



PONTIFICIA
UNIVERSIDAD
CATÓLICA DE
VALPARAÍSO



Francisca Fernanda Zárate Muñoz

Desarrollar un modelo de predicción de fallas en sistemas de distribución basado en información histórica

Informe Proyecto de Título de Ingeniero Civil Eléctrico



**Escuela de Ingeniería Eléctrica
Facultad de Ingeniería**

Valparaíso, 27 de febrero de 2018



Desarrollar un modelo de predicción de fallas en sistemas de distribución basado en información histórica

Francisca Fernanda Zárate Muñoz

Informe Final para optar al título de Ingeniero Civil Eléctrico,
aprobada por la comisión de la
Escuela de Ingeniería Eléctrica de la
Facultad de Ingeniería de la
Pontificia Universidad Católica de Valparaíso
conformada por

Sr. Jorge Eduardo Mendoza Baeza
Profesor Guía

Sr. Claudio Patricio López López
Segundo Revisor

Sr. Sebastián Fingerhuth Massmann
Secretario Académico

Valparaíso, 27 de febrero de 2018

“Aprende a no rendirte y sé constante, el principio es la parte más difícil”

*Dedico este trabajo de título a mis padres, por ser el pilar fundamental de mi vida
y agradezco su incondicional apoyo el cual me permitió poder lograr mis objetivos.*

*Gracias a todas aquellas personas, quienes me acompañaron durante este largo camino,
y a quienes contribuyeron en este trabajo.*

Agradecimientos

Al finalizar este trabajo de título, tengo la oportunidad de crecer y mejorar como persona, se abren nuevos caminos y oportunidades en la vida, las cuales me permitirán lograr mis objetivos, por eso agradezco a quienes me han dado la oportunidad de ser mejor, mis padres.

Lo que he logrado, no solo se lo debo a mi familia, sino a todos quienes han estado continuamente apoyándome, ha sido difícil, ha habido tropiezos, pero lo importante es saber continuar, ser resiliente y perseverante.

Gracias a la vida, por poner en mi camino a todas las maravillosas personas que he conocido durante este largo trayecto; me han guiado, me han entregado alegrías, conocimientos y muchas enseñanzas.

Durante toda la vida, este trabajo se convirtió en mi principal meta, ahora es el comienzo de muchas más que vienen por lograr.

“Merecemos lo que soñamos”

Valparaíso, 27 de febrero de 2018

F.Z.M

Resumen

Este trabajo de título está enfocado en desarrollar un modelo de predicción de fallas en alimentadores del sistema de distribución, el cual permita a las empresas distribuidoras aplicarlo en una base de datos históricos, así poder obtener un estimado real del lugar donde es más probable que ocurra una falla, con el objetivo de proponer mejoras en los diseños de las redes y en las operaciones de los sistemas, de esta forma poder entregar un suministro de energía más confiable y seguro.

Para esto, lo primero fue desarrollar un completo estudio bibliográfico sobre los Sistemas de Distribución, su estructura y los parámetros que más le afectan, también fue necesario revisar los índices de confiabilidad implementados en el extranjero y en Chile, junto con terminologías como calidad de suministro y continuidad de servicio, todo esto en conjunto con la normativa actual de Chile para redes de distribución (Decreto Supremo 327/97).

Además, fue necesario conocer el contexto actual de Chile en torno a las causalidades de las interrupciones y cuáles son las medidas que se implementarán en un futuro, por lo tanto, fue necesario analizar el documento “Energía 2050”, de esta forma enfocamos las medidas a las nuevas normativas.

Es necesario contextualizar el sistema actual de energía en sistemas de distribución, para lo cual se analizó el documento realizado por ATS Energía.

Luego se planteó la metodología que se requiere implementar para poder desarrollar un modelo predictivo de fallas, donde el primer objetivo es desarrollar un análisis estadístico de las interrupciones en conjunto con una evaluación de la confiabilidad del alimentador (cálculo de SAIDI y SAIFI), lo cual nos permite conocer el comportamiento de este a través del tiempo. Posteriormente, se propone un algoritmo, que tiene como principal función localizar las fallas visualmente en la red del alimentador mediante el Software DIgSilent. Finalmente, se han seleccionado las causalidades de fallas más influyentes sobre los índices y sobre el alimentador de Olmué, de esta forma se hace un estudio de costos y se ha propuesto un plan de mantenimiento, y/o posibles soluciones aplicables en el alimentador.

Palabras claves: Sistemas de distribución, Confiabilidad, Fallas en sistemas de distribución, Modelo predictivo de fallas en alimentadores.

Abstract

This work focuses on developing a predictive model of failures in distribution systems feeders, which allows distribution companies to apply it in a historic data base. In this way it will be possible to get a real estimate of the place where a failure is most likely to occur, in order to offer improvements in the designs of the networks and in the performances of the systems, so as to provide a more reliable and safer energy supply.

Thus, the first thing to do was developing a complete bibliographic study about the Distribution Systems, its structure and the parameters that influence the most in them. It was also necessary to review the reliability indices applied in Chile and abroad, together with terms such as supply quality and service continuity, along with the current regulations of Chile for distribution networks. (Decreto Supremo 327/97).

In addition to that, it was necessary to study the current Chilean context around the causes of the interruptions and which are the measures that are going to be applied, therefore the “Energía 2050” document was analyzed so as to focus the measures on the new regulations.

The document made by ATS Energía was studied to contextualize the current energy system in distribution systems.

Then the required methodology was presented to develop a predictive model of failures, where the first objective was developing a statistical analysis of the interruptions together with a feeder reliability evaluation (SAIDI and SAIFI calculation), which allows us to know its performance throughout time. Hereinafter, we present an algorithm which has as a main function to visually locate the failures in the feeder’s network through the SigSilent Software. Finally, the most influential causes of failure about Olmué’s indices and feeder were selected to do a costs survey and we propose a plan of maintenance and/or possible applicable solutions in the feeder.

Key words: Distribution Systems, reliability, failures in the distribution system, prediction model of failures in feeders.

Índice general

Introducción.....	1
Objetivo general.....	2
Objetivos específicos	2
1 Redes de Distribución Eléctrica	3
1.1 Sistema de Distribución	3
1.1.1 Características de los Sistemas de Distribución	4
1.1.2 Topología	6
1.1.3 Calidad de Servicio y Calidad de Suministro	10
1.2 Generación Distribuida	11
2 Confiabilidad en Sistemas de Distribución	15
2.1 Definición de Confiabilidad.....	15
2.2 Índices Internacionales para Medición de Confiabilidad	16
2.2.1 Índices de Interrupción Sostenida.....	17
2.2.2 Índices basados en la Carga.....	18
2.2.3 Otros Índices (momentáneos).....	19
2.3 Índices de Confiabilidad usados en Chile.....	20
2.4 Análisis de Metodología para la Clasificación de Interrupciones	22
2.4.1 Clasificación de las Interrupciones.....	22
2.4.2 Resultados de la Metodología Propuesta	24
3 Calidad y Continuidad de Suministro Eléctrico en Chile.....	26
3.1 Causas de Fallas en el Sistema Eléctrico Chileno.....	26
3.2 Energía 2050: Política Energética de Chile.....	28
3.2.1 Visión y Pilares de la política Energética en Confiabilidad.....	29
3.2.2 Políticas Energéticas basadas en Confiabilidad	30
4 Metodología Propuesta	34
4.1 Planteamiento del Análisis Estadístico	35
4.1.1 Descripción de la base de datos del alimentador de Olmué	35
4.1.2 Método para Evaluar la Confiabilidad.....	36
4.2 Algoritmo de localización de fallas.....	40

4.2.1 Descripción del Algoritmo	40
4.2.2 Etapas del Algoritmo	41
4.3 Planteamiento del Análisis de Costos de Fallas	42
4.4 Plan de Mantenimiento Preventivo	43
5 Implementación de la Metodología Propuesta	45
5.1 Análisis estadístico de fallas en el alimentador	45
5.1.1 Calculo de los índices de confiabilidad SAIDI y SAIFI	50
5.1.2 Evaluación de la Confiabilidad del Alimentador de Olmué	58
5.2 Implementación del Algoritmo	64
5.2.1 Localización de fallas en el Alimentador	67
5.3 Análisis de Costos de Fallas.....	73
5.4 Plan de Mantenimiento Preventivo	75
5.4.1 Evaluación del plan de mantenimiento en el alimentador de Olmué.....	80
5.4.2 Resumen.....	94
Discusión y conclusiones.....	96
Bibliografía	99
A Apéndice.....	101
A.1 Cálculo de Índices SAIDI y SAIFI para causas de fallas.....	101
A.2 Índices para evaluación de confiabilidad.....	105
A.3 Equipos de operación	107

Introducción

En los últimos años, las redes de distribución eléctrica han experimentado un crecimiento exponencial, lo cual ha generado la problemática de la continuidad de servicio; este tema se ha vuelto de gran interés a nivel internacional, en las áreas de planificación, operación, distribución y para los usuarios finales, quienes se ven directamente afectados por los costos debido a las interrupciones del suministro eléctrico.

Es así como la mayoría de las empresas han realizado estudios para valorar el costo debido a una inadecuada continuidad de suministro, de esta forma obtener un punto intermedio entre el costo de inversión para mejorar la confiabilidad de un sistema y los costos que estos representan para los usuarios residenciales e industriales.

En las redes de distribución hay variados inconvenientes que afectan la continuidad del suministro, uno de ellos es la identificación y localización de fallas cuando estas están relacionadas con aspectos de infraestructura. Esto se debe a que los sistemas de distribución, no disponen de estimadores de fallas dedicadas a cada uno de sus circuitos, aún más, en subestaciones de distribución solo existen equipos enfocados a la monitorización del comportamiento global de estas.

Otro factor que afecta a la localización de fallas, es que las redes de los sistemas de distribución no son homogéneas, ya que generalmente contienen diferentes secciones de conductor, presentan múltiples derivaciones de cargas a lo largo del circuito alimentador y existe un desbalance del sistema.

Estos factores son los que hacen que la atención de las fallas en sistemas de distribución sea una acción difícil de lograr por el operador de la red y las empresas distribuidoras, al no contar con sistemas que permitan una rápida identificación y localización de las mismas.

La mayoría de los estudios existentes sobre continuidad y confiabilidad en los sistemas eléctricos se basan en las áreas de generación, cogeneración y transmisión, ya que estos presentan mayor homogeneidad en los sistemas de potencia, mayor disponibilidad de equipos los cuales permiten calcular el sitio de la falla con alta precisión.

A partir de la investigación desarrollada, se busca presentar una metodología la cual permita la predicción de fallas en alimentadores, basándose en información histórica de los sistemas de

distribución, de esta forma poder obtener un estudio preventivo ante tales efectos, y así contribuir al mejoramiento de las líneas.

Mejorar la calidad del servicio es muy importante para la sociedad actual, ya que la energía eléctrica es indispensable en las actividades del ser humano, tanto en labores cotidianas como industriales. Con el avance de las nuevas tecnologías, la mayoría de los equipos electrónicos y eléctricos son más vulnerables a variaciones de los parámetros de alimentación. Por ende, la calidad de la energía, y la continuidad de suministro deben regirse bajo parámetros de confiabilidad.

Además, el consumo de energía eléctrica es un indicador importante de la dinámica de crecimiento de la producción de una región, lo cual lo convierte en un factor de producción de alta relevancia dentro del sistema productivo, por lo tanto, velar por el mejoramiento del servicio eléctrico se ha convertido en un deber, en pro de una región más competitiva, atractiva para la inversión local, nacional y extranjera.

En consecuencia, es necesario adoptar metodologías que faciliten la rápida y confiable identificación de fallas, de esta manera establecer medidas que disminuyan el impacto económico y social, asociado a los factores característicos de la energía eléctrica.

Objetivo general

- Desarrollar un modelo de predicción de fallas en alimentadores de distribución utilizando información histórica de los sistemas, a modo de proponer mejoras en los diseños u operación de los sistemas.

Objetivos específicos

- Estudiar las diversas condiciones de fallas en sistemas de alimentación.
- Realizar análisis estadísticos de fallas reales ocurridas en alimentadores de distribución.
- Evaluar el impacto económico de las fallas en redes de distribución.
- Generar patrones respecto de las causas y ocurrencias de fallas.
- Diseñar un modelo de predicción de fallas.
- Evaluar y proponer mejoras en los sistemas.
- Evaluar el modelo en alimentadores reales.

1 Redes de Distribución Eléctrica

Disponer de energía eléctrica es una condición necesaria para el crecimiento económico y el desarrollo del país; las redes de distribución son parte fundamental de la industria eléctrica ya que toda la electricidad proveniente de los sistemas de transmisión debe ser entregada a los usuarios finales, que se encuentran distribuidos a lo largo de todo el país.

Las Redes de Distribución son fundamentales dentro del contexto de un sistema eléctrico de potencia, tanto por su responsabilidad en la calidad de servicio entregada a los consumidores, como por el nivel de inversión requerido, ya que se estima que este está entre el 30% y 40% de las inversiones del sector eléctrico. La plantilla consta de seis partes las cuales se detallan a continuación.

1.1 Sistema de Distribución

Un sistema de distribución de energía eléctrica es el conjunto de elementos encargados de conducir la energía desde una subestación de potencia hasta el usuario. Es decir, la distribución de energía eléctrica comprende las líneas primarias de distribución, los transformadores de distribución, las líneas secundarias de distribución, las acometidas y los medidores. [1]

Las empresas de distribución operan bajo un régimen de concesión de servicio público de distribución, con obligación de servicio y con tarifas reguladas para el suministro a clientes regulados. Para clientes fuera de la zona de concesión, estos pueden conectarse a las instalaciones mediante líneas propias o de terceros.

Las empresas concesionarias de servicio público de distribución deberán suministrar electricidad a sus usuarios de manera continua e ininterrumpida, salvo las excepciones legales y reglamentarias. [2]

La distribución de energía eléctrica debe asegurar a los clientes un servicio continuo, seguro y de calidad, de forma que los usuarios puedan operar sus equipos eficientemente. Es por esto que las redes son diseñadas y construidas de manera que tengan la flexibilidad suficiente para ampliarse progresivamente sin grandes cambios en las instalaciones existentes, y así asegurar un servicio adecuado y continuo para las cargas presentes y futuras al mínimo costo de operación.

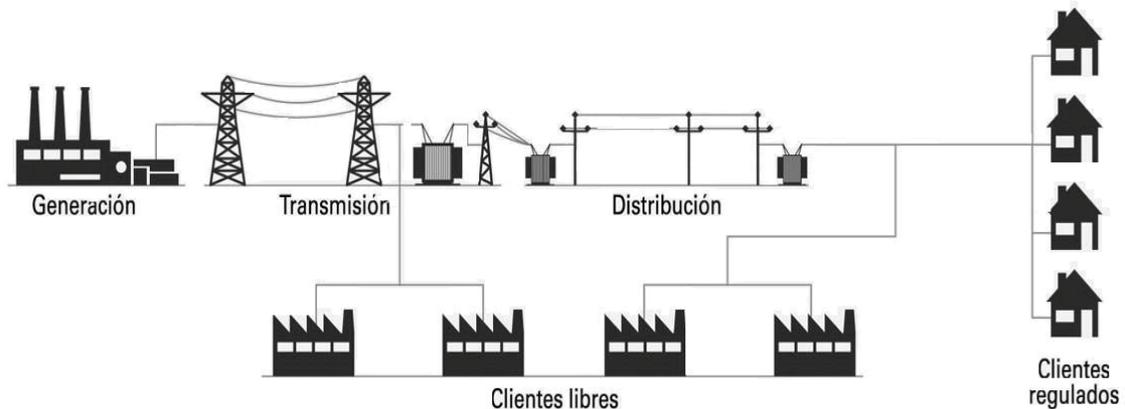


Figura 1-1: Estructura de un Sistema Eléctrico de Potencia. [3]

1.1.1 Características de los Sistemas de Distribución

En distribución, existen dos niveles de tensión: alta tensión (400V – 23kV), y baja tensión (menor a 400V).

En Chile los alimentadores (líneas principales de media tensión) de los sistemas de distribución operan a diferentes tensiones, como, por ejemplo: 12KV, 13.2KV 13.8KV, 15KV Y 23KV. Usualmente, los clientes de mayor tamaño y que por ende requieren acceder a una mayor potencia se conectan a alta tensión. En cuanto a las redes de distribución de baja tensión la operación se realiza a 220/380V, la cual es para consumo domiciliario.

En los sistemas de distribución se puede encontrar redes primarias, que son las encargadas de llevar la energía desde la subestación de distribución hasta los transformadores; también existen las redes de distribución secundarias, las cuales fueron diseñadas para transportar la energía eléctrica desde la salida de tensión de los puntos de transformadores hasta las acometidas, incluyendo también la red de alumbrado público.

En los sistemas de distribución existen distintas posibilidades de conexión en las redes que abastecen a los clientes, tal como se observa en la imagen de la Figura 1-2.

- Suministro Aéreo
- Suministro en Baja Tensión Aérea - Alta Tensión Subterránea
- Suministro en Baja Tensión Subterránea –Alta Tensión Aérea
- Suministro Subterráneo

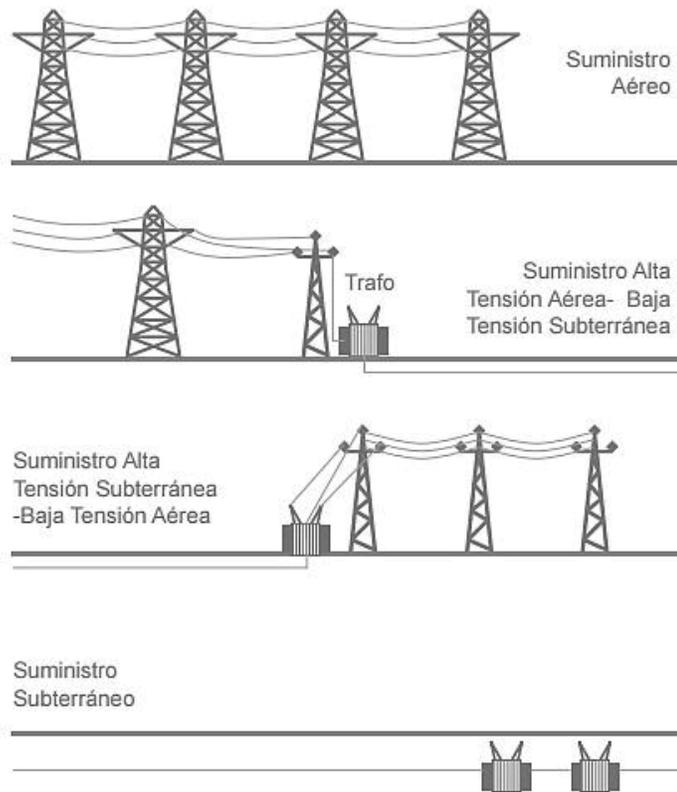


Figura 1-2: Distintas posibilidades de conexión en distribución. [3]

En las redes de distribución aéreas, el conductor que usualmente está desnudo, va soportado a través de aisladores instalados en crucetas, en postes de madera o de concreto.

El sistema aéreo posee las siguientes ventajas:

- Costo inicial más bajo.
- Fácil mantenimiento.
- Fácil localización de fallas.
- Tiempos de construcción más bajos.

Y tiene las siguientes desventajas:

- Mal aspecto estético.
- Menor confiabilidad.
- Menor seguridad (ofrece más peligro para los transeúntes).
- Son susceptibles de fallas y cortes de energía ya que están expuestas a: descargas atmosféricas, lluvia, granizo, polvo, temblores, gases contaminantes, brisa salina, vientos, contactos con cuerpos extraños, choques de vehículos y vandalismo.

El suministro a través de redes subterráneas es empleado en zonas donde por razones de urbanismo, estética, congestión o condiciones de seguridad no es aconsejable el sistema aéreo.

Los conductores utilizados son aislados de acuerdo al voltaje de operación y conformados por varias capas aislantes y cubiertas protectoras. Estos cables están directamente enterrados o instalados en bancos de ductos (dentro de las excavaciones), con cajas de inspección en intervalos regulares.

Dentro de sus ventajas destaca:

- Mucho más confiable ya que la mayoría de las contingencias mencionadas en las redes aéreas no afectan a las redes subterráneas.
- Son más estéticas, pues no están a la vista.
- Son mucho más seguras, ya que aseguran la continuidad del servicio, esto se debe a que se ven menos afectadas por condiciones climáticas adversas.

Y poseen las siguientes desventajas:

- Su alto costo de inversión inicial.
- Se dificulta la localización de fallas.
- El mantenimiento es más complicado y reparaciones más demoradas.
- Están expuestas a la humedad y a la acción de los roedores.

1.1.2 Topología

Los sistemas de distribución tienen diferentes configuraciones, ya sea radial, mallada o anillo; la selección de alguna de estas estructuras depende de la continuidad de servicio deseada, de la regulación de voltaje y de los costos asociados.

En ocasiones el sistema limita la aplicación de ciertas estructuras de distribución, ya que el diseño se debe hacer considerando las características del sistema. A continuación, se detallará cada una de estas estructuras:

- Sistemas de Distribución Radiales

La mayoría de los circuitos en distribución son radiales, es decir las redes se alimentan desde solo un extremo; presenta solo un camino simultáneo al paso de la potencia hacia la carga, parte desde una subestación y se distribuye por forma de “rama”, como se ve en la siguiente Figura 1-3:

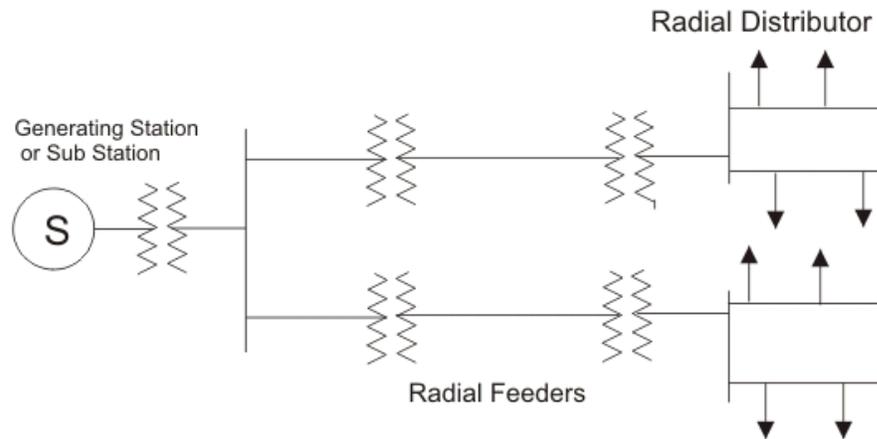


Figura 1-3: Sistema de distribución radial (www.electrical4u.com).

Estos circuitos poseen las siguientes ventajas:

- Protección de corriente de falla más sencilla.
- Corrientes de falla más bajas en la mayor parte del circuito.
- Permite controlar el voltaje más fácilmente.
- Predicción y control más fácil de los flujos de energía.
- Costo más bajo.

Existen diferentes tipos de arreglo sobre este sistema, la elección del arreglo está sujeta a las condiciones de la zona, demanda, confiabilidad de continuidad en el suministro de energía, costo económico y perspectiva a largo plazo.

Este tipo de sistema, es el más simple y el más económico debido a que es el arreglo que utiliza menor cantidad de equipos, sin embargo, tiene varias desventajas por su forma de operar:

- El mantenimiento de los interruptores se complica debido a que hay que dejar fuera parte de la red.
- Son los menos confiables ya que una falla sobre el alimentador primario principal afecta a la carga.

Es por esto que, para mejorar la confiabilidad, a menudo los circuitos radiales tienen puntos de conexión normalmente abiertos a otros circuitos. Los circuitos siguen siendo accionados radialmente, pero si se produce un fallo en uno de estos, los interruptores de conexión permiten que una parte del circuito averiado se restablezca rápidamente. [4]

➤ Sistemas de Distribución en Anillo o Bucle Cerrado

Existen también las redes de distribución en anillo o bucle cerrado, el cual se alimenta desde dos o más sitios cerrando un anillo; es decir cuenta con más de una trayectoria entre la fuente y la carga para proporcionar el servicio de energía eléctrica.

Usualmente el tamaño del conductor es el mismo en todo el anillo y debe transportar la carga de las dos mitades del anillo. El arreglo provee 2 trayectorias paralelas desde la subestación distribuidora a la carga cuando el anillo es operado con switch o interruptores de enlace. De esta forma, alguna sección del alimentador primario puede aislarse sin interrumpir el servicio y las fallas son reducidas en su duración a solo el tiempo necesario para localizar la falla y hacer lo necesario para restaurar el servicio. Las trayectorias paralelas del alimentador también pueden ser conectadas de secciones de barras separadas en la subestación y alimentadas desde transformadores separados. [5]

Este sistema es más utilizado para abastecer grandes masas de carga, desde pequeñas plantas industriales, medianas o grandes construcciones comerciales donde es de gran importancia la continuidad en el servicio.

La Figura 1-4, muestra un alimentador tipo anillo primario.

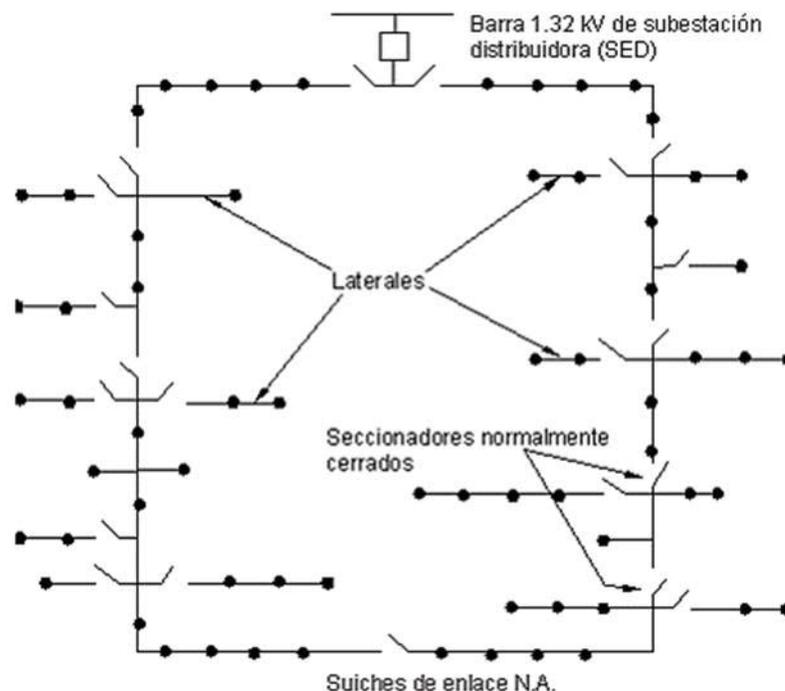


Figura 1-4: Alimentador tipo anillo primario. (www.gemini.udistrital.edu.co)

Ventajas en la operación del sistema:

- Son los más confiables ya que cada carga se puede alimentar por dos trayectorias.
- Permiten la continuidad de servicio, aunque no exista el servicio en algún transformador de línea.
- Al salir de servicio cualquier circuito por motivo de una falla, se abren los dos interruptores adyacentes, se cierran los interruptores de enlace y queda restablecido el

servicio instantáneamente. Si falla un transformador o una línea, la carga se pasa al otro transformador o línea o se reparte entre los dos adyacentes.

- Si el mantenimiento se efectúa en uno de los interruptores normalmente cerrados, al dejarlo desenergizado, el alimentador respectivo se transfiere al circuito vecino, previo cierre automático del interruptor de amarre.

Generalmente, el sistema de anillo tiene un costo inicial mayor que el radial y tiene más problemas de crecimiento, particularmente en las formas utilizadas para abastecer grandes cargas. El añadir nuevas subestaciones en el alimentador del anillo obliga a instalar equipos que se puedan anidar en el mismo.

En general, la continuidad de servicio y la regulación de tensión que ofrece este sistema son mejores que la que nos entrega el sistema radial.

➤ Sistema de Distribución Mallado

En los sistemas de distribución mallados se da alimentación al sistema desde dos plantas, y le permite a la potencia alimentar cualquier planta de poder a cualquier subestación de distribución. Es por esto que este sistema provee una mayor confiabilidad.

Su mayor aplicación es en las zonas densamente pobladas de grandes ciudades y su carácter de malla se manifiesta mayormente en las interconexiones del secundario.

Este sistema da la posibilidad de tener alimentadores interconectados energizados desde varias subestaciones, como se observa en la Figura 1-5.

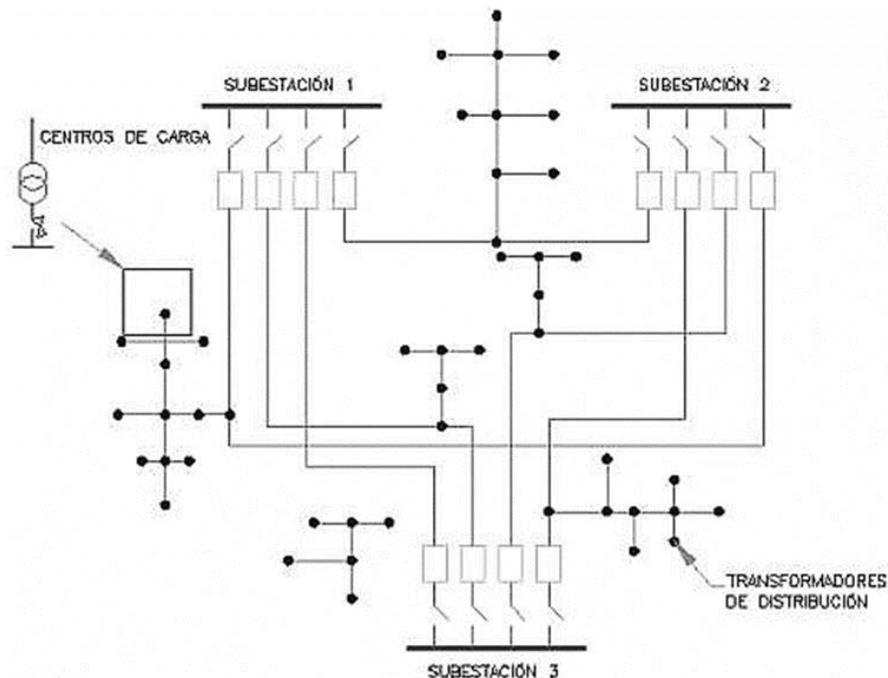


Figura 1-5: Red de distribución enmallada. (www.gemini.udistrital.edu.co)

Esta red ofrece una alta confiabilidad en el servicio, ya que la avería de un transformador no interrumpe el servicio, puesto que la carga entregada por él se redistribuye entre los demás; otra de sus ventajas es su excelente regulación de voltaje, muy superior a la de las configuraciones antes mencionadas y tiene pérdidas de potencia mucho menores. Por lo cual la hacen ideal para su utilización en lugares donde se requiere alta confiabilidad de servicio, como en perímetros muy poblados. La alimentación de los transformadores de distribución primaria puede realizarse por el sistema en malla; pero en la mayoría de los casos se utilizan alimentadores radiales que parten de una misma subestación.

