aéreas . . . . .	14
<b>4. Flujo óptimo de potencia AC para redes de distribución</b>	<b>20</b>
4.1. AC-OPF convexos . . . . .	22
4.2. Formulación no lineal . . . . .	23
4.3. Algoritmo lineal . . . . .	24
4.3.1. Formulación lineal intertemporal . . . . .	27
4.4. Formulación lineal bajo contingencia . . . . .	29
<b>5. Metodología de evaluación de confiabilidad y resiliencia</b>	<b>32</b>
5.1. Evaluación multi-etapa . . . . .	33
5.1.1. Caracterización del fenómeno natural . . . . .	33
5.1.2. Vulnerabilidad de componentes . . . . .	34
5.1.3. Operación y reposición del sistema . . . . .	35
5.1.4. Simulación de Monte Carlo . . . . .	37
5.2. Métricas de evaluación . . . . .	37
<b>6. Casos de Estudio y Resultados</b>	<b>39</b>

6.1.	Datos de entrada . . . . .	40
6.2.	Casos de estudio . . . . .	41
6.2.1.	Caso Base . . . . .	41
6.2.2.	Soterramiento de redes . . . . .	41
6.2.3.	Conmutación inteligente de alimentadores . . . . .	42
6.2.4.	Incorporación de almacenamiento . . . . .	44
6.2.5.	Transferencia de carga . . . . .	45
6.3.	Resultados . . . . .	47
6.3.1.	Modelo sin transferencia de carga . . . . .	47
6.3.2.	Modelo con transferencia de carga . . . . .	47
6.4.	Análisis y discusión . . . . .	49
6.4.1.	Análisis por perspectivas . . . . .	49
6.4.2.	Análisis por Pareto . . . . .	52
6.4.3.	Comentarios Relevantes . . . . .	53
<b>7.</b>	<b>Conclusiones y Trabajo Futuro</b>	<b>54</b>
7.1.	Conclusiones . . . . .	54
7.2.	Trabajo Futuro . . . . .	55
	<b>Bibliografía</b>	<b>55</b>
	<b>A. Apéndices</b>	<b>61</b>

# Índice de Tablas

1.1. Escala de viento de Beaufort . . . . .	2
2.1. Cuadro comparativo de redes aéreas y subterráneas . . . . .	10
2.2. Características técnicas de varias tipos de tecnología de almacenamiento para sistemas de distribución . . . . .	12
2.3. Aplicaciones de varias tecnologías de almacenamiento para sistemas de distribución . . . . .	12
4.2. Estados de variables binarias para desacoplamiento de tramos de red . . . . .	30
5.1. Tiempo medio de reposición para líneas de distribución . . . . .	36
6.1. Costos de implementación de redes subterráneas en redes de distribución . . . . .	41
6.2. Costos de implementación de seccionamiento SFS en redes de distribución . . . . .	43
6.3. Características de almacenamiento para el modelo de evaluación . . . . .	44
6.4. Evaluación de la implementación de estrategias sin transferencia de carga . . . . .	47
6.5. Evaluación de la implementación de estrategias con transferencia de carga . . . . .	48
A.1. Perfil de carga normalizado horario . . . . .	61
A.2. Demanda modificada de la red de prueba . . . . .	62
A.3. Características topológicas de la red . . . . .	62
A.4. Energía suministrada y pérdidas de los modelos de AC-OPF . . . . .	62
A.5. Resultados complementarios de los modelos de AC-OPF . . . . .	63

# Índice de Ilustraciones

2.1.	Trapezoide del estado de resiliencia de un sistema sujeto a una contingencia . . . . .	8
2.2.	Red de distribución activa . . . . .	9
3.1.	Curvas de fragilidad para dos componentes diferentes . . . . .	14
3.2.	Estaciones meteorológicas de la Región Metropolitana de Chile . . . . .	15
3.3.	Velocidad de viento por estación meteorológica de la Región Metropolitana de Santiago de Chile y velocidad de viento ponderado . . . . .	16
3.4.	Correlación entre el perfil de viento interpolado (rojo) y la cantidad de fallas asociadas a vientos extremos (azul) . . . . .	16
3.5.	Ajuste de la curva de tendencia número de fallas vs. velocidad de viento . . . . .	17
3.6.	Curva de fragilidad para redes de distribución . . . . .	18
3.7.	Curva de fragilidad para diferentes longitudes de tramo de red aérea . . . . .	18
4.1.	Modelo serie de línea de transmisión de energía . . . . .	23
4.2.	Linealización de la región factible de $S_{ijmax}$ por rectas tangentes . . . . .	25
4.3.	Diagrama de flujo AC-OPF lineal . . . . .	26
4.4.	Aproximación de $i_{ij}$ por cortes tangentes de $P_{ij}$ . . . . .	27
4.5.	Aproximación de $i_{ij}$ por planos tangenciales de $P_{ij}$ y $Q_{ij}$ . . . . .	27
5.1.	Marco de evaluación de confiabilidad y resiliencia frente a vientos extremos considerando un portafolio de estrategias de diseño de redes de distribución . . . . .	32
5.2.	Histograma de la distribución de perfiles de viento. $\omega_1$ muestra la distribución para vientos promedio (en azul), mientras que $\omega_2$ muestra la media de la distribución para vientos extremos (en rojo). . . . .	34
5.3.	Curva de fragilidad general de un componente para dos estados de daño . . . . .	35
5.4.	Histograma de la distribución de tiempos de reposición de servicio. $MTTR_1$ muestra la distribución de tiempos de reposición para fallas comunes (en azul), mientras que $MTTR_2$ muestra la distribución de tiempos de reposición para fallas por condiciones atmosféricas (en rojo). . . . .	36
5.5.	Diagrama de flujo del modelo de evaluación de Monte Carlo secuencial. . . . .	37
6.1.	Red de prueba IEEE 37 barras modificada . . . . .	40
6.2.	Ejemplificación de soterramiento en un alimentador de distribución . . . . .	42
6.3.	Ejemplificación de seccionamiento inteligente en un alimentador de distribución . . . . .	43
6.4.	Incorporación de almacenamiento por zonas en el alimentador de distribución . . . . .	45

6.5.	Modelo de transferencia de carga entre dos alimentadores de distribución. El elemento SW corresponde al seccionamiento para transferencia de carga entre los alimentadores de diferentes subestaciones en operación radial. . . . .	46
6.6.	Mejoramiento de confiabilidad y resiliencia en base a las estrategias implementadas, sin transferencia de carga . . . . .	48
6.7.	Soluciones de Pareto en función de confiabilidad, resiliencia e inversión para redes de distribución sin transferencia de carga . . . . .	49
6.8.	Mejoramiento de confiabilidad, resiliencia en base a las estrategias implementadas, con transferencia de carga . . . . .	50
6.9.	Soluciones de Pareto en función de confiabilidad y resiliencia para redes de distribución con transferencia de carga . . . . .	51
A.1.	Error relativo de los modelos de AC-OPF . . . . .	63

# Capítulo 1

## Introducción

### 1.1. Motivación

El incremento en la duración y frecuencia de los eventos relacionados a clima extremo representa una variable a considerar en el desarrollo de los sistemas energéticos [1]. Este tipo de eventos extremos como nevazones, inundaciones, ráfagas de viento o huracanes puede afectar el desempeño de la infraestructura crítica como transporte, alimentación, agua, salud e iluminación, entre otros [2]. Tales eventos a pesar de su baja probabilidad de ocurrencia representan un gran impacto, equivalentes a grandes pérdidas sociales y económicas [3]. Debido a esta vulnerabilidad, hace necesario aumentar el énfasis en la ocurrencia de fallas relacionadas a estos eventos en la planificación y operación de los sistemas energéticos, principalmente en el sistema eléctrico dado que la mayoría de tales sistemas energéticos dependen de él.

Una de las consecuencias del cambio climático se presenta como altas velocidades de viento, las cuales se presentan ya sea de forma continua o en forma de ráfaga [4]. En particular, una ráfaga de viento extremo puede provocar serias afectaciones sobre la urbe. La tabla 1.1 muestra la escala empírica de Beaufort [5] sobre el daño ocasionado en tierra conforme a velocidades de viento en un intervalo dado. Dentro de este tipo de afectaciones se evidencian en los cortes del suministro de forma directa o indirecta. En adición a esto, el tiempo en reponer el servicio por causa de este tipo de eventos es mayor al requerido por las fallas comunes en redes de distribución [6].

Este constante incremento de las condiciones severas del clima alrededor del mundo cuestiona en qué tan resiliente es el sistema eléctrico frente a la ocurrencia de eventos extremos. El concepto de resiliencia en sistemas de potencia se describe como la capacidad de anticiparse a un evento externo caracterizado por una baja probabilidad de ocurrencia pero de un alto impacto (HILP<sup>1</sup>), soportar y recuperarse rápidamente y aprender lecciones para una operación futura, con la finalidad de mitigar el impacto que puedan representar este tipo de eventos [7]. La necesidad de contar con redes más resilientes se enmarca en la adaptación a las condiciones de los eventos HILP y poder entregar un servicio confiable.

---

<sup>1</sup>High Impact Low Probability

Nivel	Descripción	Velocidad [km/h]	Consecuencias en tierra
0	Calma	0 - 1	Calma total
1	Ventolina	2 - 5	El humo indica dirección del viento
2	Brisa débil	6 - 11	Se caen las hojas de los árboles, mueve molinos de viento
3	Brisa ligera	12 - 19	Ondulan banderas, se agitan hojas de árboles
4	Brisa moderada	20 - 28	Se levanta el polvo, se agitan las copas de árboles
5	Brisa fresca	29 - 38	Pequeños movimientos de árboles, ondulaciones en lagos
6	Brisa fuerte	39 - 49	Se mueven ramas de árboles, dificultad mantener paraguas abierto
7	Viento fuerte	50 - 61	Se mueven arboles grandes, dificultad de caminar contra el viento
8	Viento duro	62 - 74	Se quiebran copas de árboles, pueden moverse vehículos estacionados
9	Temporal fuerte	75 - 88	Imposible caminar normalmente, daños en construcciones, arrastre de vehículos
10	Temporal duro	89 - 102	Se arrancan árboles, daños estructurales
11	Temporal muy duro	103 - 117	Se arrancan techos, voladura de personas
12	Huracán	>118	Voladura de vehículos, árboles, casas, personas

Tabla 1.1: Escala de viento de Beaufort

Por otro lado, un constante incremento en el desarrollo de recursos energéticos distribuidos DER<sup>2</sup> como la generación distribuida, el almacenamiento, entre otros, representa un cambio en el paradigma del diseño y operación de los sistemas eléctricos de potencia, fundamentalmente dentro del sistema de distribución. La participación de los DER representa un incremento en la flexibilidad de la operación de las redes eléctricas, siendo un concepto clave ante los requerimientos dado por perturbaciones que puedan ocurrir [8].

Una estrategia para lidiar con los efectos del clima extremo en un sistema eléctrico es reducir su impacto mediante acciones preventivas y correctivas, y así mejorar el nivel de resiliencia de la red [7]. Es por tanto que, el aprovechamiento de los DER, estrategias de seccionamiento o soterramiento de las redes de distribución podrían representar las acciones a considerar, y obtener así un mejor desempeño de un sistema de potencia ante la ocurrencia de los eventos extremos descritos anteriormente.

Por lo tanto, es fundamental desarrollar herramientas que permitan modelar los eventos externos, y en particular en este trabajo por vientos extremos. La caracterización de eventos exógenos dentro de un modelo matemático permite simular el daño que se genera en las redes de distribución. Dada la aleatoriedad de los estados de falla de los componentes de la red se requiere la evaluación de un gran número de simulaciones. Este desafío justifica el desarrollo de esta tesis, tomando en cuenta los antecedentes de falla y el aprovechamiento de los recursos actuales.

## 1.2. Hipótesis

En este trabajo se busca demostrar que existen estrategias de diseño de redes de distribución que presentan un mejor desempeño costo-efectivo dentro de un portafolio de técnicas de planificación. Los portafolios de tecnologías convencionales e inteligentes permiten determinar un diseño más confiable y resiliente de redes de distribución comparativamente con los diseños que sólo contienen tecnologías convencionales. Además, se hipotetiza que es posible plantear un modelo matemático de simulación estocástica que permita identificar dichos portafolios tecnológicos utilizando una variante lineal de los flujos de potencia óptimos AC-OPF<sup>3</sup>.

<sup>2</sup>Distributed Energy Resources

<sup>3</sup>Alternating Current - Optimal Power Flow

## 1.3. Objetivos

### 1.3.1. Objetivo general

El objetivo general de esta tesis es establecer una metodología para la evaluación del nivel de confiabilidad y resiliencia en redes eléctricas de distribución radiales frente a vientos extremos basado en simulaciones de Monte Carlo. Cada escenario de simulación se establece en base a los componentes fallados de acuerdo a curvas de fragilidad desarrolladas a partir de fallas asociadas a velocidades de viento extremas, evaluado en un entorno de optimización convexo propuesto.

### 1.3.2. Objetivos específicos

- Desarrollar un algoritmo de optimización para flujo de potencia AC lineal intertemporal para redes radiales sujeto a contingencias, necesario como herramienta para la metodología propuesta de evaluación de estrategias de diseño de redes de distribución.
- Diseñar un algoritmo capaz de evaluar el desempeño de un portafolio de estrategias de planificación de redes de distribución considerando tecnologías convencionales e inteligentes desde una perspectiva de confiabilidad y resiliencia frente a vientos promedio y extremo.
- Desarrollar curvas de fragilidad de redes de distribución desde un punto de vista práctico, con la finalidad determinar la probabilidad del estado de cada tramo de red en función de su longitud y de la velocidad del viento. Tales curvas se obtienen en base a la estadística de fallas por vientos extremos registrados en la región Metropolitana de Santiago de Chile.
- Determinar cuál o cuáles estrategias representan una solución costo-efectiva dentro del portafolio de tecnologías convencionales e inteligentes, con un enfoque en confiabilidad y resiliencia dada la ocurrencia de distintas velocidades de viento sobre las redes de distribución.

## 1.4. Contribuciones

- Formular un algoritmo de evaluación de un portafolio de estrategias de diseño convencionales e inteligentes de redes de distribución, bajo un criterio de confiabilidad, resiliencia e inversión de dichas estrategias. Dicha evaluación intertemporal se establece mediante simulaciones secuenciales de Monte Carlo de forma estocástica con tres niveles de incertidumbre referidos a la magnitud y tiempo de ocurrencia del evento externo, el estado de falla y el tiempo de recuperación de los componentes fallados.
- Desarrollar un nuevo modelo de flujo óptimo de potencia AC para redes radiales mediante aproximaciones lineales o cortes tangenciales, buscando obtener un mejor desempeño frente a los modelos propuestos anteriormente la literatura. Además se desarrollan las restricciones requeridas para su evaluación bajo contingencias múltiples.
- Desarrollar de forma práctica un conjunto de curvas de fragilidad de redes de distribución mediante la estadística de fallas asociadas a vientos extremos, con la finalidad de establecer un análisis estocástico del estado operativo de los tramos de red.

- Demostrar cuáles estrategias representarían soluciones costo-efectivas a aplicarse en redes de distribución bajo operación frente a la ocurrencia de viento promedio y viento extremo sobre el redes de distribución. Dichas soluciones se determinan mediante una comparación en un marco multi-objetivo a través de criterio de Pareto eficiente.

## 1.5. Esquema de la tesis

La organización de este trabajo está delineado de la siguiente forma: El primer capítulo presenta la introducción para el estudio en mención. El capítulo 2 presenta el estado del arte tanto de flujos óptimos de potencia AC convexos y el avance de los estudios de resiliencia en redes de distribución frente a desastres naturales. Seguido en el capítulo 3 se muestra el desarrollo de curvas de fragilidad en redes aéreas de distribución, esto como una herramienta para la evaluación del desempeño de redes de distribución. Luego, en el capítulo 4 se presenta la formulación matemática propuesta del AC-OPF lineal que se usará en este trabajo, seguido del capítulo 5 donde se detalla la metodología de evaluación. Posteriormente, en el capítulo 6 se presenta los casos de estudio y los resultados del modelo de evaluación planteado. Finalmente, en el capítulo 7 se presenta las principales conclusiones de este trabajo y las propuestas de trabajo futuro.

# Capítulo 2

## Revisión bibliográfica

Por muchos años, los sistemas eléctricos de potencia han sido diseñados y operados de tal manera que cumplan con un criterio de confiabilidad, entendiéndose confiabilidad como la capacidad de suplir el servicio eléctrico de manera segura y suficiente [9]. La mayoría de estudios de confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia solamente consideran flujo DC, es decir, se basan en el despacho de potencia activa para abastecer la demanda. El resultado de la evaluación de confiabilidad puede establecerse mediante varios índices como la energía no suministrada (ENS), criterio  $n - k$ , SAIDI, SAIFI, entre otros; evaluado bajo un conjunto de contingencias creíbles dentro del sistema de potencia.

Por otro lado, ha sido más frecuente la ocurrencia de eventos externos a los sistemas de potencia debido a condiciones atmosféricas o desastres naturales, los cuales representan un gran impacto en el desempeño del sistema eléctrico [10]. La ocurrencia de estos eventos externos hace necesario no solamente considerar aquellas contingencias creíbles, caracterizadas por una alta probabilidad de ocurrencia y un bajo impacto, sino también aquellas contingencias poco probables pero de alto impacto; dentro de este tipo de contingencias se encuentran aquellas por el clima extremo [11, 12, 13]. Por tanto, es necesario capturar el efecto de dichos fenómenos naturales e incorporarlos en la evaluación de redes eléctricas tomando en cuenta los múltiples componentes fallados que podrían darse a diferencia de aquellos que sólo se consideran en el enfoque de confiabilidad.

Adicionalmente, el desarrollo de nuevas tecnologías y su integración en el diseño y operación de redes eléctricas eventualmente permitiría reducir la redundancia y proveer mayor seguridad en suplir la demanda, de forma técnica y económicamente efectiva [14]. La exposición al riesgo debido a eventos HILP puede afrontarse y reducirse mediante la incorporación de este tipo de tecnologías, desplazando la cantidad de energía desde infraestructura primaria sin disminuir índices de confiabilidad [15].

Esta sección desarrolla los conceptos necesarios para comprender la metodología de esta tesis, en específico sobre la incorporación de nuevas tecnologías en redes de distribución y cómo implementarlas en la operación del sistema. De esta forma, al evaluar el desempeño bajo el efecto de eventos exógenos permita encontrar soluciones a ser implementadas, dando mayor flexibilidad, seguridad y robustez a los sistemas de distribución.

## 2.1. Flujo óptimo de potencia para redes de distribución

El cambio de paradigma en las redes de distribución de energía eléctrica representa un desafío en el diseño y operación incluyendo nuevas tecnologías como generación distribuida DG<sup>1</sup>, almacenamiento, autoconsumo, entre otros [10, 16]. La incorporación de este tipo de tecnologías hace necesario el desarrollo de nuevos algoritmos de flujos de potencia para aprovechar su participación de manera óptima en base a un objetivo establecido.

El desafío de un AC-OPF radica en la no linealidad de las formulaciones desarrolladas, a pesar de los avances realizados para establecer la convexificación de la región factible. Esta no linealidad limita la capacidad de encontrar soluciones globales [17]. Una de las propuestas que más se ha implementado para redes de distribución es aquella desarrollada en [18] y [19], en donde se presentan un conjunto de ecuaciones para flujos de potencia AC en redes radiales, nombrado como “distflow equations”: Un primer conjunto de ecuaciones que se basa en la inyección de corriente en un nodo BIM<sup>2</sup> y otro que considera el flujo entre dos nodos BFM<sup>3</sup>. Ambas formulaciones establecen las Leyes de Kirchhoff de voltaje y corriente.

Estas no linealidades referentes a las ecuaciones de flujos de potencia han sido abordadas en varios trabajos previos. Una formulación mediante restricciones no lineales pero convexas es desarrollada en [20, 21], donde se presenta las modificaciones al conjunto de “distflow equations” para establecer regiones factibles de solución del problema de AC-OPF. Sin embargo, esta formulación, dada su naturaleza no lineal, carece de ser implementada en gran escala por el alto costo computacional que presenta.

En [22] se presenta una formulación de AC-OPF mediante una formulación cuadrática por aproximaciones a través de cortes secantes permitiendo escalabilidad al linealizar las restricciones cuadráticas de la formulación mediante BFM. Si bien es una buena aproximación, el limitante radica en la cantidad de aproximaciones requeridas por cada tramo de red.

En [23] se presenta una formulación de aproximación lineal de AC-OPF en forma compleja (fasores) bajo los supuestos de que las pérdidas son despreciables y las tensiones son cercanamente equilibradas. Estos supuestos no son tan válidos si se considera redes saturadas con alta cargabilidad y de largas longitudes.

Considerando la paulatina incorporación de tecnologías renovables a nivel de distribución, gestión de reactivos, generación distribuida, sistemas de almacenamiento con acoplamiento temporal, control inteligente entre otros; se hace necesario establecer una formulación convexa lineal que permita una evaluación multi-periodo y a gran escala.

La formulación de flujos óptimos de potencia (OPF) a nivel de generación y transmisión considera a la distribución como una carga puntual. La complejidad de la evaluación en este nivel se refleja en que los supuestos en transmisión no son aplicables en distribución, como ignorar el flujo de reactivos, caídas de tensión y el desacoplamiento de sus componentes (no todos los elementos son seccionables a diferencia que en transmisión). Por tanto, es necesario una formulación adecuada que considere estas limitaciones y permita evaluar contingencias.

---

<sup>1</sup>Distributed Generation

<sup>2</sup>Bus Injection Model

<sup>3</sup>Branch Flow Model

## 2.2. Conceptualización de resiliencia

Esta sección busca establecer el concepto de resiliencia dentro de la ingeniería eléctrica y como se introduce este concepto en los estudios de sistemas de potencia tanto cualitativa como cuantitativamente. La resiliencia se conoce como una característica de sobreponerse a una situación crítica y de adaptación luego de una situación inesperada y volver a la normalidad. Este concepto ha sido llevado en los últimos años aplicable a los sistemas de potencia, desarrollando una conceptualización de este término al área eléctrica. Entre algunas definiciones relevantes se encuentran las siguientes:

- El Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica (IEEE<sup>4</sup>) presenta la definición de resiliencia como “La capacidad de resistir y reducir la magnitud y/o duración de los eventos perturbadores, lo que incluye la capacidad de anticipar, absorber, adaptarse y/o recuperarse rápidamente de un evento de este tipo” [24].
- El Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas (CIGRE<sup>5</sup>) define a la resiliencia en sistemas eléctricos de potencia como “La capacidad de limitar la extensión, severidad y duración de la degradación del sistema luego de un evento extremo. Esta es caracterizada por un conjunto de medidas clave antes, durante y después del evento extremo como anticipación, preparación, absorción, rápida recuperación y adaptación” [25].

El desempeño de un sistema eléctrico puede representarse de acuerdo a la evolución de su capacidad operativa en función del tiempo, tal como se presenta en la figura 2.1. La primera etapa se refiere a un estado pre-contingencia, idealmente un 100 % de su capacidad operativa. Una primera fase al instante  $t_{oe}$  donde ocurre un evento externo representa la degradación del nivel de resiliencia hasta un valor  $R_{pd}$  en  $t_{ee}$ . La segunda fase que se determina por el tiempo que permanece en dicho estado de degradación hasta  $t_r$  y una tercera fase de recuperación hasta  $T$  [11].

## 2.3. Resiliencia en sistemas eléctricos de distribución

Si bien el estudio de resiliencia en los sistemas eléctricos se ha comenzado a abordar en los últimos años, estos se han centrado en un mayor porcentaje en sistemas de gran extensión que comprenden generadores, líneas de transmisión y centros de carga expandidos a lo largo de extensas superficies. Sin embargo, a nivel de distribución, se evidencia una constante exposición a fallas debido a eventos catastróficos externos, por tanto, expone un punto focal de atención y de investigación. Varios estudios han sido desarrollados en torno a resiliencia en sistemas de distribución, aunque solo consideran despacho de potencia activa en sus formulaciones, mas no de reactivos como en verdad caracterizan a los flujos de distribución. En [6] se presenta una formulación no lineal estocástica en cuanto al tiempo de ocurrencia de un evento extremo y la reposición de sobre el horizonte de evaluación. El desempeño de la red es estimado de acuerdo a indicadores topológicos (estructural) y capacidad de suministro (confiabilidad).

En [26] se presenta una evaluación y mejoramiento del desempeño de redes de distribución

---

<sup>4</sup>Por sus siglas en inglés Institute of Electrical and Electronics Engineers

<sup>5</sup>Por sus siglas en francés Conseil International des Grands Réseaux Électriques

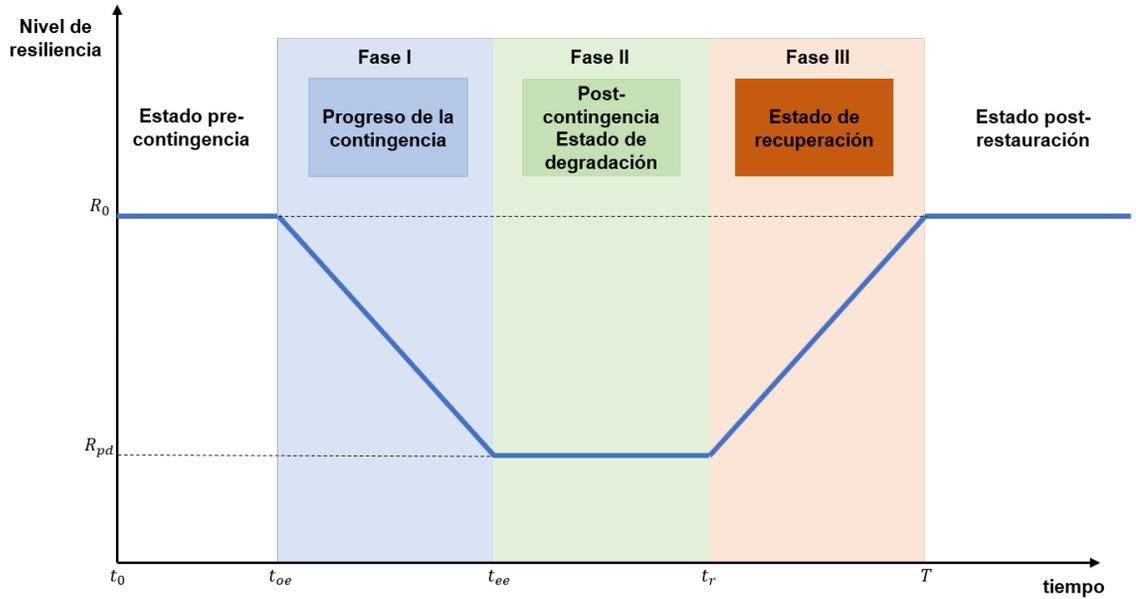


Figura 2.1: Trapecioide del estado de resiliencia de un sistema sujeto a una contingencia

frente a terremotos mediante evaluación de Monte Carlo como herramienta para determinar los diferentes escenarios de falla. Este estudio se plantea mediante un OPF considerando solamente flujo DC, es decir, sin flujo de reactivos en la red lo cual limita a la característica fundamental en flujos de redes de distribución.

En [27], se presenta una modelación para planificación de redes de distribución resilientes bajo clima extremo mediante programación estocástica de dos etapas, una primera para invertir en estrategias orientadas a mejorar el desempeño de la red y una segunda etapa que evalúa la operación de la decisión tomada. La cantidad de escenarios están limitados a un reducido número, considerando que durante un evento de clima extremo puede producir varias fallas simultáneamente.

En [28] se complementa el estudio de [27] mediante la implementación de estrategias de mejoramiento del desempeño de red por reforzamiento de estructuras, instalación de seccionamiento e incorporación de generación distribuida. El objetivo es minimizar el costo de inversión de decisiones a implementar bajo un conjunto limitado de escenarios de falla sin considerar múltiples fallas.

## 2.4. Nuevo paradigma de redes de distribución

El nuevo rol del sistema de distribución se refiere a la transición de un sistema pasivo, donde únicamente se entrega la energía al consumidor, a un sistema de distribución participativo que adiciona DER, sistemas gestión de la energía (EMS<sup>6</sup>) y gestión de la demanda (DSM<sup>7</sup>), tornando así a un sistema más flexible y observable. Esta transición requiere una

<sup>6</sup>Energy Management System

<sup>7</sup>Demand Side Management

mayor comprensión de los nuevos agentes que pueden involucrarse en el diseño y operación de los sistemas de distribución. La figura 2.2 representa las diferentes configuraciones que pueden establecerse en una red de distribución como la operación de microrredes, la transferencia de carga de alimentadores adyacentes, la participación de DER tales como almacenamiento, GD, entre otros. A continuación se resume las tecnologías más relevantes de este cambio de paradigma.

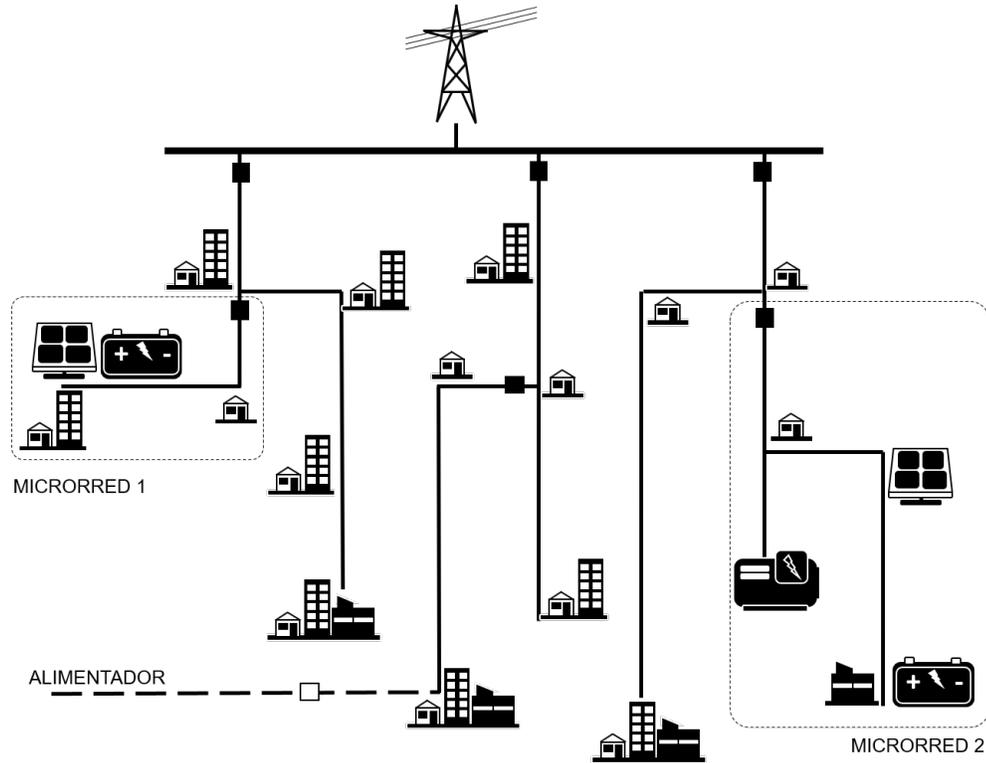


Figura 2.2: Red de distribución activa

### 2.4.1. Soterramiento de redes eléctricas

Una técnica convencional para mejorar el desempeño de redes eléctricas es la transición de redes aéreas a redes subterráneas. El limitante de esta transición ha sido principalmente el aspecto económico, a pesar de los beneficios que representa sobre todo en la continuidad del suministro de energía. Por otro lado, existen varias diferencias entre redes aéreas y subterráneas de las cuales se resume las más sobresalientes en la tabla 2.1.

Dentro del estudio de confiabilidad de redes de distribución frente a eventos extremos, el cambio paulatino de redes aéreas a subterráneas representaría una solución resiliente a pesar de su alto costo de implementación. Sin embargo, dependiendo del tipo de carga a la cual se suministre, el costo de pérdida de carga VoLL<sup>8</sup> representa una gran pérdida y penalización al distribuidor de energía. A esto se suma los tiempos extensos de recuperación debido al limitado personal de asistencia en reposición de redes falladas. Por ejemplo, ente junio y julio de 2017 se registraron mas de 400 mil clientes sin servicio relacionados a eventos externos en la Región Metropolitana de Chile, de estas muchas con mas de 100 horas de suspensión de

<sup>8</sup>Value of Lost Load

servicio [29]. Estos antecedentes evidenciaron la necesidad de optar por soluciones al daño que provoca la ocurrencia de eventos externos, sus múltiples fallas y el tiempo extenso en recuperarse.

Factor	Redes Aéreas	Redes Subterráneas
Restauración de la energía luego de una falla	- Fácil detección visual de fallas - Típicamente toma pocas horas de reparación	- Dificultad de localizar fallas - Puede tomar varios días a semanas de reparación
Requerimientos de capacidad	- Presentan gran capacidad de transmisión	- Requiere varios cables para una misma capacidad que una red aérea. - Adicionalmente requiere componentes como terminales, ductos, empalmes, entre otros.
Longitud de línea	- No existen limitaciones para largas distancias de red	- Requiere componentes adicionales para largas distancias.
Refrigeración	- Refrigeración natural (viento)	- Refrigeración en ductos y el calor se disipa en tierra.
Impacto ambiental	- Requiere levantar estructuras (postes, torres) a distancias adecuadas	- Requiere obra civil, ductos de PVC en concreto, pozos de revisión, etc.
Vida útil	- Superior a 80 años	- Hasta 40 años
Costo de instalación	- Relativamente de bajo costo de instalación.	- Puede representar de 10 a 15 veces el costo de una red aérea.
Utilización del suelo	- Se utiliza para la erección de postes o torres cada cierta distancia.	- Se ve involucrado el uso del suelo a través de toda la longitud de la red.

Tabla 2.1: Cuadro comparativo de redes aéreas y subterráneas

## 2.4.2. Participación de las tecnologías de redes inteligentes

Históricamente el sistema de distribución ha cumplido con la tarea de ser el puente entre los extensos sistemas de generación y transmisión y la entrega al usuario final. El desafío de las redes de distribución radica en la incorporación de DER desde la planificación y operación. En función del objetivo a plantearse se define dicha incorporación, el tipo de tecnología, su capacidad y localización dentro de la red de distribución. La participación de DER se refiere a un grupo de tecnologías que incluyen generación de energía en pequeña escala (3 kW a 50 MW) y gestión de la energía (sistemas de almacenamiento) localizados en el sistema eléctrico de distribución cerca del usuario final [30].

### Seccionamiento Inteligente en redes de distribución

El término “self-healing” hace referencia a capacidad de la restauración del área afectada por una falla luego de cumplirse el tiempo de reposición [31]. En general, no se instala sistemas de seccionamiento inteligente SFS<sup>9</sup> en alimentadores de distribución. Este tipo de accionamiento requiere emplear equipamiento adicional y software para “auto-sanar” las redes de distribución. Su instalación permitiría una localización y restauración automática del servicio luego de una falla. Su implementación en proyectos piloto ha presentado beneficios operacionales (reducción de fallas sostenidas, mayor monitoreo), beneficios del distribuidor (reducción de costos de operación y mantenimiento, y de penalizaciones regulatorias) y beneficios para el cliente (reducción de costos de no suministro) [32]. Un adecuado seccionamiento del área afectada por una falla y el despacho de GD y almacenamiento permiten garantizar un suministro confiable de energía [33]. En este estudio el limitado número de escenarios y la no linealidad de la formulación son limitantes para escalar el problema.

En [34] se presenta una formulación MILP<sup>10</sup> que establece condiciones de operación aisladas para poder abastecer la demanda en condiciones de emergencia mediante DG. Adicional-

<sup>9</sup>Smart Feeder Switching

<sup>10</sup>Mixed-Integer Linear Programming

mente se establece la transferencia por alimentadores de respaldo para incrementar la confiabilidad del modelo evaluado mediante el cierre remoto de seccionadores. Como consecuencia del aislamiento de fallas se puede establecer la transferencia de carga desde subestaciones adyacentes para abastecer de forma proporcional la demanda. Esta estrategia permitiría mejorar la confiabilidad ante la ocurrencia de fallas junto con la implementación de SFS [35].

## **Microrredes**

El concepto de microrred ha sido desarrollado en las últimas décadas, entendiéndose como microrred al conjunto de elementos de generación distribuidos, sistemas de almacenamiento y cargas controlables [36, 37]. Los elementos de una microrred en conjunto que pueden operar en forma interconectada a una red o de forma aislada. En condiciones normales de operación operan en conexión a la red, mientras que en condiciones de emergencia pueden suplir la demanda mediante las fuentes de energía dentro de la microrred.

La formación de microrredes aisladas puede darse de forma automática mediante la operación de interruptores automatizados al detectar una condición anormal en la red como son las fallas del tendido eléctrico. Este seccionamiento permitiría alimentar parcial o totalmente a la demanda en aquellas áreas sin falla [38]. Adicionalmente, la incorporación de sistemas de almacenamiento de energía permitirían una mayor penetración de generación local e incluso representar una estrategia de incrementar el nivel de resiliencia de la red [39]. En [40] se presenta un modelo de formación de microrredes cuando existe falla en la cabecera del alimentador. Este modelo plantea que se puede abastecer mediante DG manteniendo la operación radial.

La incorporación de sistemas de almacenamiento en microrredes ha sido evaluado también como estrategia resiliente en distribución [41]. El tipo de tecnología de almacenamiento dependerá de la aplicación, entre ellas calidad de energía, maximización de renovables, estabilidad de frecuencia y tensión, confiabilidad y resiliencia, entre otros. Las tablas 2.2 y 2.3 muestran las distintas características de las tecnologías existentes ampliamente desarrolladas de almacenamiento de energía [42, 43].

Tecnología de ESS	Capacidad max. [MW]	Eficiencia [%]	Vida Útil años (ciclos)	Tiempo de carga	Tiempo de descarga	Costo por potencia (\$/kW)	Costo por energía (\$/kWh)
<b>Eléctrica</b>							
Super-capacitor	0 - 0.05	60 - 65	5 (50,000)	seg-hr	ms - 1 hr	200 - 400	500-1000
<b>Mecánica</b>							
PHS	100-5000	75-85	50 (>13,000)	hr-meses	1 - 24hr+	2000-4300	5-100
FES	0.1-20	93-95	15(>100,000)	seg-min	mseg - 15 min	250 - 350	1000 - 14,000
<b>Química</b>							
Celdas de combustible $H_2$	0 - 59	25 - 58	20 (>20,000)	hr - meses	seg - 24 hr+	500 - 10,000	15
<b>Electroquímica</b>							
Plomo-ácido	0 - 40	70 - 90	3 - 15 (2000)	min - días	seg - hr	300 - 600	200 - 400
NaS	0.05 - 34	80 - 90	10 - 15 (2500 - 4500)	seg - hr	seg - hr	1000 - 3000	300 - 500
NiCd	0 - 40	60 - 65	10 - 20 (2000 - 3500)	min - días	seg - hr	500 - 1500	400 - 2400
<b>Térmica</b>							
HT- TES	0 - 60	30 - 60	5 - 15 (>13,000)	min - meses	1 - 24hr+	-	30 - 60

Tabla 2.2: Características técnicas de varias tipos de tecnología de almacenamiento para sistemas de distribución

Tecnología de ESS	Calidad de Energía	Integración DER	Respaldo de emergencia	Partida en negro	Regulación de voltaje	Uso de usuario final
<b>Eléctrica</b>						
Super-capacitor	✓					
<b>Mecánica</b>						
PHS		✓				
FES	✓	✓	✓		✓	✓
<b>Química</b>						
H <sub>2</sub> Celdas de combustible		✓	✓	✓		
<b>Electroquímica</b>						
Plomo-ácido	✓	✓	✓	✓	✓	✓
NaS	✓	✓	✓	✓	✓	✓
NiCd	✓	✓	✓	✓	✓	✓
<b>Térmica</b>						
HT- TES				✓		

Tabla 2.3: Aplicaciones de varias tecnologías de almacenamiento para sistemas de distribución

# Capítulo 3

## Caracterización de eventos de viento extremo sobre redes de distribución

### Visión General

En este capítulo se describe de forma particular la metodología de desarrollo de curvas de fragilidad, dada la importancia de la modelación del estado operativo de las redes de distribución para el estudio de evaluación de confiabilidad y resiliencia. Para esto, se considera únicamente a las líneas de distribución como componentes que están sujetos a falla, por lo tanto, el desempeño de la red de distribución depende de las fallas de los tramos de la red de distribución. En el alcance de este trabajo sólo se consideran las fallas provocadas por viento sobre el tendido eléctrico, sin embargo, existen otros factores causales de falla.

Esta modelación de vientos extremos captura el daño que producen sobre las redes eléctricas de distribución. Dicha modelación es tratada en base a la información disponible del perfil de viento en las estaciones de medición del área en estudio. La estimación de un perfil ponderado sobre el área de la red de distribución permite asociar un nivel de viento que conduce a un conjunto de fallas dado la condición atmosférica extrema. Este conjunto de fallas se estiman mediante el desarrollo de curvas de fragilidad de forma empírica, las cuales representan la modelación del fenómeno atmosférico sobre la operación de las redes de distribución y, por tanto, determinar el estado operativo o de falla.

### 3.1. Curvas de fragilidad por viento extremo

Las curvas de fragilidad se definen como funciones que describen la probabilidad de exceder un cierto estado de daño de un componente estructural, sujeto a un cierto nivel de daño aplicado a dicho componente [44, 45]. Es decir, una curva de fragilidad estima el desempeño de un componente de un sistema sujeto a la caracterización de un evento externo. Dicho desempeño se representa como la probabilidad de incurrir en un cierto nivel de daño, es decir, una probabilidad de falla [46]. Las curvas de fragilidad por tanto representan la relación directa entre la intensidad del evento externo y la probabilidad de daño, remarcando un umbral máximo de la caracterización de la intensidad de daño.

El uso de las curvas de fragilidad se establece en torno a la comparación de un número aleatorio uniformemente distribuido junto con la probabilidad de falla, y de esta manera determinar el estado operacional de un componente del sistema. Para cada componente, un valor por bajo su curva de fragilidad característica indica que el componente falla. En la figura 3.1 se presenta el concepto gráfico de curvas de fragilidad para diferentes componentes, siendo el componente 2 (línea continua) más susceptible a daño que el componente 1 (línea segmentada), bajo la misma intensidad de daño.

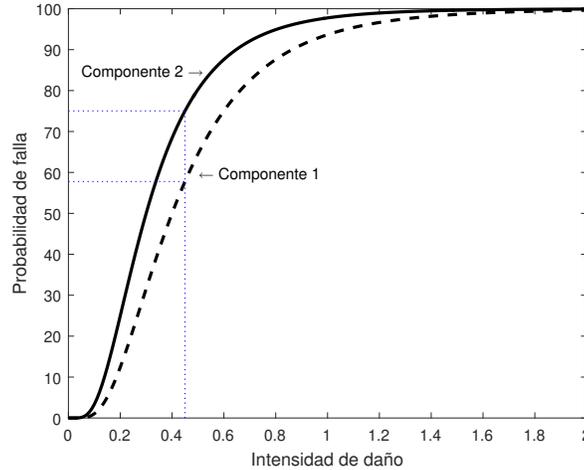


Figura 3.1: Curvas de fragilidad para dos componentes diferentes

### 3.1.1. Desarrollo de curvas de fragilidad para redes aéreas

La metodología implementada es aquella desarrollada en [47, 44], en la cual se generan de manera empírica curvas de fragilidad de equipamiento eléctrico, en particular sobre líneas aéreas de distribución. Estas curvas de fragilidad se obtienen mediante un análisis estadístico de velocidades de viento relacionadas a fallas registradas dentro del área de estudio. Esta metodología se basa en las siguientes etapas: *i)* Adquisición y tratamiento de los datos de viento histórico, *ii)* interpolación multidimensional, *iii)* correlación viento–falla y *iv)* adquisición de parámetros de ajuste de curvas de fragilidad.

La adquisición de datos se realiza de mediciones de las estaciones meteorológicas del área en estudio. La resolución de los datos se encuentran en un promedio móvil cada dos minutos, de los cuales se extrae el valor máximo de dicho promedio móvil por hora. La figura 3.2 muestra las estaciones de medición meteorológica dentro del área de la Región Metropolitana de Santiago de Chile. Es importante destacar que no todas las estaciones proveen de mediciones con un nivel adecuado de precisión y disponibilidad en el periodo considerado, por tanto, se descarta aquellas mediciones que no cumplen con un adecuado control de calidad. La información utilizada para este estudio se encuentra disponible en [48].

La interpolación de la información horaria obtenida permite determinar un perfil de viento en cada localización geográfica de la red de distribución. Para este estudio se consideró una interpolación lineal, la cual asigna un peso a cada medición de acuerdo a la distancia entre dicho punto y la localización de cada estación de medición. Se interpola un valor de acuerdo

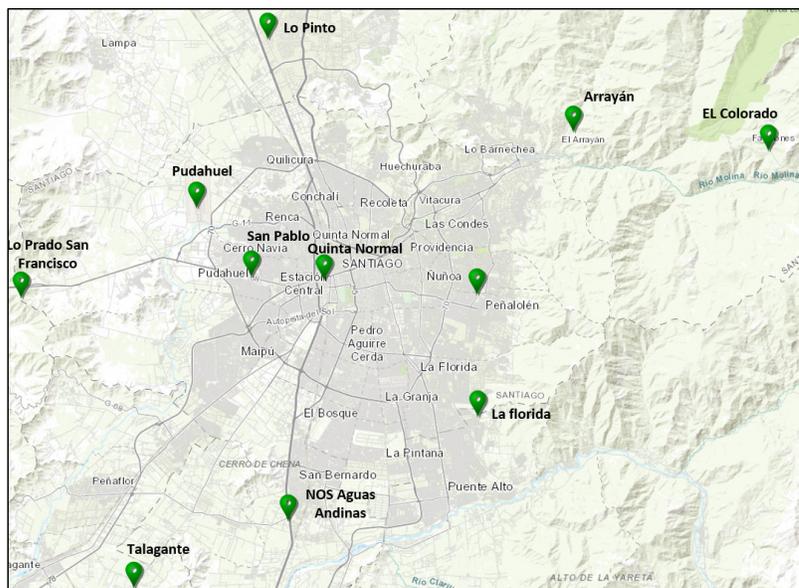


Figura 3.2: Estaciones meteorológicas de la Región Metropolitana de Chile

a una función  $wind = f(x, y, z)$ , donde  $x, y$  y  $z$  corresponden a la longitud, latitud y altura de cada punto de la red, respectivamente.

Dado que la distancia de los puntos de un alimentador primario de distribución respecto de la distancia entre estaciones meteorológicas es despreciable o mínima, se considera que los vértices de toda la extensión del alimentador de distribución en estudio es un valor puntual; en otras palabras, todos los nodos de la red de distribución percibirían el mismo perfil de viento. Este supuesto es válido considerando que el estado de falla de cada tramo de línea depende de la longitud y no de su localización como se detalla más adelante. La figura 3.3 muestra el perfil de viento de cada estación de medición y el perfil ponderado o interpolado con una resolución horaria para un periodo de una semana.

Posteriormente, basado en la cantidad de fallas de la red de distribución en estudio, se establece una correlación entre velocidad de viento asociado a una cantidad de fallas de líneas aéreas de distribución. Esta comparación muestra una correlación directa entre la velocidad de viento interpolada con la cantidad de fallas como se puede observar en la figura 3.4.