1.1.3 Calidad de Servicio y Calidad de Suministro

En los últimos años, la Calidad de Servicio Eléctrico ha ido tomando mayor relevancia, tanto para las empresas proveedoras de electricidad como para los consumidores y usuarios finales, esto es dado la diversidad de aspectos técnicos y comerciales involucrados en el suministro.

➤ Calidad de Servicio:

La *Calidad de Servicio* es el conjunto de propiedades y estándares normales que, conforme a la ley y el reglamento, son inherentes a la actividad de distribución de electricidad concesionada, y constituyen las condiciones bajo las cuales dicha actividad debe desarrollarse. [6]

La calidad de servicio incluye, entre otros, los siguientes parámetros:

- Las normas y condiciones que establezcan los decretos de concesión.
- La seguridad de las instalaciones y de su operación, y el mantenimiento de las mismas.
- La satisfacción oportuna de las solicitudes de servicio, en los términos y condiciones establecidos en este reglamento.
- La correcta medición y facturación de los servicios prestados, y el oportuno envío a los usuarios y clientes.
- El cumplimiento de los plazos de reposición de suministro.
- La oportuna atención y corrección de situaciones de emergencia, interrupciones de suministro, accidentes y otros imprevistos.
- La utilización de adecuados sistemas de atención e información a los usuarios y clientes.
- La continuidad del servicio.
- Los estándares de calidad del suministro.

En diciembre de cada año, SEC prepara un ordenamiento de todas las empresas concesionarias de servicio público de distribución, en función de la calidad de servicio entregado.

Para esto se consideran tres factores: el índice de continuidad, los reclamos directos de clientes presentados a SEC durante los doce meses anteriores, y la encuesta anual de calidad de servicio, los cuales se describen a continuación.

➤ Índices de Continuidad de Servicio:

Las empresas concesionarias de servicio público de distribución deben llevar un índice representativo de la continuidad de servicio entregado a sus usuarios, medido en los términos y conforme a los procedimientos, plazos y medios de entrega de la información, que la SEC especifique, oyendo previamente a las empresas. Este índice incluye, al menos, los siguientes parámetros, para cada período de doce meses, a noviembre de cada año:

- Frecuencia media de interrupción y su desviación estándar.
- Duración media de la interrupción y su desviación estándar.
- Tiempo total de interrupción.

➤ Calidad de Suministro:

Calidad del Suministro es el conjunto de parámetros físicos y técnicos que debe cumplir el producto electricidad. Dichos parámetros son, tensión, frecuencia, interrupciones de suministro, interrupciones programadas, armónicos y flicker y factor de potencia, entre otros.

El siguiente es un listado de las normas técnicas que reglamentarán la calidad de suministro y en las que actualmente se encuentra trabajando la Comisión Nacional de Energía:

- Procedimiento de Mediciones y Registros para Determinar la Calidad de Suministro (artículo 241° del DS N°327/97).
- Magnitudes de la Tensión Nominal de 50 Hz. (artículo 243° del DS N°327/97).
- Interrupciones y Fluctuaciones de Tensión de Duración Inferior a Tres Minutos (artículo 243° y 245° del DS N°327/97).
- Índices de Continuidad de Suministro (artículo 246° del DS N°327/97).
- Índices de Contaminación por Inyección de Armónicas de Tensión y Corriente (artículo 250° del DS N°327/97).
- Factor de Potencia (artículo 250° del DS N°327/97).
- Índices de Severidad de Parpadeo o Flicker (artículo 250° del DS N°327/97).
- Valor Efectivo Máximo de la Componente de Secuencia negativa de Tensión (artículo 244 del DS N°327/97).

1.2 Generación Distribuida

La mayoría de las plantas de generación se encuentran situadas a grandes distancias de los centros de consumo. Por ello, es necesario dotar al sistema de una compleja infraestructura que permita transportar la energía y hacerla llegar a los usuarios en óptimas condiciones para su consumo.

Frente a este modelo tradicional, implantado en las últimas décadas, surge un modelo alternativo, el cual consiste en que la generación de energía se acerque al consumidor, tanto física como virtualmente. Nace así la Generación Distribuida.

La Generación Distribuida (GD) o Descentralizada consiste en la generación de energía eléctrica mediante muchas pequeñas fuentes de generación, instaladas cerca del consumo. [7]

El DPCA (Distribution Power Coalition of América) la define como, cualquier tecnología de generación a pequeña escala que proporciona electricidad en puntos más cercanos al consumidor que la generación centralizada y que se puede conectar directamente al consumidor o a la red de transporte o distribución.

Por otro lado, la Agencia Internacional de la Energía (IEA, International Energy Agency) considera como GD, únicamente, la que se conecta a la red de distribución de baja tensión y la asocia a tecnologías como los motores, mini- y micro-turbinas y energía solar fotovoltaica.

La principal idea es aprovechar las nuevas tecnologías para acercar la producción de energía al consumidor. Su definición se basa en la generación de energía cerca del punto de consumo, pero no implica el uso de una tecnología en particular.

Existe una cierta disparidad a la hora de establecer el límite de potencia en GD. El Departamento de Energía (DOE) de EEUU establece unos límites que van desde 1 KW hasta decenas de MW. En España, se contempla un límite máximo de potencia de 50 MW. EcoVale Consultancy, prestigiosa consultoría de Reino Unido, amplía el rango de potencia hasta 100 MW, limitando a 10 MW la potencia máx. para instalaciones basadas en fuentes de energía renovable. [8]

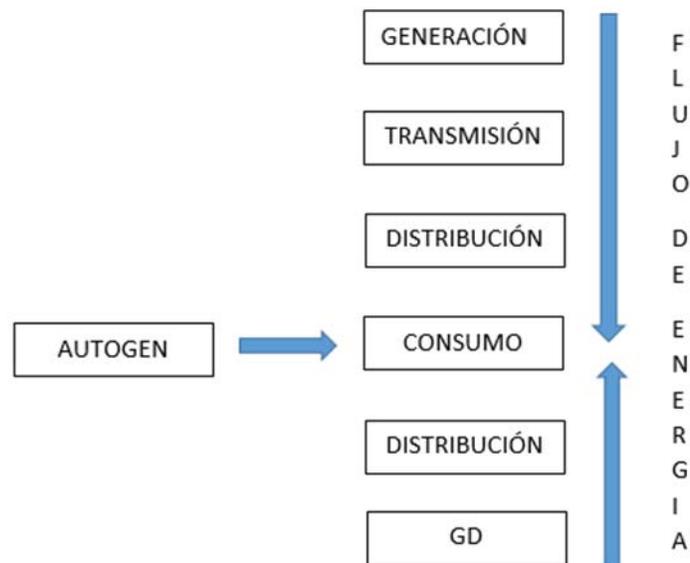


Figura 1-6: Esquema de un SEP con generación distribuida. [9]

Lo más importante de este concepto de Generación Distribuida, es que se ha planteado un nuevo esquema de flujos de energía dentro de los SEP, tal como se muestra en la Figura 1-6, ya que la generación deja de ser exclusiva de parte del primer nivel de la cadena. Así, parte de la energía demandada por los clientes es satisfecha por los grandes generadores convencionales del esquema tradicional y otra parte importante es satisfecha por la Generación Distribuida.

Ventajas de la Generación Distribuida:

- Aumento de la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica, ya que se reducen las probabilidades de fallos por caídas de las líneas de alta tensión al disminuir su porcentaje de uso.
- La GD puede ayudar en la demanda en horas punta y en los programas de gestión del consumo.
- La GD puede reducir las pérdidas de energía eléctrica tanto en las redes de distribución como de transporte. La adecuada ubicación de los sistemas de GD reduce el flujo de potencia que conlleva la disminución de las pérdidas energéticas y la mejora del perfil de tensiones.
- Ayuda en la confiabilidad y continuidad del sistema, ya que la implantación de GD conlleva muchos lugares de generación y no solamente una gran generación centralizada. La GD, ante cortes en el suministro centralizado, puede trabajar en “isla”.
- La GD interviene en la estabilidad del sistema, ya que se puede utilizar como suministro de reserva de la energía necesaria. Puede suministrar diversos servicios auxiliares como: la inyección/consumo de potencia reactiva para estabilizar tensión, gestión de posibles congestiones a través de potencia activa o participación en los mercados de ajuste y reservas.
- Los sistemas de GD son modulares y proporcionan flexibilidad al sistema eléctrico de distribución. Esto implica una instalación sencilla y en un corto período de tiempo.
- Disminución de los costes de operación y mantenimiento. La GD aumenta la vida útil de los transformadores y de los equipos del sistema de transporte y distribución, y facilita el ahorro de combustible.
- Ante las grandes plantas, se requieren tiempos mucho menores de instalación, menores inversiones y, por lo tanto, menores riesgos financieros, con el potencial de reducir los costes globales del servicio eléctrico.
- Reducción de las inversiones en infraestructura eléctrica. La GD puede suministrar los aumentos de carga local necesarios, instalándolas en localizaciones determinadas, por lo que pueden reducir o evitar la construcción de nuevas líneas de transporte y distribución, mejorar los sistemas eléctricos existentes y reducir la capacidad de los sistemas de transporte y distribución durante la etapa de planificación. Instalando GD se reduce la construcción de centrales eléctricas convencionales. Esta reducción de costes, derivados de la implantación de GD, permite reducir el precio de la electricidad.

Las principales barreras que actualmente impiden la implementación y el crecimiento de los sistemas de Generación Distribuida son las siguientes:

- Aún existe una falta de conocimiento de las tecnologías de generación distribuida; muchas de ellas aún están en etapa de investigación con un alto costo asociado.
- Las redes de distribución típicamente son radiales; es decir, están diseñadas para llevar el flujo de energía en una sola dirección, mientras que la generación distribuida requiere de flujos que se muevan en ambas direcciones, por lo tanto, surge la necesidad de tener sistemas de distribución enmallados o en anillo.

Los Sistemas Eléctricos de Potencia tradicionales (generación, transmisión, distribución y consumo), están actualmente en proceso de evolución, debido tanto a sus propias limitaciones (generación de contaminación y endeudamiento excesivo de países en desarrollo para su utilización) como al propio desarrollo de tecnologías de micro-generación; dicha evolución marca una convergencia hacia sistemas de generación distribuida, es decir, generación cercana a los puntos de consumo, acoplada a los sistemas de distribución.

La rapidez de dicha evolución está sustancialmente condicionada por factores económicos, de modo que la generación distribuida se vuelve altamente competitiva con el método tradicional.

2 Confiabilidad en Sistemas de Distribución

En los Sistemas Eléctricos de Potencia se hacen planificaciones rigurosas para la adición de la generación y expansión de las redes de transmisión; sin embargo, los sistemas de distribución generalmente han crecido de manera no planificada, dando como resultado altas pérdidas técnicas y comerciales, además de una mala calidad de energía.

El funcionamiento eficiente y el mantenimiento del sistema de distribución se ven obstaculizados por falta de disponibilidad de la información topológica del sistema, información actual del estado de los componentes de distribución, como transformadores, alimentadores y datos históricos, además de la carencia de herramientas eficientes para la detección rápida de fallas, aislamiento y servicio de restauración. Todos estos factores conducen a pérdidas en el sistema, mala calidad de éste y *bajos índices de confiabilidad* de la fuente de alimentación.

2.1 Definición de Confiabilidad

La *Confiabilidad* se puede definir como la capacidad de los componentes del sistema eléctrico para suministrar electricidad a todos los puntos de consumo, asegurando un suministro ininterrumpido y con la calidad exigida por el cliente.

La mayoría de las compañías de electricidad recogen datos relacionados con el rendimiento del sistema en el pasado para calcular índices de confiabilidad y evaluar el rendimiento del sistema de distribución en el futuro. La evaluación de la confiabilidad de un sistema de distribución se refiere al rendimiento de este sistema de acuerdo con las expectativas de los consumidores. [10]

Los valores clave que se utilizan comúnmente para evaluar la confiabilidad de un sistema de distribución son la tasa de interrupción, la duración media de la interrupción y la indisponibilidad anual.

Considerando como interrupción toda falta de servicio de energía eléctrica en el punto de entrega (Comisión Nacional de Energía Eléctrica, 2009).

2.2 Índices Internacionales para Medición de Confiabilidad

Los factores básicos definidos a continuación especifican los datos necesarios para calcular los índices de confiabilidad usados internacionalmente, estos índices han sido extraídos de IEEE Std 1366-2012: Guide for Electric ATSEnergía Power Distribution Reliability Indices. [11]

r_i : Tiempo de restauración para cada evento de interrupción.

CI: Clientes Interrumpidos.

CMI: Duración de la interrupción a clientes.

IMi: Número de interrupciones momentáneas.

IME: Número de eventos de interrupción momentáneas.

N_i : Número de clientes interrumpidos por cada evento de interrupción durante un periodo de reporte.

NT: Número total de consumidores servidos en el área indexada.

L_i : Carga conectada interrumpida, en kVA, por cada evento de interrupción.

LT: Carga conectada total, en kVA, servida.

$CN(k>n)$: Número total de consumidores que han experimentado más de n interrupciones sostenidas durante el periodo de reporte.

CN: Número total de consumidores que han experimentado una interrupción sostenida durante el periodo de reporte.

$CN(k \geq s)$: Número total de clientes que han experimentado s o más horas de duración.

$CN(k \geq T)$: Número total de clientes que han experimentado T o más horas de duración.

$CNT(k>n)$: Número total de consumidores que han experimentado más de n interrupciones sostenidas y eventos de interrupción momentánea durante el periodo de reporte.

N_{mi} : Número de clientes interrumpidos por cada evento de interrupción momentánea durante el periodo de reporte.

k : Número de interrupciones experimentadas por un consumidor individual en el periodo de reporte.

Los índices están destinados a aplicarse a sistemas de distribución, subestaciones, circuitos y regiones definidas.

2.2.1 Índices de Interrupción Sostenida

- a) Índice de Frecuencia Media de las Interrupciones del Sistema, SAIFI (System Average Frequency Index):

El índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema indica la frecuencia con que el cliente experimenta una interrupción sostenida durante un período de tiempo predefinido. Matemáticamente, esto se da en la ecuación (2-1).

$$SAIFI = \frac{\sum N^{\circ} \text{ total de clientes interrumpidos}}{N^{\circ} \text{ total de clientes servidos}} = \frac{\sum Ni}{N_T} \quad (2-1)$$

- b) Índice de Duración media de las Interrupciones del Sistema, SAIDI (System Average Duration Index):

Este índice indica la duración media total de las interrupciones por cliente durante un periodo predefinido de hora. Se mide comúnmente en minutos del cliente u horas de interrupción del cliente. Matemáticamente se expresa en la ecuación (2-2)

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Duración de las interrupciones al cliente}}{N^{\circ} \text{ total de clientes servidos}} = \frac{\sum ri * Ni}{N_T} \quad (2-2)$$

- c) Índice de Duración media de las Interrupciones al Cliente, CAIDI (Customers Average Interruption Duration Index):

CAIDI representa el tiempo promedio requerido para restaurar el servicio. Matemáticamente se expresa:

$$CAIDI = \frac{\sum \text{Duración de las interrupciones al cliente}}{N^{\circ} \text{ total de clientes interrumpidos}} = \frac{\sum ri * Ni}{Ni} \quad (2-3)$$

- d) Índice de Duración Total media de Interrupciones a Clientes, CTAIDI (Customers Total Average Interruption Duration Index):

Representa el tiempo total medio en el período contable que los clientes que realmente experimentaron una interrupción se quedaron sin energía eléctrica. Este índice es un híbrido de CAIDI y se calcula de forma similar, excepto que los clientes con múltiples interrupciones se cuentan una sola vez. Matemáticamente, esto se da en la ecuación **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

$$CTAIDI = \frac{\sum \text{Duración de las interrupciones al cliente}}{N^{\circ} \text{ total de clientes distintos interrumpidos}} = \frac{\sum ri * Ni}{CN} \quad (2-4)$$

- e) Índice de Frecuencia media de Interrupción, CAIFI (Customers Average Interruption Frequency Index):

Este índice representa la frecuencia promedio de interrupciones para aquellos clientes que experimentan interrupciones sostenidas. El cliente se cuenta una vez, independientemente del número de veces interrumpido para este cálculo. Matemáticamente se presenta por la ecuación (2-5):

$$CAIFI = \frac{\sum N^{\circ} \text{ total de clientes interrumpidos}}{N^{\circ} \text{ total de clientes del distintos interrumpidos}} = \frac{\sum Ni}{CN} \quad (2-5)$$

f) Índice de Disponibilidad promedio del Servicio, ASAI (Average Service Availability Index):

Representa la fracción de tiempo (a menudo en porcentaje) que un cliente ha recibido energía durante el período definido. Matemáticamente, esto se da por la ecuación (2-6):

$$ASAI = \frac{\text{Hrs. de servicio disponible al cliente}}{\text{Hrs. de servicio demandadas por cliente}} = \frac{N_T * \left(N^{\circ} \text{ de } \frac{\text{hrs}}{\text{año}} \right) - \sum ri * Ni}{N_T * \left(N^{\circ} \text{ de } \frac{\text{hrs}}{\text{año}} \right)} \quad (2-6)$$

g) Consumidores Experimentando Múltiples Interrupciones, CEMI_n (Customers Experiencing Multiple Interruptions):

Indica la proporción de clientes individuales que experimentan n o más interrupciones sostenidas al número total de clientes atendidos. Esto Se expresa mediante la siguiente ecuación (2-7):

$$CEMI_n = \frac{N^{\circ} \text{ de cltes que han experimentado n o mas interrupciones sostenidas}}{N^{\circ} \text{ total de clientes servidos}} = \frac{\sum CN_{(K \geq n)}}{N_T} \quad (2-7)$$

h) Clientes que Experimentan un Índice de Larga Duración de Interrupción, CELID (Customers Experiencing Long Interruption Durations):

Indican la proporción de clientes individuales que experimentan interrupciones con duraciones mayores o iguales a un tiempo determinado. Ese tiempo es la duración de una sola interrupción o la cantidad total de tiempo (t) que un cliente ha sido interrumpido durante el período de reporte. Matemáticamente, la ecuación de la duración de la interrupción única se da en la ecuación (2-8) y la ecuación de la duración de interrupción total se da en la ecuación (2-9).

$$CELID_{-s} = \frac{N^{\circ} \text{ de cltes que experimentan s o mas horas de duración}}{N^{\circ} \text{ total de clientes servidos}} = \frac{\sum CN_{(K \geq s)}}{N_T} \quad (2-8)$$

$$CELID_{-T} = \frac{N^{\circ} \text{ de cltes que experimentan T o mas horas de duración}}{N^{\circ} \text{ total de clientes servidos}} = \frac{\sum CN_{(K \geq T)}}{N_T} \quad (2-9)$$

2.2.2 Índices basados en la Carga

a) Índice de Frecuencia media de Interrupción del Sistema, ASIFI (Average System Interruption Frequency Index):

Este índice se basa en la carga y no en los clientes afectados. A veces, se utiliza ASIFI para medir el desempeño de la distribución en áreas que sirven a relativamente pocos clientes que tienen concentraciones relativamente grandes de carga, es decir, predominantemente clientes

industriales/comerciales. Teóricamente, en un sistema con distribución de carga homogénea, ASIFI sería el mismo que SAIFI. Matemáticamente, esta ASIFI se da en la ecuación (2-10):

$$ASIFI = \frac{\sum \text{Carga conectada interrumpida, en kVA}}{\text{Carga conectada total, en kVA, servida}} = \frac{\sum Li}{L_T} \quad (2-10)$$

- b) Índice de Duración media de Interrupción del Sistema, ASIDI (Average System Interruption Duration Index):

El cálculo del índice de duración media de interrupción del sistema (ASIDI) se basa en la carga en lugar de los clientes afectados. Su uso, limitaciones y filosofía se expresan en la definición ASIFI en el punto anterior. Matemáticamente se expresa:

$$ASIDI = \frac{\sum \text{Duración de la carga conectada interrumpida, en kVA}}{\text{Carga conectada total, en kVA, servida}} = \frac{\sum ri * Li}{L_T} \quad (2-11)$$

2.2.3 Otros Índices (momentáneos)

- a) Índice de Frecuencia media de Interrupciones Momentáneas, MAIFI (Momentary Average Interruption Frequency Index):

Este índice la frecuencia media de interrupciones momentáneas. Matemáticamente, esto se da en la ecuación:

$$MAIFI = \frac{\sum \text{Nº total de clientes interrumpidos momentáneamente}}{\text{Nº total de clientes servidos}} = \frac{\sum IMi * N_{mi}}{N_T} \quad (2-12)$$

- b) Índice de Frecuencia media de Eventos de Interrupción Momentánea, MAIFI_E (Momentary Average Interruption Event Frequency Index):

Indica la frecuencia media de eventos de interrupción momentánea. Este índice no incluye los eventos inmediatamente anteriores a una interrupción sostenida. Matemáticamente, esto se da en la siguiente ecuación:

$$MAIFI_E = \frac{\sum \text{Nº total de eventos de interrupcion momentánea de cltes}}{\text{Nº total de clientes servidos}} = \frac{\sum IM_E * N_{mi}}{N_T} \quad (2-13)$$

- c) Consumidores Experimentando Múltiples Interrupciones Sostenidas y Eventos de Interrupción Momentánea, CEMSMI_n (Customers Experiencing Multiple Sustained Interruptions and Momentary Interruptions Events):

Es la proporción de clientes individuales que experimentan n o más interrupciones sostenidas y eventos de interrupción momentánea, al total de clientes atendidos. Su propósito es ayudar a identificar los problemas de los clientes que no se pueden observar mediante el uso de promedios. Matemáticamente, esto se da en la ecuación (2-14):

$$CEMSMI_n = \frac{N^\circ \text{ total de cltes. que experimentan } n \text{ o mas interrupciones}}{N^\circ \text{ total de clientes servidos}} \quad (2-14)$$

$$= \frac{\sum CNT_{(K \geq n)}}{N_T}$$

2.3 Índices de Confiabilidad usados en Chile

En continuidad de suministro, se considerarán aquellas interrupciones mayores a tres minutos, las cuales son llamadas interrupciones largas.

En lo que respecta al parámetro de interrupciones de suministro en instalaciones de servicio público de distribución, se considerarán al menos los siguientes índices, sobre la base de valores promedio y su distribución probabilística. [12]

- a) Frecuencia media de interrupción por transformador, FMIT:

Corresponde a la frecuencia media de transformadores afectados cuando ocurre una falla, superior a tres minutos, en un alimentador. Se rige según la siguiente expresión:

$$FMIT = \frac{\sum_{i=1}^n Qfs_i}{Q_{inst}} \quad (2-15)$$

Donde:

Qfs_i: Cantidad de transformadores fuera de servicio, a causa de la interrupción “i”.

Q_{inst}: Cantidad total de transformadores instalados. Esta cantidad corresponde al número de transformadores declarados, ante la Superintendencia, por las empresas concesionarias de servicio público de distribución y cooperativas eléctricas no concesionarias, a la fecha de la interrupción “i”.

n: Número de interrupciones en el período de evaluación y control.

- b) Frecuencia media de interrupción por kVA, FMIK:

Corresponde a la frecuencia media de potencia aparente no suministrada en la red, cuando ocurre una falla mayor a tres minutos en un alimentador. Se calcula utilizando la siguiente fórmula:

$$FMIK = \frac{\sum_{i=1}^n KVAfs_i}{KVA_{inst}} \quad (2-16)$$

Donde:

kVAfs_i: Potencia nominal fuera de servicio a causa de la interrupción “i”.

kVA_{inst}: Potencia nominal total instalada. Esta cantidad corresponde a la sumatoria de los kVA nominales en transformadores declarados, ante la Superintendencia, por las empresas

concesionarias de servicio público de distribución y cooperativas eléctricas, a la fecha de ocurrencia de la interrupción “i”.

c) Tiempo total de interrupción por transformador, TTIT:

Es el tiempo total de interrupción debido a fallas superiores a tres minutos, indexando la ponderación de transformadores no suministrados y el número total de transformadores de la red. Se calcula utilizando la siguiente fórmula:

$$TTIT = \frac{\sum_{i=1}^n Qfs_i * Tfs_i}{Q_{inst}} \quad (2-17)$$

Donde:

Qfs_i: Cantidad de transformadores fuera de servicio, a causa de la interrupción “i”.

Q_{inst}: Cantidad total de transformadores instalados. Esta cantidad corresponde al número de transformadores declarados, ante la Superintendencia, por las empresas concesionarias de servicio público de distribución y cooperativas eléctricas no concesionarias, a la fecha de la interrupción “i”.

Tfs_i: Tiempo fuera de servicio de cada tramo de alimentador primario a causa de la interrupción “i”.

d) Tiempo total de interrupción por kVA, TTIK:

Tiempo total de interrupción, debido a fallas mayores a tres minutos, indexando además la ponderación de potencia no suministrada y la potencia total de la red. Se calcula utilizando la siguiente fórmula:

$$TTIK = \frac{\sum_{i=1}^n KVAfs_i * Tfs_i}{KVA_{inst}} \quad (2-18)$$

Donde:

Tfs_i: Tiempo fuera de servicio de cada tramo de alimentador primario a causa de la interrupción “i”.

kVAfs_i: Potencia nominal fuera de servicio a causa de la interrupción “i”.

kVA_{inst}: Potencia nominal total instalada. Esta cantidad corresponde a la sumatoria de los kVA nominales en transformadores declarados, ante la Superintendencia, por las empresas concesionarias de servicio público de distribución y cooperativas eléctricas, a la fecha de ocurrencia de la interrupción “i”.

Durante cualquier período de doce meses, las interrupciones de suministro de duración superior a tres minutos, incluidas las interrupciones programadas, no deberán exceder los valores que se indican a continuación:

- En puntos de conexión a usuarios finales en baja tensión: 22 interrupciones, que no excedan, en conjunto, de 20 horas.
- En todo punto de conexión a usuarios finales en tensiones iguales a media tensión: 14 interrupciones, que no excedan, en conjunto, de 10 horas.
- En puntos de conexión a concesionarios de servicio público de distribución, la indisponibilidad aceptable en horas anuales será igual a la indisponibilidad aceptable de generación más la indisponibilidad aceptable de transmisión.

Los valores máximos para los parámetros mencionados, considerando sólo interrupciones internas de la red, deberán estar dentro de los rangos siguientes, con la probabilidad de ocurrencia que determine la norma técnica correspondiente:

- FMIT entre 5 y 7 veces al año.
- FMIK entre 3,5 y 5 veces al año.
- TTIT entre 22 y 28 horas al año.
- TTIK entre 13 y 18 horas al año.

2.4 Análisis de Metodología para la Clasificación de Interrupciones

Con el fin de fiscalizar la información que genera los índices de continuidad de suministro, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) ha establecido mecanismos de análisis y clasificación de las interrupciones producidas en el suministro eléctrico entregado por las concesionarias de distribución eléctrica.

Los resultados de los mecanismos de análisis y clasificación de interrupciones tienen incidencia directa en los Índices de Continuidad de Suministro, el resultado del proceso de Ranking y el pago de compensaciones que realicen las concesionarias a sus clientes sometidos a regulación de precios; razón por la cual que se está realizando un estudio, “Propuesta Metodológica para el análisis y clasificación de interrupciones provocadas por fuerza mayor o caso fortuito”, con el objeto de obtener una mejora de los actuales procesos.

Para poder evaluar la pertinencia y consistencia de los mecanismos propuestos en la categorización de las interrupciones, y los parámetros y condiciones considerados en el cálculo de indicadores de desempeño, previamente se realizó un análisis de la normativa de 4 países, los cuales son referentes normativos de Chile o que pertenecen a la misma región geográfica.

2.4.1 Clasificación de las Interrupciones

En Chile, las interrupciones se pueden clasificar en:

- Externas: causadas por los sectores de transmisión y generación.
- Internas: originadas por fallas en equipos propios de las concesionarias.
- De fuerza mayor: originadas por eventos ajenos a las concesionarias.

Las interrupciones calificadas como externas, no cuentan en los cálculos de calidad de servicio contenidos en el ART. 245 DS 327/98.

La clasificación actual de eventos de causas internas a fuerza mayor carece de:

- El protocolo actual no es consistente con la experiencia internacional, ya que existe una divergencia en la definición de “fuerza mayor”. Según lo constatado en el estudio previo del análisis de otros países, en Chile se clasifican como fuerza mayor interrupciones que en otros países se consideran como de causa interna; en particular los fenómenos aislados, como rayos y eventos causados por accidentes, tales como coques o cortocircuitos producidos por impacto de vehículos u objetos con las líneas de distribución.
- Para recalificar las interrupciones de internas a fuerza mayor es necesario que postulen a una recalificación realizada por la Direcciones Regionales, estas peticiones generalmente son rechazadas por falta de consistencia y debido a que los criterios no son uniformes.
- Debido a las interrupciones calificadas como fuerza mayor no cuentan en el cumplimiento de estándares (art. 245 del DS 327/98) de calidad, las concesionarias no tienen incentivos para subsanar interrupciones de este tipo. Adicionalmente, las concesionarias tienen incentivos para reportar interrupciones como fuerza mayor y para postular a reclasificación de interrupciones internas a fuerza mayor.
- El protocolo actual es percibido como complejo por parte de las concesionarias.

Para solucionar el problema de la clasificación de las interrupciones, se plantea el uso de un mecanismo alternativo basado en la experiencia internacional; la idea es redefinir el concepto de *Fuerza Mayor*.

En particular, si se sigue la definición utilizada por el Banco Mundial (Centro de la Sociedad Pública/Privada en Recursos de Infraestructura), se restringe a eventos de escala importante del tipo meteorológico o sociales/geopolíticos.

En particular dicha clasificación admite los siguientes dos clases de eventos de fuerza mayor:

- Eventos naturales, incluyendo terremotos, inundaciones, fuegos, plagas y otros desastres naturales.
- Eventos políticos, incluyendo actos de terrorismo, revueltas sociales, guerras, declaradas o no, huelgas (no ligadas al concesionario, ni a sus subcontratistas), contaminación química o nuclear, fallas de la infraestructura pública.

Actualmente la normativa del Art. 45 del Código Civil define el concepto de Fuerza Mayor como: *“Se llama fuerza mayor o caso fortuito el imprevisto a que no es posible resistir, como un naufragio, un terremoto, el apresamiento de enemigos, los actos de autoridad ejercidos por un funcionario público, etc.”*

De esta forma las causas de interrupciones definidas por la SEC como fuerza mayor dependerían de lo extraordinario que fuera el evento.

Como se puede denotar la definición anterior no marca un criterio uniforme, por lo tanto, la experiencia internación y la propuesta para este caso define un criterio parejo que denota la

gravedad del evento. De esta forma la división entre la clasificación entre eventos internos y fuerza mayor (evento extraordinario) se fija en un límite de afectación de 10,000 clientes o más. Es decir, evento dentro de las clasificaciones definidas, se considera como fuerza mayor, si es que el número de clientes afectados es de 10,000 o más.

Ventajas del nuevo sistema de clasificación:

- Da los incentivos a las concesionarias para responder a interrupciones de fuerza mayor en plazos lo más cortos posibles, debido a que los retrasos podrían resultar en multas, en todas las categorías que eran consideradas fuerza mayor y que pasarían a ser internas.
- Reduce la discrecionalidad en la calificación de las interrupciones como fuerza mayor.
- Es ampliamente consistente con las prácticas internacionales. Según la revisión internacional, las interrupciones de fuerza mayor solo abarcar eventos mayores del tipo meteorológicos o sociales/geopolíticos.