La correlación entre el número de fallas registradas por condiciones atmosféricas y el perfil de viento asociado dentro del intervalo en estudio muestra una correspondencia directa, es decir, un incremento proporcional de fallas con la velocidad del viento, como se puede observar en la figura 3.5. Esta información es asociada a la distancia total de redes de distribución donde se registraron las fallas por viento extremo y posteriormente parametrizada en fallas por distancia de red. Como resultado de esto se obtiene una tendencia del número de fallas por la distancia de red aérea en función de la velocidad del viento. Luego, mediante una aproximación a una curva aproximada en base a los datos adquiridos se ajusta a una función  $y$  que representa la curva de fragilidad y se expresa de la forma:

$$y = a \cdot x^b \quad (3.1)$$

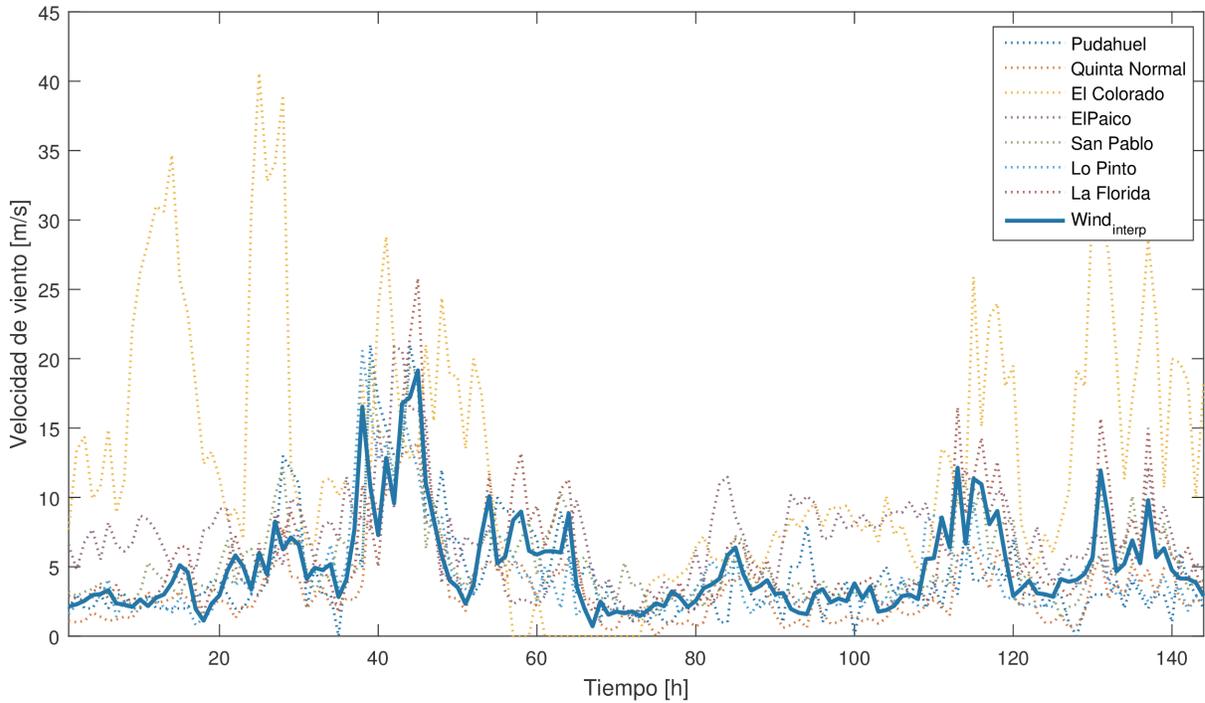


Figura 3.3: Velocidad de viento por estación meteorológica de la Región Metropolitana de Santiago de Chile y velocidad de viento ponderado

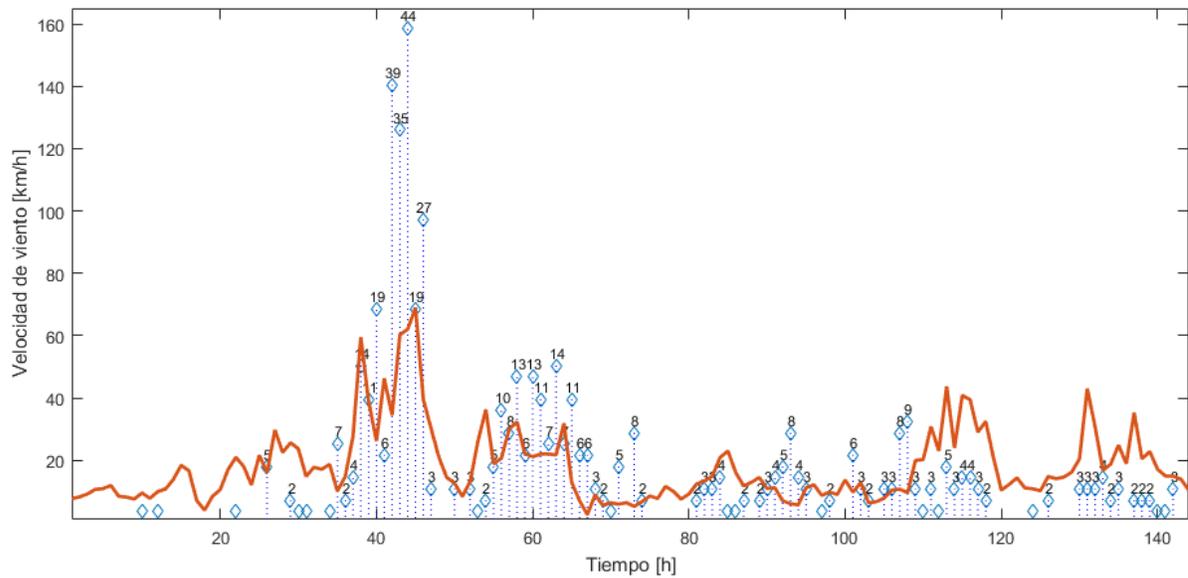


Figura 3.4: Correlación entre el perfil de viento interpolado (rojo) y la cantidad de fallas asociadas a vientos extremos (azul)

Donde los parámetros  $a$  y  $b$  son el resultado del ajuste de la curva de tendencia y  $x$  corresponde a la velocidad del viento. Para validar el ajuste de dicha curva, se determina el coeficiente de determinación  $R^2$ , el cual muestra qué tan próximos se encuentran los datos

de la curva de tendencia. Para nuestro caso se obtienen los coeficientes de  $a = 0.009194$  y  $b = 2.354$  con un coeficiente  $R^2 = 0.9799$ , este último que indica una buena aproximación de los datos a la curva ajustada.

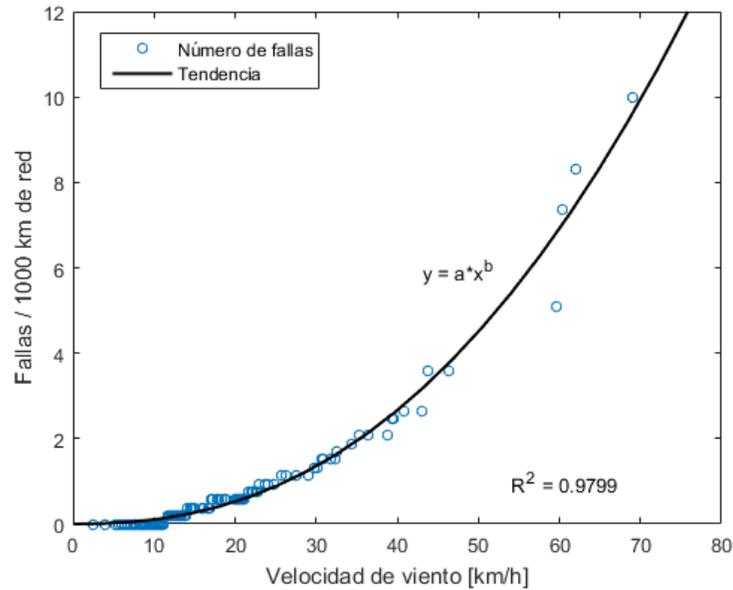


Figura 3.5: Ajuste de la curva de tendencia número de fallas vs. velocidad de viento

El desarrollo de esta curva de fragilidad tiene la finalidad de la evaluación del estado de falla de forma aleatoria en función de la distancia de cada tramo de línea expuesto a un viento extremo. Al evaluar la curva de fragilidad obtenida por el ajuste de los datos de viento extremo y el promedio de fallas asociadas se obtienen tres áreas marcadas de dicha curva de fragilidad. En la figura 3.6 se puede ver que existe una mínima probabilidad de falla o umbral inferior, bajo el cual no se presentarían fallas por condiciones atmosféricas. Por el contrario, existe un umbral superior, en el cual velocidades de viento superiores a dicho umbral presentarían un certeza de que un componente falle, en otras palabras una probabilidad de 100 %. Esta curva corresponde a una generalización de una curva de fragilidad para distintos tramos de red. Para una posterior evaluación se incorpora en la ecuación (3.1) la variable  $l$  que representa la longitud del tramo de red, por tanto, la función de curva de fragilidad de falla que anteriormente se presentaba como cantidad de fallas por cada 1000 kilómetros de red, ahora se presenta en forma de probabilidad.

Además, en la figura 3.6 se muestra la curva de fragilidad en forma de probabilidad para tramos de red de una distancia específica en función de la velocidad de viento. Esto se obtiene reemplazando dicha distancia de acuerdo a la ecuación (3.2), mientras que en la figura 3.7 se presentan las curvas de fragilidad para tramos de red de distribución de diferentes longitudes, en específico para 25, 50, 75 y 100 metros. Se puede evidenciar que existe una mayor probabilidad de falla de un tramo de red conforme mayor es su distancia.

$$y = a \cdot l \cdot x^b \quad (3.2)$$

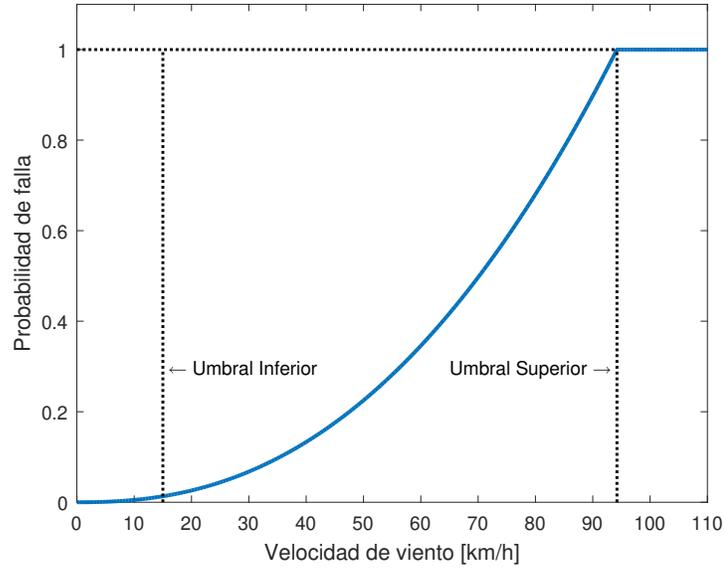


Figura 3.6: Curva de fragilidad para redes de distribución<sup>1</sup>

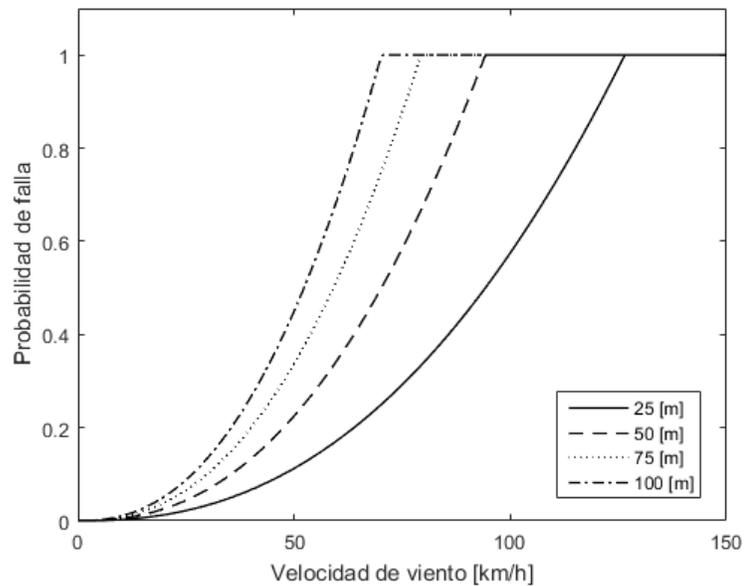


Figura 3.7: Curva de fragilidad para diferentes longitudes de tramo de red aérea

## Comentario

Si bien las fallas en redes aéreas que son debidas a fuertes vientos, en su mayoría se reflejan en fallas ocasionadas por elementos externos que son movidos por una ráfaga de viento, y estos a su vez impactan sobre el tendido eléctrico. Es por esto que para desarrollar las curvas de fragilidad se consideraron los registros de fallas que fueron provocadas por elementos sobre las redes, en un mayor porcentaje asociados a la arborización del entorno, mismo que

<sup>1</sup>Curva de fragilidad para líneas con una longitud promedio de 50 metros; la probabilidad de falla varía en función de la longitud de cada tramo de red.

se encuentra cercano al tendido eléctrico.

Basado en el desarrollo de curvas de fragilidad de [47, 44], para una mejor precisión del desarrollo de curvas de fragilidad se necesitaría información adicional como la dirección del viento, localización de la falla, estadística del tiempo de operación de los elementos de la red (edad), entre otros. Esta información permitiría obtener un mejor desarrollo de las curvas de fragilidad y no subestimar su probabilidad de falla.

# Capítulo 4

## Flujo óptimo de potencia AC para redes de distribución

### Nomenclatura

Set de Índices

$\mathcal{L}$	Set de tramos de red $(i, j)$
$\mathcal{L}_{Br}$	Set de tramos de red $(i, j)$ con seccionamiento $Br$
$\mathcal{L}_{\overline{Br}}$	Set de tramos de red $(i, j)$ sin seccionamiento $Br$
$\mathcal{L}_{F,t}$	Set de tramos de red $(i, j)$ con falla en $t$
$\mathcal{N}$	Set de nodos $j$
$\mathcal{T}$	Set de periodos $t$

Set de Parámetros

$B_j^{sh}$	Suceptancia capacitiva en el nodo $j$
$C_{ENS}$	Costo de recorte de carga
$C_{j,t}$	Costo de energía horario
$E_{jmax}^B$	Límite de capacidad máxima de energía de la batería en el nodo $j$
$E_{jmin}^B$	Límite de capacidad mínima de energía de la batería en el nodo $j$
$M$	Número suficientemente grande
$P_{j,t}^L$	Demanda de potencia activa en el nodo $j$ en $t$
$Q_{j,t}^L$	Demanda de potencia reactiva en el nodo $j$ en $t$
$R_{ij}$	Resistencia del tramo de línea $(i, j)$
$S_{ijmax}$	Límite de capacidad máxima de la línea $(i, j)$
$S_{jmax}^{DG}$	Límite de generación distribuida en el nodo $j$
$S_{jmax}^B$	Límite de capacidad máxima de potencia de la batería en el nodo $j$
$U_{max}, U_{min}$	Límites de tensión máxima y mínima, respectivamente
$X_{ij}$	Reactancia del tramo de línea $(i, j)$
$\Delta_t$	Duración del intervalo de tiempo $t$
$\eta$	Eficiencia round trip de almacenamiento

Set de Variables

$Br_{ij}$	Variable binaria que indica si un tramo de red tiene seccionador (1) o no lo tiene (0)
$E_{j,t}^B$	Energía neta de la batería en el nodo $j$ en $t$
$i_{ij,t}$	Variable cuadrática de la corriente en el tramo $(i, j)$ en $t$
$P_{ij,t}$	Potencia activa en el tramo $(i, j)$ en $t$
$P_{j,t}^B$	Despacho neto de potencia activa de la batería en el nodo $j$ en $t$
$P_{j,t}^C$	Potencia activa de carga de la batería en el nodo $j$ en $t$
$P_{j,t}^D$	Potencia activa de descarga de la batería en el nodo $j$ en $t$
$P_{j,t}^G$	Generación de potencia activa en el nodo $j$ en $t$
$Q_{ij,t}$	Potencia reactiva en el tramo $(i, j)$ en $t$
$Q_{j,t}^B$	Despacho de potencia reactiva de la batería en el nodo $j$ en $t$
$Q_{j,t}^G$	Generación de potencia reactiva en el nodo $j$ en $t$
$v_{j,t}$	Variable cuadrática de la tensión en el nodo $j$ en $t$
$W_{ij,t}^L$	Variable binaria que indica si existe desacoplamiento en el tramo $(i, j)$ (1) o no (0) en $t$
$W_{j,t}^N$	Variable binaria auxiliar que restringe los límites de tensión (1) en el nodo $j$ o no (0) en $t$
$Y_{j,t}$	Variable binaria que indica si el seccionador opera (1) o no (0) en $t$
$\beta_{j,t}$	Variable binaria que indica si hay recorte de carga (1) o no (0) en la demanda $j$ en $t$

## Visión General

En este capítulo se presentan dos principales contribuciones. En primer lugar, se desarrolla una nueva propuesta de la formulación del algoritmo de un AC-OPF lineal para redes de distribución sin contingencias. Dicha formulación representa un aporte individual al estado del arte en el desempeño de un AC-OPF para redes de distribución frente a las formulaciones realizadas anteriormente y descritas en la revisión bibliográfica en el capítulo 2. Como punto de partida se presenta la formulación de flujos óptimos AC convexo no lineal. De esta formulación se desarrollan posteriormente las modificaciones necesarias para una reformulación lineal del AC-OPF, resaltando los supuestos necesarios para abordar las no linealidades de la propuesta base. La principal modificación radica en el algoritmo propuesto, en el cual mediante aproximaciones por cortes tangenciales se determina el valor de la variable correspondiente a la corriente a través de las líneas en la red de distribución. Esta estrategia de cortes mejora el desempeño en la precisión de dicha variable frente a otras formulaciones y también respecto del costo computacional. Adicionalmente, se incorporan las restricciones para el planteamiento del AC-OPF intertemporal, considerando la participación de tecnologías que acoplan el despacho de energía en el tiempo como el almacenamiento.

En segundo lugar, se presenta un modelo para evaluación bajo múltiples contingencias, es decir, se incorporan las restricciones de desacoplamiento de los elementos con falla. Esta formulación permite entonces desacoplar las tensiones de los nodos adyacentes a un tramo de red con falla, así como también anular la capacidad de transferencia. El aporte significa-

tivo de esta formulación radica en que también se anula la capacidad de transferencia a los tramos adyacentes de una misma zona. Las zonas se limitan por tramos de red que contienen elementos de seccionamiento. Esta última formulación es aquella que se utilizará dentro del modelo de evaluación de confiabilidad y resiliencia en el capítulo 5.

## 4.1. AC-OPF convexos

La formulación de flujos de potencia en redes de distribución ha sido un desafío crucial dentro de un entorno de optimización. Este desafío se genera ya que los supuestos considerados para flujos óptimos en redes de transmisión no son válidos en distribución, como lo son la tensión nominal en todos los nodos del sistema e ignorar el flujo de reactivos por la red. Adicionalmente, la formulación bajo contingencias de una red de transmisión tampoco es válida en redes de distribución, tomando en cuenta que en este nivel no se puede desacoplar todos los elementos de la red a diferencia que en transmisión. Si un tramo de red falla, también se ven afectados los tramos adyacentes aguas arriba y abajo, limitado por los tramos que poseen seccionamiento. Por lo tanto, varios supuestos han sido desarrollados para representar dicha formulación con la finalidad de adaptarlos a un entorno de optimización.

El conjunto de ecuaciones de flujo de potencia en redes de distribución radiales correspondiente a un entorno de optimización se han definido como *distflow equations* [18]. Como todo entorno de optimización está definido por una función objetivo y un conjunto de restricciones. La función objetivo por lo general corresponde a un despacho de la demanda de la red a un mínimo costo, minimización de pérdidas de transmisión de energía o recorte de carga, entre otros; mientras que el conjunto de restricciones se centra en satisfacer las Leyes de Kirchhoff, límites operacionales y acoplamiento entre nodos.

En la literatura existen dos modelos propuestos de AC-OPF que se presentan para el análisis y optimización de flujos de potencia en redes radiales. Estos dos modelos son conocidos como modelo de inyección de barra BIM<sup>1</sup> y el modelo de flujo de rama BFM<sup>2</sup> [49]. Ambos modelos han sido desarrollados y presentan sus equivalencias de las relajaciones para su implementación. El modelo BIM se enfoca en variables nodales como voltajes e inyecciones de potencia, a diferencia del modelo BFM que se enfoca en el flujo de potencia y corriente individuales de cada tramo de red.

En este trabajo se desarrolla una variante del modelo BFM basado en relajaciones convexas y aproximaciones mediante cortes tangenciales. Esto se logra mediante un equivalente lineal que cumpla con las Leyes de Kirchhoff. En primer lugar se presenta el modelo de AC-OPF convexo no lineal desarrollado en la literatura. Este modelo parte del principal supuesto de introducir las variables lineales de voltaje y corriente en base a sus equivalentes cuadráticos como se muestra en las ecuaciones (4.1) y (4.2).

---

<sup>1</sup>Por sus siglas en inglés: Bus Injection Model

<sup>2</sup>Por sus siglas en inglés: Branch Flow Model

## 4.2. Formulación no lineal

En esta sección se presenta la formulación convexa no lineal de un AC-OPF. Esta formulación corresponde a aquella desarrollada en [20], donde las principales relajaciones para poder aproximar el flujo de potencia a un equivalente convexo se basan en la formulación de las ecuaciones (4.1) y (4.2) de acuerdo a la transferencia de carga en el modelo serie de la figura 4.1. Otro supuesto que el modelo BFM relaja es la eliminación de los ángulos de los fasores de tensión y corriente en su formulación. Bajo tales relajaciones, el problema de optimización puede ser definido mediante programación cónica de segundo orden SOCP<sup>3</sup> sujeto a restricciones no lineales de acuerdo a la siguiente formulación:

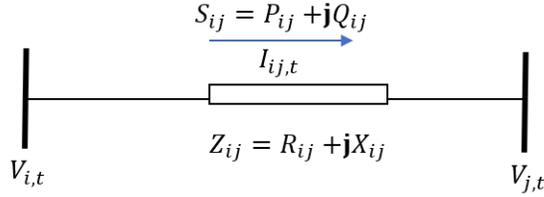


Figura 4.1: Modelo serie de línea de transmisión de energía

$$i_{ij,t} = |I_{ij,t}|^2 \quad (4.1)$$

$$v_{j,t} = |V_{j,t}|^2 \quad (4.2)$$

$$\min_{v_j, i_{ij}, P_{ij}, Q_{ij}, P_j^G, Q_j^G} f = \sum_j \sum_t C_{j,t} \cdot P_{j,t}^L \quad (4.3)$$

Sujeto a:

$$v_{j,t} = v_{i,t} - 2(R_{ij} \cdot P_{ij,t} + X_{ij} \cdot Q_{ij,t}) + i_{ij,t}(R_{ij}^2 + X_{ij}^2), \quad \forall t \in \mathcal{T}, (i, j) \in \mathcal{L}, j \in \mathcal{N} \quad (4.4)$$

$$U_{min}^2 \leq v_{j,t} \leq U_{max}^2, \quad \forall t \in \mathcal{T}, j \in \mathcal{N} \quad (4.5)$$

$$P_{ij,t} = P_{j,t} + R_{ij} \cdot i_{ij,t} + \sum_{frj=m} P_{mn,t} - \sum_{toj=n} P_{mn,t}, \quad \forall t \in \mathcal{T}, (i, j) \in \mathcal{L}, j \in \mathcal{N} \quad (4.6)$$

$$Q_{ij,t} = Q_{j,t} + X_{ij} \cdot i_{ij,t} + B_j^{sh} \cdot v_{j,t} + \sum_{frj=m} Q_{mn,t} - \sum_{toj=n} Q_{mn,t}, \quad \forall t \in \mathcal{T}, (i, j) \in \mathcal{L}, j \in \mathcal{N} \quad (4.7)$$

$$i_{ij,t} \leq I_{ijmax}^2, \quad \forall t \in \mathcal{T}, (i, j) \in \mathcal{L} \quad (4.8)$$

<sup>3</sup>Second Order Cone Programming

$$P_{j,t} = P_{j,t}^L - P_{j,t}^G, \quad \forall t \in \mathcal{T}, j \in \mathcal{N} \quad (4.9)$$

$$Q_{j,t} = Q_{j,t}^L - Q_{j,t}^G, \quad \forall t \in \mathcal{T}, j \in \mathcal{N} \quad (4.10)$$

$$P_{j,t}^G, Q_{j,t}^G \geq 0, \quad \forall t \in \mathcal{T}, j \in \mathcal{N} \quad (4.11)$$

$$P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2 \leq S_{ij_{max}}^2, \quad \forall t \in \mathcal{T}, (i, j) \in \mathcal{L} \quad (4.12)$$

$$P_{j,t}^{G^2} + Q_{j,t}^{G^2} \leq S_{j_{max}}^2, \quad \forall t \in \mathcal{T}, j \in \mathcal{N} \quad (4.13)$$

$$v_{j,t} \cdot i_{ij,t} \geq P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2, \quad \forall t \in \mathcal{T}, (i, j) \in \mathcal{L}, j \in \mathcal{N} \quad (4.14)$$

Donde  $V_{j,t}$  y  $I_{ij,t}$  corresponden al módulo de la tensión en el nodo  $j$  y al módulo de la corriente en el tramo de red  $(i, j)$  en el tiempo  $t$ , respectivamente. La representación de las ecuaciones (4.1) y (4.2) permite introducir sus equivalentes cuadráticos y estos a su vez permiten linealizar las restricciones correspondientes a la diferencia de tensión entre dos nodos y el flujo de potencia en cada línea.