2.4.2 Resultados de la Metodología Propuesta

Es de interés de la metodología propuesta, el impacto que esta tiene en las métricas de calidad de servicio establecidas en el Decreto Supremo 327 (DS 327). Para respetar las particularidades de cada zona se realizó un análisis por zona climática y área típica de distribución.

Posteriormente se procedió a crear grupos de comunas dentro de una misma zona climática y área típica de distribución (ATD), de la cual resultaron en 17 grupos. Cada grupo se identificó con la letra de su zona climática y el número de su ATD. Para cada uno de estos grupos se calculó el SAIFI (Índice de frecuencia media de interrupciones del sistema, System average interruption frequency index) y el SAIDI (Índice de duración media de interrupciones del sistema, System average interruption duration index).

De esta forma se obtuvo como resultado que al analizar los datos con SAIDI usando la categorización actual se obtuvo que solo una zona no cumplía con los criterios de calidad SAIDI; luego al analizar los mismos datos anteriores con el mismo indicador pero usando la categorización propuesta se obtuvo como resultado que dos zonas no cumplían con los criterios de calidad usados. [13]

Es decir, una vez aplicado la nueva metodología el grado de incumplimiento se duplica, pasando de 1 a 2 zonas. Si se comparan los dos acercamientos (metodología actual y propuesta) es claro que la gran mayoría de las interrupciones pasan de Fuerza Mayor (no se contabiliza pago de compensaciones) a Causa Interna (si se contabiliza pago de compensaciones).

Finalmente se llega a la conclusión que la adecuación de las condiciones para que las interrupciones se clasifiquen como fuerza mayor, tiene beneficios evidentes, ya que aporta transparencia y uniformidad de los criterios para el proceso de calificación de las instalaciones.

Además, los criterios de confiabilidad SAIDI Y SAIFI son ampliamente utilizados internacionalmente, ya que el proceso de cálculo es estandarizado para cualquier empresa de

servicio público, es calculable de manera independiente y se considera que no ha sido diseñado y creado para poder ser minimizado.

Estudios revelan que un gran porcentaje de las empresas internacionales ocupan estos índices como indicadores de calidad de servicio y confiabilidad. Por lo cual se espera que pronto estos indicadores de calidad sean utilizados y reconocidos a nivel mundial.

3 Calidad y Continuidad de Suministro Eléctrico en Chile

En este capítulo se muestra como ha variado la calidad y la continuidad del suministro eléctrico en Chile durante los últimos años, junto con una propuesta la cual se enfoca en el futuro energético del país, presentado diferentes políticas de acción para los años 2030 y 2050. Además, se presenta las causalidades de fallas más comunes y los índices de confiabilidad que se ven afectados en las diferentes regiones del país.

3.1 Causas de Fallas en el Sistema Eléctrico Chileno

Para analizar los efectos de los índices de continuidad de suministro, se realizó un estudio el cual abarca las características generales de las causas de las interrupciones. En efecto, durante enero de 2007 y junio de 2015 se generaron interrupciones sobre la demanda por 195.277 MWh con origen en los siguientes tipos de elementos:

Tabla 3-1: Origen de las interrupciones de energía y potencia año 2015. [14]

Origen	MWh Interrumpidos	%MWh	MW Interrumpidos	%MW
Generación	7.593	3.9%	3.091	4.6%
Transmisión	173.858	89.0%	62.424	92.5%
Distribución	107	0.1%	119	0.2%
Cliente Libre	955	0.5%	487	0.7%
Sin identificación	12.764	6.5%	1.377	2.0%
Total	195.277	100%	67.498	100%

Los eventos que se originaron en distribución corresponden a eventos que tuvieron efecto en instalaciones de clientes que se abastecen del sistema de transmisión.

En cuanto al origen de las fallas, se observa que la gran mayoría de las interrupciones de energía medidas en potencia son causadas por elementos de transmisión (89.0%), seguidas por fallas en generación (3.9%), clientes libres (0.5%), distribución (0.1%) y otras sin identificación (6.5%).

Cabe destacar que las fallas están medidas según la potencia interrumpida, por lo cual los índices más altos se encuentran en transmisión y generación.

También se realizó un estudio en el cual se muestran las causas de las interrupciones suministro, con la cantidad de eventos, la energía y potencia interrumpida, esto se puede observar en la siguiente tabla de datos:

Tabla 3-2: Número de interrupciones según clasificación de la falla. [14]

Tipo de Causa	Cantidad de Eventos	Potencia interrumpida MW	Energía Interrumpida MWh
Otros	2.019	23.090	87.306
Interrupción forzada por operación de protecciones	4.261	28.359	48.739
Falla en subestación	12	85	21.195
S/I	381	8.793	19.487
Conductor cortado	131	1.722	8.902
Intempestivas de transmisión	637	1.695	3.047
Falla en Sistema de control	519	379	1.884
Intempestivas de subtransmisión	61	798	1.853
Acción de terceros	39	591	1.280
Baja frecuencia	96	578	885
Trabajo en instalaciones	4	191	231
Intempestiva de generación	314	352	126
Operación errónea de interruptor/relé/protecciones	32	328	123
Flash-over en línea	7	81	95
Falla en servicios aux. de la central	215	62	78
Sobre frecuencia	22	6	16
Pérdida de llama en unidad Generadora	18	10	13
Operación de bloque en baja frec.	6	367	7
Baja tensión en subestación	15	9	5
Sobretensión en subestación	6	2	4
Falla en cliente no regulado o libre	1	0	2
TOTAL	8.796	67.498	195.277

En cuanto a los tipos de eventos se destacan los causados por "interrupción por operación de protecciones" (25%), "fallas de subestaciones" (11%) y "conductor cortado" (5%). Una gran proporción (55%) está clasificada como "otros" o sin identificación y como se observa la mayor cantidad de eventos ocurre en "interrupción forzada por operación de protecciones" y "otros".

Por lo tanto, se analizaron con más detalles los reportes de falla de los eventos de desconexión forzada que originaron interrupción de demanda entre 100MW y 300MW, originados por “interrupción forzada por operación de protecciones” y “otros”; obteniéndose los siguientes resultados principales:

Tabla 3-3: Caracterización del origen de la falla. [14]

Caracterización del origen de la falla	Cantidad	Porcentaje
Evento externo	16	26.2%
Robo	9	14.8%
Errores durante las tareas de operación/maniobra	12	19.7%
Falta de mantenimiento	2	3.3%
Actuación por ajuste incorrecto	13	21.3%
Falla de elemento	2	3.3%
Evento externo: Incendio línea	7	11.5%
Total	61	100%

De la Tabla 3-3, se desprende que un 26,2% corresponden a eventos externos, tales como sismos, descargas atmosféricas, fuertes vientos, etc; un 21,3% responde a la actuación de elementos de red por un ajuste incorrecto o calibración; un 20% corresponde a errores durante tareas de operación, maniobra o de mantenimiento; un 15% responde a robos, o intento; un 11,5 % por incendio y finalmente un 6% por falta de mantenimiento y fallas de elementos (tarjetas de control).

Si observamos, un número importante de eventos corresponde a situaciones que pueden mejorar con algún tipo de acción correctiva o revisión de políticas de operación y mantenimiento, en particular los eventos producidos por “ajustes incorrectos” o “errores durante tareas de maniobra” y los relacionados con “falta de mantenimiento”. [14]

3.2 Energía 2050: Política Energética de Chile

A continuación, se analizará el documento “Energía 2050: Política Energética de Chile” [15], emitido por el Ministerio de Energía, el cual está enfocado en proyectar una mejora energética para el país en los años 2035 y 2050, basándose en un plan estratégico sólido y consistente que se adecue a las necesidades del mercado.

Este documento propone una visión del sector energético para los próximos años, que corresponde a un sector confiable, seguro, inclusivo, competitivo y sostenible, cuyos beneficios se extiendan a todos los ámbitos de la vida de los chilenos. El objetivo principal es lograr y mantener la confiabilidad al mismo tiempo que se cumple con las características antes mencionadas, en definitiva, mediante estos atributos, se establece como objetivo avanzar hacia una energía sustentable en todas sus dimensiones.

Para alcanzar esta visión al 2050, la Política Energética se sustenta en 4 pilares: Seguridad y Calidad de Suministro, Energía como Motor de Desarrollo, Compatibilidad con el Medio Ambiente, Eficiencia y Educación Energética. Sobre estas bases, se deben desarrollar las diversas medidas y planes de acción planteados hasta el año 2050.

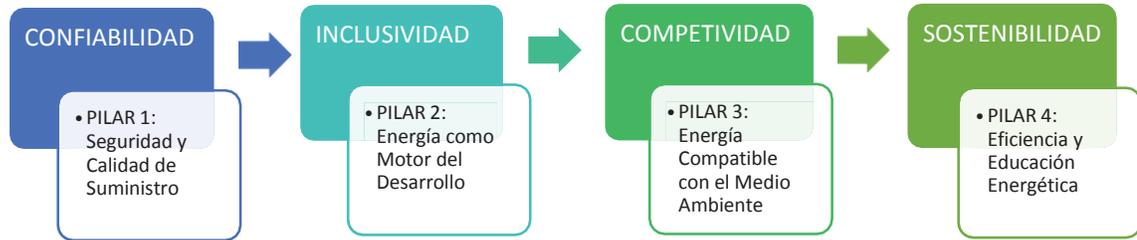


Figura 3-1: Diagrama con los pilares propuestos en Energía 2050.

Para efectos de análisis, se enfocará en el pilar 1, ya que alude nuestro tema de estudio.

3.2.1 Visión y Pilares de la política Energética en Confiabilidad

La visión del sector energético de Chile para el año 2050, es la de un sector que cumpla con los 4 pilares antes mencionados. La energía será el motor de desarrollo del país, consiente de las personas, del medio ambiente y de la productividad, en un proceso continuo de mejoramiento de las condiciones de vida.

El objetivo prioritario es la confiabilidad del sistema energético, lo cual no puede ser a cualquier costo, ni de manera que afecte la inclusividad y competitividad de la economía. A su vez, ambos objetivos tienen que conciliarse con una adecuada sustentabilidad ambiental, eficiencia y cultura energética. Un sistema confiable permitirá una inclusividad social y la protección del medio ambiente, pero requerirá de eficiencia energética y competitividad del mercado. [15]

La visión que esta Política busca está en concordancia también con lo que propone el World Energy Council (WEC) sobre políticas energéticas sustentables, las que se logran a través de las siguientes dimensiones: Seguridad energética, Equidad energética y Sustentabilidad ambiental. El WEC desarrolla el índice Trilemma para rankear a los países (129 países en total) en cada una de estas dimensiones, y en el equilibrio que logran los países en la interacción de ellas.

Chile se encuentra, en el ranking del año 2014, en el lugar 89 en Seguridad energética, 55 en Equidad energética, 67 en Sustentabilidad ambiental, y en el lugar 53 en el ranking general.

Dada la situación actual de Chile en materia energética, y considerando las metas propuesta, esta Política Energética constituye un elemento clave para encauzar las acciones de todas y todos para alcanzar el futuro deseado.

Los atributos al 2050 con los que deberá contar nuestro sistema energético en materia de seguridad y calidad de suministro son:

- El país debe contar con un sistema energético robusto y resiliente, que gestione los riesgos, permitiéndole enfrentar y anticipar los efectos de crisis energéticas, catástrofes naturales, eventos climáticos y conflictos geopolíticos, entre otros desafíos.
- El país debe poder aprovechar las oportunidades de intercambio energético regional y global, permitiéndole minimizar la vulnerabilidad del sistema energético, para lo cual debe tener flexibilidad sostenida en la incorporación de nuevas tecnologías.
- El acceso y suministro de los servicios energéticos debe poseer un estándar de confiabilidad y calidad universal que le permita satisfacer las necesidades de los diversos usos de la energía en el país.
- El país debe contar con un sistema eléctrico inteligente, que empodere a los ciudadanos y a las organizaciones, pasando de un consumidor pasivo a un “productor/gestor/consumidor” que maneja y usa de manera inteligente la energía, haciendo un sistema más seguro frente a las contingencias.

Estos puntos quieren dar cuenta de la necesaria confiabilidad que debe tener el sistema energético chileno. Además, aporta al desarrollo inclusivo del país, asegurando a sus habitantes un acceso de calidad.

Un sistema energético seguro constituye la base para precios competitivos, colaborando con un mejor uso y producción de la energía, así como en menores impactos ambientales.

3.2.2 Políticas Energéticas basadas en Confiabilidad

A continuación, se presentan los principales lineamientos y metas de las políticas energéticas a largo plazo, que dan forma a la visión que se tiene para el sector. En cada punto se presenta la situación actual, para luego establecer las metas de acción las cuales se han planteado en horizontes al 2035 y 2050.

En la base a la visión de largo plazo, se presenta la confiabilidad del sistema energético, en dos facetas; la primera consiste en la seguridad de suministro a nivel de sistema y, por otra parte, el acceso confiable a nivel local.

El objetivo es avanzar hacia un sector seguro a nivel de sistema como a nivel local como individual.

Seguridad y flexibilidad a nivel de producción centralizada

El concepto de seguridad de suministro no solo alude a “disponibilidad ininterrumpida de energía” sino también debe implicar que ésta se encuentre disponible a un precio razonable, predecible, y que favorezca la competitividad del país.

En el largo plazo, la seguridad de suministro se relaciona con un sistema energético resiliente que pueda disponer oportunamente de las inversiones necesarias en infraestructura, para así entregar la energía de acuerdo a los requerimientos de desarrollo económico, ambiental y social. Por otra parte, en el corto plazo, la seguridad de suministro se relaciona más con la capacidad del sistema

energético de anticiparse, reaccionar y adaptarse ante cambios no esperados en el balance oferta-demanda de energía.

Actualmente el sistema energético está expuesto constantemente a condiciones climáticas adversas y a desastres naturales, que afectan simultáneamente las redes eléctricas impactando la confiabilidad en el abastecimiento energético del país. Por lo tanto, es necesario anticipar acciones preventivas, apoyar la concepción de medidas de mitigación frente a determinadas condiciones y avanzar en políticas que tiendan a un sistema más seguro y confiable.

Metas al 2035:

- El país dispone de planes nacionales, regionales y comunales de gestión de riesgos y emergencias energéticas, que se actualizan periódicamente mediante un procedimiento regular.
- El país cuenta con un sistema de abastecimiento y stocks suficientes para garantizar la disponibilidad de suministro en todo el territorio.
- La interconexión de Chile con los demás países miembros del SINEA, así como con otros países de Sudamérica, particularmente los del MERCOSUR, es una realidad.
- Disponer de planes nacionales, regionales y comunales de gestión de riesgos y emergencias para el sector energético que estén en línea con otros planes sectoriales y los planes nacionales.
- Promover infraestructura costo-efectivo para enfrentar situaciones críticas derivadas de fuerza mayor.
- Aumentar la seguridad de aprovisionamiento, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles.
- Promover la investigación, exploración y explotación de los recursos de hidrocarburos del país.
- Promover un intercambio regional eficiente que aumente la flexibilidad del sistema eléctrico.

Meta 2050:

- Tener un Sistema Energético es robusto y altamente resiliente a shocks exógenos.

Producción descentralizada y gestión activa de la demanda

La demanda será lo suficientemente flexible como para influenciar y tomar un rol activo en la provisión de energía.

Los mecanismos de gestión de la demanda en conjunto con las aplicaciones de redes inteligentes tienen como finalidad entregar flexibilidad y elasticidad a la demanda. Esta flexibilidad puede realizar un gran aporte en lo que se refiere a la seguridad y confiabilidad de suministro, ya que, según la evidencia existente, con tecnologías de smart grid se pueden reducir drásticamente los tiempos de indisponibilidad a nivel de distribución.

Históricamente durante el 2014, clientes chilenos estuvieron sin suministro eléctrico, por causas atribuibles a la empresa distribuidora, un promedio de 6,3 horas. Estos datos permiten predecir que las ganancias que se podrían obtener al adoptar tecnologías de Smart grid, como ya lo han hecho otros países, pueden ser importantes.

En Chile el estado de electrificación ha alcanzado una alta cobertura, con un total de más del 99% de la población; sin embargo, hay disparidades dentro de la región ya que, tomando datos de 2010, se puede ver que la región de Magallanes y la Antártica Chilena tenían una cobertura rural menor al 90%, mientras que en ese año la electrificación a nivel nacional alcanzaba valores del 96,1%. Si bien el país tiene buenos índices de acceso como medida absoluta, aún existen desafíos en cuanto a equiparar al acceso para toda la población de Chile. También existen brechas relacionadas con la continuidad y seguridad del suministro.

El índice SAIDI que da cuenta de las horas promedio que un cliente ha estado sin suministro eléctrico, muestra que existen regiones del país en donde la interrupción del servicio en el año 2014 superó las 25 horas, esto se observa en Figura 3-2.

Especialmente crítica fue la situación de la Región de Tarapacá, en donde los usuarios de ese territorio estuvieron sin suministro eléctrico durante casi 60 horas durante ese año, en gran parte debido a eventos de la naturaleza y por situaciones ajenas a la empresa distribuidora (por ejemplo, fallas en líneas de transmisión), lo cual refleja la vulnerabilidad de la red eléctrica.

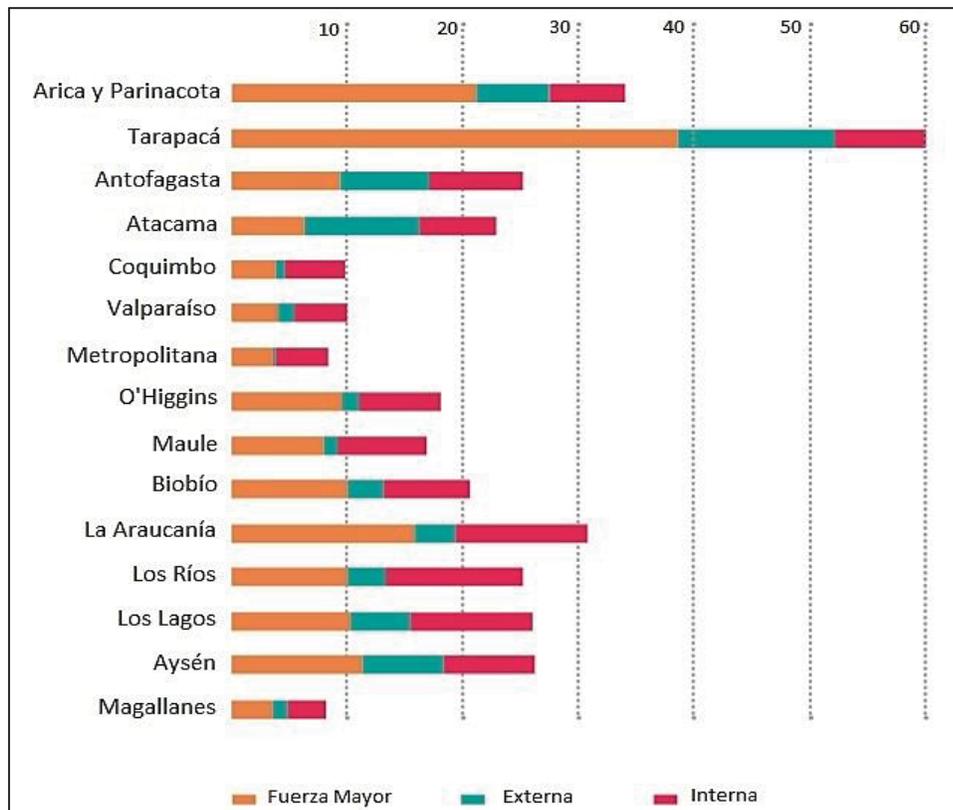


Figura 3-2: Índice SAIDI en diferentes regiones de Chile para el año 2014. [15]

Como se observa en 11 de las 15 regiones, los usuarios estuvieron sin electricidad durante más de 15 horas en 2014, lo que ciertamente evidencia que la continuidad no es la mayor virtud de la red eléctrica nacional. Como contraste, en países europeos, el índice SAIDI no supera las 8,5 horas anuales, y es menor a 1 hora en países como Dinamarca, Alemania y Suiza.

Basándonos en los datos mostrados anteriormente, el proveer de mayor acceso energético a la población debe tener en cuenta no solo a las familias que carecen de suministro eléctrico, sino también los casos en donde la calidad, continuidad y seguridad del servicio está comprometida. Así que esta política busca hacerse cargo del acceso continuo, seguro y sostenible, dado el reconocimiento de que la energía es un motor esencial para el desarrollo de las personas, familias, comunidades y para el crecimiento del país.

Metas al 2035:

- La indisponibilidad de suministro eléctrico promedio, sin considerar fuerza mayor, no supera las 4 horas/año en cualquier localidad del país.
- El sistema energético es completamente bidireccional con sistemas de tecnologías de la información que permiten producir y gestionar la energía a todo nivel, en forma similar a otros países OCDE.
- 100% de viviendas de familias vulnerables con acceso continuo y de calidad a los servicios energético.

Metas al 2050:

- La indisponibilidad de suministro eléctrico promedio, sin considerar fuerza mayor, no supera a una hora/año en cualquier localidad del país.
- 100% de la población con acceso continuo y de calidad a los servicios energéticos.
- El sector público, comercial y residencial aprovecha su potencial de generación distribuida y gestión de la demanda eléctrica.

4 Metodología Propuesta

La metodología propuesta consiste en cinco pasos, dentro de los cuales se considera un estudio estadístico, un estudio de costos, además la implementación de un algoritmo que permita identificar las zonas más frecuentes de fallas. A continuación, se presenta un diagrama con los pasos que se deben implementar para desarrollar esta metodología, la cual tiene por objetivo identificar las zonas más riesgosas, de esta forma poder actuar con anticipación a estas y evitar que sigan afectado las redes de distribución.

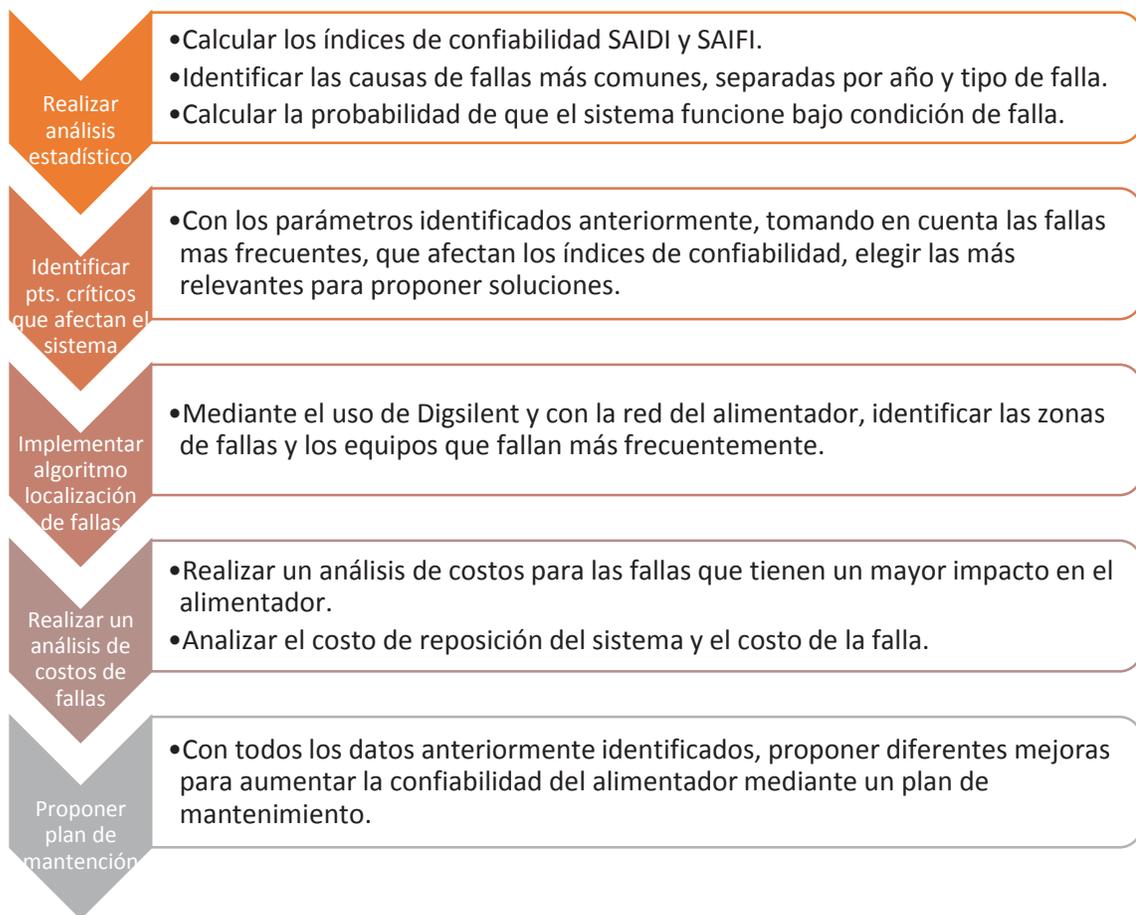


Figura 4-1: Diagrama explicativo de la metodología propuesta.

4.1 Planteamiento del Análisis Estadístico

Este es el primer paso de la metodología propuesta, el cual permite identificar cuáles son las causas de fallas más recurrente en el alimentador durante cierto periodo de tiempo, además identificar las causales que afectan los índices de confiabilidad tanto de fallas internas, externas y de fuerza mayor. Esto se logra a través de diferentes análisis que permiten identificar el comportamiento de la red.

4.1.1 Descripción de la base de datos del alimentador de Olmué

Para realizar este análisis se utilizará el alimentador de Olmué ya que en los últimos años es uno de los que presenta mayor cantidad de fallas. Este alimentador posee una topología radial como se observa a continuación en la Figura 4-2; además se caracteriza por no tener grandes modificaciones a través del tiempo, debido a que pertenece a una zona rural, lo cual permite realizar un análisis más certero.

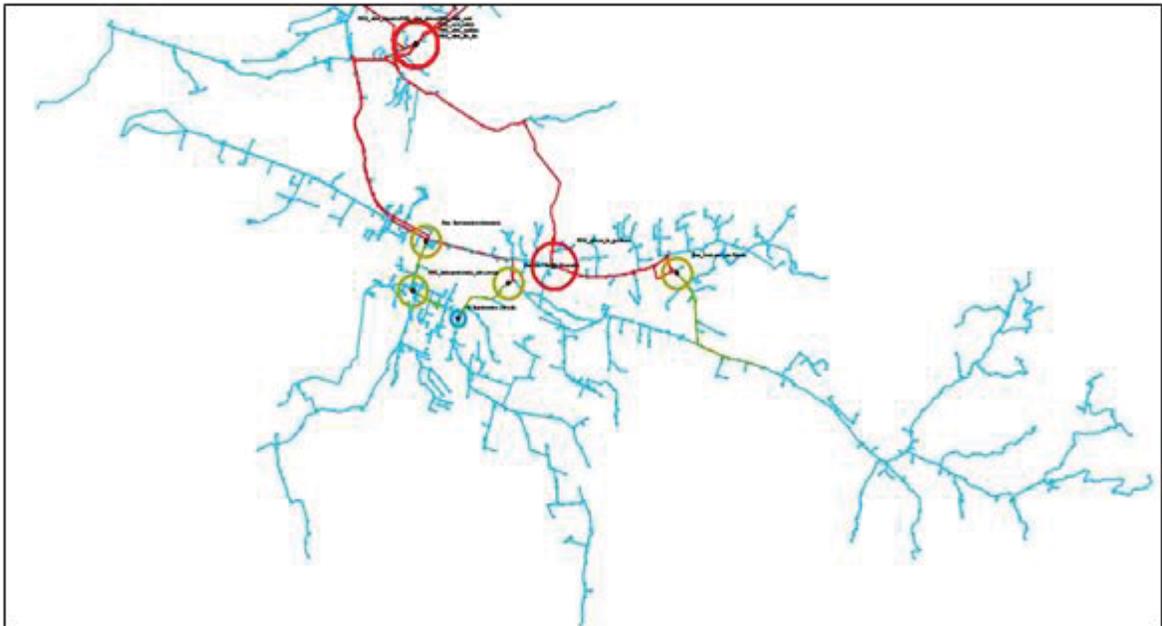


Figura 4-2: Estructura del Alimentador de Olmué. [16]

En la Figura 4-2 se observan los segmentos y los equipos de operación (reconectores y fusibles) más críticos de acuerdo a los indicadores SAIFI del año 2016, donde las circunferencias indican los equipos de protección.

El alimentador de Olmué ha sido analizado para los años 2014, 2015 y 2016 entre los cuales la cantidad de clientes ha variado de 7.651 a 8.935 a finales del año 2016; además este posee 804 fallas para los años antes mencionados, las cuales se dividen en internas, externas y de fuerza mayor; cabe destacar que todas las interrupciones superan los 3 min. de interrupción de suministro eléctrico.

Según la data, se tienen la siguiente cantidad de interrupciones por año y por clasificación:

Tabla 4-1: Número de fallas alimentador Olmué.

Clasificación de las fallas	2014	2015	2016
Externa	1	-	1
Fuerza mayor	71	71	45
Internas	167	246	202
Total	239	317	248

Como se observa en la tabla anterior, la mayor cantidad de interrupciones se produjo el año 2015, año en el cual no se detectaron interrupciones producto a fallas externas.

Con los datos obtenidos del análisis estadístico se puede tener una visión de lo que está ocurriendo en el alimentador y lo cual permitirá identificar y enfocar los mantenimientos más óptimos para la red de distribución.

4.1.2 Método para Evaluar la Confiabilidad

El objetivo de evaluar confiabilidad es tener información cuantitativa, la cual permita obtener el comportamiento de la red y la calidad de servicio que esta entrega.

A continuación, se describe la técnica de Markov, la cual está enfocada en evaluar la confiabilidad basada en predecir índices de comportamiento futuro.

Método de Markov

La utilización de métodos de Markov para el estudio de la confiabilidad es recomendada cuando se consideran sistemas con componentes reparables (los componentes pueden ser reemplazados o reparados), ya que estos componentes tienen un ciclo de trabajo definido por el tiempo esperado para una falla y el tiempo esperado para restaurar el elemento, lo cual permite delimitar marcadamente dos estados.

Los métodos de Markov son usualmente aplicables en aquellos sistemas, cuyos componentes describan su operación mediante distribuciones de probabilidad caracterizadas por tasa de fallas y de restauración constantes durante cualquier intervalo de tiempo, lo cual implica que la probabilidad de transición entre dos estados permanecerá constante a lo largo del tiempo. La consideración anteriormente mencionada es bastante empleada en el análisis, ya que facilita el cálculo matemático al asumir distribuciones exponenciales para el tiempo de falla y para el tiempo de restauración de los componentes.

El método de Markov es muy preciso en definir la probabilidad de que el sistema se encuentre en cualquiera de los estados posibles, pero tiene la debilidad de que la cantidad de estados posibles se incrementa de manera sustancial conforme se aumenta el número de elementos considerados en el sistema, por lo cual el cálculo matemático de los índices podría resultar tedioso.

Además, cabe señalar que en los métodos de Markov, la probabilidad de que el sistema permanezca en un determinado estado no depende de la probabilidad de que el sistema haya estado antes en otro estado, es decir, se trata de eventos independientes. [17]

Previo a efectuar cualquier análisis, debe formularse un criterio de éxito para el sistema. Para tal efecto, es necesario definir las condiciones de trabajo de los elementos y sus características generales. Si se considera, como criterio de éxito, solamente la continuidad de servicio y, suponiendo líneas con capacidad suficiente como para soportar toda la carga (condición denominada redundancia completa de elementos), entonces los estados que implican una falla del sistema dependerán de la forma de conexión de éstos. [18]

Para determinar la probabilidad de residencia en un estado, considérese un sistema compuesto de un único elemento, reparable, caracterizado por una tasa de falla λ y una tasa de reparación μ (que se calcularán más adelante), con funciones de distribución exponencial. Sean además $P_0(t)$ y $P_1(t)$ las probabilidades de que el sistema esté operando y fuera de operación, respectivamente, en un tiempo cualquiera, t .

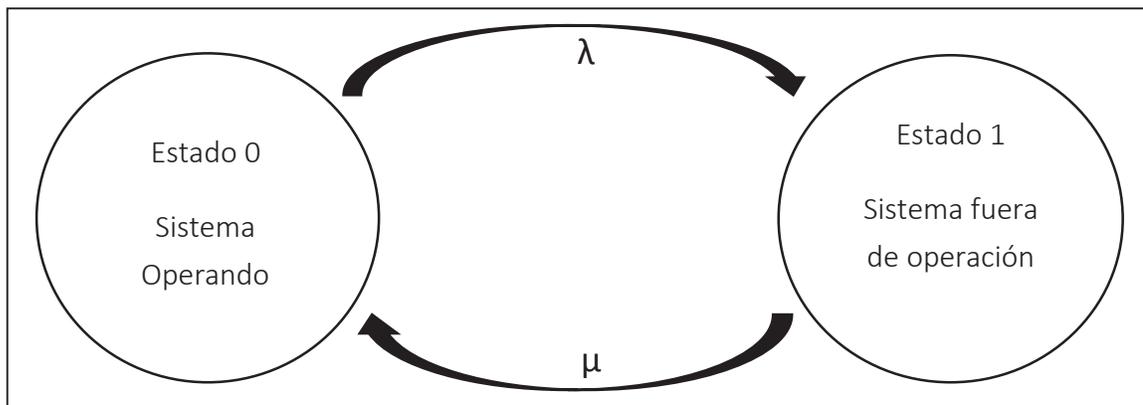


Figura 4-3: Espacio de dos estados de un sistema de un elemento.

λ : Tasa de falla [fallas/unidad de tiempo].

μ : Tasa de reparación [1/unidad de tiempo].

Donde $P_0(0)$ y $P_1(0)$ corresponden a las condiciones iniciales. Además, se tiene que:

$$P_0(0) + P_1(0) = 1 \quad (4-1)$$

Puesto que el componente, en un instante cualquiera, t , estará operando o en falla. Admitiendo que el análisis se inicia cuando el sistema está en operación, se tiene:

$$P_0(0) = 1 \quad (4-2)$$

$$P_1(0) = 0 \quad (4-3)$$

Cuando el tiempo tiende a infinito, se tienen las probabilidades de estado estacionario, que son resultados de interés en los estudios de confiabilidad:

$$P_0(\infty) = \frac{\mu}{\mu + \lambda} \quad (4-4)$$

$$P_1(\infty) = \frac{\lambda}{\mu + \lambda} \quad (4-5)$$

Las ecuaciones (4-4) y (4-5), permiten calcular la probabilidad de residencia en el estado de operación y en el estado de falla de un sistema modelado como un único elemento, como se hará en este estudio.

Estas ecuaciones indican la probabilidad que un elemento eléctrico esté operando o falle en un determinado tiempo durante su estado estacionario de operación, mientras que las ecuaciones mostradas a continuación, indican la densidad de dichas probabilidades, y pueden entregar un comportamiento general en todo tiempo de los elementos en estudio.

$$R(t) = \int_t^{\infty} \lambda e^{-\lambda t} dt = R(t) = e^{-\lambda t} \quad (4-6)$$

$$Q(t) = \int_0^t \lambda e^{-\lambda t} dt = Q(t) = 1 - e^{-\lambda t} \quad (4-7)$$

Ahora bien, como el estudio contempla una medición de la confiabilidad de elementos eléctricos que ya están en funcionamiento, en el tiempo $t=0$ la probabilidad de funcionamiento no es completamente 1, por lo tanto, se aplica el criterio de probabilidad de funcionamiento en estado estacionario, ecuación (4-4) aplicándola en la función de confiabilidad de la ecuación (4-6) resulta finalmente como [19]:

$$R(t) = \frac{\mu}{\mu + \lambda} e^{-\lambda t} \quad (4-8)$$

Esta será la ecuación ocupada para el análisis de confiabilidad.

Datos necesarios

Para realizar una evaluación de confiabilidad de una red eléctrica, y en caso que solo se requiera obtener un valor para este, bastaría con conocer ciertos valores que demuestren el cambio de los estados de los componentes conectados. En la Figura 4-4 se muestra un esquema cronológico que ilustra el cambio de estados de un elemento que podría ser obtenido a partir de la medición de los tiempos de operación y reparación del equipo. En este caso el estado 1 corresponde al estado de funcionamiento, mientras que el estado 0 al estado de falla del componente. Cada intervalo de tiempo se puede definir como:

T (MTBF): Tiempo medio entre fallas.

r (MTTR): Tiempo medio de reparación.

m (MTTF): Tiempo medio de falla.

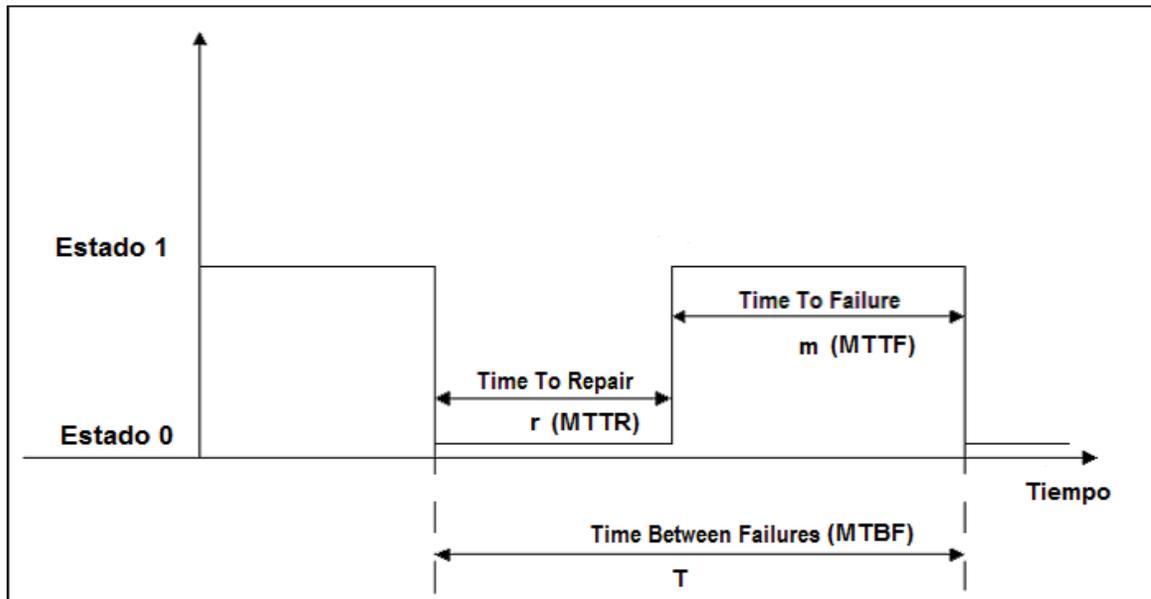


Figura 4-4: Diagrama del espacio de estados operación- falla-reparación-operación. (Ilustración propia).

Obteniendo los valores anteriores, se pueden estimar las variables necesarias para el cálculo de confiabilidad con:

$$T = \frac{\text{Tiempo total de funcionamiento}}{N^{\circ} \text{ Fallas}} \quad (4-9)$$

$$r = \frac{\text{Tiempo total de inactividad}}{N^{\circ} \text{ Fallas}} \quad (4-10)$$

Por lo tanto, se puede definir λ y μ como:

$$\mu = \frac{1}{r \text{ (MTTR)}} \quad (4-11)$$

$$\lambda = \frac{1}{T \text{ (MTBF)}} \quad (4-12)$$

Estas ecuaciones asumen que:

- La tasa de falla de los componentes es constante en el tiempo.
- El tiempo de corte después de una falla tiene una distribución exponencial.
- Cada falla es independiente de otras fallas.
- Los tiempos de estado activo son mayores a los de tiempo inactivo.

Finalmente, ocupando la ecuación (4-8), y mediante los parámetros definidos anteriormente, se puede obtener la probabilidad de funcionamiento del alimentador de Olmué para los diferentes casos de fallas estudiados.

4.2 Algoritmo de localización de fallas

A continuación, se presenta el algoritmo planteado para la metodología propuesta, con sus respectivas definiciones y descripción de los procesos que lo componen.

Para el desarrollo de este algoritmo fue necesario implementar la extensión de programación del software DlgSilent Power Factory (DPL), ya que es este quien permite leer los componentes de la red del alimentador, y a su vez poder identificar gráficamente en este mismo las zonas que se encuentran afectadas por las interrupciones. Para esto se ejecutan rutinas programables que permiten la interacción entre la base de datos en formato Excel y el software cuya principal característica es que permite modificar la red de distribución estudiada y a la vez permite la visualización de todos los elementos que componen el sistema.

Es por estos motivos que se crea la necesidad de utilizar DlgSilent, ya que nos proporciona esta herramienta tanto gráfica, como programable, favoreciendo los objetivos de la metodología propuesta.

4.2.1 Descripción del Algoritmo

El algoritmo empleado tiene el objetivo de leer la base de datos de Excel con todas las fallas del alimentador y la ubicación de estas; exportándola a una matriz, lo cual le permite por medio de la comparación determinar la posición de la interrupción gráficamente, además debe indicar el número de fallas asociadas al equipo o línea y mostrar la ubicación de estas.

En la Figura 4-5, se presenta un diagrama de flujo el cual representa el algoritmo planteado, donde se muestra la lógica de las actividades que debe ejecutar para localizar las fallas de forma gráfica en la red del alimentador estudiado.



Figura 4-5: Diagrama de flujo del algoritmo utilizado para localización de fallas.

4.2.2 Etapas del Algoritmo

El algoritmo contempla tres etapas en las que segmenta el proceso, dentro de las cuales existen sub rutinas con diferentes funciones, a continuación, se describen las diferentes etapas del algoritmo:

1. Borrado Descriptivo

En esta primera etapa el algoritmo lee todos los componentes del alimentador y borra las descripciones existentes, de esta forma no se interfiere cuando se crean nuevas descripciones en los elementos del alimentador.

2. Lectura de Excel

En esta etapa lo que hace principalmente es tomar la base de datos en formato Excel, en las que se encuentran todas las fallas del alimentador, con su respectiva causa de falla y localización de esta (generalmente la localización de la falla está asociada a una línea o al equipo que operó en el momento de la falla) guardando los datos en una matriz.

3. Análisis descriptivos

Lo primordial es que compara los elementos del alimentador, para este caso las líneas con la matriz creada anteriormente, todo esto mediante códigos, para verificar si existe coincidencia entre el punto de falla con los elementos del alimentador; en caso de que esto ocurra se destaca el elemento con falla y se guarda en la descripción la causa de falla y la localización de esta asociada a la línea.

4.3 Planteamiento del Análisis de Costos de Fallas

El consumo de energía eléctrica es un indicador importante en el crecimiento de la producción de una región, por lo cual es un factor de producción de alta relevancia. Las tarifas, la cobertura y la calidad del servicio juegan un papel importante en el momento de tomar decisiones de inversión; por lo tanto, velar por el mejoramiento del servicio se convierte en el deber de las distribuidoras, en pro de una región más competitiva, atractiva para la inversión y que mejore los procesos de desarrollo económico.

Mediante el desarrollo del siguiente estudio, se busca obtener el impacto económico que generan las fallas en el sistema de distribución de energía.

Para realizar el análisis de costos de fallas es necesario separar los costos en dos ítems, el primero se basa en realizar un análisis considerando los costos involucrados al momento que sucede una interrupción en la línea, ya sea, considerar costo de pérdida de material, energía no suministrada, etc. (mantenimiento correctivo). El segundo ítem se basa en considerar los costos involucrados al reponer el servicio eléctrico, es decir los costos de poner en operación el sistema e implementar una nueva instalación.

Con la información recolectada del estudio estadístico, se realiza un ranking de las causales de fallas que más impactan a la red, ocasionadas en el alimentador de Olmué. Esto se logró identificando las fallas más influyentes en los índices de confiabilidad SAIDI y SAIFI; además se debió considerar las más recurrentes a través de los años, para esto se hace uso de los gráficos del capítulo “Calculo de los índices de confiabilidad SAIDI y SAIFI” y finalmente se utilizó la evaluación de la confiabilidad del alimentador, para saber cuáles interrupciones tienen más probabilidades de ocurrir.

Es de vital importancia para las empresas distribuidoras conocer el costo que implica tener fallas en el sistema, ya que actualmente la confiabilidad se ha vuelto crucial al igual que las exigencias de los clientes.

4.4 Plan de Mantenimiento Preventivo

Esta técnica se basa en realizar mantenimiento solo donde las consecuencias de fallas así lo requieren, para esto se requiere hacer un estudio exhaustivo de todas las funciones, fallas, modos y consecuencias de fallas, para luego decir dónde y que tipo de mantenimiento hacer. [20]

El principal objetivo encontrar un equilibrio entre la confiabilidad y los aspectos económicos, ajustándose a las restricciones del sistema y los requisitos impuestos normativamente.

Se busca, mediante la utilización de técnicas que permitan la eliminación de fallas tanto crónicas como potenciales, prolongar la vida útil de los componentes del sistema; de esta forma poder evitar los costos de mantenimiento de reparación y otros costos que forman parte de fallas inesperadas. El tiempo de vida de los equipos del sistema puede ser prolongado cuando las causas de falla del componente y las frecuencias de fallas disminuyen.

Para realizar el plan de mantenimiento, se tomará en cuenta los datos obtenidos del análisis estadístico, ya que, mediante este, sumado al software utilizado se puede estimar, con cierto margen de error en que zonas y cuáles son los equipos que pueden fallar.

Para poder alcanzar los objetivos, es importante tener claro los aspectos más relevantes al momento de aplicar el plan de mantención:

- Evaluar los equipos y componentes del sistema.
- Identificación de los componentes críticos, zonas críticas, equipos, etc.
- Aplicación de las técnicas de mantenimiento.
- Chequeo en sitio y en operación del estado físico y funcional de los elementos mediante permanente revisión y análisis.

Para poder aumentar la confiabilidad del sistema, es necesario reducir las tasas de fallas del alimentador y sus componentes, es decir reducir la frecuencia con la cual ocurren las interrupciones, por lo tanto, las principales medidas son:

- Realizar un mantenimiento preventivo y monitoreo de los equipos más riesgosos.
- Realizar una reposición preventiva de los componentes que están por alcanzar su vida útil, ya sea de conductores, aisladores en líneas aéreas.
- Realizar una poda de árboles y vegetación que se encuentre en la línea de servidumbre de las líneas de media y baja tensión.
- Poner protecciones contra animales y terceros.

Otro factor importante es reducir los tiempos de afectación a los clientes, es decir reducir el tiempo en el cual se restablece el servicio eléctrico. Esto se puede realizar mediante la reconfiguración de la red de esta forma afectando la menor cantidad de clientes posibles. Si bien no se reduce el tiempo de afectación de la zona fallada, esta acción introduce mejoras en otras partes de la red no afectadas directamente por la falla. Por lo tanto, las principales medidas son:

- Realizar reconfiguraciones del sistema, luego de la falla (siempre que el sistema lo permita).
- Contar con un sistema de localización de fallas.
- Automatizar las redes.
- Reducir los tiempos de respuesta ante fallas en el sistema.

Finalmente, otro de los factores importantes para mejorar los índices de confiabilidad, es reducir el número de consumidores afectados, lo cual solo se puede lograr mediante:

- Reconfiguración de la red, reduciendo la cantidad de clientes por línea, o aumentando la cantidad de alimentadores.
- Contar con mayor cantidad de elementos de protección.

5 Implementación de la Metodología Propuesta

En este capítulo se desarrollarán las estrategias mencionadas anteriormente, se mostrarán los resultados obtenidos en cada paso junto con las conclusiones respectivas.

Abarca un estudio estadístico de fallas históricas en el alimentador y además los cálculos respectivos de los índices de confiabilidad, también se realizó una evaluación de la confiabilidad del sistema es decir cada cuanto ocurren las interrupciones, el desarrollo del programa predictivo el cual permitirá indicar donde son los puntos en los cuales ocurren las fallas en el alimentador y donde es más crítico, igualmente se abarcan los costos asociados a las interrupciones que más impactan sobre el alimentador y finalmente una propuesta de un plan de mantenimiento básico el cual permite reducir los costos y aumentar la confiabilidad del sistema.

5.1 Análisis estadístico de fallas en el alimentador

En esta primera etapa, se analizarán las causalidades de fallas del alimentador de Olmué, lo cual va a permitir saber cómo se ha comportado a través del tiempo. Para lo cual se han consideraron las características del alimentador mencionadas en el capítulo anterior.

El objetivo principal, es tener una visión general e histórica de lo que ha ocurrido en los últimos tres años (2014, 2015 y 2016) en el alimentador de Olmué. A través, de las gráficas mostradas a continuación, se puede saber cuáles son las causalidades más reiterativas en los últimos años, de esta forma, posteriormente se pueden plantear diferentes soluciones.

Es necesario destacar, que solo se han considerado las interrupciones cuya frecuencia tuviese un impacto sobre el alimentador.

A continuación, se observan las gráficas que muestran las diferentes fallas ocurridas en el alimentador con el porcentaje de ocurrencia que la afecta y para cada año de operación:

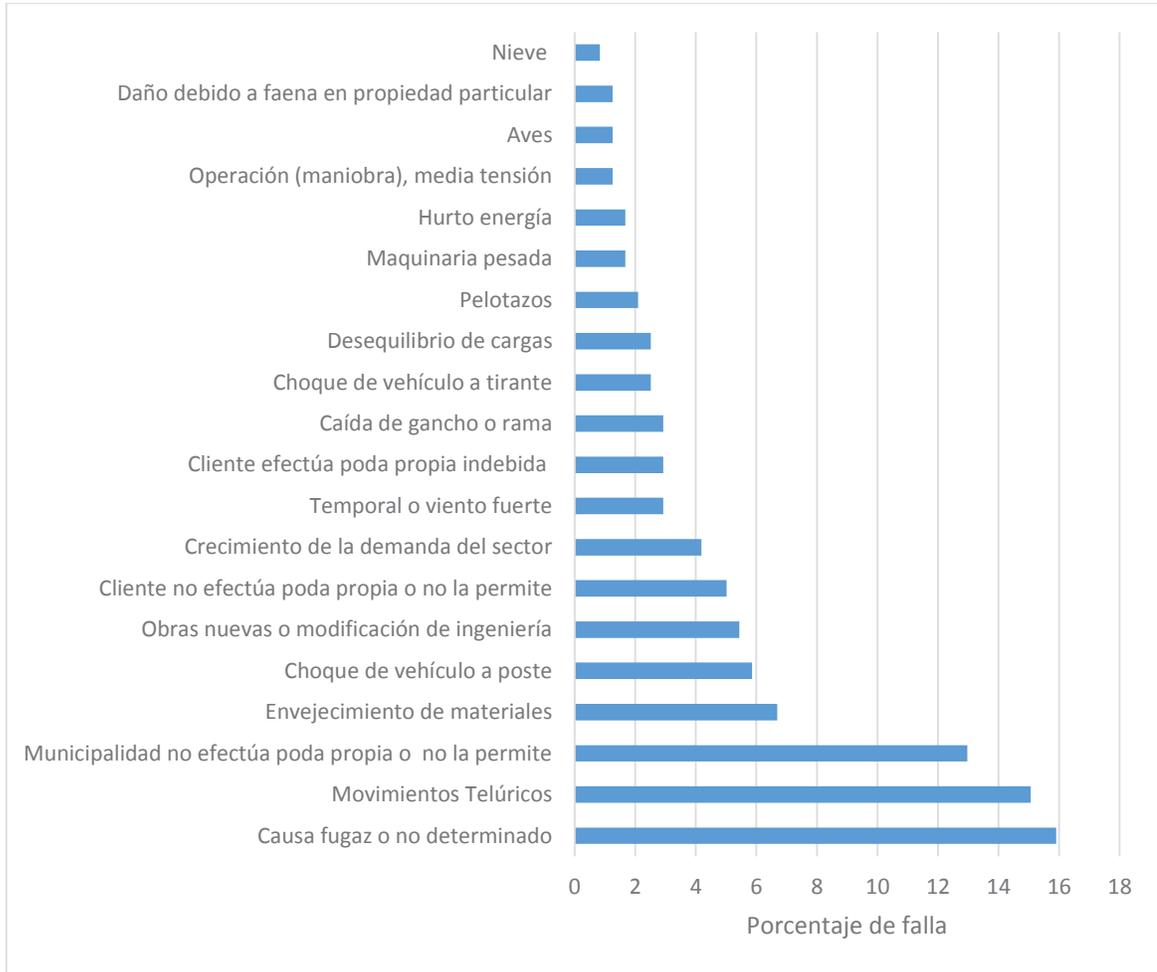


Figura 5-1: Frecuencia de falla año 2014.

Para el análisis del año 2014, se consideraron 20 causas de fallas diferentes, las cuales representan el 94,7% de la muestra total de ese año, considerando solo interrupciones cuya frecuencia fuera mayor a 2, lo cual porcentualmente es equivalente al 0,8%.

Como se observa en la gráfica las causas de fallas más recurrentes se deben a “Causa fugaz no determinado” cuyo porcentaje de frecuencia de falla corresponde al 15,9%, luego “Movimientos telúricos” con un porcentaje de frecuencia de falla de 15,1%, “Municipalidad no efectúa poda propia o no la permite” cuyo porcentaje de falla es 13% y finalmente “Envejecimiento de materiales” cuyo porcentaje de frecuencia de falla corresponde a 6,7%, son los porcentajes que más impactan sobre el alimentador durante el año 2014.

A continuación, en la siguiente gráfica, se observa la frecuencia de falla en porcentaje, para las interrupciones producidas durante el año 2015:

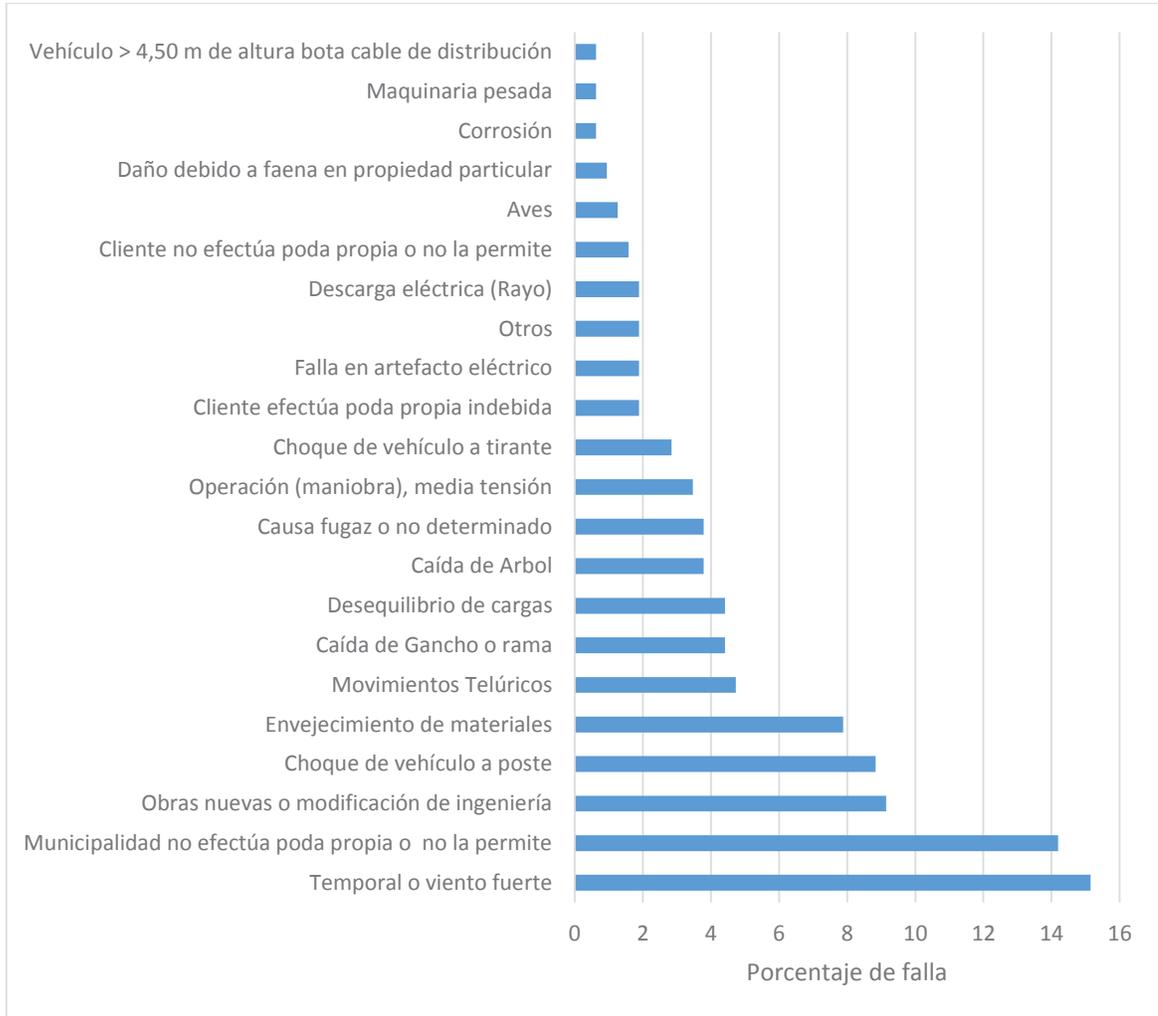


Figura 5-2: Frecuencia de falla año 2015.

Como se observa en la Figura 5-2, la causa de falla más recurrente corresponde a “temporal o viento fuerte” con el 15,1% de frecuencia de falla, luego se encuentra “Municipalidad no efectúa poda o no la permite” con el 14,2%, “Obras nuevas o modificación de ingeniería” con el 9,1%, y finalmente “Choque de vehículo a poste” con 8,8% y “Envejecimiento de materiales” con 7,9%.

Es importante destacar que en la gráfica solo se observan 22 interrupciones diferentes, considerando solo las causas que presentan una frecuencia de falla mayor a 2 y que porcentualmente representan el 0,63%, por lo tanto, la muestra representada en la gráfica equivale al 95,9% de las fallas ocurridas el año 2015.

En la Figura 5-3, se representa gráficamente la frecuencia de las fallas ocurridas durante el año 2016 en el alimentador de Olmué:

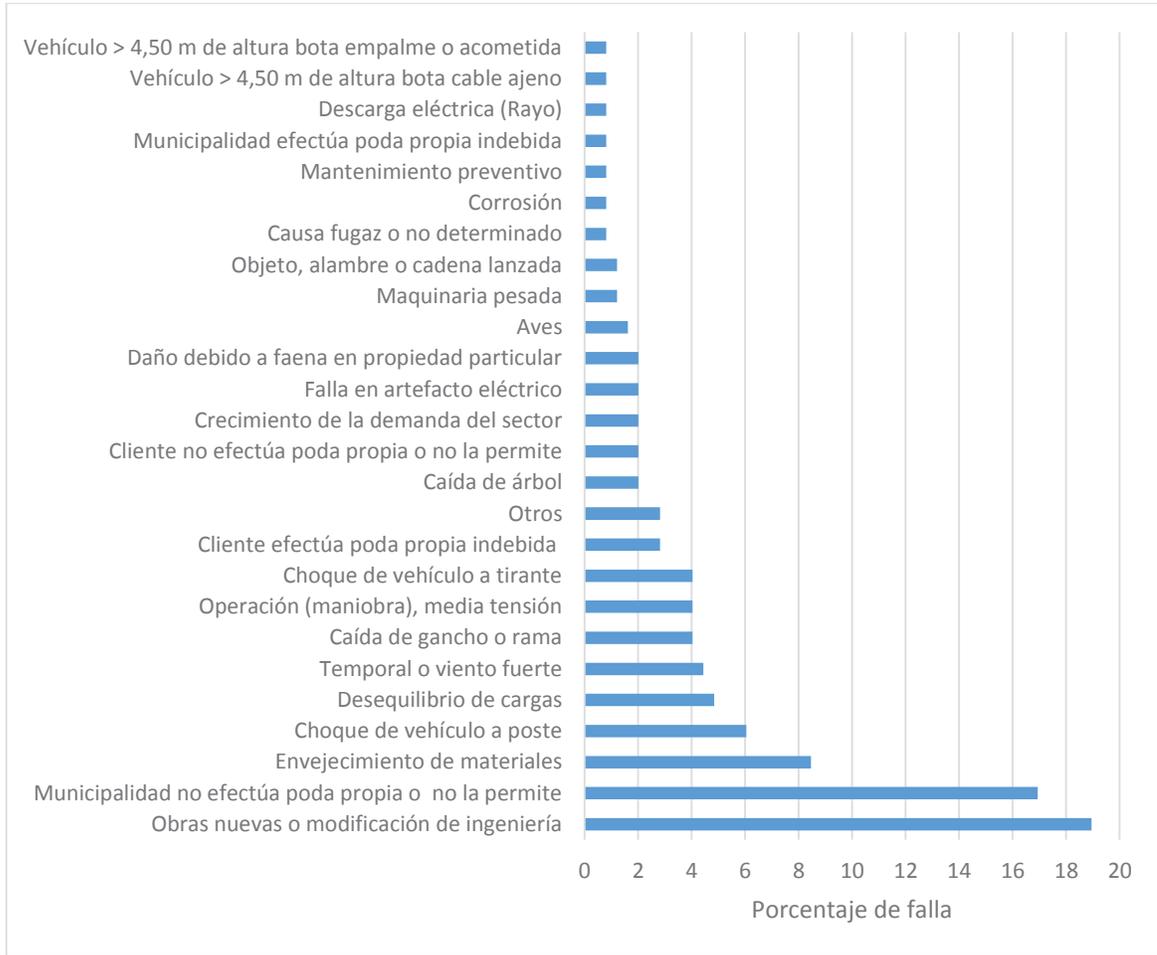


Figura 5-3: Frecuencia de falla año 2016.

En la gráfica se observa que hay tres causas de fallas que predominan en ocurrencia sobre las demás, entre estas se encuentra: “Obras nuevas o modificación de ingeniería” con el 19% de ocurrencia de falla, luego “Municipalidad no efectúa poda o no la permite” tiene un 16,9%, “Envejecimiento de materiales” con un 8,5% y “Choque de vehículo a poste” tiene un 6% de frecuencia de falla.