La ecuación (4.4) define la caída de tensión entre nodos adyacentes mediante el flujo de potencia activa y reactiva y también por los parámetros del modelo serie de la línea  $(i, j)$  de la figura 4.1. Por otro lado, los límites de operación de tensión se restringen por la restricción (4.5). Las ecuaciones (4.6) y (4.7) definen el equilibrio de flujos de potencia activa y reactiva que ingresan en un nodo, limitados a su vez por la restricción (4.12) que establece el límite de la capacidad de cada conductor. El equivalente de potencia aparente mediante tensión y corriente se limita de acuerdo a restricción (4.14).

Si bien la formulación descrita por el conjunto de ecuaciones (4.3) – (4.14) representa una buena aproximación, su implementación está sujeta a restricciones cuadráticas en un ambiente de optimización, lo cual limita escalabilidad y representa tiempo computacional alto respecto de una formulación lineal. A continuación se presenta la modelación propuesta para un AC-OPF convexo, basado en la linealización de la formulación presentada en esta sección, haciendo énfasis en las restricciones con términos cuadráticos.

### 4.3. Algoritmo lineal

La implementación de un AC-OPF lineal que se propone en este trabajo consta de dos partes. Una primera que busca linealizar las restricciones (4.12) y (4.13). La segunda parte consta de la aproximación la variable  $i_{ij,t}$  mediante un proceso iterativo y de esta manera evitar el uso de la restricción cuadrática planteada en la restricción (4.14), tanto en el lado izquierdo como en el lado derecho de la desigualdad.

La ecuación (4.12) es abordada según [50], donde a través de aproximaciones de la región factible de P y Q para cada línea  $(i, j)$  se limita la región de  $S_{ij_{max}}$ . Esta aproximación se

muestra en la figura 4.2, donde se discretiza el valor de  $S_{ij_{max}}$ , lo cual genera un conjunto de rectas tangentes a la región factible inicialmente cuadrática. Dicha discretización se determina mediante  $\alpha$  en el rango abierto  $\mathcal{A} = (-1, 1)$ , donde para cada valor de  $\alpha$  representa una recta tangencial, conforme la restricción (4.16). La linealización de la ecuación (4.13) se maneja de la misma forma que la aproximación que se representa mediante la restricción (4.16), expresado como la restricción (4.17).

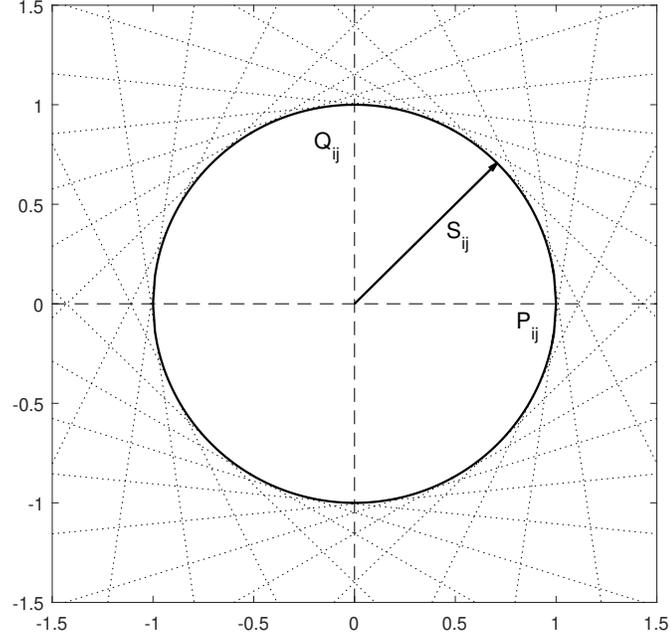


Figura 4.2: Linealización de la región factible de  $S_{ij_{max}}$  por rectas tangentes

Posteriormente, para la restricción no lineal (4.14) se plantea la linealización mediante aproximaciones por rectas tangentes en un proceso iterativo de acuerdo al diagrama de flujo de la figura 4.3. Este proceso consta de dos etapas, la primera que resuelve un AC-OPF sin pérdidas de P y Q por transmisión. De esta solución se utiliza el resultado de los flujos de potencia y de perfil de tensión en cada nodo de la red. Esta primera etapa se desarrolla considerando las ecuaciones (4.4) – (4.11) (ignorando los términos que relacionan  $i_{ij,t}$ ) y la linealización de las ecuaciones (4.12) y (4.13). Si bien esta solución subestima el valor del flujo de potencia en cada línea y sobrestima la magnitud de voltaje en cada nodo, representa un buen punto de partida para la segunda etapa. La notación de la solución de esta primera etapa se representa como  $\tilde{P}_{ij,t}$ ,  $\tilde{Q}_{ij,t}$  para los flujos de potencia activa y reactiva en cada línea y  $\tilde{v}_{j,t}$  para el perfil de tensión.

Por último, mediante aproximación por series de Taylor, se representa la restricción (4.14) por su equivalente lineal dado por la restricción (4.18). Esta restricción es actualizada de forma iterativa como se detalla en el diagrama de flujo de la figura 4.3. Cada iteración dentro del diagrama de flujo produce un corte tangencial y actualiza el valor de la variable  $i_{ij,t}$  como se observa en la figura 4.4.

Por lo tanto, el algoritmo propuesto para linealizar el AC-OPF esta descrito por la función

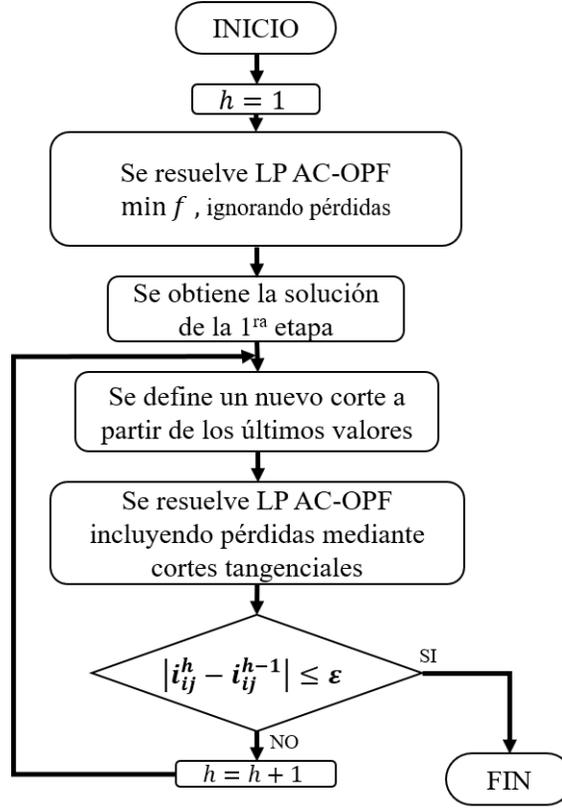


Figura 4.3: Diagrama de flujo AC-OPF lineal

objetivo de la formulación no lineal, es decir por la ecuación (4.3) sujeto a las siguientes restricciones:

$$(4.4) - (4.11) \tag{4.15}$$

$$-\frac{-\alpha \cdot P_{ij,t} + S_{ij_{max}}}{\sqrt{1 - \alpha^2}} \leq Q_{ij,t} \leq \frac{-\alpha \cdot P_{ij,t} + S_{ij_{max}}}{\sqrt{1 - \alpha^2}} \quad \forall t \in \mathcal{T}, ij \in \mathcal{L}, \alpha \in \mathcal{A} \tag{4.16}$$

$$-\frac{-\alpha \cdot P_{j,t}^G + S_{j_{max}}^G}{\sqrt{1 - \alpha^2}} \leq Q_{j,t}^G \leq \frac{-\alpha \cdot P_{j,t}^G + S_{j_{max}}^G}{\sqrt{1 - \alpha^2}} \quad \forall t \in \mathcal{T}, j \in \mathcal{N}, \alpha \in \mathcal{A} \tag{4.17}$$

$$\tilde{v}_{j,t} \cdot i_{ij,t} \geq \tilde{P}_{ij,t}^2 + 2\tilde{P}_{ij,t} \cdot (P_{ij,t} - \tilde{P}_{ij,t}) + \tilde{Q}_{ij,t}^2 + 2\tilde{Q}_{ij,t} \cdot (Q_{ij,t} - \tilde{Q}_{ij,t}), \quad \forall t \in \mathcal{T}, (i,j) \in \mathcal{L}, j \in \mathcal{N} \tag{4.18}$$

Dado que el flujo de potencia corresponde tanto a potencia activa como reactiva, en realidad el valor de  $i_{ij}$  depende entonces de  $P_{ij}$  y  $Q_{ij}$ . Por tanto, los cortes tangenciales

corresponden a planos tangenciales como se puede observar en las figuras 4.5a y 4.5b, para un plano y dos planos, respectivamente.

La convergencia del algoritmo presentado en la figura 4.3 se alcanza con pocas iteraciones (por lo general hasta 3) por lo que visualmente un tercer corte no es posible debido a la mínima diferencia con el obtenido con la iteración anterior.

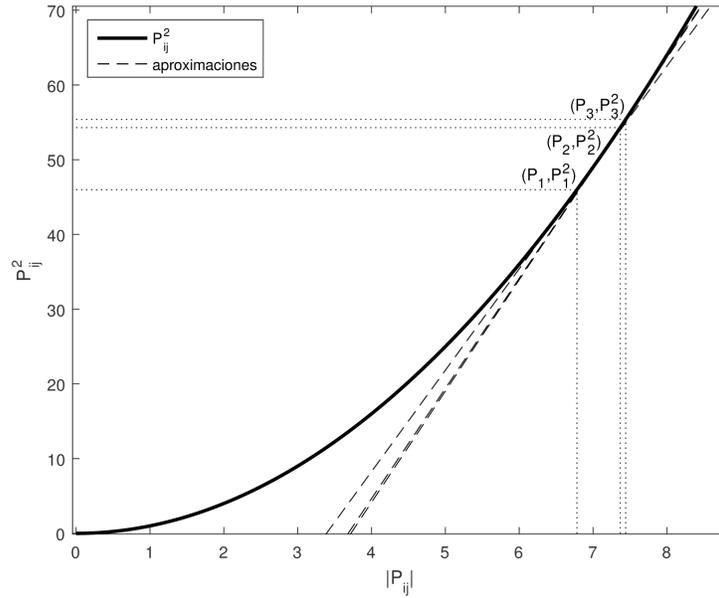


Figura 4.4: Aproximación de  $i_{ij}$  por cortes tangentes de  $P_{ij}$

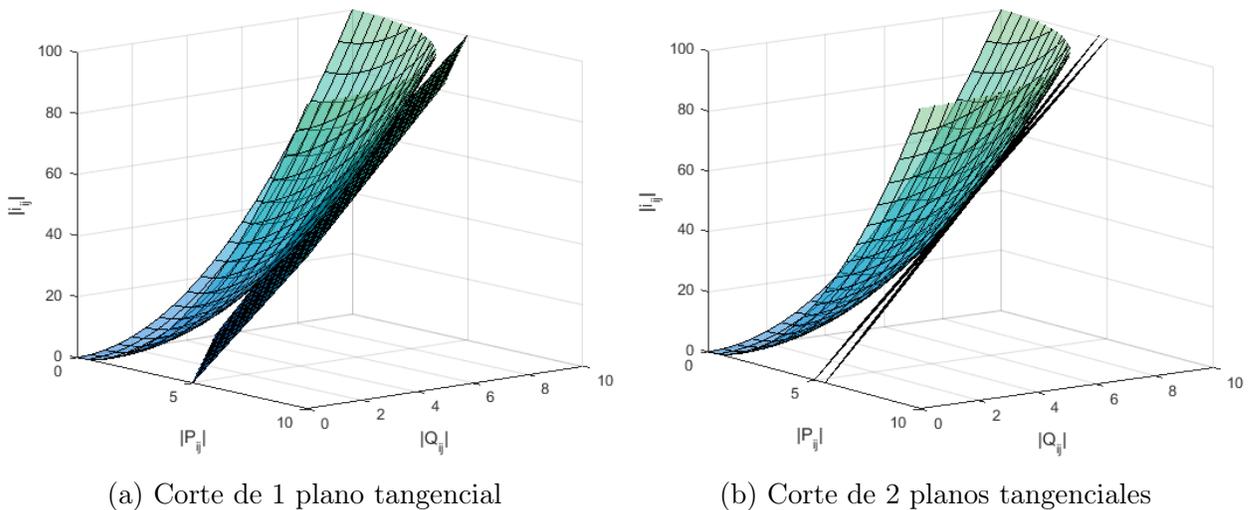


Figura 4.5: Aproximación de  $i_{ij}$  por planos tangenciales de  $P_{ij}$  y  $Q_{ij}$

### 4.3.1. Formulación lineal intertemporal

La formulación intertemporal corresponde a la incorporación de elementos que acoplan el despacho de potencia activa y reactiva en el tiempo. Para esto se presentan las restricciones

(4.19) – (4.25) que corresponden a la operación del almacenamiento por baterías, mismas que se añaden al modelo de AC-OPF para evaluar la estrategia de incorporación de sistemas de almacenamiento como reforzamiento de la resiliencia en redes de distribución<sup>4</sup>. Estas restricciones generan un acoplamiento intertemporal dentro del periodo de evaluación, es decir, representa la energía almacenada en el horizonte de tiempo y el manejo de carga y descarga en cada periodo. Evidentemente, esta formulación considera la función objetivo planteada en (4.3) y el conjunto de restricciones (4.15) – (4.18).

$$E_{j,t} = E_{j,t-1} + (P_{j,t}^C \cdot \eta - P_{j,t}^D / \eta) \cdot \Delta_t, \quad \forall t \in \mathcal{T}, j \in \mathcal{N} \quad (4.19)$$

$$E_{j_{min}}^B \leq E_{j,t} \leq E_{j_{max}}^B, \quad \forall t \in \mathcal{T}, j \in \mathcal{N} \quad (4.20)$$

$$-P_{j,t}^C \leq P_{j,t}^B \leq P_{j,t}^D, \quad \forall t \in \mathcal{T}, j \in \mathcal{N} \quad (4.21)$$

$$P_{j,t}^B = P_{j,t}^D - P_{j,t}^C, \quad \forall t \in \mathcal{T}, j \in \mathcal{N} \quad (4.22)$$

$$P_{j,t}^{B^2} + Q_{j,t}^{B^2} \leq S_{j_{max}}^{B^2}, \quad \forall t \in \mathcal{T}, j \in \mathcal{N} \quad (4.23)$$

$$P_{j,t} = P_{j,t}^L - P_{j,t}^G - P_{j,t}^B, \quad \forall t \in \mathcal{T}, j \in \mathcal{N} \quad (4.24)$$

$$Q_{j,t} = Q_{j,t}^L - Q_{j,t}^G - Q_{j,t}^B, \quad \forall t \in \mathcal{T}, j \in \mathcal{N} \quad (4.25)$$

La ecuación (4.19) determina el estado de carga SOC<sup>5</sup> del sistema de almacenamiento mediante la potencia de carga y descarga en cada instante  $t$  con su respectiva eficiencia  $\eta$ . El SOC a su vez está limitado por la capacidad máxima y mínima mediante la restricción (4.20). El estado de carga se entiende también como la capacidad en energía de la batería. Las acciones de carga y descarga se combinan en una sola variable y se establecen mediante las ecuaciones (4.21) y (4.22). Los límites de capacidad de potencia de la batería están definidos por la restricción (4.23). Esta restricción no lineal se aborda de acuerdo a la formulación de (4.26) y así linealizar formulación cuadrática. Por último se agrega dentro de las restricciones de balance de potencia nodal a las variables de potencia activa y reactiva provenientes de la batería,  $P_{j,t}^B$  y  $Q_{j,t}^B$  de acuerdo a las ecuaciones (4.24) y (4.25).

$$-\frac{-\alpha \cdot P_{j,t}^B + S_{j_{max}}^B}{\sqrt{1 - \alpha^2}} \leq Q_{j,t}^B \leq \frac{-\alpha \cdot P_{j,t}^B + S_{j_{max}}^B}{\sqrt{1 - \alpha^2}} \quad \forall t \in \mathcal{T}, i \in \mathcal{N}, \alpha \in \mathcal{A} \quad (4.26)$$

<sup>4</sup>Requerimiento dentro de la formulación del AC-OPF para evaluar el almacenamiento dentro del portafolio de estrategias de diseño de redes de distribución

<sup>5</sup>State of Chage

## 4.4. Formulación lineal bajo contingencia

Una vez establecido la formulación del AC-OPF, se agregan las restricciones correspondientes al seccionamiento por fallas de los tramos de red. Esta formulación se incorporará dentro del modelo de evaluación en el capítulo 5. Dentro de la evaluación mediante Monte Carlo secuencial, cada escenario determina de forma aleatoria un conjunto de tramos de red sujetos a falla. La falla de un tramo de red representa la desconexión de todos los tramos de red asociados a una zona. Cada zona es definida por los tramos de red contiguos y está limitada a el(los) tramo(s) de red que se puede seccionar. Este seccionamiento determina el desacoplamiento de tensiones entre los nodos comprendidos. Para establecer el desacoplamiento se utilizan el parámetro auxiliar binario  $B_{ij}$ , el cual indica si un tramo de red posee seccionamiento, las variables auxiliares binarias  $Y_{ij,t}$  que indica si opera un tramo de red con seccionamiento,  $W_{ij,t}^L$  que indica si hay desacoplamiento de un tramo de red; mientras que la variable binaria  $W_{j,t}^N$  indica si un nodo de la red tiene restricción por falla, es decir tensión cero.

La función objetivo del problema de optimización se define de acuerdo a la ecuación (4.27).

$$\min_{v_j, i_{ij}, P_{ij}, Q_{ij}, P_j^G, Q_j^G, \beta_{j,t}, W_{ij,t}^L, W_{j,t}^N, Y_{ij,t}} f = \sum_j \sum_t C_{j,t} \cdot P_{j,t}^L \cdot \Delta_t + \sum_j \sum_t C_{ENS} \cdot \beta_{j,t} \cdot \Delta_t \quad (4.27)$$

Sujeto a:

$$(4.6) - (4.8), (4.16) - (4.23), (4.26), \quad (4.28)$$

$$v_{j,t} \leq v_{i,t} + 2(R_{ij} \cdot P_{ij,t} + X_{ij} \cdot Q_{ij,t}) - i_{ij,t} \cdot (R_{ij}^2 + X_{ij}^2) + (1 - W_{ij,t}^L) \cdot M, \quad \forall t \in \mathcal{T}, (i, j) \in \mathcal{L}, j \in \mathcal{N} \quad (4.29)$$

$$v_{j,t} \geq v_{i,t} + 2(R_{ij} \cdot P_{ij,t} + X_{ij} \cdot Q_{ij,t}) - i_{ij,t} \cdot (R_{ij}^2 + X_{ij}^2) - (1 - W_{ij,t}^L) \cdot M, \quad \forall t \in \mathcal{T}, (i, j) \in \mathcal{L}, j \in \mathcal{N} \quad (4.30)$$

$$P_{j,t} = (1 - \beta_{j,t}) \cdot P_{j,t}^L + P_{j,t}^G, \quad \forall t \in \mathcal{T}, j \in \mathcal{N} \quad (4.31)$$

$$Q_{j,t} = (1 - \beta_{j,t}) \cdot Q_{j,t}^L + Q_{j,t}^G, \quad \forall t \in \mathcal{T}, j \in \mathcal{N} \quad (4.32)$$

$$U_{min}^2 \cdot W_{j,t}^N \leq v_{j,t} \leq U_{max}^2 \cdot W_{j,t}^N, \quad \forall t \in \mathcal{T}, j \in \mathcal{N} \quad (4.33)$$

$$Br_{ij} + Y_{ij,t} + 2 \cdot W_{ij,t}^L \geq 2, \quad \forall t \in \mathcal{T}, (i, j) \in \mathcal{L} \quad (4.34)$$

$$Y_{ij,t} \leq Br_{ij}, \quad \forall t \in T, (i, j) \in \mathcal{L} \quad (4.35)$$

$$\sum_{j \in (i,j)} W_{j,t}^N = 0, \quad \forall t \in T, (i, j) \in \mathcal{L}_F \wedge \mathcal{L}_{\overline{Br}} \quad (4.36)$$

$$W_{ij,t}^L = 0, \quad \forall t \in T, (i, j) \in \mathcal{L}_F \wedge \mathcal{L}_{Br} \quad (4.37)$$

De acuerdo a [28], las variables binarias  $Y_{ij,t}$  y  $W_{ij,t}^L$  permiten el desacoplamiento de tensiones nodales. La restricción que define la diferencia de tensiones entre nodos adyacentes se establece ahora en dos ecuaciones debido al desacoplamiento por fallas en los tramos de red. Esto se realiza mediante la formulación de las restricciones (4.29) y (4.30) mediante la técnica de “Big M”.

La formulación de las restricciones (4.34) – (4.37) permite limitar la capacidad de transferencia en las líneas adyacentes a una línea fallada. Los posibles estados de las variables binarias que determinan el desacoplamiento de los tramos de red con falla se detallan en la tabla 4.2. Adicionalmente, la variable binaria  $W_{j,t}^N$  permite limitar la tensión a cero cuando un tramo de red se encuentra con falla, implementado en la restricción (4.33). Esta implicación de tensión nula en un nodo asociado a un tramo de red con falla restringe la capacidad de operar en forma de microrred aislada, en particular cuando se tiene recursos distribuidos como el caso del almacenamiento. Por tanto, dicha restricción es necesaria en la sección 4.3.1 al incorporar almacenamiento como nodo de referencia en zonas aisladas, es decir, el almacenamiento solo podrá operar si no se encuentra activa esta restricción.

$Br_{ij,t}$	$Y_{ij,t}$	$W_{ij,t}^L$
0	<b>0</b>	<b>1</b>
0	<b>1</b>	Infactible
1	<b>0</b>	<b>1</b>
1	<b>1</b>	<b>0</b>

Tabla 4.2: Estados de variables binarias para desacoplamiento de tramos de red

## Comentarios relevantes

El algoritmo propuesto de AC-OPF para redes radiales representa una aportación al estado del arte de las formulaciones desarrolladas a la actualidad. El desempeño de este modelo es evaluado comparando con las formulaciones existentes a la actualidad en la literatura. La formulación, datos de entrada y los resultados de esta comparación se detallan en los Apéndice A.