Para este caso, las fallas más recurrentes mostradas en la gráfica corresponden al 97,1% del total de la muestra, considerando solo interrupciones cuya frecuencia fuese mayor a 2, lo cual porcentualmente significa un 0,8%. Gráficamente se observan 26 casusas de fallas diferentes.

Finalmente, en la gráfica mostrada a continuación se observa la frecuencia de las casusas de fallas de forma porcentual para el alimentador de Olmué, considerando todos los años antes mencionados, para este caso se estudiaron las 804 fallas ocurridas.

Para la gráfica se muestrearon 20 causas diferentes las cuales representan el 92% de la muestra total, considerando solo causas de fallas cuya frecuencia fuera superior a 9.

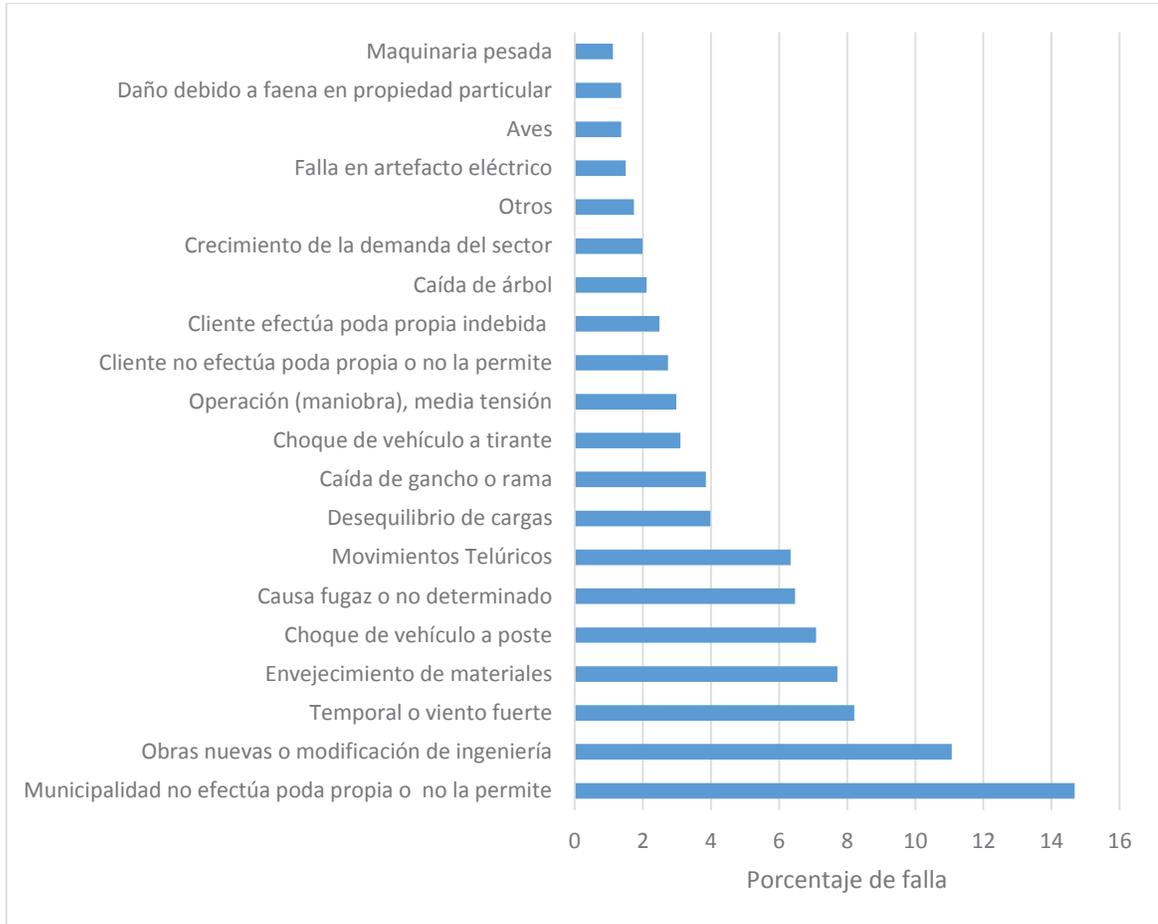


Figura 5-4: Frecuencia de falla alimentador Olmué.

Se obtuvo que las causas más recurrentes corresponden a: “Municipalidad no efectúa poda propia o no la permite” tiene una frecuencia de 118 fallas en los últimos 3 años, lo cual corresponde a 14,7% de la frecuencia total; “Obras nuevas o modificación de ingeniería” tiene una frecuencia de 89 fallas en el último periodo lo cual porcentualmente corresponde a 11,1%, luego “Temporal o viento fuerte” con una frecuencia de ocurrencia de 66 veces, porcentualmente representa el 8,2%; “Envejecimiento de materiales” cuya frecuencia corresponde a 62 veces, correspondiente al 7,7%; “Choque de vehículo a poste” con una frecuencia de 57 veces correspondiente al 7,1% y finalmente “Causa fugaz no determinado” con una frecuencia de 52 veces en el último periodo analizado, correspondiente al 6,5% del total.

Se observa que a través de los años las causas más recurrentes que predominan son las mismas, pero en diferentes proporciones, aun así, es necesario notar que aparecen otras causas definidas como “fuerza mayor” cuyo origen no es controlable y varían a través del tiempo, como por ejemplo “movimientos telúricos”.

5.1.1 Cálculo de los índices de confiabilidad SAIDI y SAIFI

Para mejorar la precisión de los datos obtenidos es necesario calcular los índices de confiabilidad SAIDI Y SAIFI para cada año y según la clasificación de las fallas; por lo tanto, fue necesario considerar las interrupciones desde enero del 2014 hasta diciembre del 2016. Con la finalidad de poder muestrear la mayor cantidad de datos es necesario considerar en el cálculo de los índices las fallas ocurridas entre enero y diciembre de cada año, y no de diciembre a noviembre como indica la normativa.

Además, es necesario señalar que la cantidad de clientes instalados en el alimentador varía según los años, por lo cual para obtener los índices es necesario calcular el SAIDI y SAIFI para cada falla y finalmente sumarlos.

Como referencia, los clientes instalados en el alimentador de Olmué a final de cada año son los siguientes: 7.651 clientes instalados para el año 2014, 7.776 para el año 2015 y 8.935 para el año 2016.

Con estas consideraciones se obtiene lo siguiente:

Tabla 5-1: Índices de confiabilidad SAIDI y SAIFI alimentador Olmué.

	2014	2015	2016
SAIFI	6,25	7,56	8,68
SAIDI	15,64	41,42	27,57
Fallas internas			
SAIFI	3,18	2,84	2,74
SAIDI	8,04	19,34	14,94
Fallas de fuerza mayor			
SAIFI	2,06	4,72	4,93
SAIDI	7,07	22,08	9,37
Fallas externas			
SAIFI	1,01	-	1,01
SAIDI	0,53	-	3,24

Se debió calcular los índices SAIDI y SAIFI para fallas clasificadas como internas, externas y de fuerza mayor, ya que no todas las causas de fallas son atribuibles directamente a la empresa distribuidora, además para poder mejorar los índices anuales es necesario saber qué tipo de fallas son las más influyentes en los resultados finales.

Como se observa para el año 2014 las causas de interrupciones clasificadas como internas influyen directamente en el índice SAIDI y SAIFI y estas son las más relevantes ya que son

atribuibles directamente a la empresa, en cambio en el año 2015 las causas son atribuibles mayormente a causas de fuerza mayor lo cual permite a la distribuidora prepararse ante eventos imprevistos.

Para el año 2016 las fallas internas afectan mayormente el índice SAIDI y las fallas clasificadas como “fuerza mayor” afecta mayormente el índice SAIFI, lo cual implica que las fallas internas no afectaron a gran cantidad de clientes, pero si el suministro estuvo interrumpido durante varias horas, lo contrario ocurrió en el caso de fallas clasificadas como “fuerza mayor” ya que estas afectaron a gran cantidad de clientes.

Cabe destacar que la empresa distribuidora no considera en sus índices de confiabilidad las causas clasificadas como “externas”; por lo cual para el gráfico de la Figura 5-5 solo se han tomado en cuenta las causas “internas” y de “fuerza mayor”.

Para poder visualizar mejor cómo han evolucionado los índices de confiabilidad a través de los años, se observan las siguientes gráficas:

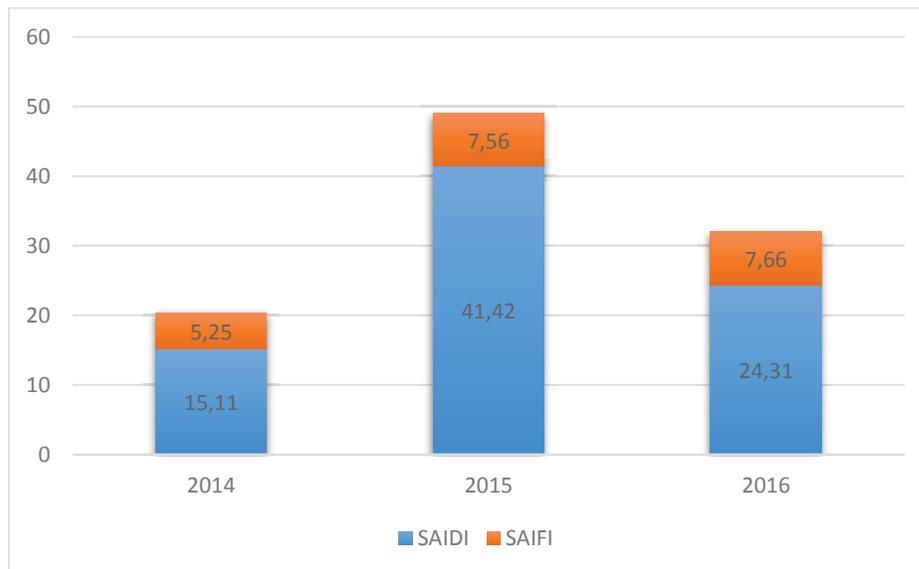


Figura 5-5: Gráfica de los índices de confiabilidad anuales del alimentador.

En la gráfica anterior se han considerado todas las causas de fallas del alimentador Olmué, las cuales han sido separadas por año, y posteriormente se han calculado los índices de confiabilidad SAIDI y SAIFI.

Por lo tanto, se observa que para el año 2015 el índice SAIDI aumentó considerablemente en comparación a los otros años, y el índice SAIFI ha aumentado paulatinamente a través de los años.

Al observar estos datos, se sabe que el alimentador de Olmué se encuentra en estado crítico, ya que sus índices SAIDI y SAIFI son muy elevados. A continuación, se observa un reporte de la empresa distribuidora, el cual se muestran los alimentadores con mayor índice SAIDI y SAIFI del año 2016 en la quinta región:

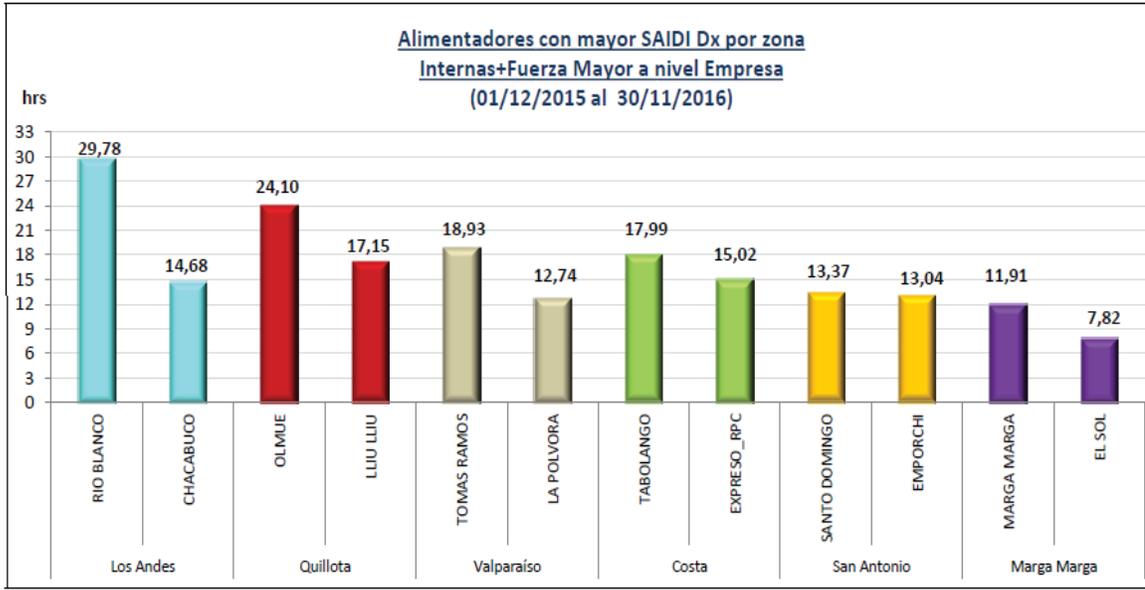


Figura 5-6: Alimentadores con mayor índice SAIDI. [21]

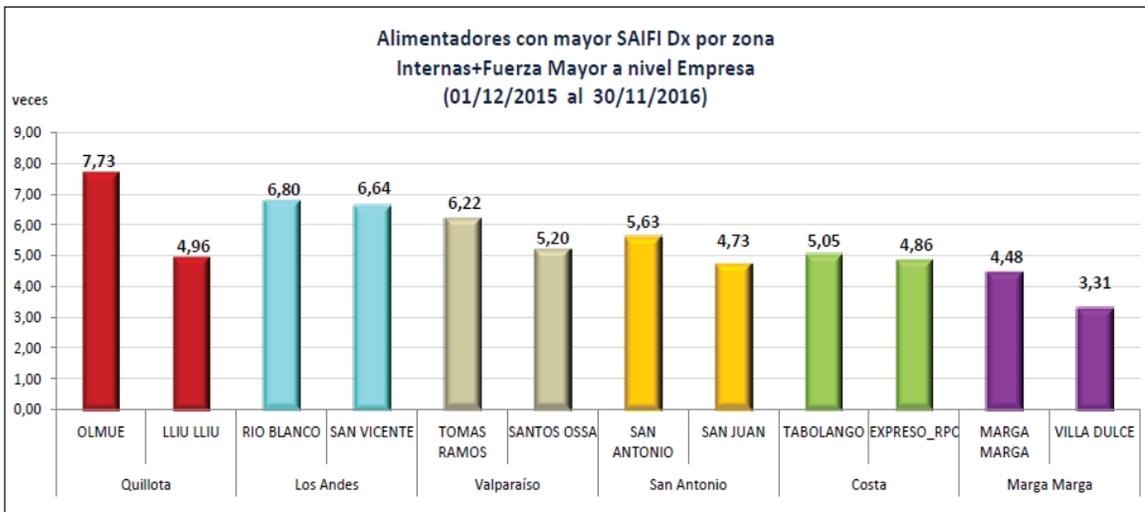


Figura 5-7: Alimentadores con mayor índice SAIFI. [21]

Como se corrobora, en conjunto con la información obtenida, el alimentador estudiado es el que más crítico se encuentra a nivel de empresa.

Es importante observar que los datos mostrados en las Figura 5-6 y Figura 5-7 son con cálculo realizados en el periodo SEC, es decir, considerando las fallas internas y de fuerza mayor ocurridas entre diciembre del 2015 y noviembre del año 2016.

Por lo tanto, es óptimo decir que existe un margen de error, ya que los datos calculados son considerando interrupciones de enero a diciembre.

A continuación, se observan los índices de confiabilidad para interrupciones “internas”:

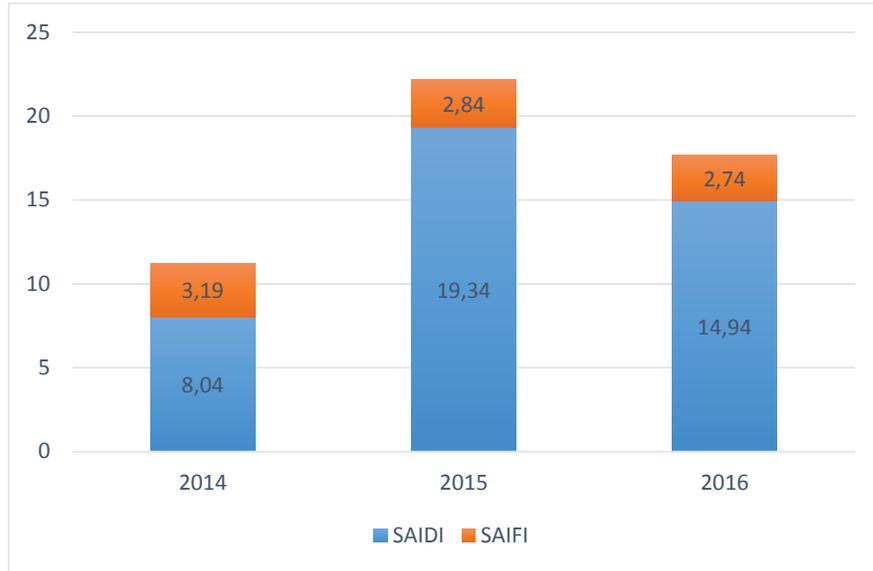


Figura 5-8: Gráfica de los índices de confiabilidad para fallas internas.

Para la gráfica de la Figura 5-8, han sido consideradas solo las interrupciones clasificadas como fallas internas, y se han separado según el año, de esta forma se observa que el año 2015 hubo un aumento considerable del índice SAIDI y a la vez el índice SAIFI ha disminuido gradualmente a través de los años.

Luego se realizó un gráfico comparativo donde se consideraron solo las interrupciones clasificadas como fuerza mayor y las cuales fueron divididas según el año de la interrupción.

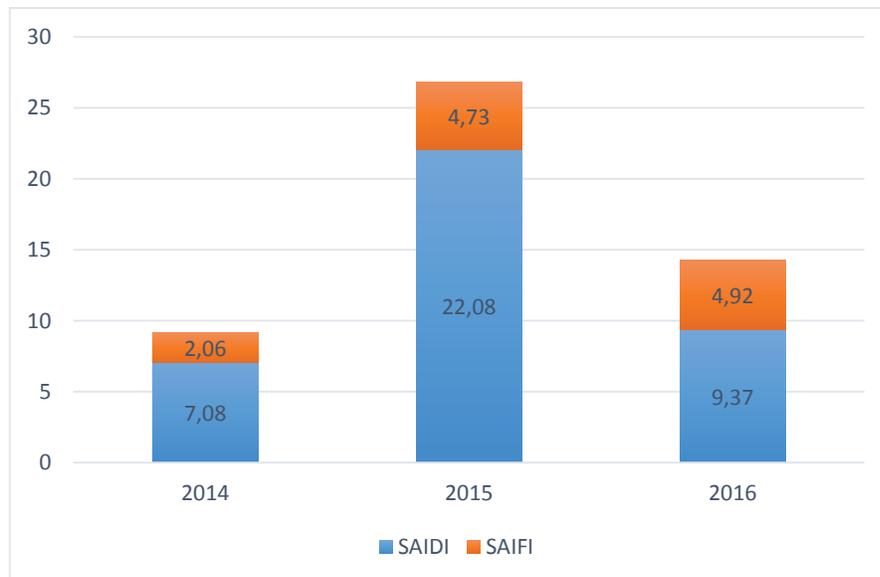


Figura 5-9: Gráfica de los índices de confiabilidad para fallas de fuerza mayor.

Nuevamente se observa en la Figura 5-9 que el año 2015 el índice SAIDI tiene un aumento considerable en comparación al resto de los años, además el índice SAIFI aumentó el año 2015 para luego mantenerse al año 2016.

Finalmente se realizó la gráfica para causas de fallas clasificadas como externas, si bien éstas no son atribuibles a la empresa, ya que su origen es atribuible al Sistema Interconectado Central (SIC), de igual forma es necesario conocer como estos han ido variando a través del tiempo.

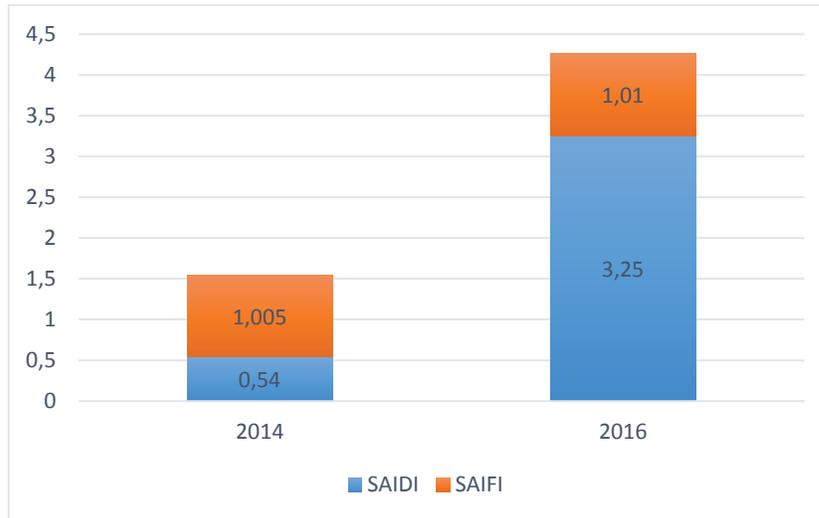


Figura 5-10: Gráfica de los índices de confiabilidad para fallas externas.

La diferencia entre ambos años se debe a que el año 2016 la falla mantuvo el suministro eléctrico interrumpido durante 3,2 horas y afectó cerca de 7.843 clientes, en cambio el año 2014 la interrupción fue de 30 min manteniendo cerca de 7.691 clientes sin suministro.

Es necesario corroborar la información obtenida, por lo tanto, en la siguiente figura se observa una gráfica la cual muestra los índices SAIDI para el año 2016 (periodo de diciembre del 2015 a noviembre del 2016) en diferentes comunas de la región, entre ellas se encuentra el alimentador de Olmué.

Los índices mostrados están separados por la clasificación de las interrupciones, como internas, fuerza mayor, y externas (provenientes del sistema de transmisión y generación), como se observa en la gráfica a continuación, entregada por la empresa de distribución Chilquinta.

Los valores apreciados en la gráfica coinciden mayormente con el valor del SAIDI para causas de fallas clasificadas como internas y externas, en el caso de las interrupciones clasificadas como fuerza mayor hay un error de un 22% el cual puede corresponder al periodo en el cual fueron tomadas las muestras.

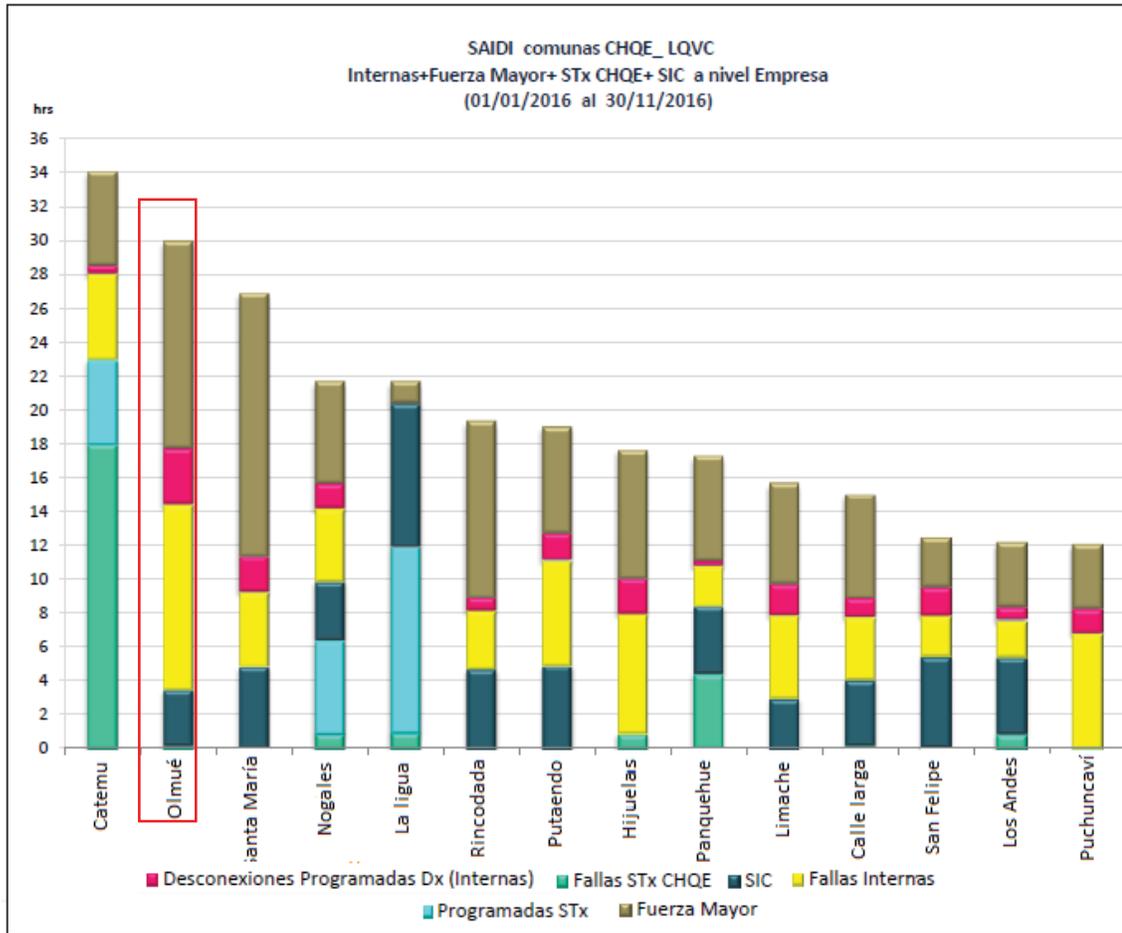


Figura 5-11: índices de continuidad de suministro en diferentes comunas. [21]

Para poder comprender el origen de los valores obtenidos en los índices SAIDI y SAIFI, es necesario identificar cuáles son las interrupciones que originan estos valores, para lo cual se han realizado tablas en las que se calcularon los índices de confiabilidad para cada tipo de falla, clasificándolas por internas, externas y de fuerza mayor, además cada tabla está separada por año.

Como se observa en la Tabla A-1, las filas en rojo representan los índices que son más influyentes sobre el valor del SAIFI y SAIDI mostrado en la Tabla 5-1 para el año 2014, de esta forma se obtienen las principales interrupciones que afectan los índices de confiabilidad para causas internas y de fuerza mayor.

De las tablas mencionadas anteriormente, se desprende lo siguiente: para causas internas, se obtiene que las interrupciones que más influyen en los índices de confiabilidad son las que se muestran en la siguiente gráfica, donde se observa el porcentaje de incidencia que estas tienen sobre el valor total de SAIDI y SAIFI para el año 2014:

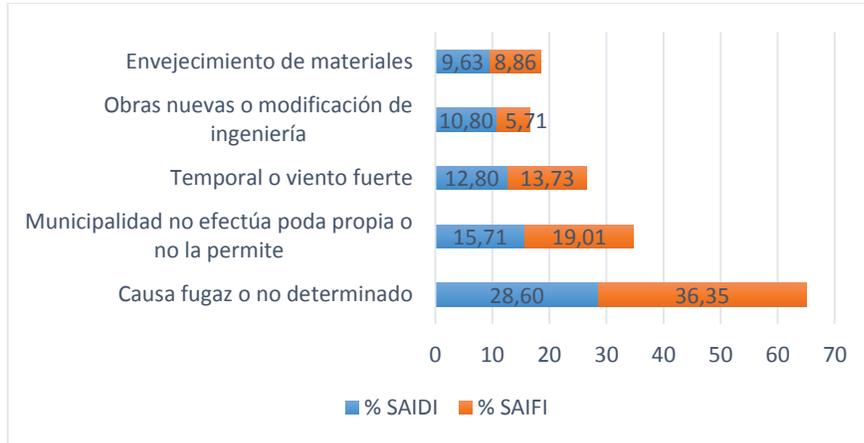


Figura 5-12: Porcentaje de influencia de fallas internas para año 2014.

Para causas de fuerza mayor, se obtuvo que las interrupciones más influyentes en los índices SAIDI y SAIFI calculados en la Tabla 5-1 para el año 2014 son las que se muestran a continuación:

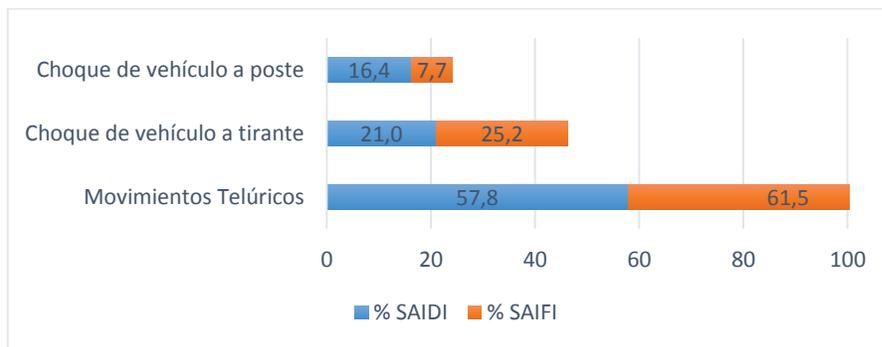


Figura 5-13: Porcentaje de influencia de fallas por fuerza mayor para año 2014.

Como se observa en la figura anterior, la influencia de “movimientos telúricos” afecta directamente a los índices de confiabilidad, esto se debe a que los sismos en nuestro país son hechos recurrentes los cuales tienen un impacto de gran magnitud afectando a gran cantidad de clientes y a su vez manteniendo el servicio interrumpido por horas.

En la Tabla A-2, se observan las interrupciones que tienen mayor repercusión sobre los índices de confiabilidad calculados en la Tabla 5-1 para el año 2015, las cuales fueron separadas según la clasificación internas y de fuerza mayor.

Para tener una mejor visualización de lo mencionado anteriormente, en las siguientes gráficas se muestran las causales de fallas más significativas sobre los índices de confiabilidad anuales para el año 2015, separadas por causales internas y de fuerza mayor:

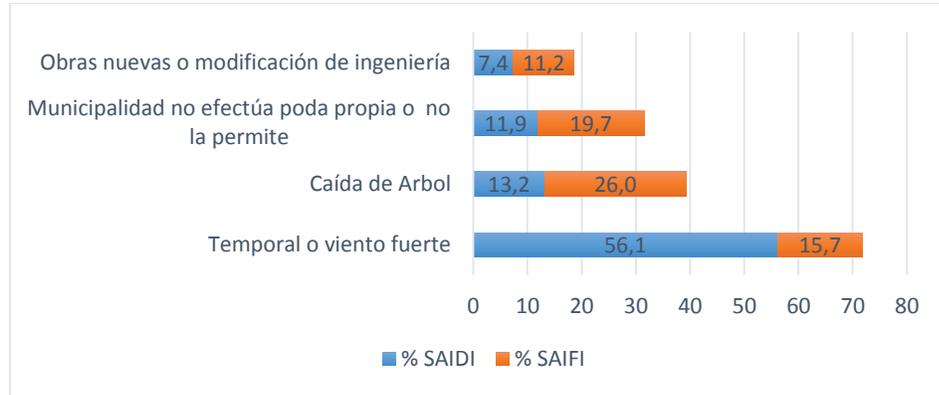


Figura 5-14: Porcentaje de influencia de fallas internas para año 2015.