Por otro lado, la formulación bajo contingencias permite desacoplar las tensiones de los nodos adyacentes a un tramo de red con falla y limitar su capacidad de transferencia. Dicha

formulación diferencia el desacoplamiento en redes de transmisión y de distribución. Este desacoplamiento se mantiene durante las horas que demande su restauración y es diferente para cada línea, por lo tanto resalta la importancia de la formulación intertemporal. Una ejemplificación de este desacoplamiento se presenta en la sección 6.2.3 al presentar el caso de estudio del modelo de evaluación principal de este trabajo.

# Capítulo 5

## Metodología de evaluación de confiabilidad y resiliencia

### Visión general

En este capítulo se presenta la estructura del modelo de evaluación de confiabilidad y resiliencia frente a la afectación producida por velocidades de viento promedio y extremo, respectivamente. Para esto, en primera instancia se describen las fases del modelo de evaluación multi-etapa dentro del modelo de Monte Carlo secuencial. Se utiliza un entorno multi-etapa debido a los diferentes niveles de incertidumbre que abarca la simulación. Para dicho modelo de evaluación se utilizará el resultado de las curvas de fragilidad desarrolladas en el capítulo 3 y la formulación matemática del AC-OPF bajo contingencias descrito en el capítulo 4. Las etapas de la evaluación secuencial se presentan en la figura 5.1, mismas que corresponden a la caracterización del evento exógeno al sistema de distribución, la afectación de los componentes de la red dado el evento y su recuperación en el tiempo.

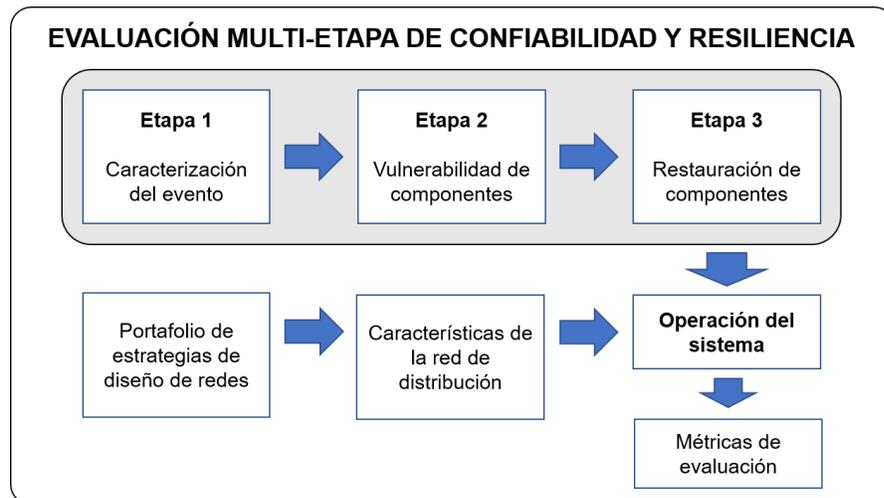


Figura 5.1: Marco de evaluación de confiabilidad y resiliencia frente a vientos extremos considerando un portafolio de estrategias de diseño de redes de distribución

En cada simulación de Monte Carlo se definen así un cierto nivel de velocidad de viento conforme el enfoque de confiabilidad o resiliencia, que junto con el modelo de curvas de fragilidad se define así el estado de daño de los componentes de la red. Luego, para aquellos tramos de red con falla se definen los tiempos de recuperación. Cada escenario se evalúa dentro del AC-OPF y se obtiene las métricas de evaluación. Este modelo secuencial se repite evaluando todas las estrategias dentro del portafolio de diseño en redes de distribución considerados en este estudio. A continuación se describe más a detalle cada etapa del modelo así como las métricas a utilizar para cuantificar el nivel de confiabilidad y resiliencia.

## 5.1. Evaluación multi-etapa

Dos técnicas desarrolladas para evaluar la confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia (SEP) son de forma analítica y probabilística. La técnica analítica evalúa todas las combinaciones posibles de fallas dentro de un SEP referido a sus componentes y algunos de ellos con múltiples estados de daño. Por otro lado se encuentra el enfoque de estocástico, el cual permite establecer de forma aleatoria las combinaciones de los estados de falla de los componentes de una red [51]. Este último presenta una ventaja cuando se trata de redes con gran cantidad de elementos, lo cual desde el punto de vista de evaluación analítica presenta un número de combinaciones muy grande. Es por tanto que, dado un evento externo con múltiples fallas en un mismo instante de tiempo, la evaluación mediante Monte Carlo representa una herramienta válida para medir el desempeño de una red eléctrica.

El modelamiento planteado comprende las etapas de: *a)* Caracterización del fenómeno natural, *b)* Vulnerabilidad de los componentes de la red, y *c)* operación y reposición del sistema. Este modelamiento por tanto comprende tres niveles de incertidumbre dentro de la simulación de Monte Carlo; el primero referido al perfil de viento y el tiempo de ocurrencia, el segundo al estado de falla de cada componente y el tercero al tiempo de reposición de los elementos fallados. Para tener una mejor comprensión de cada etapa de la evaluación planteada, a continuación se detalla cada etapa del modelo de evaluación.

### 5.1.1. Caracterización del fenómeno natural

La caracterización de las condiciones climáticas en la red, en este caso de viento extremo, consiste en generar un vector de velocidades de viento que afecta al tendido eléctrico de distribución. Este vector se establece con una media característica para confiabilidad y otra para resiliencia de acuerdo a una distribución de Rayleigh, función característica de perfil de viento [52, 53]. La función de distribución para generar perfiles de viento  $\omega$  viene dado por la ecuación (5.1).

$$\omega = \sigma \cdot \sqrt{-2 \ln r} \quad (5.1)$$

Donde  $\sigma$  corresponde a la velocidad media del perfil de viento a evaluar y  $r$  es el conjunto de números aleatorios de una distribución uniforme, es decir,  $r = U(0, 1)$ .

Para la evaluación de confiabilidad como de resiliencia, se considera valores de velocidad media de 10 y 60  $km/h$ , respectivamente. En base a estos valores de velocidad media se

generan de forma aleatoria el vector de velocidades de viento  $\omega$ . La figura 5.2 muestra la distribución de velocidades de viento para 10,000 valores, mismos que siguen una distribución de Rayleigh. La dimensión de este vector corresponde a la cantidad de simulaciones definidas en la simulación por Monte Carlo.

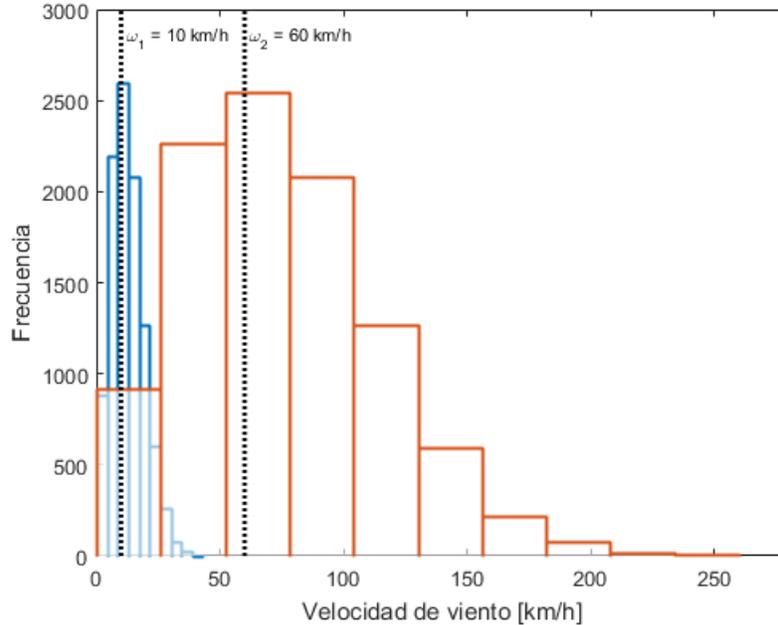


Figura 5.2: Histograma de la distribución de perfiles de viento.  $\omega_1$  muestra la distribución para vientos promedio (en azul), mientras que  $\omega_2$  muestra la media de la distribución para vientos extremos (en rojo).

### 5.1.2. Vulnerabilidad de componentes

Esta etapa se basa en determinar el estado de operación de cada tramo de red. Para esto se considera que el estado de daño de cada tramo es función de su distancia mediante curvas de fragilidad para redes de distribución desarrolladas en el capítulo 3.

La probabilidad de daño de un tramo de red se evalúa de acuerdo a la siguiente expresión:

$$P(l, w) = a \cdot l \cdot w^b \quad (5.2)$$

Donde  $a$  y  $b$  son los coeficientes desarrollados para curvas de fragilidad de distribución,  $l$  es la longitud de cada tramo de línea y  $w$  es la velocidad del viento en  $km/h$ . El estado de daño de cada tramo de red se determina mediante la probabilidad de daño y un número aleatorio; si este número aleatorio es menor que la probabilidad de daño, el componente falla. Es decir, si el número aleatorio se encuentra por debajo de la curva de fragilidad el componente falla, esto se representa en la figura 5.3. De acuerdo a lo expuesto, existe una correlación directa entre la velocidad del viento y una mayor probabilidad de falla.

Cabe mencionar que, dado la falla de un tramo de red, no solamente dicho componente

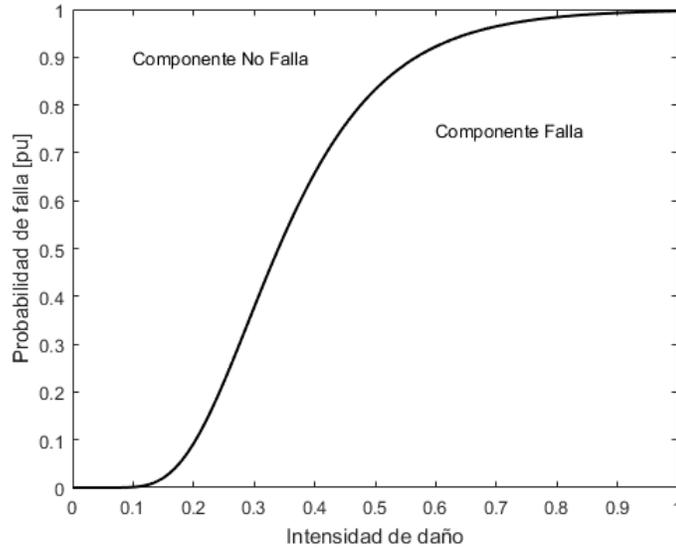


Figura 5.3: Curva de fragilidad general de un componente para dos estados de daño

falla sino que también fallan los tramos adyacentes hasta encontrar un equipo de seccionamiento (seccionadores o interruptores bajo carga) que pueda aislar la falla. Todos los nodos adyacentes (aguas arriba y aguas abajo) al tramo fallado presentan tensión cero y tramos de red con capacidad de transferencia nula, a pesar de que no hayan fallado por causa del viento. Esta restricción por contingencias en redes de distribución es abordada en la formulación matemática del AC-OPF en el capítulo 4 en las restricciones (4.28) – (4.37).

### 5.1.3. Operación y reposición del sistema

Una vez establecido el conjunto de tramos de línea sujetas a falla dado un evento de viento extremo, se determina el tiempo en que cada tramo fallado se encuentra fuera de servicio. Estos valores de tiempos de reposición se obtienen de una variable aleatoria caracterizados por una distribución exponencial  $X$  [51], por medio de una variable aleatoria de distribución uniforme  $r = U(0, 1)$  de acuerdo a:

$$X = -\frac{1}{\lambda} \cdot \ln r \quad (5.3)$$

Donde  $1/\lambda$  representa el tiempo medio de reposición  $MTTR^1$  sea para resiliencia o confiabilidad.

De acuerdo a la base de datos empleada, el registro de fallas tiene asociado el tiempo de reposición respectivo. Dichos tiempos de reposición se pueden discriminar de acuerdo al tipo de falla que generó la interrupción. Por tanto, se puede estimar un tiempo de reposición medio considerando todo tipo de fallas y aquellas relacionadas estrictamente a condiciones atmosféricas (condicionales).

---

<sup>1</sup>Mean Time To Repair

Para confiabilidad se consideran las fallas relacionadas a:

- Cortocircuitos
- Fallas en materiales
- Envejecimiento de materiales
- Fallas en equipo de operación
- Maniobras fallidas
- Sobrecargas
- Desconexiones programadas

Mientras que para resiliencia se consideran aquellas dadas por condiciones atmosféricas y aquellas derivadas de estas, como son caídas de árboles y objetos que chocan con el tendido eléctrico a causa del viento. Esto se resume en la figura 5.4 y en la tabla 5.1.

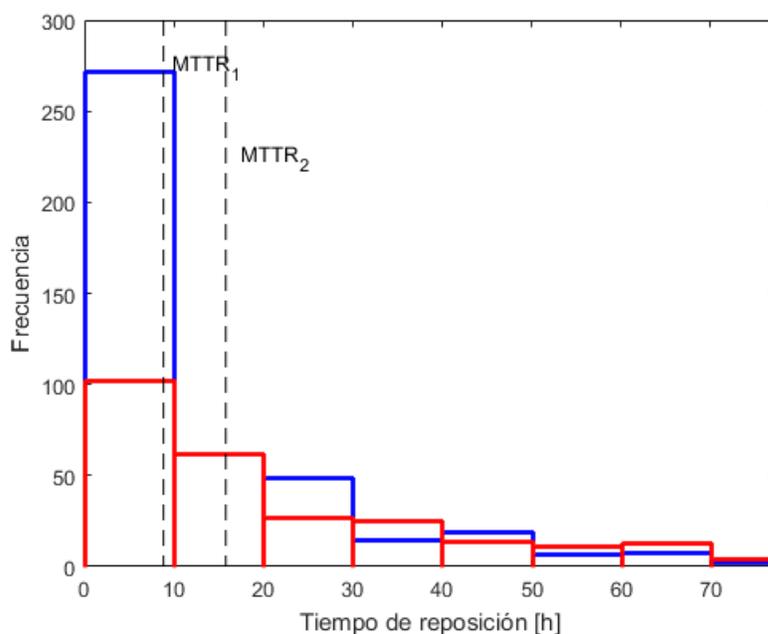


Figura 5.4: Histograma de la distribución de tiempos de reposición de servicio.  $MTTR_1$  muestra la distribución de tiempos de reposición para fallas comunes (en azul), mientras que  $MTTR_2$  muestra la distribución de tiempos de reposición para fallas por condiciones atmosféricas (en rojo).

	Confiabilidad	Resiliencia
Cantidad de fallas	435	258
MTTR [h]	8.85	15.81

Tabla 5.1: Tiempo medio de reposición para líneas de distribución

### 5.1.4. Simulación de Monte Carlo

Luego de establecida la caracterización del viento extremo, los componentes fallados y el tiempo de reposición de forma estocástica se formula el AC-OPF correspondiente a cada escenario o simulación de Monte Carlo. Dado que se realiza este experimento una gran cantidad de repeticiones se obtiene de cada una de ellas los indicadores de confiabilidad y resiliencia como respuesta de la modelación. En la figura 5.5 se presenta el marco de evaluación planteado.

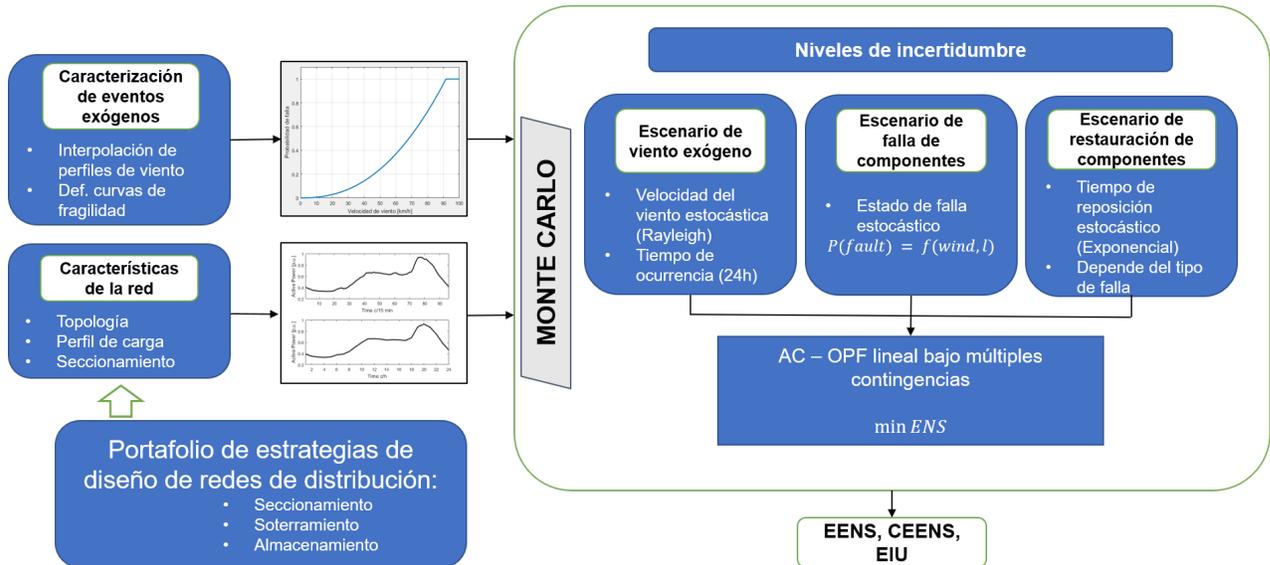


Figura 5.5: Diagrama de flujo del modelo de evaluación de Monte Carlo secuencial.

Este marco de evaluación tiene como información de entrada el perfil de viento promedio y extremo, así como las características topológicas de la red. Cada escenario le corresponde un perfil de viento el cual es evaluado de forma estocástica y así determinar el estado de operación de cada tramo del alimentador de distribución. La ocurrencia del evento exógeno se establece de forma aleatoria dentro de las 24 primeras horas del periodo de evaluación. Por otro lado, se ingresa al modelo la características de la red a evaluar. Estas características corresponden a los nodos, tramos de red, cargas y elementos de seccionamiento. Adicionalmente, otro dato de entrada al modelo secuencial corresponde el perfil de carga en cada nodo de consumo de la red bajo evaluación. Posteriormente al añadir los casos de estudio o estrategias de implementación modifican dicha información de entrada del modelo propuesto. Estas estrategias se describen en detalle más adelante en el capítulo 6.

## 5.2. Métricas de evaluación

Para cuantificar el modelo propuesto se establece como índice de medición la energía no suministrada esperada EENS<sup>2</sup> y la energía no suministrada esperada condicionada CEENS<sup>3</sup> para confiabilidad y resiliencia, respectivamente. El índice EENS se relaciona con la cantidad de energía esperada que deja de ser suministrada durante el periodo de estudio considerando

<sup>2</sup>Por sus siglas en Inglés: Expected Energy Not Supplied

<sup>3</sup>Por sus siglas en Inglés: Conditioned Expected Energy Not Supplied

fallas sujetas a vientos promedio, mientras que la CEENS hace referencia a la evaluación de EENS bajo condiciones de alto riesgo (bajo probabilidad condicional a eventos externos), en este caso de viento extremo [54]. Adicionalmente se presenta el porcentaje de energía que no se suministra en el periodo de evaluación como el índice de falta de confiabilidad de energía EIU<sup>4</sup> [51], tanto para confiabilidad como para resiliencia.

La EENS y CEENS se establecen de acuerdo a la ecuación (5.4) y (5.5), respectivamente, mientras que la EIU de acuerdo a la ecuación (5.6).

$$EENS = \sum_j ENS_j \cdot p_j \quad [MWh/periodo] \quad (5.4)$$

$$CEENS = \sum_j CENS_j \cdot p_j \quad [MWh/periodo] \quad (5.5)$$

$$EIU = \frac{EENS}{E_T} \cdot 100 \quad [\%] \quad (5.6)$$

Donde  $ENS_j$  corresponde a la ENS de cada intervalo  $j$  de la función de distribución de probabilidad PDF<sup>5</sup>, asociado a la probabilidad  $p_j$ .  $E_T$  corresponde a la energía a ser suministrada en la red en el periodo de evaluación T. De la misma manera,  $CENS_j$  corresponde a la ENS de cada intervalo  $j$  en la evaluación para vientos extremos. Para el índice de EIU se calcula mediante la EENS para confiabilidad y mediante CEENS para resiliencia del portafolio de estrategias a evaluar.

Cada evaluación se realiza para un periodo de 120 horas con una demanda horaria. Los valores esperados de los índices son obtenidos con un rango de error, mismos que para encontrarse dentro de un nivel de confianza de 95 % se evalúan 10,000 repeticiones, asegurando que este error sea despreciable.

---

<sup>4</sup>Por sus siglas en inglés: Energy Index of Unreliability

<sup>5</sup>Por sus siglas en inglés Probability Distribution Function

# Capítulo 6

## Casos de Estudio y Resultados

### Visión General

En este capítulo se presentan los casos de estudio para evaluar tanto el modelo de AC-OPF propuesto, como el modelo de Monte Carlo secuencial, con el fin de determinar el nivel de confiabilidad y resiliencia frente a vientos extremos. Para esto se utiliza la red de prueba de distribución IEEE de 37 barras modificada para una evaluación multi-periodo. El modelo de simulación de Monte Carlo fue implementado en MATLAB [55], donde se generan los escenarios de perfiles de viento de acuerdo al capítulo 3, los estados de operación de los componentes de red y los tiempos de reposición de los elementos fallados. La evaluación del modelo de AC-OPF se formuló en un entorno de optimización utilizando el paquete computacional FICO Xpress Optimization [56]. El problema de optimización se resuelve de acuerdo a una formulación multi-periodo de 120 horas en bloques horarios. Adicionalmente, se establecen límites de tensión máximos y mínimos de 1.05 y 0.95 por unidad, respectivamente.

Previamente se determina el desempeño del modelo propuesto AC-OPF frente a las formulaciones previas y validado mediante la comparación del resultado de la energía que suministra la red, tanto en P y Q, la energía de pérdidas y la máxima desviación de la tensión. Se presenta también la solución del flujo de potencia obtenido mediante la implementación en software libre OPENDSS [57] como referencia para la comparación de los modelos existentes QCQP<sup>1</sup> y QP<sup>2</sup> y el modelo propuesto de AC-OPF LP<sup>3</sup>. Estos resultados se muestran en el Apéndice A.

Posteriormente se presentan los casos de estudio del modelo de evaluación de confiabilidad y resiliencia. Estos modelos comprenden el caso base, donde no se aplica ninguna estrategia a la red de prueba, seguido de tres estrategias de diseño de redes de distribución. Estas estrategias corresponden al soterramiento de redes (estrategia tradicional), el seccionamiento automático de alimentadores y el almacenamiento (estrategias inteligentes). Dichas estrategias se evalúan de forma paulatina, es decir, se aplican por zonas. Para el soterramiento se

---

<sup>1</sup>Quadratically Constrained Quadratic Programming

<sup>2</sup>Quadratic Programming

<sup>3</sup>Linear Programming

evalúan tres casos de estudio donde cada uno corresponde a la transición de red aérea a subterránea de una, dos y tres zonas, considerando que se divide en tres zonas al alimentador de distribución. De manera similar, para el seccionamiento y almacenamiento se aplican de forma paulatina, un componente a la vez dentro de cada zona. Vale la pena recalcar que cada zona esta limitada por los elementos de seccionamiento en ciertos tramos del alimentador. Por último se añade al portafolio de estrategias de diseño de redes una variante adicional, correspondiente a la transferencia de carga entre alimentadores. Esta capacidad de transferencia es evaluada en conjunto con las otras estrategias dentro del portafolio.

El análisis de los resultados de la evaluación del portafolio de estrategias de diseño se presenta desde tres perspectivas: confiabilidad resiliencia e inversión asociada a cada una de ellas. Dicha inversión es relativizada al periodo de evaluación, tomando en cuenta el tiempo de vida útil y la depreciación de los activos. Finalmente se muestran mediante los indicadores descritos en el capítulo 5 en energía no servida en el periodo de evaluación. Estas soluciones evaluadas desde las tres perspectivas definen las soluciones del problema multi-objetivo, mismas que resaltan aquellas soluciones dominantes y dominadas formando la frontera de Pareto.