La causa de falla “temporal o viento fuerte” fue la más influyente en el índice SAIDI, ya que las horas de interrupción fueron varias, no así la cantidad de clientes afectados.

A continuación, la Figura 5-15 representa las fallas ocurridas durante el año 2015 que se deben a fuerza mayor, en la cual se observa el porcentaje de incidencia que estas tienen sobre los índices de confiabilidad calculados anteriormente:

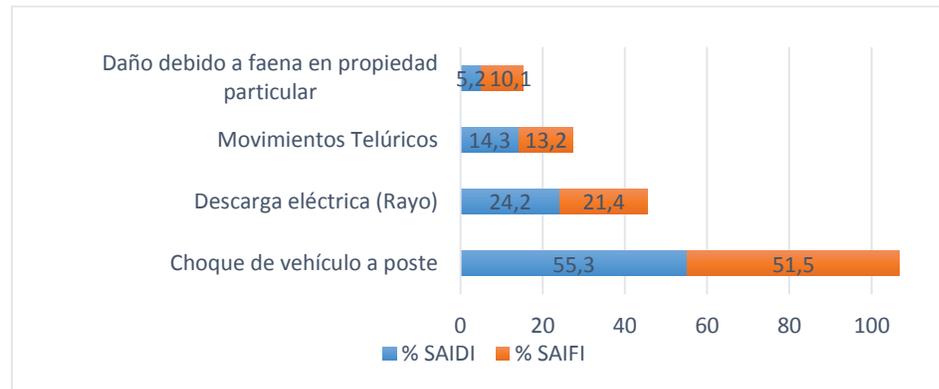


Figura 5-15: Porcentaje de influencia de fallas por fuerza mayor para año 2015.

La causa de falla debido a “Choque de vehículo a poste” es la más influyente en el índice SAIDI y SAIFI, esto se debe a que ha mantenido a gran cantidad de clientes interrumpidos (18.692 clientes durante el año) y por varias horas (máx. 12 horas), además de ser una causa recurrente durante ese periodo.

En la Tabla A-3 se visualizan las causas de fallas del año 2016, separadas por tipo de falla, internas, externas y de fuerza mayor, donde las líneas rojas representan las causas más influyentes sobre los índices SAIDI y SAIFI totales.

Los resultados obtenidos se ven representado en los siguientes gráficos, donde se muestran las causas más influyentes en los índices de confiabilidad.

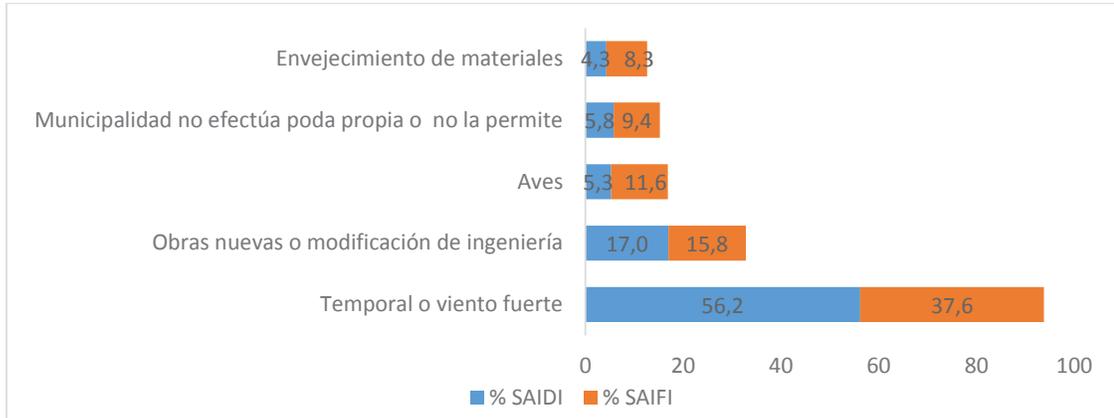


Figura 5-16: Porcentaje de influencia de fallas internas para año 2016.

En este caso, nuevamente se encuentra que la causa más frecuente que afecta los índices de confiabilidad es “Temporal o viento fuerte” ya que mantiene por varias horas el suministro de energía interrumpido.

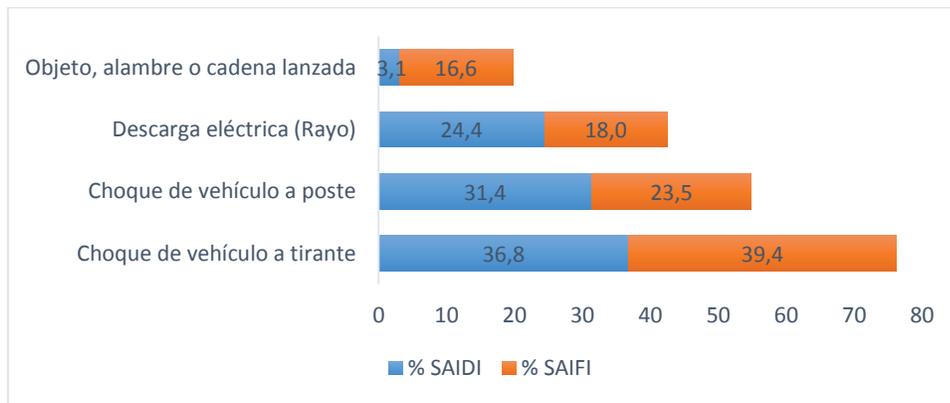


Figura 5-17: Porcentaje de influencia de fallas por fuerza mayor para año 2016.

Para el año 2016, las interrupciones por fuerza mayor más influyente sobre los índices SAIDI y SAIFI mostrados en la Tabla 5-1 son las debido a “Choque de vehículo a tirante” con un 40% de incidencia, ya que dejó a gran cantidad de clientes afectados (16.232).

En general las causas de las interrupciones son recurrentes a través de los años, con mayor o menor frecuencia, más específicamente en las causas atribuibles a causas internas del sistema. En cambio, las clasificadas como fuerza mayor varían un poco más, ya que estas son asociadas a factores ajenos a la empresa los cuales, si bien no pueden ser controlados directamente, si pueden ser prevenidos.

5.1.2 Evaluación de la Confiabilidad del Alimentador de Olmué

Como se ha descrito en el capítulo anterior, se usó el método de Markov para obtener un modelo matemático que permitiera medir la confiabilidad de un sistema eléctrico. Usando la base de

datos de fallas del alimentador de Olmué, se podrá aplicar esta metodología, la cual va a permitir obtener la probabilidad de funcionamiento de la red, ante los diferentes tipos de interrupciones.

El objetivo principal, es establecer cada cuanto tiempo es más probable que ocurra una interrupción en el sistema, basándose en esa información, y en los índices de confiabilidad se van a seleccionar las interrupciones más impacten al alimentador.

En el apéndice, se encuentra la Tabla A-4 la cual posee todas las fallas a estudiar, con los parámetros básicos calculados, T , r , μ y λ (definidos en el capítulo: Método para Evaluar la Confiabilidad). El número de fallas y el tiempo total de inactividad para cada falla, son datos conocidos; cabe destacar que la información fue considerada en un periodo de 3 años (2014, 2015 y 2016) por lo tanto el tiempo total de actividad es de 26.280 horas.

Por lo tanto, para cada causa de falla se realizó un gráfico, aplicando la ecuación (4-8) considerando t de 0 a 26.280 como el periodo de muestreo, y posteriormente se realizaron gráficas comparativas para ver la estabilidad del alimentador.

Resultados de las gráficas comparativas

En la primera gráfica, se compararon 6 interrupciones diferentes (las más frecuentes), las cuales se pueden ver representadas por las curvas del gráfico, donde se aprecia, que los eventos “municipalidad no efectúa poda propia o no la permite” con “obras nuevas o modificación de ingeniería” tienen la misma probabilidad de que ocurran.

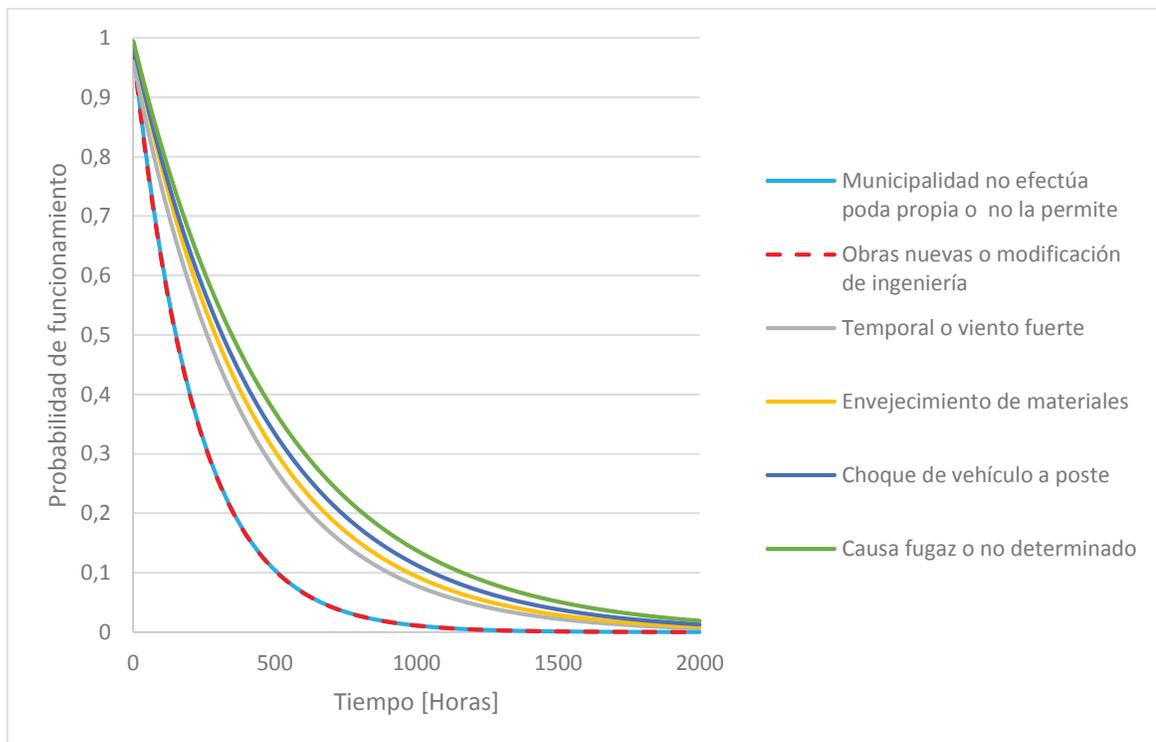


Figura 5-18: Probabilidad de funcionamiento del sist. con fallas sobre 500 horas de actividad.

Del gráfico, se desprende que cada 22 días, existe la probabilidad de que se produzca una interrupción en el sistema, debido a “municipalidad no efectúa podas o no la permite” y a “obras nuevas o modificación de ingeniería”. Y cada un mes es más probable que ocurran fallas por “temporal o viento fuerte”; cada 45 días se producen interrupciones debido a “envejecimiento de materiales” y “choque de vehículo a poste”, finalmente cada 50 días la probabilidad de interrupciones por “causa fugaz o no determinado” aumenta.

En los siguientes gráficos se observa la probabilidad de funcionamiento para diferentes causales de fallas, las cuales han sido separadas en diferentes gráficos, ya que es complejo mostrar el comportamiento de todas las interrupciones juntas.

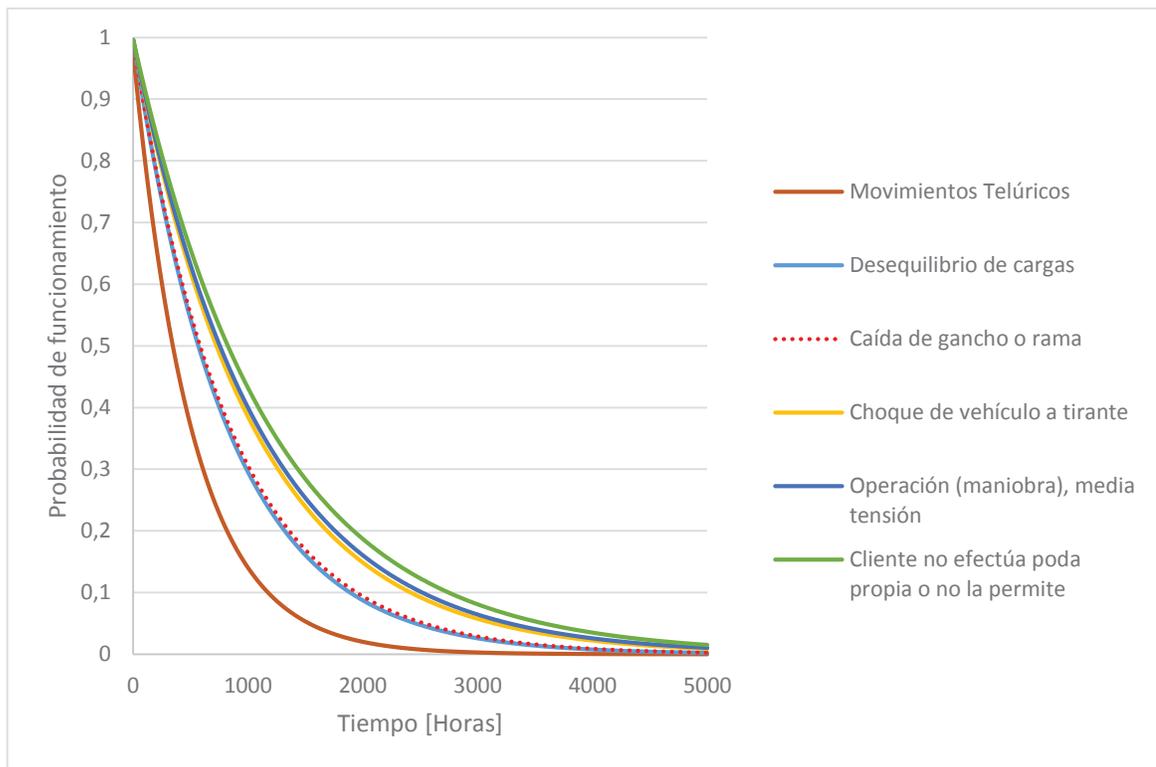


Figura 5-19: Probabilidad de funcionamiento del sist. con fallas sobre las 1.200 horas de actividad.

Según lo obtenido, los “movimientos telúricos” tiene una probabilidad de ocurrencia, afectando al sistema cada 51 días, “desequilibrio de cargas” y “caída de gancho o rama” cada 82 días (dos meses y dos semanas), cada 105 días la probabilidad de que ocurra una interrupción en el sistema por “choque de vehículo a tirante” aumenta, por “operación (maniobra), media tensión” cada 109 días y “cliente no efectúa poda propia o no la permite” cada 119 días (cada 4 meses aprox).

Como se observa, la probabilidad de que el sistema falle pasando cierta cantidad de días aumenta considerablemente, pero esto depende directamente de la causa de falla en estudio.

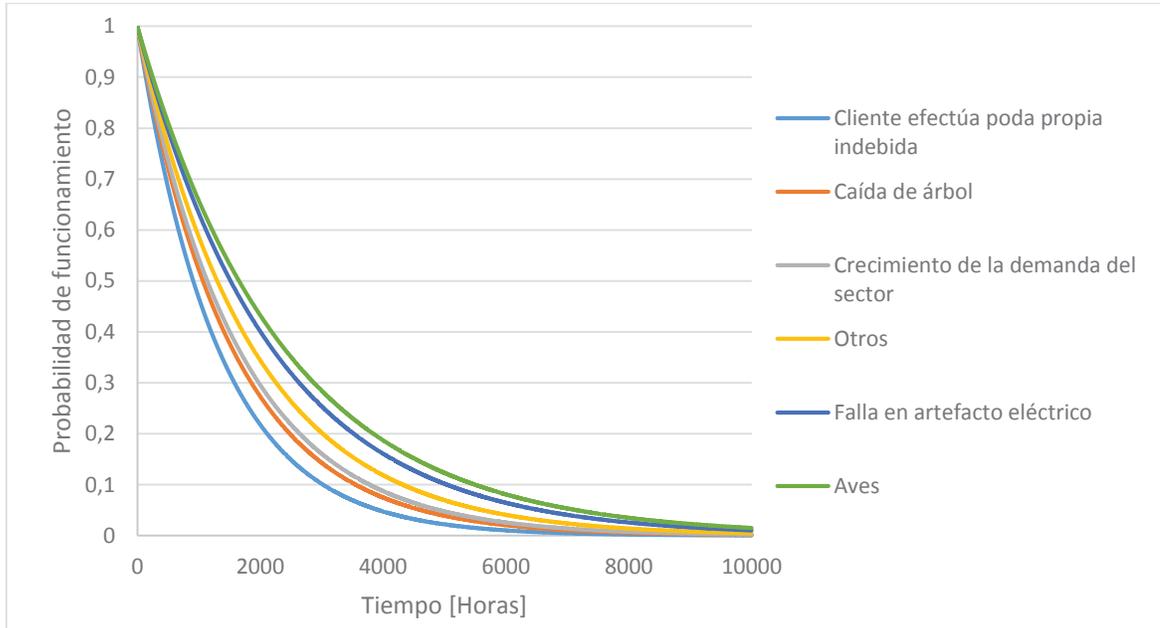


Figura 5-20: Probabilidad de funcionamiento del sist. con fallas sobre las 3.000 horas de actividad.

Del gráfico Figura 5-20, se desprende que: la interrupción debido a “cliente efectúa poda propia indebida” tiene una probabilidad de ocurrencia cada 131 días, “caída de árbol” cada 154 días y “crecimiento de la demanda del sector” cada 164 días, “otros” cada 188 días, “falla en artefacto eléctrico” tiene una probabilidad de ocurrir cada 220 días, finalmente interrupciones debido a “aves” ocurren cada 239 días (7-8 meses). Como se observa, la probabilidad de funcionamiento del sistema, ante las diferentes causales de fallas aumenta a medida que transcurre el tiempo.

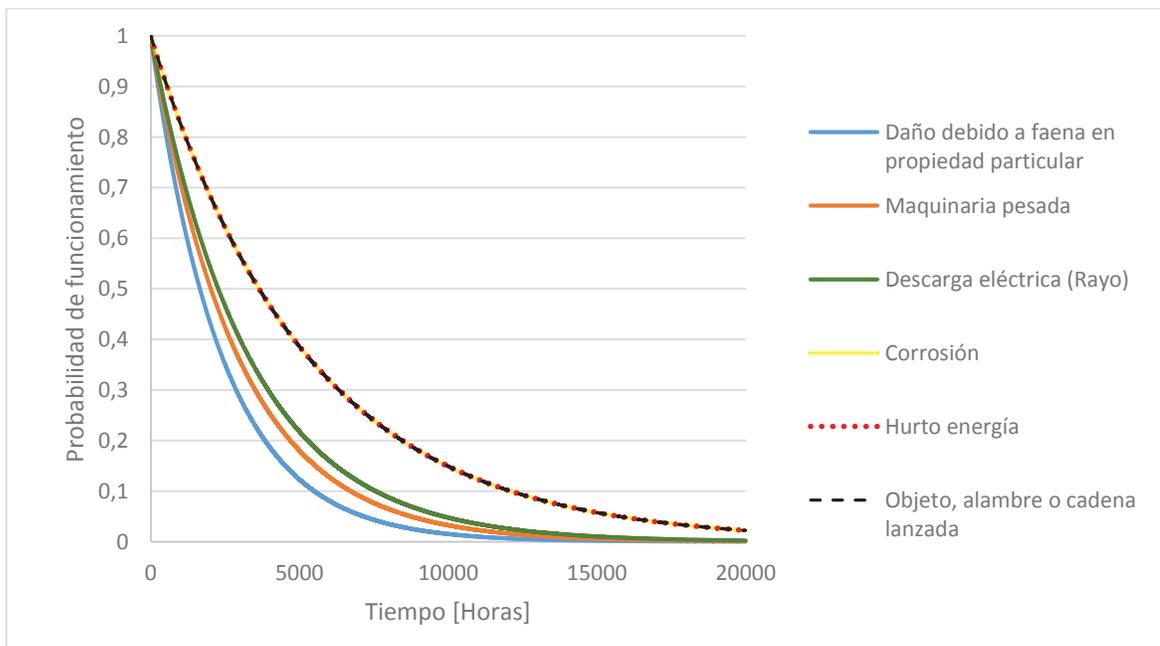


Figura 5-21: Probabilidad de funcionamiento del sist. con fallas sobre 5.700 horas de actividad.

En el gráfico anterior, se puede observar, que las fallas en el alimentador de Olmué, producto de “daño debido a faena en propiedad particular” tienen una probabilidad de ocurrencia cada 240 días, las interrupciones debido a “maquinaria pesada” cada 292 días, por “descarga eléctrica por rayo” cada 330 días, finalmente por “corrosión”, “hurto de energía” y “objeto, alambre o cadena lanzada” la probabilidad es cada 530 días, por lo tanto, estos eventos ocurren cada un año aproximadamente.

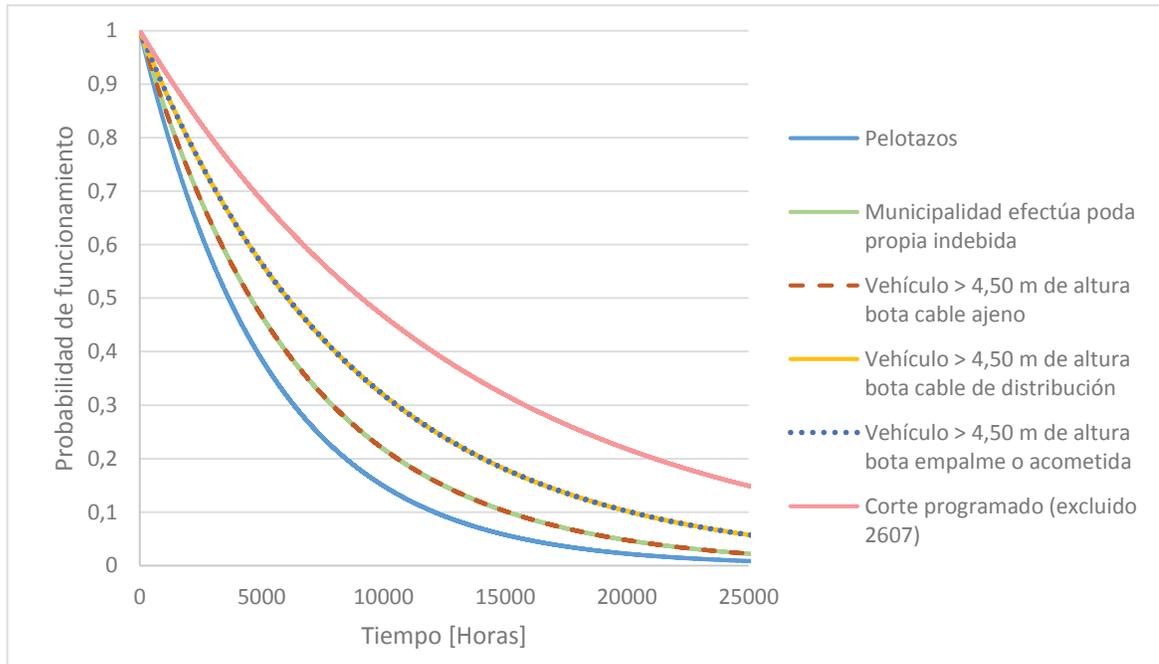


Figura 5-22: Probabilidad de funcionamiento del sist. con fallas sobre 12.500 horas de actividad.

En la Figura 5-22: Probabilidad de funcionamiento del sist. con fallas sobre 12.500 horas de actividad, la probabilidad de ocurrencia de falla por “pelotazos” es cada 527 días, además se observa con facilidad a que todas las causales de fallas en el gráfico ocurren al menos una vez al año, lo cual nos permite identificarlas como causas no recurrentes. Las interrupciones debido a “municipalidad efectúa poda propia indebida” y “vehículo >4,50 m de altura bota cable ajeno” tienen una probabilidad de ocurrencia cada 659 días, “vehículo >4,50 m de altura bota cable de distribución” y “vehículo >4,50 m de altura bota empalme o acometida” cada 879 días, es decir, cada dos años, por lo tanto, son fallas que no afectan relevantemente el sistema estudiado.

Es importante destacar, que los gráficos representan la confiabilidad del sistema ante los diferentes eventos, es decir que la curva representa la probabilidad de que el sistema funcione bajo la condición de falla. Por lo tanto, cuando la probabilidad de que funcione baja, es decir menor a 0,09 ocurren las interrupciones en un tiempo determinado. Por ejemplo, en el caso de fallas como “corte programado (excluido 2607)” la probabilidad de que ocurran bajo la condición anteriormente mencionada, en un periodo de tres años es nula; el mismo caso ocurre en los dos siguientes gráficos, donde la probabilidad que ocurran esas causales de fallas dentro de los 3 años,

bajo la condición que el sistema tenga al menos un 9% de probabilidad de funcionamiento sin fallas, es nula.

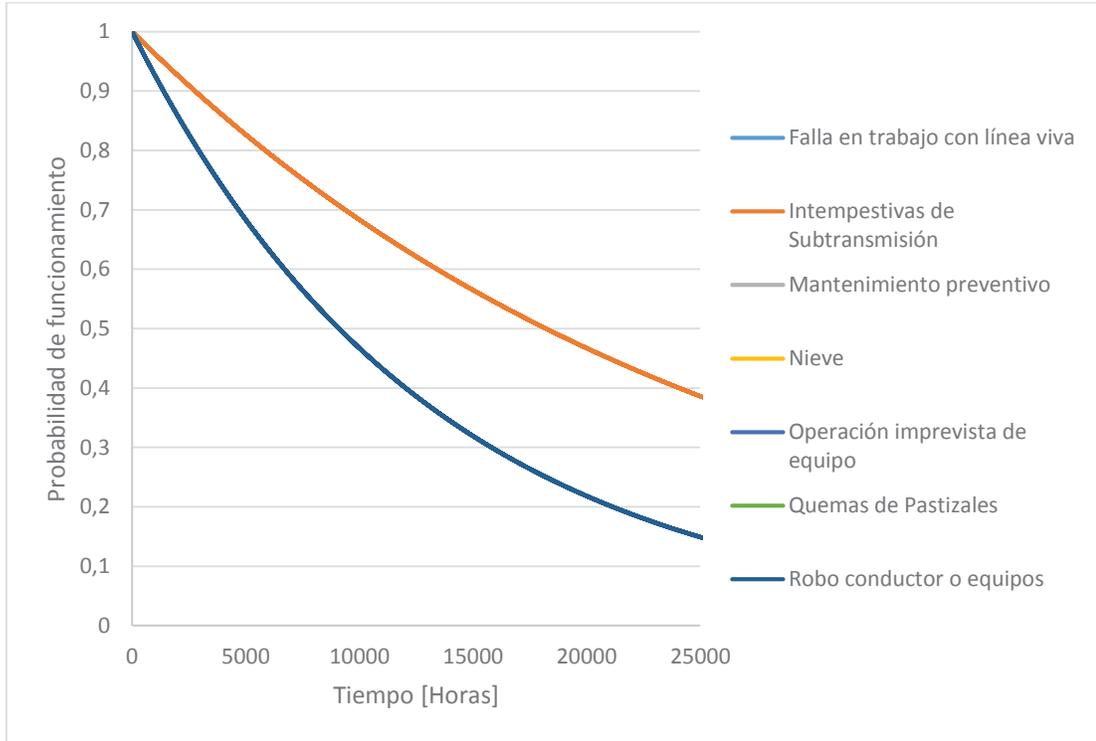


Figura 5-23: Probabilidad de funcionamiento del sist. con fallas sobre 25.000 horas de actividad.

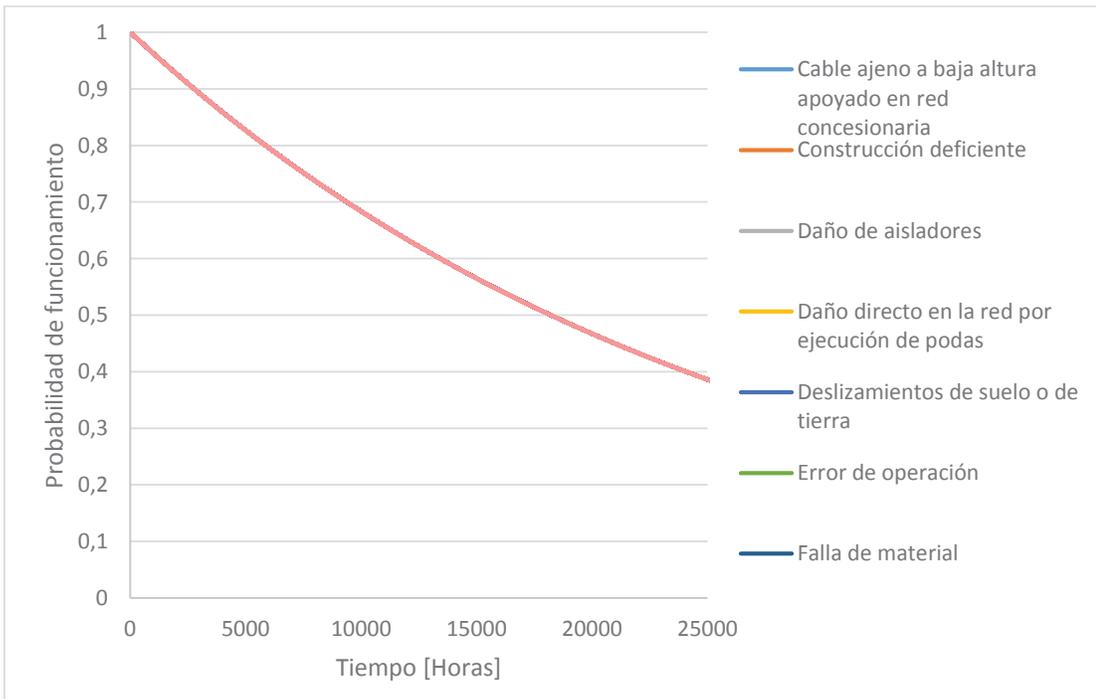


Figura 5-24: Probabilidad de funcionamiento del sist. con fallas de nula probabilidad.

Es importante destacar, que en la Figura 5-24 se muestran fallas cuya probabilidad de que ocurran dentro de un año y cuando el sistema baja su probabilidad de funcionar correctamente, es baja, debido a que son casos muy poco frecuentes y debido eventos fortuitos.

Con todos los análisis realizados anteriormente, se realizó un cuadro el cual muestra las causas de fallas más influyentes en el alimentador estudiado, y con las cuales se continuará trabajando.

En la siguiente tabla, se observan las 12 fallas seleccionadas para realizar el análisis de costo, estas se dividen por fallas “internas” y fallas de “fuerza mayor”.

Tabla 5-2: Fallas internas y de fuerza mayor para análisis de costos.