## 6.1. Datos de entrada

Para la evaluación se utilizará la red de prueba IEEE de 37 barras de distribución con su equivalente unilineal monofásico [58] mismo que se muestra en la figura 6.1. En el Apéndice A se detalla modificaciones realizadas a dicha red para su evaluación multi-periodo.

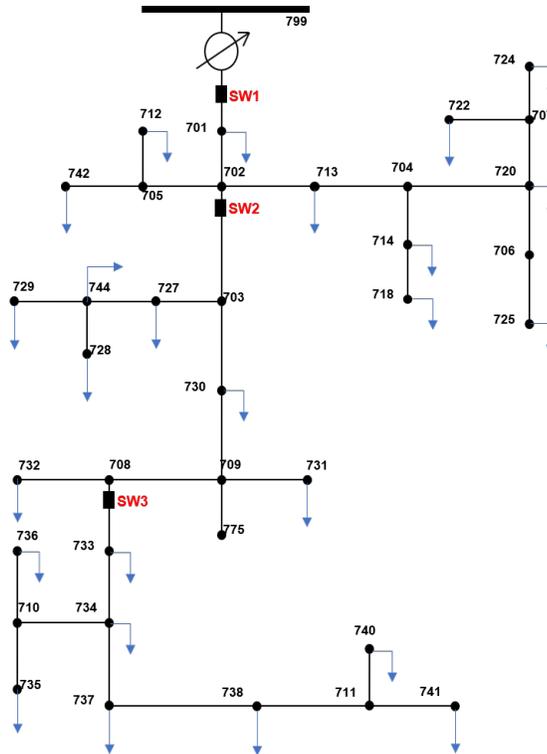


Figura 6.1: Red de prueba IEEE 37 barras modificada

## 6.2. Casos de estudio

Se evalúan tanto el caso base de la red de prueba así como 3 estrategias de implementación en redes de distribución. La modelación comprende además la transferencia de carga entre alimentadores de distintas subestaciones. Por lo tanto, se evalúan 4 casos de estudios adicionales al incorporar transferencia de carga.

Para asegurarnos que el valor esperado de ENS se encuentre dentro de un intervalo de confianza aceptable se evalúan 10,000 simulaciones, dentro de un nivel de confianza del 95 %. Esta evaluación se realiza condicionada a las fallas por viento normal y viento extremo, 10 y 60 km/h, respectivamente.

Dentro de las estrategias de implementación se encuentran las siguientes:

### 6.2.1. Caso Base

El caso base corresponde a la implementación de la metodología descrita en el capítulo 5 baso la siguientes consideraciones:

- Se evalúa el alimentador de distribución incluyendo tres elementos de seccionamiento que se agregan a la red de distribución de acuerdo al Apéndice A. Se generan tres zonas delimitadas por el seccionamiento en el alimentador.
- No se realiza inversión en infraestructura, por tanto no existe costo asociado a este caso de estudio.

### 6.2.2. Soterramiento de redes

Una estrategia ampliamente usada en redes eléctricas tanto en alta, media y baja tensión es la instalación de redes subterráneas mediante ductos con la finalidad de mejorar la confiabilidad del servicio eléctrico. Si bien el costo de instalar redes subterráneas es alto, también lo es el costo asociado a no suplir la demanda de energía eléctrica, especialmente en cargas críticas. Es por tanto que mediante un análisis de costo beneficio puede resultar conveniente la transición de redes aéreas a subterráneas, tanto en transmisión como en distribución.

Dentro de este estudio es de interés la evaluación económica de la implementación de la estrategia de redes subterráneas, por tanto, se presenta el costo de transición de redes aéreas a subterráneas. La tabla 6.1 muestra el costo asociado a instalar redes subterráneas por unidad de longitud promedio, considerando los requerimientos de construcción civil [59].

Equipo	Costo unitario [US\$]	Instalación [21 %]	Costo Final Unitario [US\$]
Reemplazo de línea aérea a subterránea - distribución (US\$/km)	304,150	80,850	385,000
Transición de puntos de carga de aéreo a subterráneo (US\$/transformador)	5,135	1,365	6,500
Obra civil (US\$/km)	86,900	23,100	110,000

Tabla 6.1: Costos de implementación de redes subterráneas en redes de distribución

Adicionalmente se consideran los siguientes supuestos:

- Se establece la transición de red aérea a red subterránea por zonas, una zona a la vez generando así tres casos de estudio, tal como se muestra en la figura 6.2 donde se presenta una zona del alimentador con dicha transición.
- Evidentemente, la zona con transición a red subterránea no se ve expuesta a fallas por viento extremo, pero si se evalúa su posible falla de acuerdo a la tasa de falla FOR<sup>4</sup> intrínseca de redes subterráneas ( $FOR=0.0023^5$ ).
- Se considera tiempo de vida útil de 40 años y una tasa de retorno de 18 % [59].

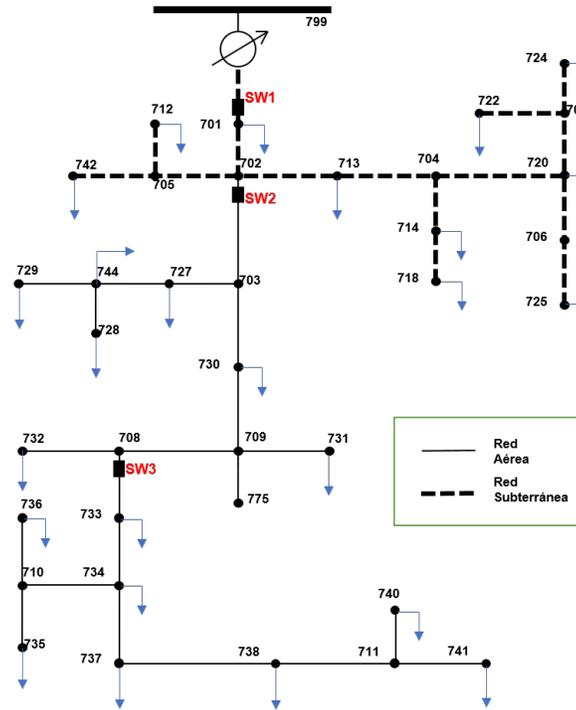


Figura 6.2: Ejemplificación de soterramiento en un alimentador de distribución

### 6.2.3. Conmutación inteligente de alimentadores

La conmutación inteligente de alimentadores de distribución SFS consiste en emplear hardware y software para realizar acciones de conmutación de forma automática coordinada con la finalidad de localizar y aislar fallas en la extensión de un alimentador, logrando una “auto sanación” de uno o varios tramos de red [32].

El diseño tradicional de las redes de distribución es típicamente radial; en ciertos casos de forma enmallada pero con operación radial. En condiciones de emergencia se conmuta el seccionamiento para poder alimentar desde varios puntos para restaurar el servicio, previamente aislando la o las áreas afectadas por una falla. La implementación de un sistema SFS permitiría tener una mayor observabilidad del sistema de distribución y un mejor gestión en cuanto a fallas en los alimentadores de distribución. El costo asociado a la implementación de SFS incluye los componentes que se detallan en la tabla 6.2 [32].

<sup>4</sup>Forced Outage Rate

<sup>5</sup>FOR para líneas de distribución subterráneas bajo los supuestos de una tasa de falla de 0.2 fallas/año y una tasa de reparación de 100 horas.

Equipo	Costo Unitario [US\$]	Instalación (21 %)	Costo Final Unitario [US\$]
Switch de distribución para red aérea con equipo de control	22,792	4,786	27,578
Switch de distribución para red subterránea con equipo de control	39,970	8,394	48,364
Equipo de radiocomunicación	2,245	471	2,716

Tabla 6.2: Costos de implementación de seccionamiento SFS en redes de distribución

Este costo comprende los cambios requeridos para su instalación y puesta en marcha. Adicionalmente es requerido el sistema de monitoreo y adquisición de datos SCADA<sup>6</sup>, el cual permite de manera visual establecer los equipos que se verán accionados y las áreas aisladas durante una falla permanente en los alimentadores de distribución, y también el sistema de comunicación del operador con los componentes de seccionamiento.

La figura 6.3 muestra un caso particular del seccionamiento inteligente de alimentadores. En este ejemplo, luego de ocurrida una falla en el tramo comprendido entre los nodos 703 y 730 por viento, la afectación se presenta en toda la zona (en rojo). La operación del SFS permite aislar la falla mediante la apertura de SW2 y SW3 por el tiempo de reposición del tramo afectado. Durante este tiempo no se ven afectados los tramos sin falla, permitiendo abastecer de forma normal la zona 1 (en verde) mientras que la zona 3 (en azul) eventualmente pudiese ser alimentada mediante transferencia de carga o generación distribuida. El aislamiento de la o las zonas afectadas permite abastecer tramos de red sin afectación aprovechando los recursos distribuidos.

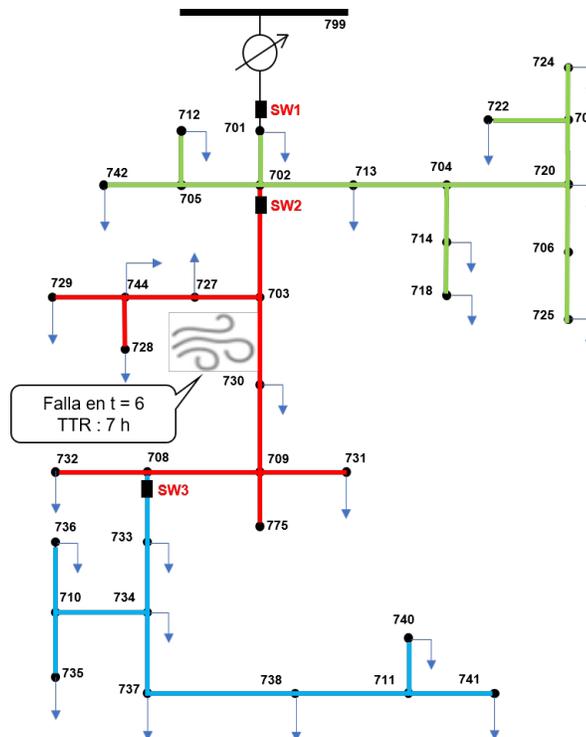


Figura 6.3: Ejemplificación de seccionamiento inteligente en un alimentador de distribución

<sup>6</sup>Supervisory Control And Data Acquisition

Este caso de estudio comprende las siguientes consideraciones:

- Se evalúan tres escenarios de incorporación de seccionamiento, cada uno añadiendo un equipo adicional respecto del caso base.
- Se establece el supuesto de contar con un control inteligente, es decir, poseer la capacidad de seccionamiento remoto automático por zonas. Este supuesto se entiende que existe la capacidad de comunicación bidireccional entre el equipo de seccionamiento y el operador del sistema.
- Se considera un tiempo de vida útil de 15 años y una tasa de retorno de 10 %.

#### 6.2.4. Incorporación de almacenamiento

Otra estrategia de implementación en redes de distribución inteligentes es la incorporación de equipos de almacenamiento con la capacidad de suplir la demanda en condiciones de contingencia. Esta hipótesis se basa en la formación de microrredes en tramos de red aislados de la alimentación principal, esto debido a fallas que puedan presentarse bajo las condiciones de viento extremo.

El costo asociado a la implementación de sistemas de almacenamiento depende del tipo de tecnología, capacidad en potencia y energía, eficiencia, tiempos de carga y descarga, ciclos de carga, entre otros. Para este estudio se consideró el criterio de la capacidad de almacenamiento, eficiencia y tiempo de descarga. La tabla 6.3 detalla el tipo de batería que se usará en la modelación de este estudio [43].

Tecnología	Batería NaS <sup>7</sup>
Capacidad de potencia [kW]	1000
Capacidad de energía [kWh]	5000
Eficiencia [%]	90
Costo por potencia [US\$/kW]	500
Costo por energía [US\$/kWh]	1000
Costo de inversión por unidad de almacenamiento [US\$]	131,473.78

Tabla 6.3: Características de almacenamiento para el modelo de evaluación

Otras consideraciones para determinar el tipo de batería en la modelación es la capacidad de partida en negro y el tiempo de descarga. La partida en negro como característica basada en la necesidad de establecer tensión y frecuencia al encontrarse operando de forma aislada debido a una falla. En particular el tiempo de descarga debido a la autonomía requerida durante contingencias por eventos extremos (horas o días).

Además se consideran los siguientes supuestos para los casos de estudio concernientes a la implementación de almacenamiento:

---

<sup>7</sup>NaS.- Batería de sulfuro de sodio. Tipo de tecnología madura para aplicaciones en redes eléctricas de distribución de acuerdo a los requerimientos del caso de estudio.

- Se incorpora un equipo de almacenamiento por baterías por zona, generando tres nuevos casos de estudio tal como se muestra en la figura 6.4. El nodo de conexión del almacenamiento se detalla en el Apéndice A.
- Se maneja el supuesto que el equipo de almacenamiento puede operar de forma aislada en condiciones de emergencia estableciendo tensión y frecuencia para abastecer la carga.
- Las dimensiones del almacenamiento se establecen en 1 MW / 5 MWh de potencia y energía, respectivamente<sup>8</sup>. El estado de carga inicial del almacenamiento se establece al 100 %.
- Se considera que el tipo de batería implementada tiene un tiempo de vida útil de 15 años y una tasa de retorno de 10 %.

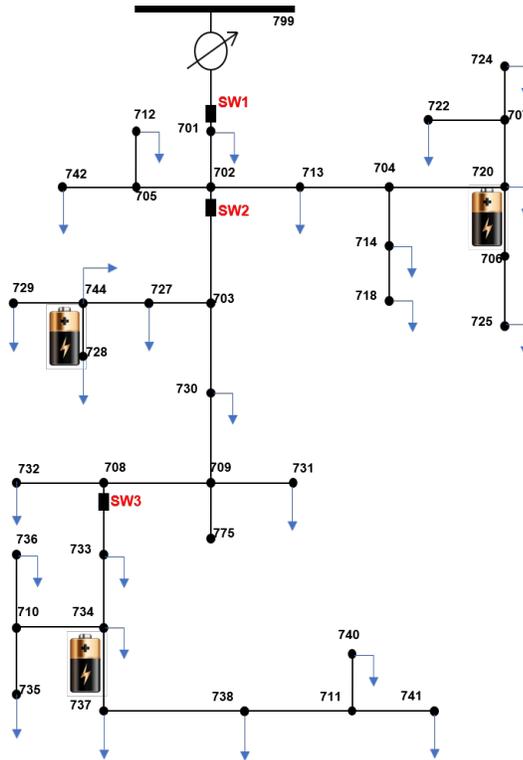


Figura 6.4: Incorporación de almacenamiento por zonas en el alimentador de distribución

### 6.2.5. Transferencia de carga

El modelo de transferencia de carga se establece mediante la incorporación de un equipo de seccionamiento que conecta dos alimentadores. Para este caso, ambos alimentadores se modelan de manera similar (red de prueba IEEE 37 barras [58]) como se presenta en la figura 6.5. La evaluación planteada en este modelo considera los siguientes supuestos:

- Existe un elemento de SFS que permite la conexión entre alimentadores en condiciones de emergencia.

<sup>8</sup>Se asume dicha capacidad en potencia y energía conforme la demanda máxima que pudiese abastecer en la zona donde se encuentra conectada la batería y para alimentar por al menos cinco horas en condiciones de contingencia.

- El estado del elemento seccionador entre alimentadores es "normalmente abierto", lo que se traduce en que su operación es estricta a condiciones de emergencia manteniendo la operación radial de ambos alimentadores.
- La operación del seccionador de acoplamiento es automática, tanto para transferir carga como para apertura cuando la falla se ha restaurado.
- Ambos alimentadores se encuentran sujetos a daño por la acción del viento, por tanto, la transferencia de carga puede ser bidireccional.
- La capacidad de los diferentes tramos del alimentador se modifica para poder transferir el total de la demanda del otro alimentador, considerando la peor situación<sup>9</sup>.
- Se cuenta con un sistema de comunicación bidireccional entre el operador del sistema y el equipo de seccionamiento.

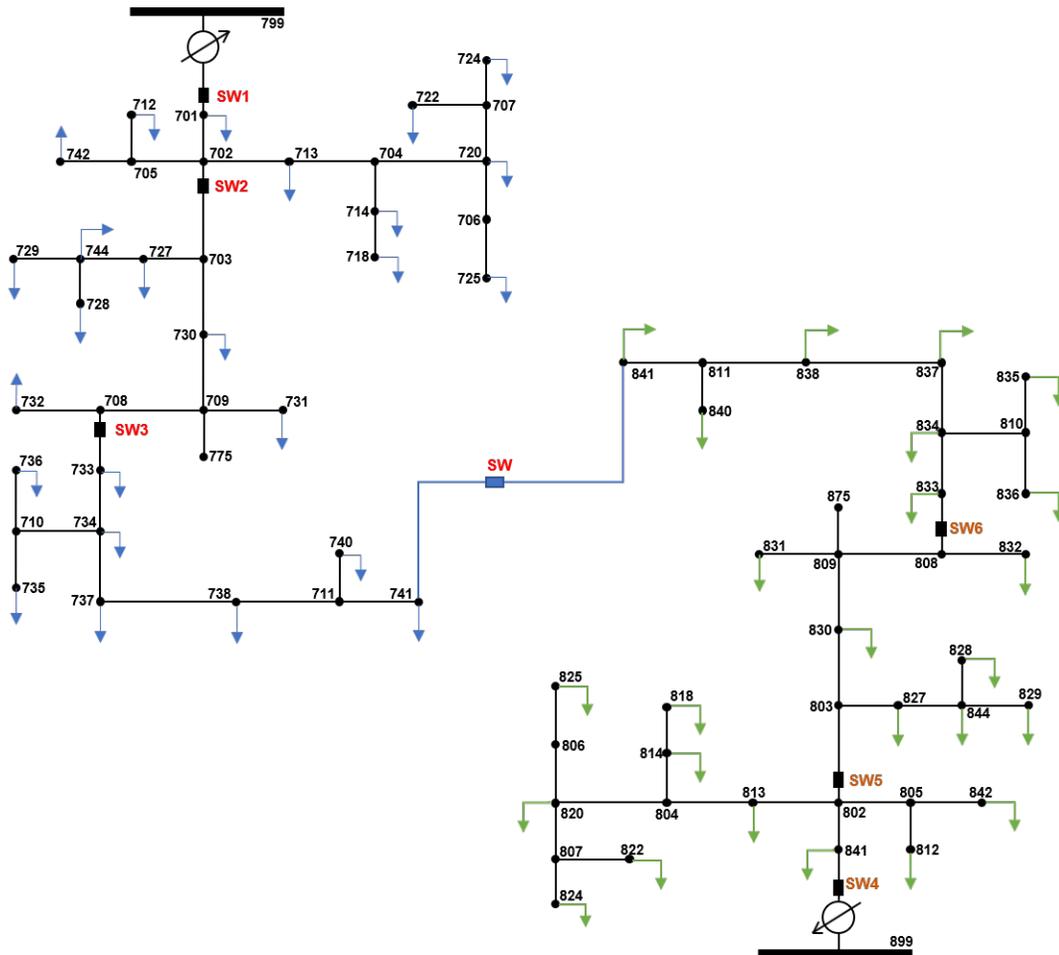


Figura 6.5: Modelo de transferencia de carga entre dos alimentadores de distribución. El elemento SW corresponde al seccionamiento para transferencia de carga entre los alimentadores de diferentes subestaciones en operación radial.

<sup>9</sup>La capacidad a lo largo del alimentador de distribución es cónica, es decir, para tramos más cercanos a la subestación abarca mayor capacidad a diferencia de los tramos finales.

## 6.3. Resultados

### 6.3.1. Modelo sin transferencia de carga

Las soluciones del modelo de optimización se detallan en la tabla 6.4 y en la figuras 6.6 y 6.7 correspondientes al caso base y a las estrategias implementadas, cada una de ellas con tres etapas de implementación. La tabla 6.4 muestra la esperanza de la ENS marginal (respecto de velocidades de viento promedio) y condicional (respecto de velocidades de viento extremo) en *MWh* y % con un nivel de confianza del 95 % y un margen de error despreciable<sup>10</sup>. Dado que el problema es multi-objetivo, existen varias soluciones considerando las perspectivas de confiabilidad, resiliencia y la inversión asociada a cada solución. Además, el valor de inversión o costo de implementación se encuentra relativizado al periodo de evaluación, para poder realizar una comparación adecuada entre las alternativas presentadas, en este caso 120 horas.

	EENS [MWh]	EENS [%]	CEENS [MWh]	CEENS [%]	Costo de Implementación [US\$]
Caso Base (CB)	4.3829	2.374	73.4626	39.785	0
Seccionamiento 1 (Sw1)	3.4354	1.860	66.0806	35.787	244.10
Seccionamiento 2 (Sw2)	3.2075	1.737	64.3504	34.850	488.19
Seccionamiento 3 (Sw3)	2.816	1.525	63.679	34.486	732.29
Soterramiento 1 (Un1)	2.4266	1.314	30.0502	16.274	3,709.24
Soterramiento 2 (Un2)	0.8822	0.478	17.994	9.745	5,689.35
Soterramiento 3 (Un3)	0.5523	0.299	14.9595	8.102	7,781.03
Almacenamiento 1 (BESS1)	4.0655	2.202	70.3972	38.125	2,528.34
Almacenamiento 2 (BESS2)	3.8838	2.103	66.9883	36.278	5,056.68
Almacenamiento 3 (BESS3)	3.5301	1.912	63.6956	34.495	7,585.03

Tabla 6.4: Evaluación de la implementación de estrategias sin transferencia de carga

En la figura 6.6 y 6.7, las soluciones denotadas como  $SW_1$ ,  $SW_2$  y  $SW_3$  corresponden a la incorporación de seccionadores inteligentes en la red de distribución. Para soterramiento corresponde la notación  $Un_1$ ,  $Un_2$  y  $Un_3$  y por último para la instalación del numero de baterías,  $BESS_1$ ,  $BESS_2$  Y  $BESS_3$ . Adicionalmente, la figura 6.7 muestra los vértices de las soluciones que describe los resultados de la tabla 6.4 y que forman la envolvente convexa en tres dimensiones. Asimismo, se resalta la frontera de Pareto en línea continua. Las soluciones dominantes recaen en los vértices de soterramiento  $Un_i$ , los vértices de seccionamiento inteligente  $Sw_1$  y el caso base CB.

### 6.3.2. Modelo con transferencia de carga

De forma similar a la evaluación sin capacidad de transferencia de carga, se presenta tanto en la tabla 6.5 como en las figuras 6.8 y 6.9 los resultados con las consideraciones del caso. Asimismo, se aplican los mismos casos de estudio en la sección anterior. La única diferencia radica en el caso base donde se considera el costo de inversión inicial del seccionamiento inteligente entre alimentadores.