Fallas Internas	Fallas de fuerza Mayor
Municipalidad no efectúa poda propia o no la permite	Choque de vehículo a tirante
Temporal o viento fuerte	Choque de vehículo a poste
Envejecimiento de materiales	Descarga eléctrica (Rayo)
Caída de árbol	Movimientos telúricos
Cliente efectúa poda propia indebida	Daño por faena en propiedad particular
Desequilibrio de cargas	-
Caída de gancho o rama	-

Para la selección de estas interrupciones tomaron en cuenta las siguientes consideraciones:

- Fallas que influyeran considerablemente en los índices de confiabilidad (afecten a mayor cantidad de clientes y largos tiempos de restauración de suministro).
- Que fueran reiterativas en el tiempo.
- Las interrupciones que tienen más probabilidad de ocurrir cuando el sistema falla.

5.2 Implementación del Algoritmo

En este capítulo, se va a localizar visualmente las zonas donde operaron los equipos para cada una de las fallas del alimentador de Olmué. Lo cual permitirá enfocar los recursos hacia los lugares que se encuentran en estado crítico.

También se muestra la zonificación de los equipos de protección que han operado la mayor cantidad de veces en los últimos años, y de los cuales se distinguirán las fallas más frecuentes.

Finalmente, se muestra la zonificación de cada una de las fallas que se consideraron relevantes en el alimentador.

En la siguiente imagen, se observan todas las zonas donde los equipos de protecciones han operado ante las diferentes interrupciones que presenta el alimentador de Olmué.

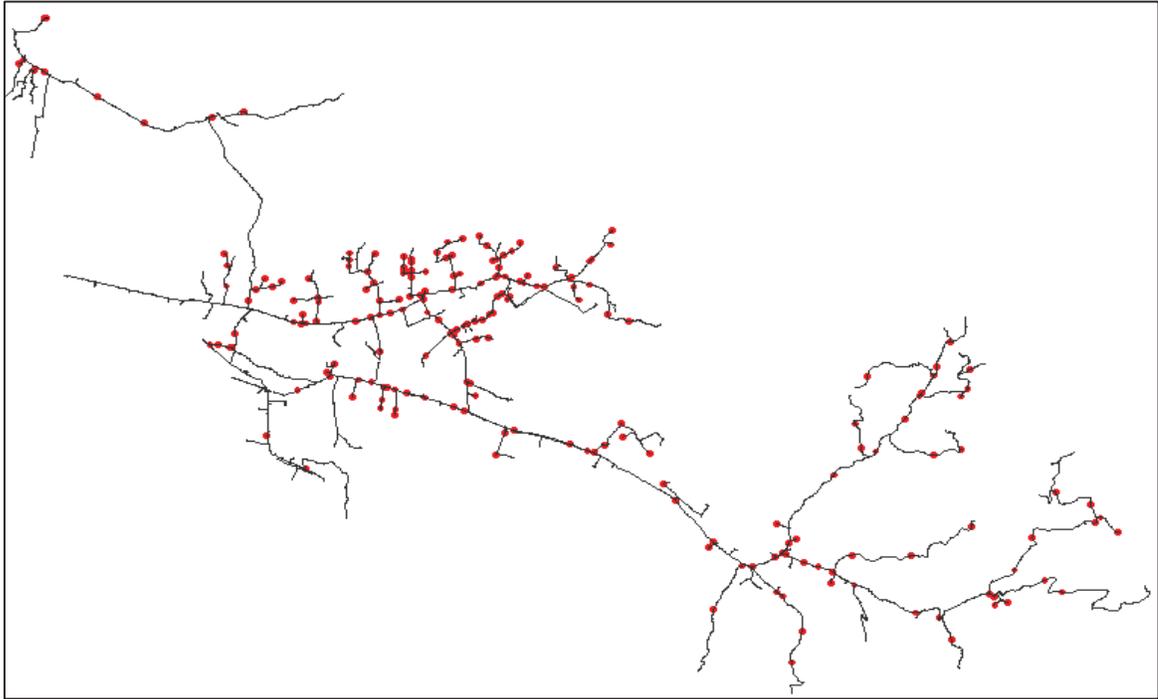


Figura 5-25: Localización de fallas en el alimentador de Olmué.

Es importante, destacar que los puntos representan la operación de los equipos al momento de ocurrir la falla, ya que este registro es más certero y se asume que la falla ocurrió aguas abajo del equipo de protección.

Como se ve, la mayoría de los equipos operados se encuentra en la zona central del alimentador y es en esa zona donde las probabilidades de que ocurran las interrupciones aumenta, esto se debe a que es un sector en expansión, que a su vez se encuentra más poblado (concentración de viviendas), en cambio en los alrededores son mayormente parcelas. Además, es en el centro donde las instalaciones son más antiguas, ya que las primeras instalaciones partieron en ese lugar.

A continuación, se muestran los equipos que han operado más cantidad de veces entre los años 2014, 2015 y 2016, ante las diferentes fallas del sistema.



Figura 5-26: Localización de equipos operados (mas reiterativos).

Como se mencionó anteriormente, es de esperar que los equipos operados se encuentren en este sector (lo Narvéez, Gabriel mistral, Olmué centro). Existe gran probabilidad de que estos equipos en su mayoría sean equipos antiguos.

Se consideraron solo los equipos que operaron diez o más veces, en la siguiente tabla se detallan los equipos con el número de fallas:

Tabla 5-3: Equipos operados.

Equipo Operado	Nº total de fallas
201006330	20
452099542	16
20450138	15
26923718	13
14048271	12
14048334	12
20450160	11
32260947	11
14048313	10
14049293	10
14049608	10
67248367	10

En el apéndice en la Tabla A-5, se detallan las interrupciones por las cuales ha operado cada uno de estos equipos, y la cantidad de veces que se han efectuados.

Para comprender lo que ocurren en la operación de los primeros tres equipos de operación, es que se ha realizado la siguiente gráfica, en la cual se muestran las principales causales de fallas por las cuales los equipos operaron.

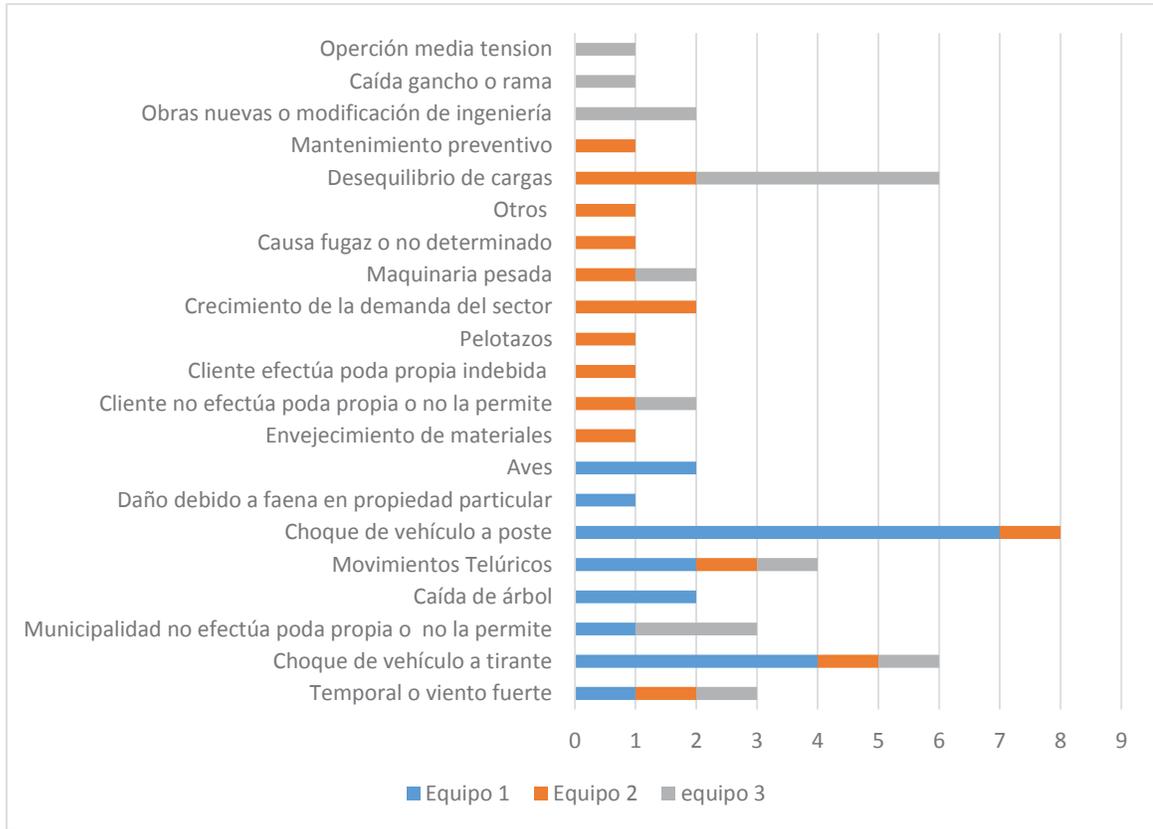


Figura 5-27: Causas de operación de equipos.

Se puede verificar, que las fallas elegidas como críticas, debido al impacto que tienen en el alimentador, vuelven a repetirse en la operación de estos equipos.

5.2.1 Localización de fallas en el Alimentador

En este apartado, se presentan las zonas donde han operado los equipos de protección ante las diferentes fallas. Estas fueron elegidas debido a la influencia que tienen sobre los parámetros de estudio del alimentador (índices de confiabilidad, permanencia en el tiempo, probabilidad de ocurrencia).

Los equipos que operan debido a las fallas ocasionadas por caída de árboles, se encuentran distribuidos de la siguiente forma en el alimentador:

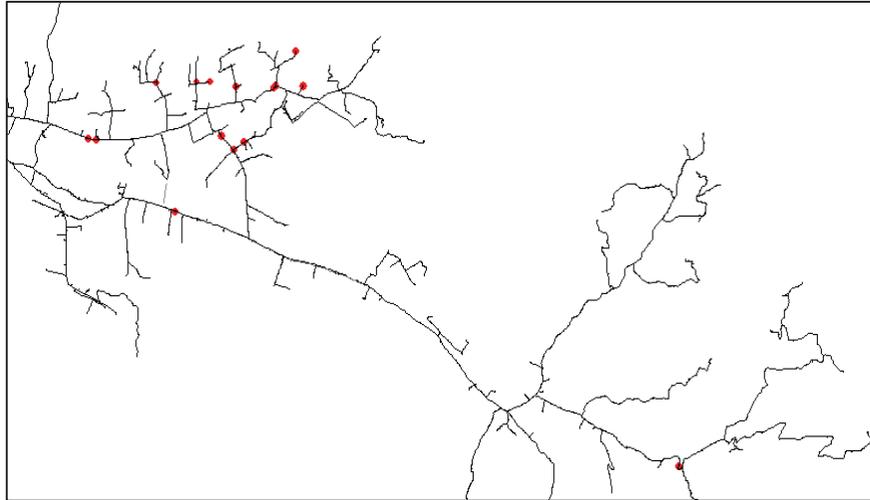


Figura 5-28: Localización de fallas por caída de árboles.

Los equipos operados por interrupciones en el sistema eléctrico debido a temporales o vientos fuertes, se distribuyen de la siguiente forma en el alimentador:

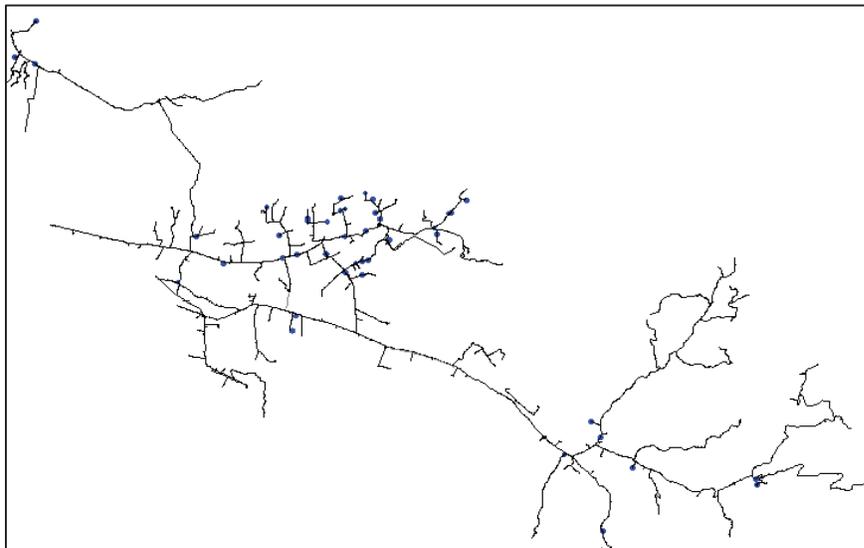


Figura 5-29: Localización de fallas por temporal o viento fuerte.

Las interrupciones originadas por caídas de ganchos o ramas se localizan dentro del alimentador de la siguiente forma:

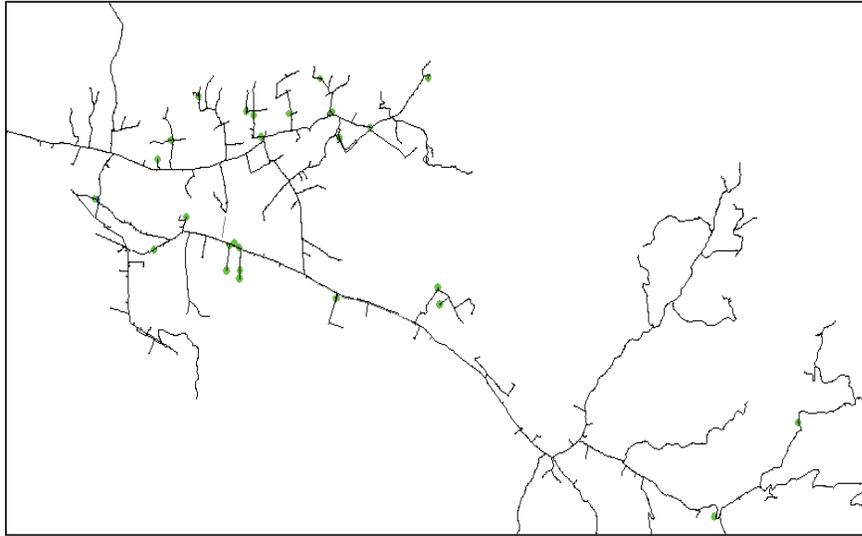


Figura 5-30: Localización de fallas por caída de ganchos o ramas.

Las interrupciones ocasionadas por el desequilibrio de cargas se encuentran zonificadas de la siguiente forma:

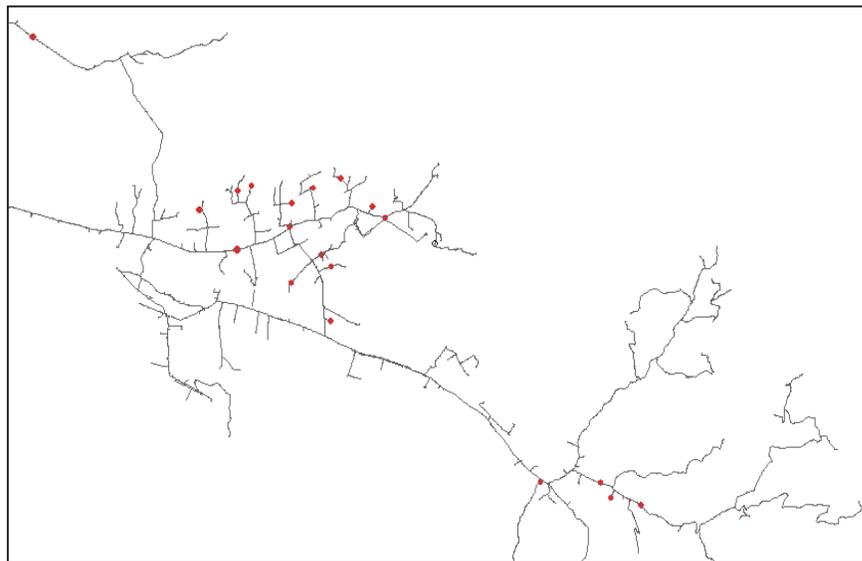


Figura 5-31: Localización de fallas por desequilibrio de cargas.

La mayor parte de los equipos de protección que operan por envejecimiento de materiales, se encuentran operando de la siguiente forma dentro del alimentador:



Figura 5-32: Localización de fallas por envejecimiento de materiales.

Las interrupciones en el alimentador debido a choque de vehículo a tirante se distribuyen de la siguiente forma dentro de la red de Olmué:

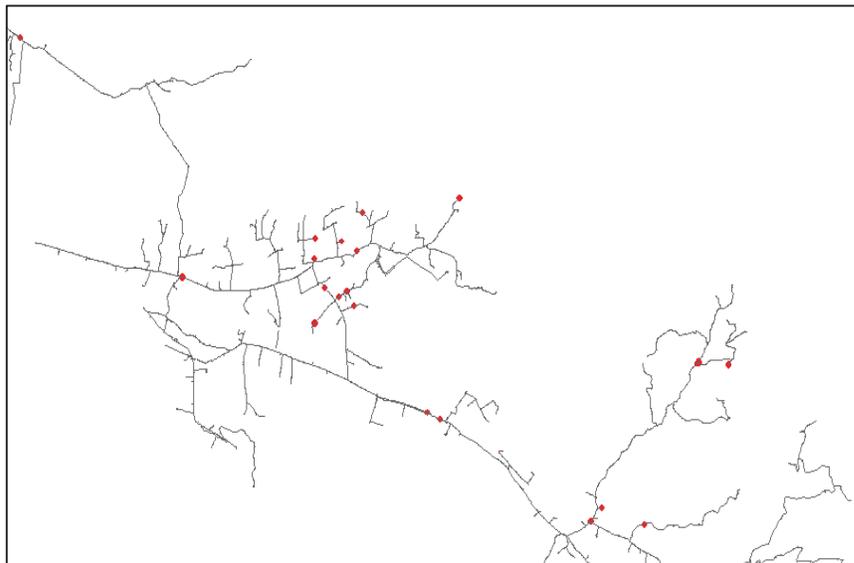


Figura 5-33: Localización de fallas por choque de vehículo a tirante.

En la siguiente imagen se observa como han actuado los equipos de protección en los últimos tres años, dentro del alimentador por interrupciones debido a choque de vehículo a poste.

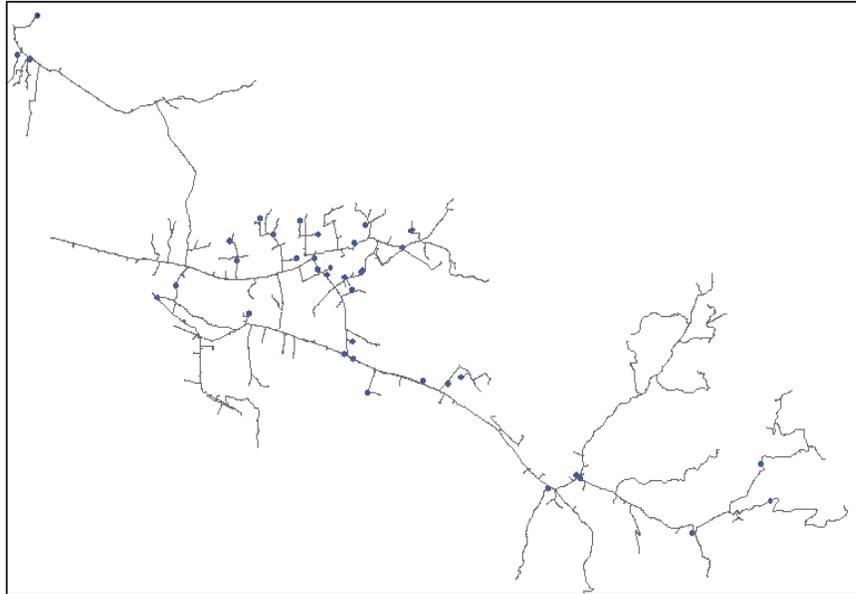


Figura 5-34: Localización de fallas por choque de vehículo a poste.

En la siguiente figura, se observan los equipos operados por movimientos telúricos, dentro de los últimos años:

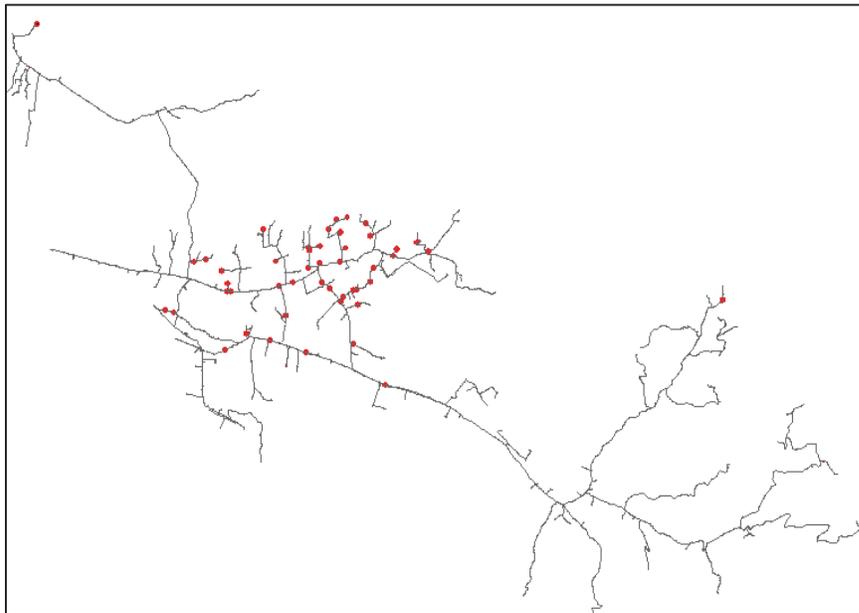


Figura 5-35: Localización de fallas por movimientos telúricos.

Como se sabe, la caída de rayos no es una interrupción muy frecuente. A continuación, se observan los equipos operados por este tipo de fallas:



Figura 5-36: Localización de fallas por descargas eléctricas.

Las interrupciones en el alimentador debido a que el cliente efectúa poda propia indebida se distribuyen de la siguiente forma dentro de la red de Olmué:

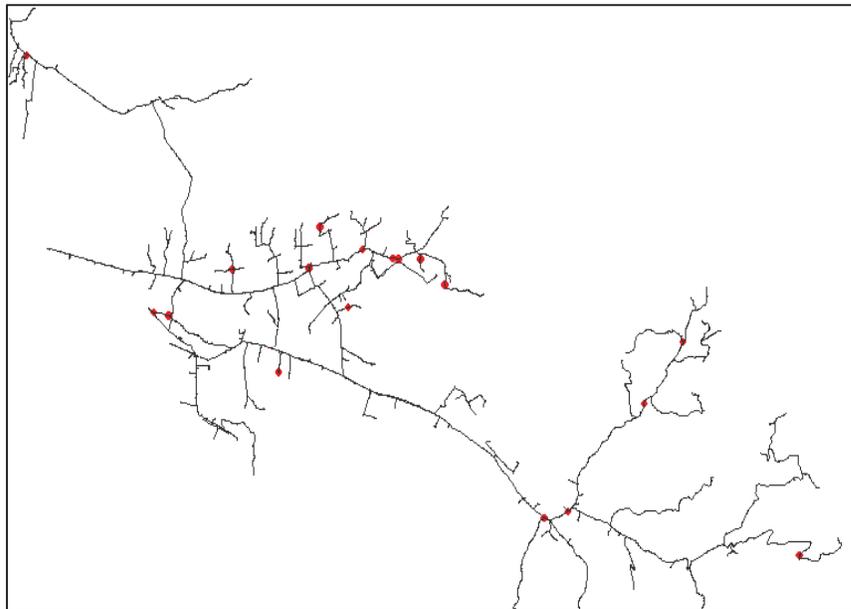


Figura 5-37: Localización de fallas por cliente efectúa poda propia indebida.

A continuación, se presentan los equipos operados a causa de interrupciones por daño debido a faena en propiedad particular, localizados en el alimentador:

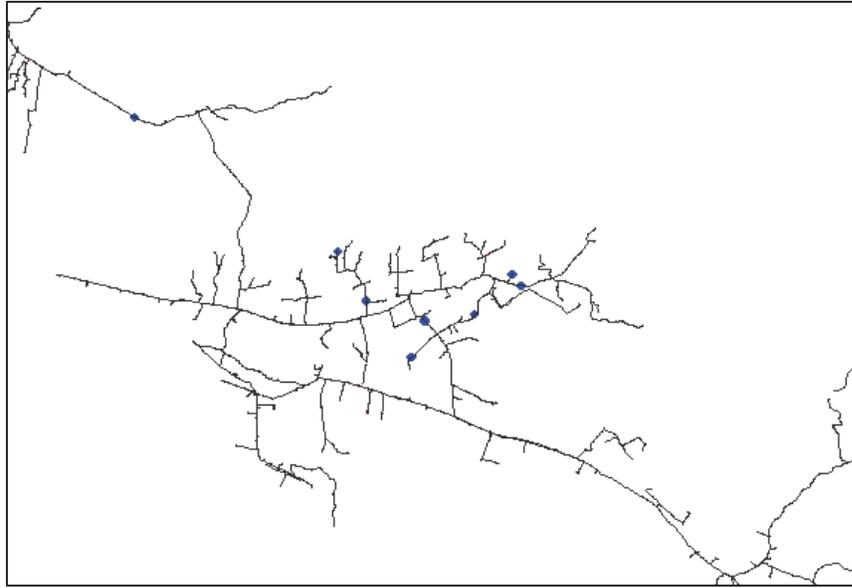


Figura 5-38: Localización de fallas por daño debido a faena en propiedad particular.

La figura mostrada a continuación, representa los equipos que han operado a causa de que la municipalidad no efectúa poda o no la permite:

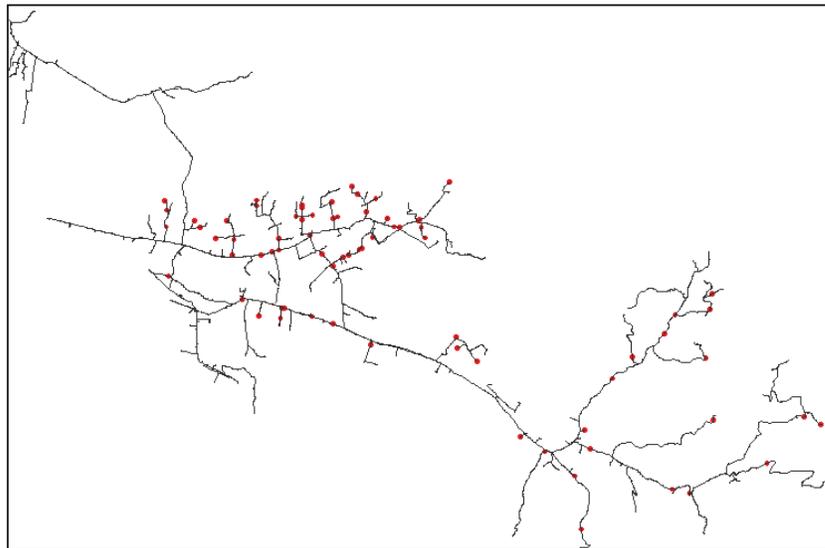


Figura 5-39: Localización de fallas por municipalidad no efectúa poda propia indebida,

5.3 Análisis de Costos de Fallas

A continuación, se realizará un análisis de costos, en el cual se han seleccionado las interrupciones más influyentes sobre los índices de confiabilidad, y a su vez las causales que tienen más probabilidad de ocurrencia y que afectan al alimentador.

Para esto, se consideraron dos casos diferentes, el primero consiste en evaluar el costo de falla en una ocasión normal, es decir, considerando solo 3 horas de interrupción de suministro y a la vez tomando en cuenta que solo el sistema de distribución de baja tensión ha sido afectado; el segundo caso considera 6 horas de interrupción de suministro eléctrico y además estima que han sido afectadas las líneas de distribución de baja y media tensión.

La valorización se ha realizado en UF principalmente y posteriormente pasada a peso.

En la Figura 5-40, se observan los costos de fallas en un caso normal, con las condiciones mencionadas anteriormente.

Las interrupciones en rosa representan las fallas internas y las interrupciones en celeste representan las fallas externas.

Interrupciones	Costo de Falla		Costo de reposición		Total
	Energía no suministrada (3 horas)	Pérdida de material	Nueva instalación o reparación	Poner en operación el sist.	
Municipalidad no efectúa poda propia o no la permite	0,820	22,22	33,33	3,333	59,703
Temporal o viento fuerte	0,833	22,22	33,33	3,333	59,716
Envejecimiento de materiales	0,909	18,52	27,78	2,778	49,987
Caída de árbol	1,259	22,22	33,33	3,333	60,142
Cliente efectúa poda propia indebida	0,906	22,22	33,33	3,333	59,789
Desequilibrio de cargas	0,750	7,41	11,115	1,1115	20,386
Caída de gancho o rama	1,060	22,22	33,33	3,333	59,943
Choque de vehículo a tirante	1,118	7,41	11,115	1,1115	20,755
Choque de vehículo a poste	0,929	33,33	49,995	4,9995	89,253
Descarga eléctrica (Rayo)	1,568	33,33	49,995	4,9995	89,893
Movimientos telúricos	0,965	7,41	11,115	1,1115	20,602
Daño debido a faena en propiedad particular	1,075	22,22	33,33	3,333	59,958
Valor UF	12,192	240,73	361,095	36,1095	650,127
Valor \$	\$ 326.529,00	\$ 6.447.165,86	\$ 9.670.748,79	\$ 967.074,88	\$ 17.411.518,54

Figura 5-40: Costos de las interrupciones en un caso normal (3 h).

Como se observa, es claro que las interrupciones que significan más costos para la empresa son: “choque de vehículo a poste”, “descarga eléctrica (rayo)” con un costo cercano a las 90 UF, ya que los daños al sistema son elevados y por lo tanto los costos de reparación y de materiales suben.

Esto se debe, a que, en los casos mencionados anteriormente, los equipos quedan dañados, por lo cual hay que en su generalidad cambiarlos, lo cual eleva los costos y las horas de trabajo, además se requiere maquinaria para reponer los equipos y/o más personal en terreno.

A continuación, en la siguiente Figura 5-41, se observan los costos de las interrupciones para un caso crítico, donde las causas de falla en color en rosa representan las fallas internas y las interrupciones en celeste representan las fallas externas:

Interrupciones	Costo de Falla		Costo de reposición		Total
	Energía no suministrada (6 horas)	Pérdida de material	Nueva instalación o reparación	Poner en operación el sist.	
Municipalidad no efectúa poda propia o no la permite	51,098	38,885	58,328	5,8328	154,144
Temporal o viento fuerte	172,010	38,885	58,328	5,8328	275,055
Envejecimiento de materiales	24,194	32,41	48,615	4,8615	110,081
Caída de árbol	154,549	38,885	58,328	5,8328	257,595
Cliente efectúa poda propia indebida	21,720	38,885	58,328	5,8328	124,765
Desequilibrio de cargas	9,409	12,9675	19,451	1,9451	43,773
Caída de gancho o rama	9,409	38,885	58,328	5,8328	112,455
Choque de vehículo a tirante	223,888	12,9675	19,451	1,9451	258,251
Choque de vehículo a poste	179,879	58,3275	87,491	8,7491	334,447
Descarga eléctrica (Rayo)	276,636	58,3275	87,491	8,7491	431,204
Movimientos telúricos	188,743	12,9675	19,451	1,9451	223,107
Daño debido a faena en propiedad particular	119,656	38,885	58,328	5,8328	222,701
Valor UF	1431,194	421,2775	631,916	63,1916	2547,579
Valor \$	\$ 38.329.838,40	\$ 11.282.540,26	\$ 16.923.810,39	\$ 1.692.381,04	\$ 68.228.570,09

Figura 5-41: Costos de las interrupciones en un caso crítico (6 h).