<sup>10</sup>Al evaluar 10,000 simulaciones se asegura que el intervalo de confianza sea insignificante y no existan solapamiento de soluciones

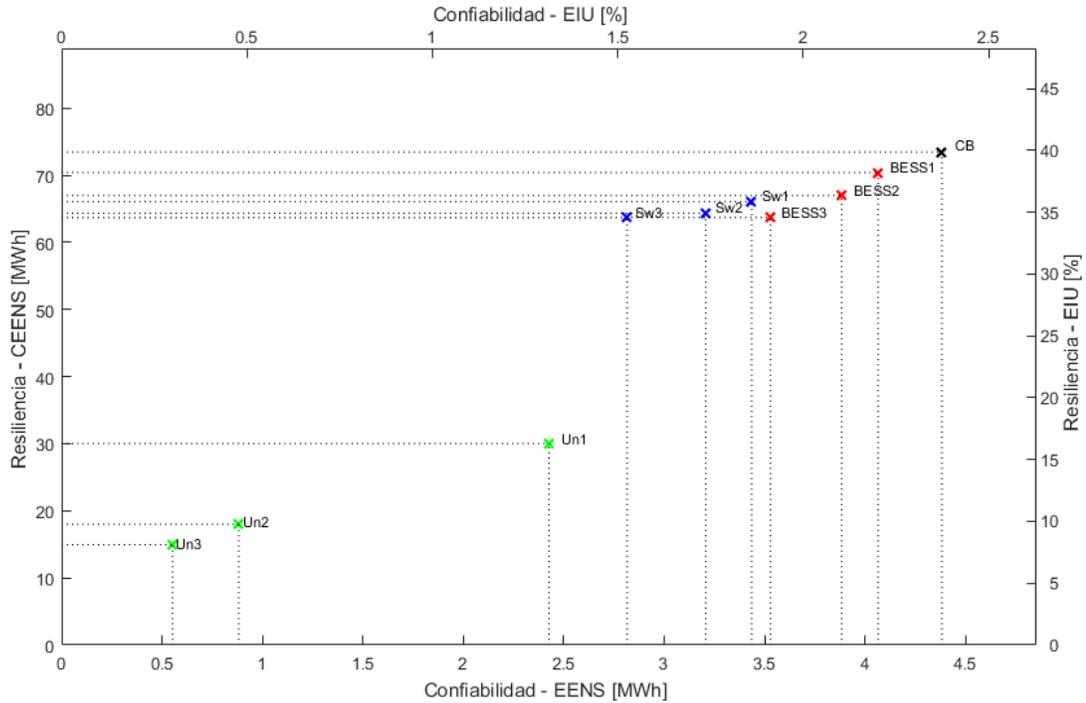


Figura 6.6: Mejoramiento de confiabilidad y resiliencia en base a las estrategias implementadas, sin transferencia de carga

La figura 6.9 muestra los vértices en coordenadas cartesianas correspondientes a la envolvente convexa (líneas punteadas) de las estrategias implementadas, mientras que en línea continua se muestra la frontera de Pareto con sus vértices que corresponden a las soluciones dominantes. Estos vértices de solución de Pareto son los mismos respecto de la solución del caso sin transferencia de carga. La diferencia radica en la posición de los vértices correspondientes a la EENS y CEENS, pese a que no modifican la solución de dicha frontera a comparación del caso sin transferencia de carga. La figura 6.8 muestra también el porcentaje de EENS y CEENS que no se suministró acorde al índice EIU.

	EENS [MWh]	EENS [%]	CEENS [MWh]	CEENS [%]	Costo de Implementación [US\$]
Caso Base (CB)	3.226	1.747	70.034	37.928	244.10
Seccionamiento 1 (Sw1)	2.767	1.498	58.254	31.548	457.44
Seccionamiento 2 (Sw2)	2.533	1.372	56.618	30.662	682.18
Seccionamiento 3 (Sw3)	2.197	1.190	54.646	29.594	906.92
Soterramiento 1 (Un1)	0.964	0.522	28.659	15.521	3,953.33
Soterramiento 2 (Un2)	0.514	0.278	14.730	7.977	5,933.45
Soterramiento 3 (Un3)	0.051	0.027	3.926	2.126	8,025.12
Almacenamiento 1 (BESS1)	2.953	1.599	66.224	35.865	2,772.44
Almacenamiento 2 (BESS2)	2.5891	1.402	63.716	34.506	5,300.78
Almacenamiento 3 (BESS3)	2.1284	1.153	59.9879	32.487	7,829.12

Tabla 6.5: Evaluación de la implementación de estrategias con transferencia de carga

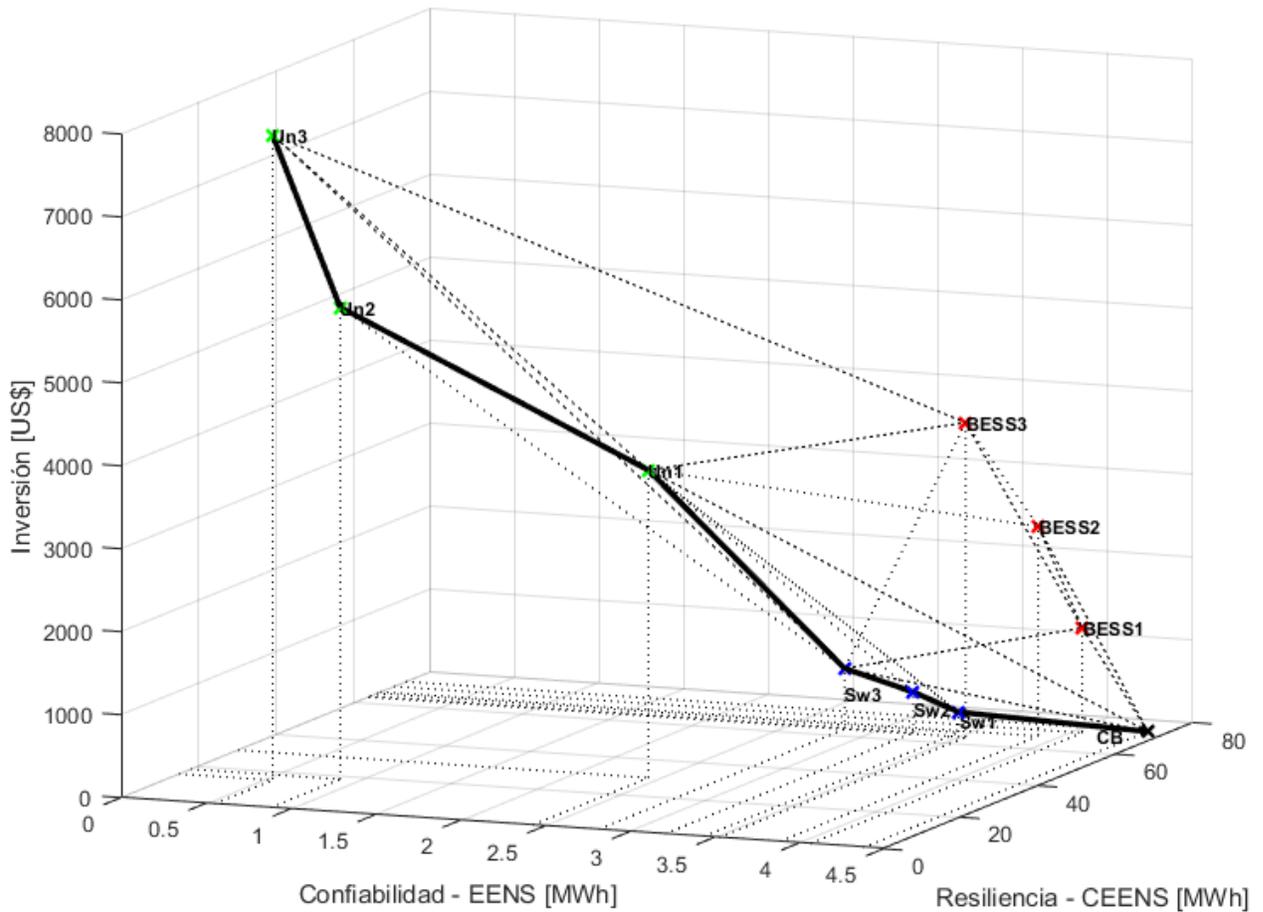


Figura 6.7: Soluciones de Pareto en función de confiabilidad, resiliencia e inversión para redes de distribución sin transferencia de carga

## 6.4. Análisis y discusión

A continuación se presenta el análisis de los resultados por perspectivas y posteriormente por Pareto eficiente, resaltando las soluciones dominantes de la evaluación multi-objetivo. En ambos casos se destaca la participación de la transferencia de carga y su influencia en el resultado que muestra para una misma estrategia evaluada.

### 6.4.1. Análisis por perspectivas

De acuerdo a la tabla 6.4, el caso base sin capacidad de transferencia de carga corresponde a la estrategia menos confiable y menos resiliente. Al evaluar bajo un perfil de viento promedio se espera un valor de ENS de  $4.38 \text{ MWh}$  correspondiente al 2.37% de la energía no servida durante el intervalo de tiempo de 120 horas; mientras que para un perfil de viento extremo se espera una ENS de  $73.46 \text{ MWh}$  equivalente al 39.78% de la energía no servida. Este caso no tiene costo asociado ya que no se aplica ninguna estrategia.

Al evaluar el seccionamiento dentro del portafolio de estrategias se espera una ENS para viento promedio de 3.43, 3.20 y  $2.82 \text{ MWh}$ . Estos valores corresponden a una mejora de

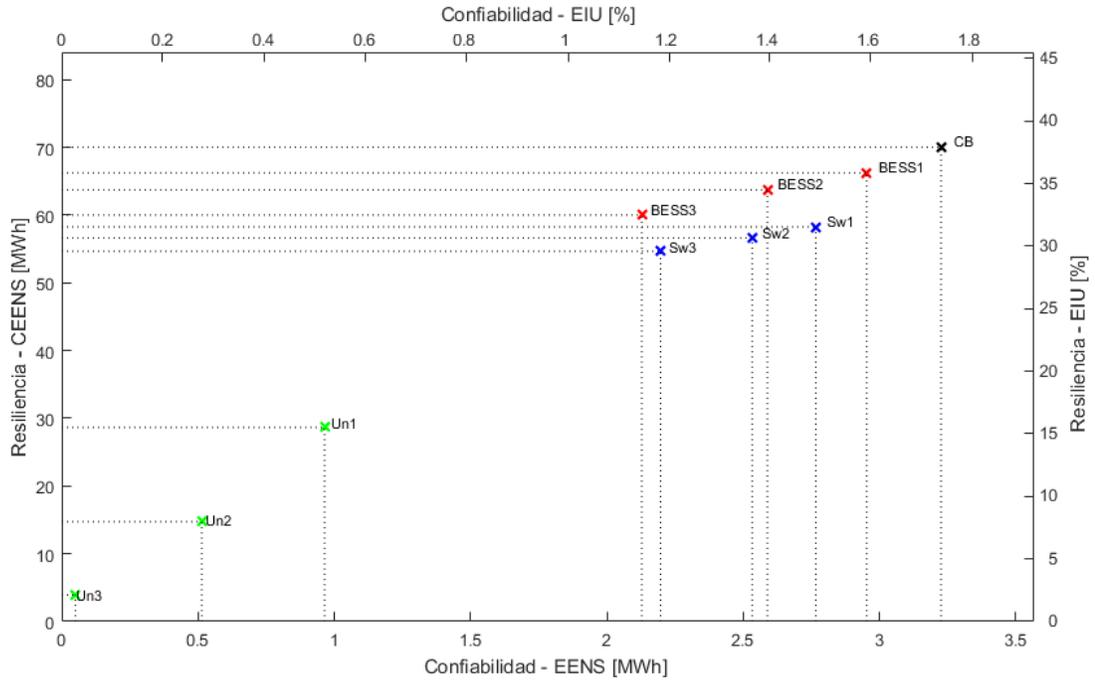


Figura 6.8: Mejoramiento de confiabilidad, resiliencia en base a las estrategias implementadas, con transferencia de carga

0.514, 0.637 y 0.849% respecto del caso base al aplicar de forma paulatina los elementos de conmutación. Por otro lado para vientos extremos esta mejora presentó un 4.00, 4.93 y 5.30% menos ENS respecto del caso base. La estrategia de soterramiento presenta un mayor mejoramiento en los índices de energía no servida: mientras que en la evaluación para viento promedio se disminuye en 1.06, 1.90 y 2.07 puntos porcentuales respecto del caso base. Estos mismos índices al evaluar bajo viento extremo se reduce la EENS en 23.51, 30.04 y 31.68% referente al caso base, correspondientes a la transición de tres zonas soterradas de forma paulatina. Por último, la estrategia de almacenamiento presenta una reducción de 0.17, 0.27 y 0.46% desde la perspectiva de confiabilidad por viento promedio, mientras que por viento extremo estos índices se reducen en un 1.66, 3.51 y 5.29% al incorporar un equipo de almacenamiento por zona de forma gradual.

La incorporación del portafolio de estrategias dentro de diseño de redes de distribución muestra una reducción proporcional de la EENS, resaltando la estrategia de soterramiento dado que presenta un mejor desempeño. Si bien esta mejoría es evidente puesto que se limita la exposición a vientos promedio o vientos extremos, representa asimismo la estrategia con una mayor inversión. La mejora paulatina del seccionamiento inteligente corresponde a la segunda mejor estrategia, seguido por último de la estrategia de almacenamiento. Desde la perspectiva de confiabilidad, se muestra que el seccionamiento tiene un mejor rendimiento que el almacenamiento, equivalente a 0.72%, mientras que desde la perspectiva de resiliencia ambas estrategias presentan un soluciones similares. Esto evidencia que este tipo de estrategia es influyente para mejorar el desempeño desde el punto de vista de confiabilidad, más no desde el punto de vista de resiliencia.

Por otro lado, la tabla 6.5 muestra los resultados de la evaluación del portafolio de es-

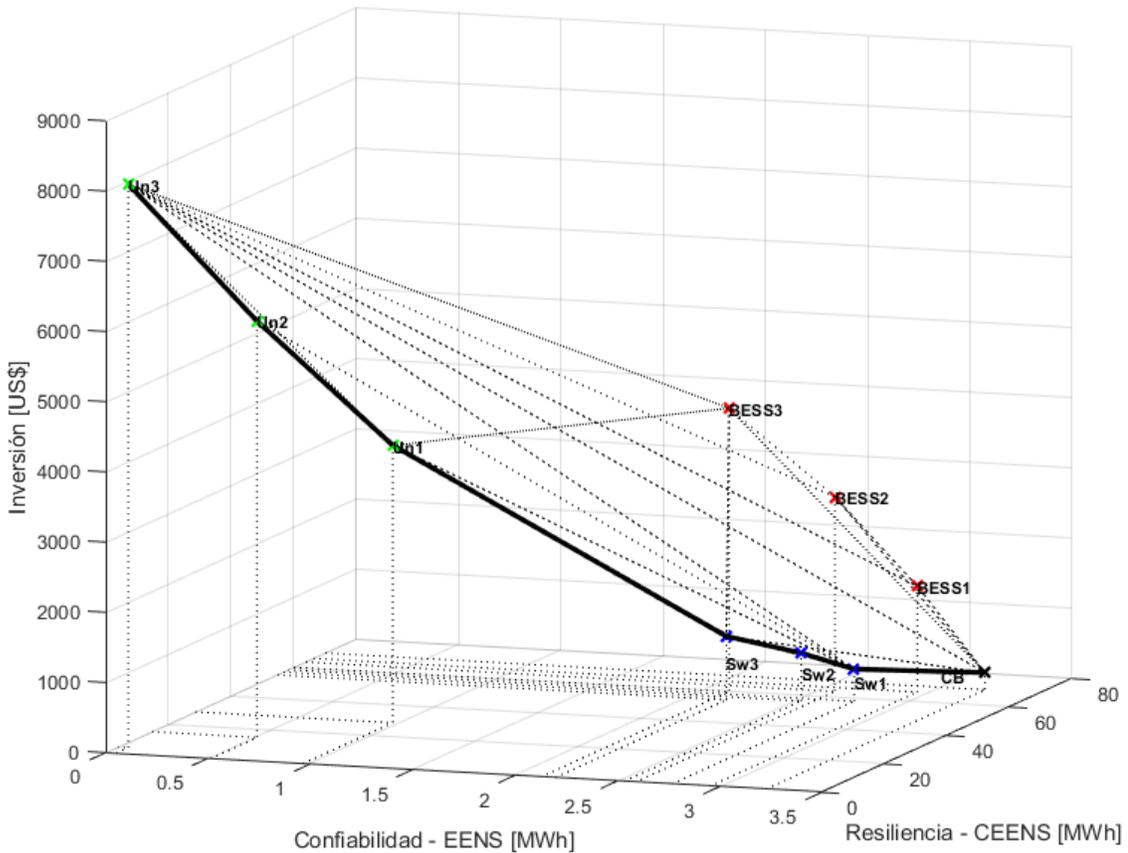


Figura 6.9: Soluciones de Pareto en función de confiabilidad y resiliencia para redes de distribución con transferencia de carga

trategias de diseño considerando la transferencia de carga entre subestaciones. El caso base muestra un valor esperado de ENS de  $3.23 \text{ MWh}$  correspondiente al  $1.75 \%$  de la energía que debiese suministrarse durante el periodo de evaluación por vientos promedio. Por tanto la conexión entre subestaciones reduce dicho valor esperado en  $0.62 \%$  al incorporar la capacidad de transferencia. De la misma manera para vientos extremos este valor esperado se reduce en  $1.86 \%$ .

De manera similar que en el caso sin transferencia de carga, la estrategia de soterramiento presenta una mayor reducción de la EENS, reduciendo en un  $1.22$ ,  $1.47$  y  $1.72 \%$  respecto del caso base de la perspectiva de confiabilidad; mientras que desde el enfoque de resiliencia se reduce en  $22.41$ ,  $29.95$  y  $35.80 \%$ . Esta estrategia no considera soterramiento del tramo de conexión entre los alimentadores. Por otro lado, la particularidad que se encontró en el caso con capacidad de transferencia de carga es que existe una considerable mejoría al evaluar la estrategia de almacenamiento, donde se evidencia una mejoría de  $0.15$ ,  $0.34$  y  $0.59 \%$  para confiabilidad y  $2.06$ ,  $3.42$  y  $5.44 \%$  para resiliencia. De estos resultados se evidencia que el almacenamiento es una medida más confiable a implementarse puesto que mejora sustancialmente dicho índice.

Finalmente, la estrategia de seccionamiento reduce en un  $0.25$ ,  $0.38$  y  $0.56 \%$  la EENS en relación con el caso base para vientos promedio, mientras que para caso de viento extremo la

mejoría muestra una reducción de la CEENS de 6.38, 7.27 y 8.33 % al aplicar de forma gradual el seccionamiento inteligente. Esta estrategia representa una ventaja desde la perspectiva resiliente, ya que muestra un mejor desempeño que el almacenamiento, mientras que desde el enfoque de confiabilidad las soluciones de almacenamiento y seccionamiento muestran soluciones similares.

Por lo tanto, la estrategia de transferencia de carga muestra una sensibilidad representativa en los resultados al implementar las mismas estrategias que en el caso sin transferencia de carga. Esta sensibilidad se muestra principalmente en la incorporación de seccionamiento, mejorando sustancialmente el nivel de resiliencia respecto del almacenamiento, mientras que desde el punto de vista de confiabilidad tienen el mismo desempeño.

#### 6.4.2. Análisis por Pareto

El objetivo de análisis por Pareto eficiente recae principalmente en los valores de inversión asociados al portafolio de estrategias de diseño de redes de distribución. Este valor de inversión de cada estrategia evaluada corresponde a un valor relativizado al periodo de evaluación, en este caso 120 horas. Para dicho cálculo se tomó en cuenta el valor de inversión, la tasa de retorno y el tiempo de vida útil de cada estrategia, mismos que se detallaron en la sección 6.2.

Si bien la estrategia de soterramiento evidentemente muestra el mejor desempeño por confiabilidad y resiliencia, tanto en el caso con y sin transferencia de carga, su costo de implementación corresponde al mayor dentro del portafolio. Por el contrario, el caso base representa una inversión nula aunque empeorando los índices de confiabilidad y resiliencia. De acuerdo a la figura 6.7, las soluciones dominantes corresponden al soterramiento, seccionamiento y caso base. Las soluciones dominadas dentro de la envolvente convexa corresponden a las del almacenamiento. Desde el punto de vista económico, la mejor estrategia de implementación corresponde al seccionamiento. Esto se justifica ya que durante un escenario de múltiples fallas, el aislamiento de ellas mediante seccionamiento permitiría abastecer la demanda en aquellas áreas que no se hayan visto afectadas. Esta estrategia representa la menor inversión y por tanto su solución se incluye en la frontera de Pareto.

El caso de estudio que contempla la capacidad de transferencia de carga se muestra en la figura 6.9. Este caso muestra que las estrategias de soterramiento y seccionamiento establecen la frontera de Pareto eficiente, dominando nuevamente a las soluciones de almacenamiento. Claramente se observa que las estrategias que mejor desempeño muestran son aquellas obtenidas por incorporar soterramiento paulatino, aunque a un costo asociado alto frente a las otras estrategias. Si bien las soluciones dominantes se mantienen a comparación del caso sin transferencia de carga, existe un desplazamiento de las soluciones de almacenamiento, pese a que se mantienen como dominadas. Sin embargo se resalta que existe una aportación de la transferencia de carga al desempeño del almacenamiento. Esto puede justificarse considerando que el despacho del almacenamiento tiene un mejor aprovechamiento al operar ambos alimentadores. Por último, el seccionamiento se mantiene como estrategia dominante aunque su solución presenta un mejor desempeño desde el punto de vista de confiabilidad, a comparación del caso sin transferencia de carga.

### 6.4.3. Comentarios Relevantes

Luego de analizar las soluciones del portafolio de estrategias de diseño de redes de distribución se resaltan varias conclusiones respecto de su desempeño, considerado desde las distintas perspectivas y por Pareto eficiente.

Los resultados del modelo sin transferencia de carga que se enfatizan en la figura 6.6 muestran que la estrategia con menor aportación a confiabilidad y resiliencia es la incorporación de almacenamiento. Si bien la formación de microrredes se ha documentado como una medida resiliente, los resultados muestran que su implementación no limita sustancialmente la exposición a vientos extremos, lo que se traduce en una red más robusta. El despacho del almacenamiento requiere adicionalmente contar con redes sin falla para abastecer la demanda en el caso de operar como microrred. Las múltiples fallas que pueden darse durante viento extremo pueden también afectar a las líneas que comprenden la microrred y por tanto, dejar sin efecto el aporte que podría eventualmente representar la incorporación de baterías.

Por el contrario, la estrategia de seccionamiento muestra un aporte significativo a los índices de confiabilidad y resiliencia, tomando en cuenta su baja inversión. Esta afirmación puede generalizarse a que una mayor zonificación por seccionamiento inteligente dentro de un alimentador de distribución permitiría una mayor flexibilidad de la operación de la red, sea bajo fallas comunes o por eventos externos como el viento extremo. Este beneficio se ve apoyado más aún por la capacidad de transferencia de carga, evidenciado en la reducción de los índices de energía no servida esperada marginal y condicional a eventos de alto impacto.

En resumen, como resultado de los distintos casos de estudio que se han presentado se obtiene una perspectiva de la robustez y de la flexibilidad que se busca dentro de las redes de distribución, basados en estrategias convencionales e inteligentes. Todas estas soluciones que implican diferentes estrategias de aplicación de la ingeniería representan las opciones a ser consideradas para tomar decisiones en inversiones futuras en redes de distribución, es decir, que tan confiable y resiliente se desea alcanzar sea una red de distribución frente al costo de inversión asociado.

# Capítulo 7

## Conclusiones y Trabajo Futuro

### 7.1. Conclusiones

Este trabajo propone un modelo de evaluación de un portafolio de estrategias convencionales e inteligentes para el diseño en redes de distribución. Este modelo abarca un enfoque de confiabilidad y resiliencia frente a vientos promedio y vientos extremos, respectivamente. La caracterización de este fenómeno natural se realizó mediante el desarrollo de curvas de fragilidad empíricas basado en los registros de fallas asociadas al clima extremo dentro de la región en estudio. Para efectos de la modelación se considera tres etapas de incertidumbre relacionadas a la magnitud del evento externo, la afectación de la red y la reposición de los componentes bajo falla. Luego de evaluar dichas estrategias se encontró que el soterramiento presenta la solución que mejor desempeño muestra en torno a confiabilidad y resiliencia frente a las otras implementadas, pero asociado a un costo de inversión alto. Contrariamente, la solución más económica es la de seccionamiento inteligente. Por otro lado, el potencial aporte de la estrategia de almacenamiento se ve limitado por la vulnerabilidad constante de los tramos de red adyacentes al nodo de conexión de dicho almacenamiento, lo que se refleja en la limitada aportación de las perspectivas de confiabilidad y resiliencia.

De acuerdo a la soluciones que forman la frontera de Pareto, tanto para redes con capacidad de transferencia de carga y sin ella, la solución de seccionamiento inteligente representa la mejor solución costo-efectiva. Si bien se planteó incorporar solamente tres equipos por alimentador, un mayor número de componentes representaría una mayor flexibilidad y controlabilidad de la red. Esta estrategia permitiría aislar en mayor número de zonas al presentarse fallas por viento extremo, mismas que son múltiples durante un evento extremo. Por lo tanto, incorporar seccionamiento inteligente en alimentadores de distribución representa la estrategia costo-efectiva confiable-resiliente frente al fenómenos de viento y su afectación sobre la red.

Adicionalmente, se presentó un algoritmo de evaluación de AC-OPF utilizado dentro del modelo de evaluación del portafolio de estrategias de diseño. Dicho algoritmo corresponde a una variante lineal de las formulaciones actuales para flujos convexos en redes AC. La formulación de dicho algoritmo comprende a su vez dos etapas, una primera etapa que adquiere los flujos de potencia activa y reactiva y la tensión en los nodos de la red sin considerar pér-

didadas. La segunda etapa utiliza estos resultados para aproximar las pérdidas mediante cortes tangenciales de forma iterativa. Esta aproximación permite tener una mejor precisión en el cálculo de las variables del estado de operación para redes AC. La formulación para evaluar múltiples contingencias en redes de distribución es usada para desacoplar las zonas asociadas a la falla y no solamente el tramo de red con falla, diferenciando así el desacoplamiento en redes de distribución y transmisión, respectivamente.

## 7.2. Trabajo Futuro

Luego de evaluar las estrategias planteadas se pudo evidenciar el beneficio individual de cada caso de estudio implementado. Esta aplicación de estrategias podría ser realizada en forma conjunta, es decir, la evaluación de estrategias mixtas dentro de las ya consideradas. Es por tanto que nuevos casos de estudio que consideren combinaciones de las expuestas podrían representar nuevas soluciones limitadas por un presupuesto asociado de inversión.

Se plantea además la incorporación de otras métricas de evaluación de confiabilidad y resiliencia en sistemas eléctricos, como las relacionadas a la duración y frecuencia de interrupciones SAIDI y SAIFI y también aquellas relacionadas a la profundidad y velocidad de degradación y recuperación (FLEP<sup>1</sup>) de un sistema afectado por una perturbación de bajo impacto [60].

Por otro lado, la incorporación de sistemas de almacenamiento dentro de la red de distribución posee varias directrices, dos de ellas que no se consideraron en este estudio son su ubicación y el dimensionamiento de su capacidad. Estos factores podrían eventualmente representar cambios en las soluciones obtenidas al evaluar dicha estrategia. Además, un modelo que cuente con una capacidad óptima se acoge al concepto del cambio de paradigma de redes eléctricas, sin incurrir en sobre inversiones y un aprovechamiento óptimo del recurso, en este caso el almacenamiento.

Adicionalmente, se propone implementar un modelo de muestreo que considere las propiedades de una distribución en particular denominado *importance sampling* para definir los distintos escenarios de la evaluación de Monte Carlo, referido al muestreo de los eventos poco probables asociados a un alto impacto.

Por último, el desarrollo del algoritmo de AC-OPF utilizado solamente considera la operación de redes radiales. Un desafío relevante corresponde al desarrollo futuro de un AC-OPF para redes enmalladas, así el modelo podría generalizarse para redes de transmisión.

---

<sup>1</sup>Métricas de resiliencia en sistemas de potencia referidas a qué tan rápido, profundo cae el nivel de resiliencia y y las características de respuesta en qué tan extensa y qué tan rápido es la etapa de post-contingencia

# Bibliografía

- [1] Center for Climate Change and Energy Solutions, “Extreme weather and climate change,” 2019. [Online]. Available: <https://www.c2es.org/content/extreme-weather-and-climate-change/>
- [2] Department of Home Affairs Australian Government, “Critical infrastructure resilience Security Coordination,” 2019. [Online]. Available: <https://www.homeaffairs.gov.au/about-us/our-portfolios/national-security/security-coordination/critical-infrastructure-resilience>
- [3] S. Kelly, “Estimating economic loss from cascading infrastructure failure: a perspective on modelling interdependency,” *Infrastructure Complexity*, vol. 2, no. 7, 2015.
- [4] K. Murray and K. R. W. Bell, “Wind related faults on the gb transmission network,” in *2014 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, 2014, pp. 1–6.
- [5] (2018) Beaufort Scale. Royal Meteorological Society. [Online]. Available: <https://www.rmets.org/resource/beaufort-scale>
- [6] M. Bessani, J. A. D. Massignan, R. Z. Fanucchi, M. H. M. Camillo, J. B. A. London, A. C. B. Delbem, and C. D. Maciel, “Probabilistic assessment of power distribution systems resilience under extreme weather,” *IEEE Systems Journal*, vol. 13, no. 2, pp. 1747–1756, June 2019.
- [7] M. Panteli and P. Mancarella, “The grid: Stronger, bigger, smarter?: Presenting a conceptual framework of power system resilience,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 13, no. 3, pp. 58–66, May 2015.
- [8] C. Eid, P. Codani, Y. Perez, J. Reneses, and R. Hakvoort, “Managing electric flexibility from distributed energy resources: A review of incentives for market design,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 64, pp. 237 – 247, 2016. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116302222>
- [9] R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques*. Springer, 1992, vol. 2nd. Edition.
- [10] O. Lavoine, “Thoughts on an electricity system and grid paradigm shift in response to the eu energy transition and the clean energy package,” European University Institute

Research, Florence School of Regulation Energy Retrieved from Cadmus, Policy Briefs, 2018/19.

- [11] M. Panteli and P. Mancarella, “Modeling and evaluating the resilience of critical electrical power infrastructure to extreme weather events,” *IEEE Systems Journal*, vol. 11, no. 3, pp. 1733–1742, Sep. 2017.
- [12] M. Panteli and P. Mancarella, “Influence of extreme weather and climate change on the resilience of power systems: Impacts and possible mitigation strategies,” *Electric Power Systems Research*, vol. 127, pp. 259 – 270, 2015. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S037877961500187X>
- [13] M. Panteli, D. N. Trakas, P. Mancarella, and N. D. Hatziargyriou, “Boosting the power grid resilience to extreme weather events using defensive islanding,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 6, pp. 2913–2922, Nov 2016.
- [14] G. Strbac, D. Kirschen, and R. Moreno, “Reliability standards for the operation and planning of future electricity networks,” *Foundations and Trends® in Electric Energy Systems*, vol. 1, pp. 143–219, 12 2016.
- [15] R. Moreno and G. Strbac, “Integrating high impact low probability events in smart distribution network security standards through cvar optimisation,” in *IET International Conference on Resilience of Transmission and Distribution Networks (RTDN) 2015*, Sep. 2015, pp. 1–6.
- [16] M. Manfren, P. Caputo, and G. Costa, “Paradigm shift in urban energy systems through distributed generation: Methods and models,” *Applied Energy*, vol. 88, pp. 1032–1048, 04 2011.
- [17] D. K. Molzahn and I. A. Hiskens, *A Survey of Relaxations and Approximations of the Power Flow Equations*. now, 2019. [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8635446>
- [18] M. E. Baran and F. F. Wu, “Optimal capacitor placement on radial distribution systems,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, no. 1, pp. 725–734, Jan 1989.
- [19] M. Baran and F. F. Wu, “Optimal sizing of capacitors placed on a radial distribution system,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, no. 1, pp. 735–743, Jan 1989.
- [20] S. H. Low, “Convex relaxation of optimal power flow—part i: Formulations and equivalence,” *IEEE Transactions on Control of Network Systems*, vol. 1, no. 1, pp. 15–27, March 2014.
- [21] S. H. Low, “Convex relaxation of optimal power flow—part ii: Exactness,” *IEEE Transactions on Control of Network Systems*, vol. 1, no. 2, pp. 177–189, June 2014.
- [22] 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, Sep. 2018.

- [23] L. Gan and S. H. Low, “Convex relaxations and linear approximation for optimal power flow in multiphase radial networks,” in *2014 Power Systems Computation Conference*, Aug 2014, pp. 1–9.
- [24] L. Mili, M. Panteli, J. Kavicky, K. Thomas, R. Desalvo, J. Liu, and H. Chao, “The definition and quantification of resilience,” IEEE Power & Energy Society, Tech. Rep. PES-TR65, April 2018. [Online]. Available: <http://grouper.ieee.org/groups/transformers/subcommittees/distr/C57.167/F18-Definition&QuantificationOfResilience.pdf>
- [25] E. Ciapessoni, D. Cirio, A. Pitto, M. Panteli, M. Van Harte, and C. Mak, “Defining power system resilience,” *CIGRE Electra*, vol. 306, pp. 32–34, Oct 2019.
- [26] A. Navarro-Espinosa, R. Moreno, T. Lagos, F. Ordoñez, R. Sacaan, S. Espinoza, and H. Rudnick, “Improving distribution network resilience against earthquakes,” in *IET International Conference on Resilience of Transmission and Distribution Networks (RTDN 2017)*, Sep. 2017, pp. 1–6.
- [27] S. Ma, L. Su, Z. Wang, F. Qiu, and G. Guo, “Resilience enhancement of distribution grids against extreme weather events,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 5, pp. 4842–4853, Sep. 2018.
- [28] S. Ma, S. Li, Z. Wang, and F. Qiu, “Resilience-oriented design of distribution systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 4, pp. 2880–2891, July 2019.
- [29] L. Ávila, “Cómo lograr un sistema de distribución más resiliente,” *Electricidad*, vol. 210, Sep 2017.
- [30] A. M. Shipley, “Distributed energy resources and combined heat and power: a declaration of terms,” Amercian Council for an Energy Efficient Economy, Tech. Rep., 04 2000.
- [31] A. Zidan and E. F. El-Saadany, “A cooperative multiagent framework for self-healing mechanisms in distribution systems,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 3, pp. 1525–1539, Sep. 2012.
- [32] D. Pinney, C. Miller, and T. Lovas, “Costs and benefits of smart feeder switching – quantifying the operating value of sfs,” The National Rural Electric Cooperative Association, Arlington, Virginia 22203-1860, Tech. Rep., May 2014. [Online]. Available: [https://www.smartgrid.gov/files/NRECA\\_DOE\\_Costs\\_Benefits\\_of\\_SFS.pdf](https://www.smartgrid.gov/files/NRECA_DOE_Costs_Benefits_of_SFS.pdf)
- [33] Z. Wang and J. Wang, “Self-healing resilient distribution systems based on sectionalization into microgrids,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 6, pp. 3139–3149, Nov 2015.
- [34] K. Choopani, M. Hedayati, and R. Effatnejad, “Self-healing optimization in active distribution network to improve reliability, and reduction losses, switching cost and load shedding,” *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. n/a, no. n/a, p. e12348, 2020. [Online]. Available: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/2050-7038.12348>

- [35] M. E. Viotto Romero, L. G. Wesz da Silva, and J. R. S. Mantovani, "Optimal switch allocation for automatic load transfer in distribution substations," in *2011 IEEE Trondheim PowerTech*, June 2011, pp. 1–7.
- [36] R. H. Lasseter, "Microgrids," in *2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.02CH37309)*, vol. 1, Jan 2002, pp. 305–308 vol.1.
- [37] B. Lasseter, "Microgrids [distributed power generation]," in *2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37194)*, vol. 1, Jan 2001, pp. 146–149 vol.1.
- [38] K. Dehghanpour, C. Colson, and H. Nehrir, "A survey on smart agent-based microgrids for resilient/self-healing grids," *Energies*, vol. 10, p. 620, 05 2017.
- [39] J. Wang and X. Lu, "Sustainable and resilient distribution systems with networked microgrids [point of view]," *Proceedings of the IEEE*, vol. 108, no. 2, pp. 238–241, Feb 2020.
- [40] T. Ding, Y. Lin, G. Li, and Z. Bie, "A new model for resilient distribution systems by microgrids formation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 5, pp. 4145–4147, Sep. 2017.
- [41] J. Kim and Y. Dvorkin, "Enhancing distribution system resilience with mobile energy storage and microgrids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 5, pp. 4996–5006, Sep. 2019.
- [42] C. K. Das, O. Bass, G. Kothapalli, T. S. Mahmoud, and D. Habibi, "Overview of energy storage systems in distribution networks: Placement, sizing, operation, and power quality," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 91, pp. 1205 – 1230, 2018. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032118301606>
- [43] K. Mongird, V. Fotedar, V. Viswanathan, V. Koritarov, P. Balducci, B. Hadjerioua, and J. Alam, "Energy Storage Technology and Cost Characterization Report," U.S. Department of Energy, Tech. Rep., 07 2019.
- [44] S. Dunn, S. Wilkinson, D. Alderson, H. Fowler, and C. Galasso, "Fragility curves for assessing the resilience of electricity networks constructed from an extensive fault database," *Natural Hazards Review*, vol. 19, no. 1, p. 04017019, 2018.
- [45] M. T. Schultz, B. Gouldby, J. Simm, and J. L. Wibowo, "Beyond the factor of safety: Developing fragility curves to characterize system reliability," 2010.
- [46] W. May, *Guide Brief 4 Determining Anticipated Performance*. National Institute of Standards and Technology, 2016.
- [47] S. Dunn, S. Wilkinson, C. Galasso, L. Manning, and D. Alderson, "Development of empirical vulnerability curves for electrical supply systems subjected to wind hazard," Jul 2015. [Online]. Available: <https://open.library.ubc.ca/cIRcle/collections/>

- [48] *Red de Estaciones Automáticas de la Dirección Meteorológica de Chile*, Dirección Meteorológica de Chile - Servicios Climáticos, 2019. [Online]. Available: URL{<https://climatologia.meteochile.gob.cl/application/index/menuTematicoEmas>}
- [49] B. Subhonmesh, S. H. Low, and K. M. Chandy, “Equivalence of branch flow and bus injection models,” in *2012 50th Annual Allerton Conference on Communication, Control, and Computing (Allerton)*, Oct 2012, pp. 1893–1899.
- [50] R. Moreno, R. Moreira, and G. Strbac, “A MILP model for optimising multi-service portfolios of distributed energy storage,” *Applied Energy*, vol. 137, pp. 554 – 566, 2015. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261914008915>
- [51] R. Billinton and W. Li, *Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods*. New York: Springer Science+Business Media, 1994.
- [52] R. B. Corotis, A. B. Sigl, and J. Klein, “Probability models of wind velocity magnitude and persistence,” *Solar Energy*, vol. 20, no. 6, pp. 483 – 493, 1978. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0038092X78900658>
- [53] A. S. Dorvlo, “Estimating wind speed distribution,” *Energy Conversion and Management*, vol. 43, no. 17, pp. 2311 – 2318, 2002. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890401001820>
- [54] T. Lagos, R. Moreno, A. N. Espinosa, M. Panteli, R. Sacaan, F. Ordonez, H. Rudnick, and P. Mancarella, “Identifying optimal portfolios of resilient network investments against natural hazards, with applications to earthquakes,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 2, pp. 1411–1421, March 2020.
- [55] (2015) MATLAB. MathWorks. [Online]. Available: <https://www.mathworks.com/products/matlab.html>
- [56] (2019) FICO Xpress Optimization. Fair Isaac Corporation. [Online]. Available: <https://www.fico.com/>
- [57] (2018) OPENDSS Electric Power Distribution System Simulator. Electric Power Research Institute. [Online]. Available: <https://www.epri.com>
- [58] (1992) 37-bus Test Feeder. Power & Energy Society. [Online]. Available: <https://site.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>
- [59] P. Larsen, “A method to estimate the costs and benefits of undergrounding electricity transmission and distribution lines,” *Energy Economics*, vol. 60, 09 2016.
- [60] M. Panteli, P. Mancarella, D. N. Trakas, E. Kyriakides, and N. D. Hatziargyriou, “Metrics and quantification of operational and infrastructure resilience in power systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 6, pp. 4732–4742, 2017.

# Apéndice A

## Apéndices

### Red de prueba 37 barras IEEE modificada

Hora	Perfil normalizado [p.u.]	Hora	Perfil normalizado [p.u.]	Hora	Perfil normalizado [p.u.]
1	0.389043962	41	0.672380753	81	0.605699296
2	0.351779559	42	0.701458009	82	0.643493802
3	0.336642685	43	0.902193239	83	0.704828785
4	0.331875319	44	1.000000000	84	0.721790211
5	0.338356545	45	0.94428915	85	0.677999376
6	0.376986971	46	0.810175948	86	0.671413759
7	0.387828945	47	0.637517432	87	0.692244707
8	0.436595961	48	0.498890426	88	0.687847206
9	0.520695797	49	0.409419248	89	0.739913746
10	0.596844299	50	0.377121937	90	0.762457026
11	0.663481769	51	0.360290727	91	0.882430608
12	0.667533932	52	0.354329191	92	0.998133336
13	0.659312167	53	0.386972214	93	0.948232822
14	0.641181107	54	0.581236181	94	0.821943644
15	0.647948109	55	0.651762191	95	0.660698677
16	0.643939652	56	0.587055125	96	0.515205444
17	0.633728114	57	0.606140709	97	0.435077336
18	0.682417271	58	0.637416366	98	0.391596388
19	0.876192792	59	0.694464004	99	0.373844546
20	0.928018719	60	0.718102757	100	0.35898321
21	0.870555476	61	0.67872563	101	0.396924301
22	0.74658352	62	0.671288137	102	0.60576604
23	0.587014848	63	0.680377449	103	0.665646018
24	0.462355723	64	0.679988671	104	0.589758854
25	0.383858358	65	0.696202928	105	0.601121318
26	0.341356102	66	0.769642579	106	0.621342715
27	0.322857273	67	0.912892906	107	0.684919408
28	0.32091776	68	0.9998353	108	0.719481106
29	0.360112482	69	0.958836851	109	0.693874309
30	0.585203263	70	0.824833475	110	0.707684043
31	0.636766451	71	0.658180355	111	0.718546579
32	0.56535115	72	0.512486377	112	0.714551818
33	0.589765458	73	0.422628729	113	0.719188181
34	0.632732169	74	0.39038399	114	0.732239138
35	0.699013222	75	0.373857328	115	0.871340289
36	0.732267042	76	0.362269555	116	0.943111255
37	0.672745949	77	0.400788163	117	0.885740968
38	0.672677141	78	0.596281365	118	0.770163163
39	0.680408116	79	0.682603582	119	0.643273201
40	0.665744118	80	0.604716091	120	0.527684404

Tabla A.1: Perfil de carga normalizado horario

Carga	Potencia [kW]	Factor de Potencia	Carga	Potencia [kW]	Factor de Potencia
1	630	0.89443	14	85	0.90482
2	85	0.90482	15	42	0.89443
3	85	0.90482	16	85	0.90482
4	38	0.90374	17	42	0.89443
5	85	0.90482	18	85	0.90482
6	85	0.90482	19	42	0.89443
7	161	0.89554	20	140	0.89443
8	42	0.89443	21	126	0.89726
9	42	0.89443	22	85	0.90482
10	42	0.89443	23	42	0.89443
11	126	0.89443	24	93	0.90394
12	42	0.89443	25	42	0.89443
13	85	0.90482			

Tabla A.2: Demanda modificada de la red de prueba

<b>Tramos de línea con seccionamiento (existentes)</b>	L36, L4, L14
<b>Tramos de línea con seccionamiento (propuestos)</b>	L8, L5, L31
<b>Nodos de conexión de almacenamiento</b>	N720, N744, N734

Tabla A.3: Características topológicas de la red

## Evaluación del modelo propuesto de AC-OPF

Se evaluó la formulación no lineal MINLP<sup>1</sup> presentada en la sección 4.2 que corresponde a una formulación de programación cuadrática con restricciones cuadráticas QCQP<sup>2</sup> y la formulación presentada en [22] que corresponde a programación cuadrática QP<sup>3</sup>. Se evalúa posteriormente el modelo propuesto mediante una programación entera mixta lineal MILP<sup>4</sup>

	OPENDSS	Programación Cuadrática con restricciones cuadráticas		Programación Cuadrática		Modelo propuesto lineal	
	Flujo de Potencia	Valor	Error [%]	Valor	Error [%]	Valor	Error [%]
Energía de la red P [MWh]	34.5625	34.5649	0.00694	34.5446	0.05179	34.5651	0.00752
Energía de la red Q [MVArh]	16.9831	16.9841	0.00589	16.9725	0.06241	16.9843	0.00707
Energía de pérdidas P [MWh]	0.7158	0.7150	0.10757	0.6897	3.63425	0.7153	0.07488
Energía de pérdidas Q [MVArh]	0.4385	0.4380	0.10011	0.4232	3.47434	0.4382	0.06842
Máx desviación tensión [p.u.]	0.9456	0.9466	0.10581	0.9465	0.09520	0.9462	0.06350

Tabla A.4: Energía suministrada y pérdidas de los modelos de AC-OPF

Adicionalmente en la tabla A.5 se presentan resultados complementarios de la implementación de los modelos de AC-OPF, dentro de estos se resalta el valor de la función objetivo (F.O.) que para este caso se implementó un despacho económico. Se resalta también el tiem-

<sup>1</sup>Mixed Integer Non-Linear Programming

<sup>2</sup>Quadratically Constrained Quadratic Programming

<sup>3</sup>Quadratic Programming

<sup>4</sup>Mixed Integer Linear Programming

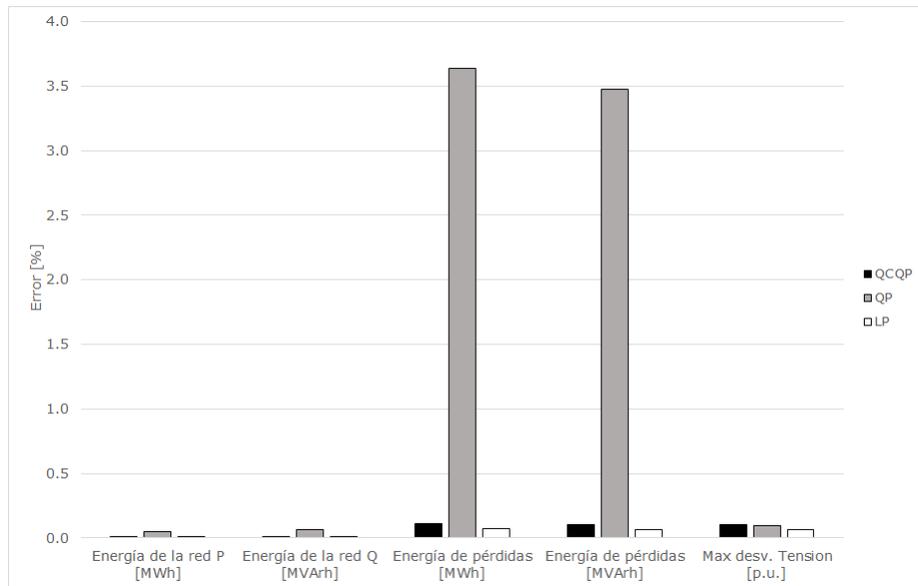


Figura A.1: Error relativo de los modelos de AC-OPF

po computacional requerido por el problema de optimización y la cantidad de iteraciones requeridas para alcanzar convergencia.

	QCQP	QP	Modelo propuesto LP
F.O. [\$]	63.159	62.87	63.162
Tiempo de ejecución [seg]	34.5	45.2	6.2
Cantidad de aproximaciones	N/A	8	3

Tabla A.5: Resultados complementarios de los modelos de AC-OPF

### Análisis del modelo AC-OPF propuesto

En primer lugar se puede establecer que existe un mejor desempeño del modelo propuesto de AC-OPF convexo mediante aproximaciones por cortes tangenciales, esto de acuerdo a la solución que se presenta en el Apéndice A. Este desempeño se analiza mediante la comparación del error máximo del flujo de potencia activa y reactiva, de las pérdidas por transmisión en tramos de red y de la desviación de la tensión respecto de los valores reales obtenidos por simulación mediante el software OPENDSS. Por otro lado, el tiempo computacional requerido es evidentemente mucho menor respecto de las formulaciones QCQP y QP. Además, la cantidad requerida de aproximaciones o cortes en la formulación QP es relativa del tramo de red, es decir, no requiere la misma cantidad de cortes para todos los tramos de una misma red; mientras que en la formulación LP propuesta la cantidad de aproximaciones requerida no supera las tres iteraciones para su convergencia. Por tanto, se presenta un mejor desempeño en tiempo computacional así como limitaciones de la formulación.