En la imagen anterior, se aprecia como los costos totales para la reparación de estas fallas han aumentado considerablemente en 1898 UF, ya que como se recaló anteriormente se consideran que las fallas han afectado a las líneas de media y baja tensión, por lo cual los costos de poner en operación el sistema y reparación de la instalación aumentan.

Entre las causales más costosas, destacan las mismas que para un caso normal, en esta ocasión “choque de vehículo a poste” tiene un costo de 334 UF y “descarga eléctrica (rayo)” tiene un costo cercano a 431 UF.

En estos casos críticos, donde se ven afectadas las líneas de media tensión, la situación se encarece considerablemente, ya que los daños son superiores, y no solo monetariamente, ya que al aumentar los tiempos de reparación y la cantidad de clientes afectados los índices de confiabilidad disparan.

Es importante destacar, que los costos anteriores son equivalentes a cada vez que ocurre una falla, por lo tanto, para fallas recurrentes la distribuidora debe desembolsar mucho más, como en el caso de “municipalidad no efectúa poda o no la permite” esta tiene una probabilidad de ocurrencia cada 22 días, es decir que todos los meses la empresa debe concurrir a reparar las líneas por esta interrupción en el sistema.

5.4 Plan de Mantenimiento Preventivo

Este mantenimiento preventivo va principalmente enfocado en mejorar los niveles de confiabilidad, seguridad y disponibilidad; mediante la utilización de técnicas que permitan eliminar fallas tanto crónicas como potenciales. Por lo tanto, se va realizar este tipo de mantenimiento solo donde las consecuencias de fallas sean influyentes en el sistema, es decir, en aquellas consecuencias de fallas cuyos índices afectan mayormente a la red.

Plan de mantenimiento

Es importante mencionar, que el plan de mantenimiento propuesto a continuación, es genérico para los diferentes alimentadores, pero basado en las principales causas de fallas encontradas anteriormente, de esta forma, si el alimentador estudiado se encuentra bajo las mismas condiciones o similares este puede ser aplicado.

Mantenimiento del área de servidumbre:

Una de las principales causas de falla en el sistema, es debido a las malas prácticas, ya sea realizada por la municipalidad o por entidades particulares, en las cuales no se efectúan las podas apropiadas en la temporada correcta. Esto genera que, en la época invernal, donde se efectúan fuertes lluvias y ráfagas de viento las ramas y árboles cesen sobre las líneas de baja y media tensión, interrumpiendo el suministro eléctrico, en consecuencia, afectando los índices de confiabilidad.

Por lo tanto, para prevenir todas estas fallas, es importante verificar que la franja de seguridad eléctrica se encuentre limpia, según la normativa establecida los árboles existentes, solo pueden estar a una altura de 4 metros si se encuentran bajo la línea, y a una altura de no más de 5 metros si se encuentran a un lado y la empresa es responsable de mantener la franja de servidumbre.

Los pasos a seguir son: realizar una limpieza del área de servidumbre anualmente, y antes de invierno, donde las lluvias se intensifican, por lo tanto, existe mayor probabilidad de que las ramas y árboles caigan sobre las líneas, más aún en zonas rurales.

En consecuencia, es necesario podar árboles, cortar malezas, arbustos y todo tipo de vegetación la cual pueda interferir en el funcionamiento de las líneas.

No es necesario limpiar el ciento por ciento del área de servidumbre, sino que los trabajos se deben enfocar en la limpieza de aquellas zonas en las cuales es difícil el desplazamiento a pie, lo cual puede dificultar el monitoreo futuro de las líneas.

En todos los circuitos eléctricos, se deben eliminar todos los elementos externos, tales como: nidos de pájaros, colmenas, hormigueros o basuras que se encuentren adheridos a los postes, crucetas, aisladores y en conductores.

Termografía:

Dentro de las fallas que afectan el alimentador está, desequilibrio de cargas y envejecimiento de materiales, ambos factores pueden ser monitoreados mediante un análisis de calor, ya que los principales factores por los cuales se producen desviaciones en la temperatura son:

- Cargas desequilibradas
- Armónicos (tercer armónico en corriente en el neutro)
- Sobrecarga en los sistemas
- Las conexiones sueltas o con corrosión han aumentado la resistencia del circuito
- Avería del aislamiento
- Avería de componente
- Fallos del cableado

El objetivo de aplicar la termografía, es realizar mediciones del calor emitido por los elementos de la instalación eléctrica. Como esto se realiza a distancia y sin contacto, permite realizar inspecciones en instalaciones de baja, media y alta tensión con mayor seguridad.

Con la cámara termográfica el técnico de mantenimiento va a poder examinar cada uno de los elementos que componen el sistema de distribución eléctrica en busca de patrones de calentamiento, lo cual le va a permitir detectar y resolver un posible problema antes de que dé lugar a un fallo o interrupción en la línea.

Los resultados permiten detectar temperaturas de funcionamiento elevadas, conexiones sueltas o deterioradas, descompensación de fases (circuitos sobrecargados, desequilibrios de cargas), mal aislamiento y/o interruptores defectuosos. Lo principal, es que esta inspección se realice durante los periodos de alta demanda del sistema, para tener datos más certeros y así detectar el grado de urgencia de reparación de las líneas. [22]

Por lo tanto, es crucial realizar una inspección termográfica, ya que de esta forma se pueden reponer los elementos antes que estos cumplan su vida útil (fallas por envejecimiento de materiales) o que fallen, además permite evitar cortes por desequilibrio de cargas, circuitos sobre cargados. En consecuencia, esto se debe realizar al menos una vez al año, o cada vez que se reestructuren las líneas, se agreguen más cargas a los circuitos, etc., para monitorear su correcto funcionamiento.

La termografía se debe realizar en:

- Distribución eléctrica (trifásica)
- Cajas de fusibles
- Cables y conexiones
- Relés/Interruptores
- Aislantes
- Condensadores
- Interruptores automáticos
- Controladores
- Transformadores

- Termografía de los terminales Premoldeados y conexiones
- Verificación del nivel de asilamiento de los tramos de cable
- Medida de los sistemas de Puesta a Tierra

Utilización de Pararrayos

Dentro de las causales de fallas en el alimentador de Olmué, se encuentran las descargas eléctricas, si bien son causas que no ocurren habitualmente, cuando estas se producen originan grandes daños en las líneas. Al impactar el rayo, se producen corrientes y voltajes extremadamente altos y en pocos milisegundos, desprendiendo una energía térmica que puede llegar a ser superior a los 8.000 grados sobre la línea, produciendo daño en los equipos, incluso pueden llegar a quemarse.

La mayor parte de los sistemas eléctricos están dotados de medidas de seguridad para evitar cortocircuitos y descargas eléctricas a las personas. Los cuadros eléctricos suelen disponer de protecciones, como los interruptores automáticos, magneto-térmicos y diferenciales, que protegen la instalación contra deficiencias en la línea. Sin embargo, los elementos de protección convencionales no son capaces de evitar las consecuencias de las sobretensiones transitorias, ya que su activación es mucho más lenta que el pico de tensión que se produce.

En consecuencia, las líneas de alta tensión tienen incluido en el diseño un cable de guarda, el cual está diseñado para recibir descargas eléctricas y así proteger el sistema. En cambio, en las líneas de baja y media tensión, se recurre a pararrayos.

Los pararrayos son una ayuda esencial para la coordinación del aislamiento del sistema eléctrico, ya que los quipos pueden ser protegidos no solo contra descargas atmosféricas, si no por sobretensiones de maniobras.

Estos elementos, son muy útiles, ya que además de ser efectivos, tienen un tiempo de vida de aproximadamente 20 años y es difícil que se averíen.

Cabe mencionar, que, si la causalidad de interrupción eléctrica en el sistema se debe a rayos, y ha ocurrido más de dos veces en el mismo lugar, es necesario la implementación de pararrayos.

Otras soluciones:

Ante las diferentes fallas en el sistema, se han propuesto diferentes soluciones más específicas:

Aislamiento de conductores:

El aislamiento de los conductores se puede lograr de diferentes maneras, una de ella es reemplazar el cable desnudo por cable trenzado, esto en baja tensión permite proteger los conductores ante los siguientes fenómenos:

- Choque entre conductores debido a movimiento telúricos
- Evita que la caída de las ramas sobre los conductores produzca que estos se toquen o se corten.
- Al ser recubiertos, evita que las aves sufran electrocución.
- En caso que se encuentren en zonas costeras, evita la corrosión de lo mismo.
- Evita que elementos externos como volantines, bolsas quedan atrapados entre los cables, además evita que estos se toquen debido a pelotazos.

Otra forma de aislar los conductores, es usar fundas o cobertores para conductores; esto es usado generalmente en media tensión, ya que evita:

- Choque entre conductores ocasionados por malas maniobras, movimientos telúricos, pelotazos, eventos externos.
- Aísla los conductores de los árboles, ya que generalmente en la ciudad estos no son podados e interfieren con las líneas.
- Permite aislar la zona de trabajo.

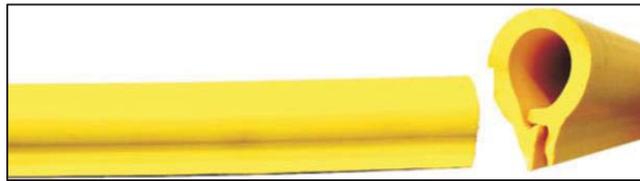


Figura 5-42: Cobertor para conductores. (Internet)

Utilización de disuasores en crucetas:

Los disuasores se ponen en las crucetas, para evitar que las aves se posen sobre estas, de esta forma evitar que se electrocuten al hacer contacto fase-tierra, que hagan nidos y contaminen y dañen los elementos por excretas.

Hay diferentes tipos de disuasores, entre ellos está las abrazaderas en peine sobre la cruceta, varillas blancas verticales, y otros.



Figura 5-43: Abrazaderas en peine sobre cruceta. (Internet)



Figura 5-44: Varillas blancas verticales sobre la cruzeta. (Internet)

Utilización de espirales de polipropileno:

Estos evitan el choque de aves contra los conductores y a la vez evita que estos choquen entre ellos ante diferentes eventos, como los ya mencionados anteriormente.

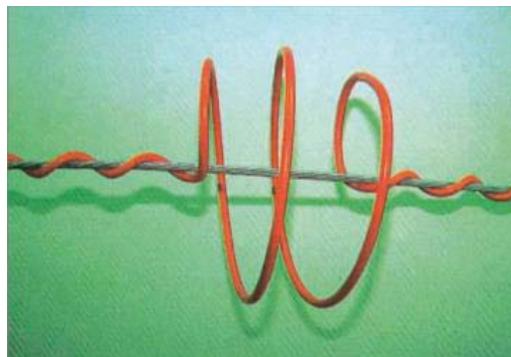


Figura 5-45: Espiral de polipropileno sobre conductor. (Internet)

Limpieza de aisladores:

Esto se puede realizar con chorro de agua, el cual permite eliminar el polvo acumulado, y sacar la contaminación que estos tengan debido a que en ocasiones las líneas se encuentran en zonas de faena o industriales.

La limpieza con chorro de agua desmineralizada se hace con el circuito energizado y con una presión tal que sea suficiente para desprender el polvo y las sustancias conductoras que se hayan depositado sobre los aisladores.

5.4.1 Evaluación del plan de mantenimiento en el alimentador de Olmué

El objetivo principal de este apartado, es mostrar cómo afecta a los índices de confiabilidad aplicar, las diversas técnicas de mantenimiento mencionadas anteriormente, y en qué zonas deben ser aplicados.

Mantenimiento del Área de Servidumbre

Las principales causales de fallas que están relacionadas con la falta de mantenimiento en el área de servidumbre son:

- Caída de gancho o rama
- Caída de árboles
- Municipalidad no efectúa poda o no la permite
- Cliente efectúa poda propia indebida
- Temporal o viento fuerte

Estas causalidades están directamente relacionadas con factores ambientales, ya que como se ha mencionado anteriormente, es en época invernal donde se producen la mayor cantidad de interrupciones en las líneas debido a factores que interfieren con la franja de servidumbre.

Por lo tanto, a continuación, se observa una imagen, en la cual se pueden ver el número de interrupciones efectuadas, separadas por meses del año para cuatro tipos de fallas diferentes:

Tabla 5-4: Frecuencia mensual de interrupciones.

Causas de falla	Enero	Febr.	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agt.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
Caída de gancho o rama	3	1	0	2	6	1	3	2	1	5	4	3
Caída de árbol	2	0	2	0	1	1	9	1	0	0	0	1
Municipalidad no efectúa poda o no la permite	10	9	6	5	5	6	9	9	3	25	13	18
Cliente efectúa poda propia indebida	0	0	3	0	3	2	6	2	1	2	0	1
Temporal o viento fuerte	2	0	1	3	7	3	10	33	1	5	1	0

Es importante destacar que el periodo considerando es, entre el año 2014 y 2016.

Como se puede ver, la mayoría de las causas son en los meses de invierno, exceptuando las causas de “municipalidad no efectúa poda o no la permite”, ya que afectan otros factores, debido a que se desconoce el tiempo en el cual no se han realizado podas.

A continuación, se muestra la variación de los índices de confiabilidad, al aplicar una poda correspondiente anual y evitar esas fallas:

Tabla 5-5: Índices de confiabilidad con mantención en franja de servidumbre.

Causas de interrupciones	2014		2015		2016	
	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI
Caída de gancho o rama	7,9	3,16	18,78	2,72	14,2	2,59
Caída de árbol	-	-	16,79	2,09	14,39	2,6
Municipalidad no efectúa poda/no la permite	6,77	2,58	17,05	2,27	13,78	2,38
Cliente efectúa poda propia indebida	7,79	3,12	19,32	2,8	14,55	2,59
Temporal o viento fuerte	7,32	2,88	11,75	2,51	8,88	1,94

En la tabla, se observa el índice de confiabilidad anual del alimentador de Olmué, considerando que se ha evitado que se efectúen las interrupciones señaladas, además cabe destacar que el índice mostrado solo considera las causas internas del alimentador.

También es importante mencionar, que las interrupciones debido a temporal o viento fuerte, no pueden ser prevenidas en un ciento por ciento, ya que hay otros factores que se ven involucrados, tales como, deslizamiento de terreno, choque entre conductores debido a la velocidad del viento, objetos que hacen interferencia con la línea, etc... Por lo tanto, solo se consideró que el 30% de las causas de “temporal o viento fuerte” pueden ser mejoradas gracias a la mantención de la franja de seguridad, es decir que los valores que se observan están multiplicados por un factor de 0,3.

Para verificar esta información, en la siguiente gráfica se observa la localización de fallas debido a: “caída de árbol”, “caída de gancho o rama” y “temporal o viento fuerte”:

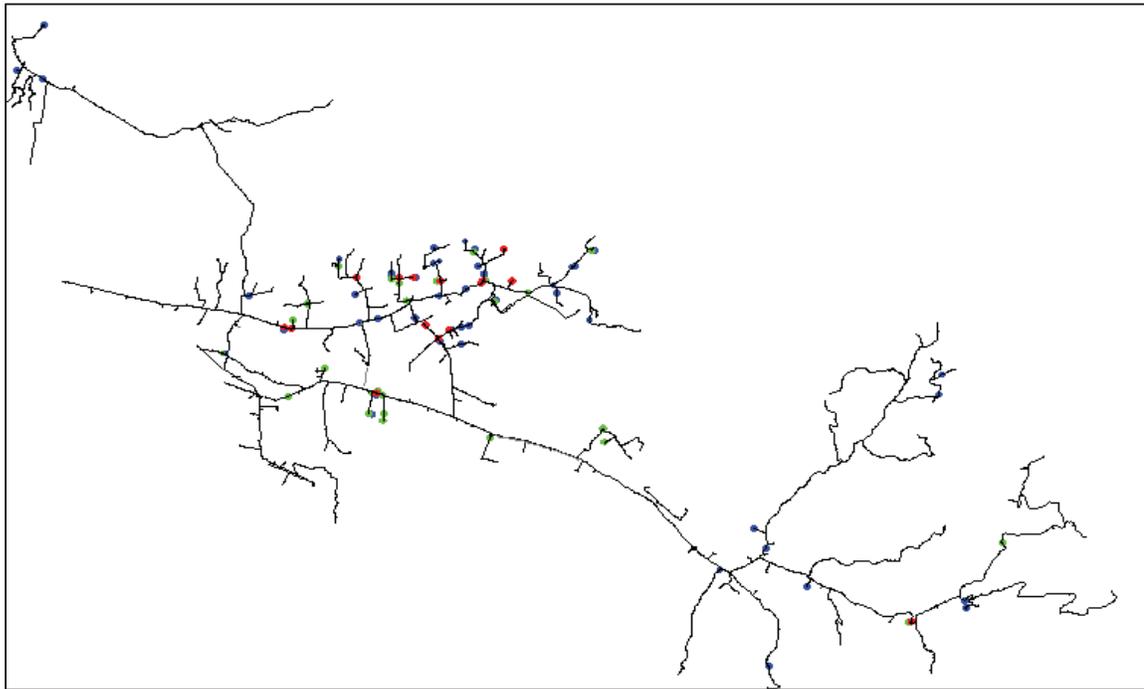


Figura 5-46: Localización de fallas por temporal, caída de árboles y ramas alimentador de Olmué.

Es importante mencionar, que los puntos en color rojo representan las interrupciones debido a caída de árboles, los puntos verdes a caída de ganchos o ramas y los azules representan las fallas debido a temporal o vientos fuertes.

Como se puede verificar, la mayor parte de las interrupciones se concentran en la zona baja de Olmué, por lo tanto, es ahí donde se debe reforzar la limpieza de la zona de servidumbre. En las zonas que se presentan eventos aislados, se pueden implementar cobertores de conductores.

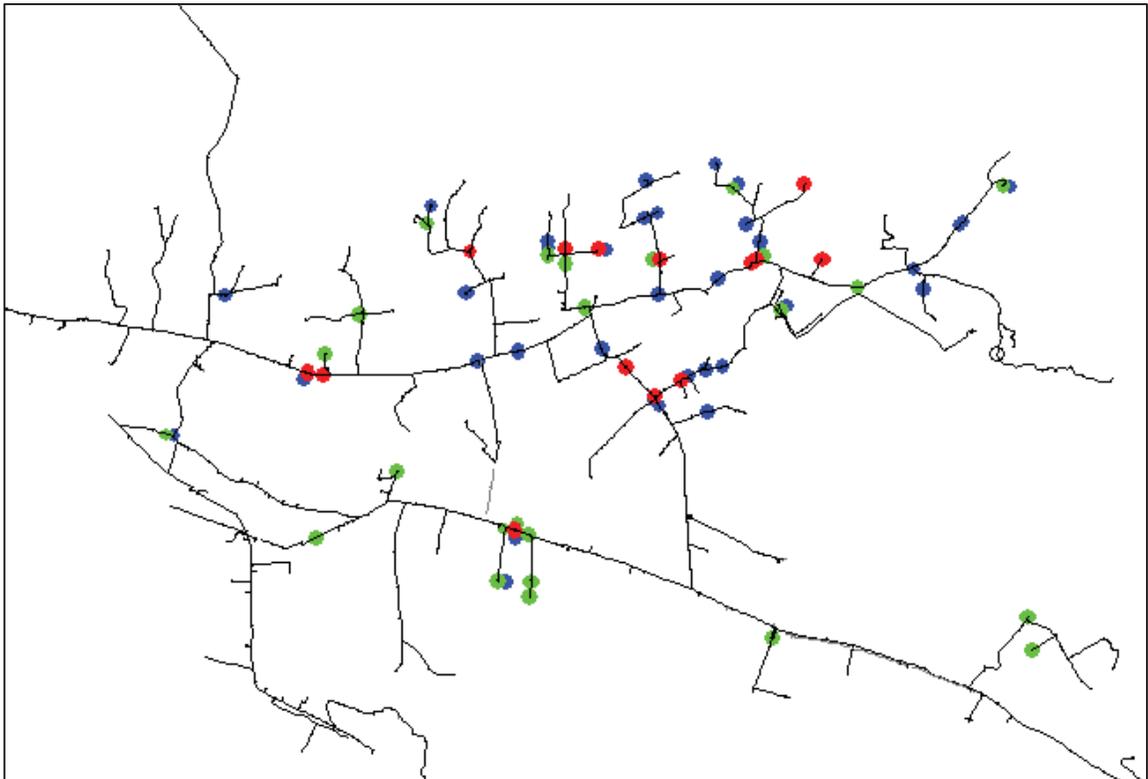


Figura 5-47: Zoom localización de fallas por caída de árboles, ramas y temporales.

La Figura 5-47, reafirma la suposición realizada con respecto a los temporales, ya que como se puede observar, las fallas atribuibles a temporales se encuentran cerca de las zonas donde comúnmente se producen fallas por caída de árboles o ramas, por lo tanto, es necesario reforzar esa área.

A continuación, se observa una gráfica, la cual muestra la variación de los índices anuales de confiabilidad del alimentador de Olmué si se aplica la mantención:

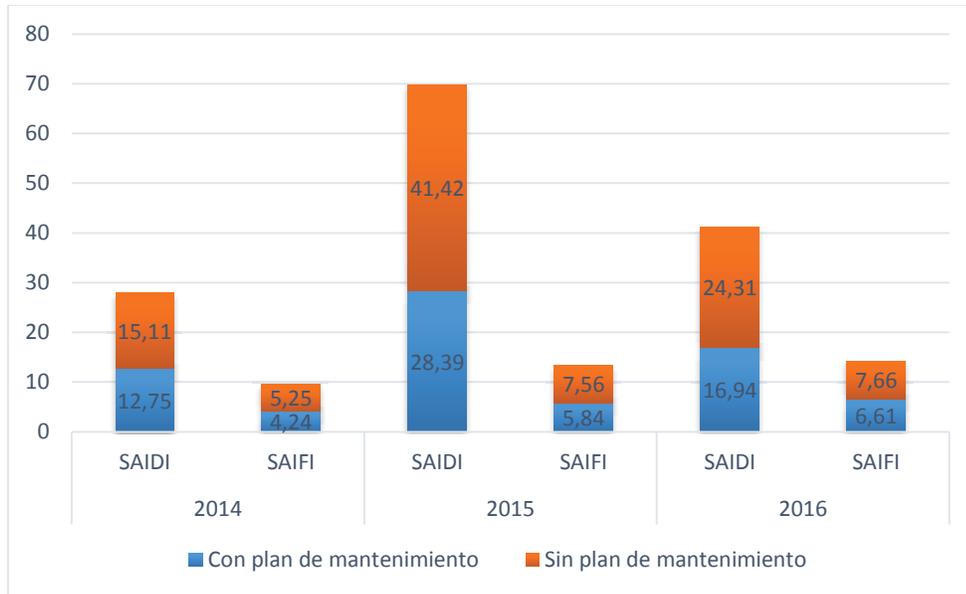


Figura 5-48: Índices de confiabilidad con y sin mantenimiento en área de servidumbre.

El año 2014, el índice SAIDI se redujo en un 15,6% si se aplica el plan de mantenimiento, el año 2015 el SAIDI se reduce en 31,5% al aplicar el plan establecido y el año 2016 el SAIDI se reduce en 17%, como se puede observar, los índices SAIDI disminuyeron en más de un 10% lo cual es muy positivo.

Por otro lado, el año 2014, el índice SAIFI se redujo en un 19,2%, para el año 2015 se reduce en un 22,8% y finalmente el año 2016 el SAIFI se reduce en aproximadamente un 5%.

Los nuevos valores obtenidos, son muy favorables, ya que son obtenidos si se aplica solo una parte del plan de mantenimiento.

Realización Estudio Termográfico

Las principales causas, las cuales pueden ser evitadas o corregidas mediante un estudio termográfico son:

- Envejecimiento de materiales
- Desequilibrio de cargas

En el caso de que los componentes estén cerca de su vida útil, mediante el estudio termográfico, estos pueden ser cambiados antes de que dejen de funcionar. Lo mismo ocurre con el desequilibrio de cargas, ya que puede ser corregido siempre que el estudio se realice en los horarios punta, donde la red se encuentra funcionando en su totalidad.

A continuación, se observan los índices de confiabilidad, considerando que se ha logrado evitar las fallas producto de las causales ya mencionadas:

Tabla 5-6: Índices de confiabilidad con mantención termográfica.

Causas	2014		2015		2016	
	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI
Desequilibrio de cargas	7,92	3,16	19,18	2,70	14,45	2,51
Envejecimiento de materiales	7,26	2,91	18,86	2,63	14,01	2,41

Es importante, localizar donde el desequilibrio de cargas y el envejecimiento de materiales afecta al alimentador, de esta forma, al momento de realizar la planificación del mantenimiento, enfocar los trabajos en las áreas más afectadas.

En la Figura 5-49 se evidencian las zonas donde han operado los equipos al momento de ocurrir interrupciones por envejecimiento de materiales y por desequilibrio de cargas.

Cabe destacar, que los puntos en rojo representan los equipos operados debido al desequilibrio de cargas en la red y los puntos verdes representan los equipos operados a causa del envejecimiento de los materiales.

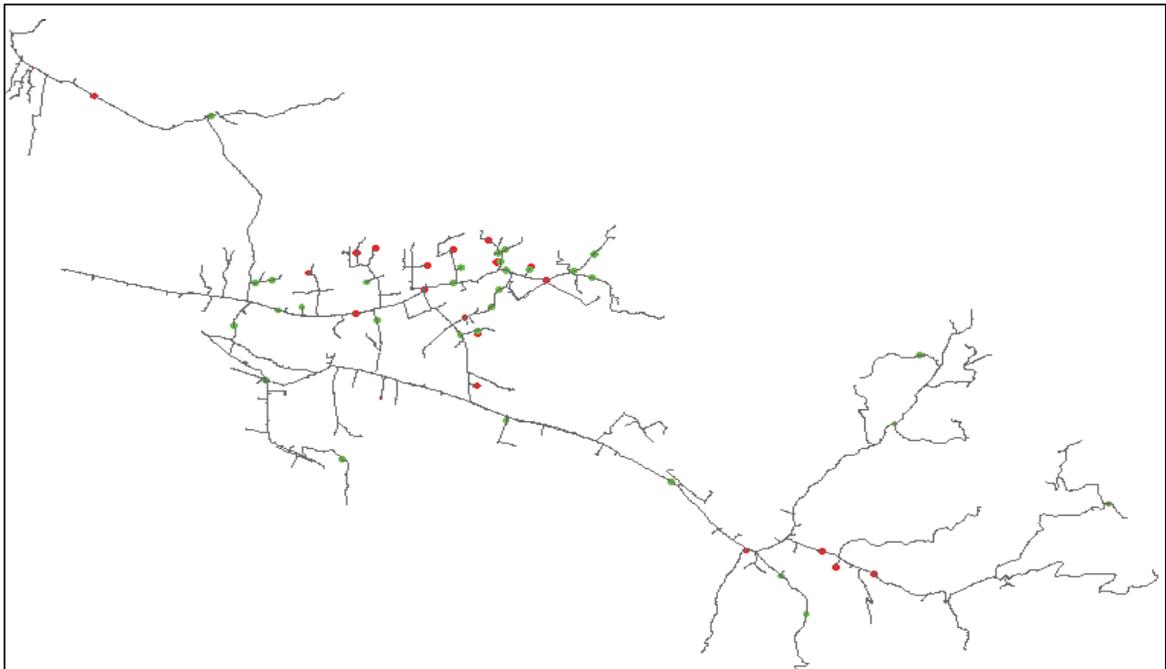


Figura 5-49: Localización de fallas por desequilibrio de cargas y envejecimiento de materiales.

La población, se encuentra mayormente concentrada en la zona baja de Olmué, es por el mismo motivo, que la mayor parte de las interrupciones se originan en esa zona, además es una zona en expansión donde es más común que se efectúen desequilibrio de cargas.

En la siguiente gráfica, se muestran la variación que han tenido los índices, cuando se aplica el plan de mantenimiento termográfico, considerando que ha logrado evitar que se produzcan las fallas por envejecimiento de materiales y desequilibrio de cargas:

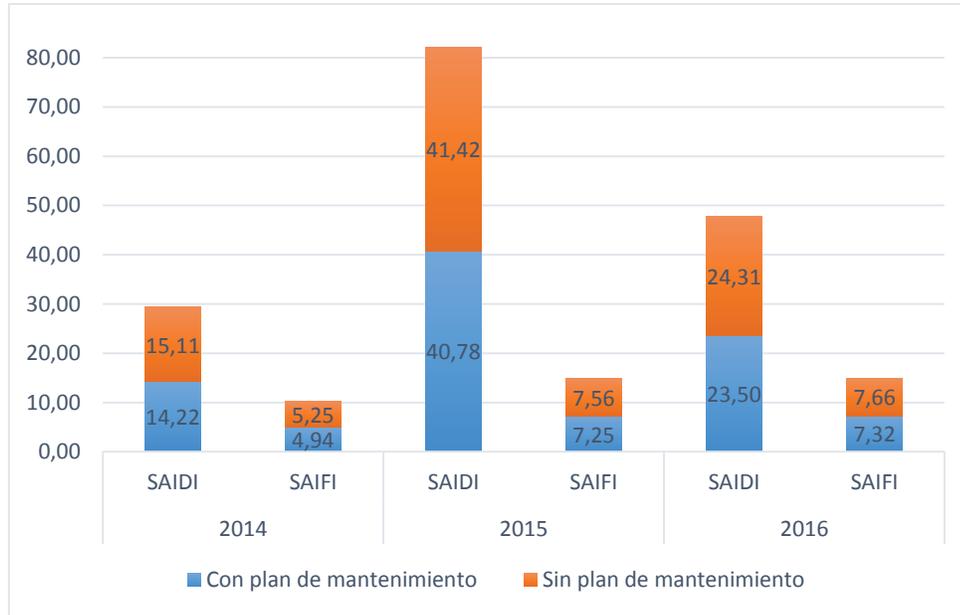


Figura 5-50: Índices de Confiabilidad con y sin mantenimiento termográfico.

Para el año 2014, el índice de confiabilidad SAIDI se redujo en un 6%, el año 2015 se redujo en 1,5% y finalmente el año 2016 disminuye en 3,3%.

En el caso del índice SAIFI, El año 2014 este ha disminuido en un 6%, para el año 2015 en un 4,1% y finalmente, el año 2016 disminuye en un 4,4%.

Implementación de Pararrayos

Para la implementación de pararrayos es importante conocer las condiciones climatológicas (conocer el nivel cerámico) de la zona a estudiar, y tener un histórico de causas por caída de rayos, ya que esto permite anticiparse a las posibles fallas y preparar las líneas.

La utilización de pararrayos también puede proteger a las líneas de sobretensiones por maniobra, por lo tanto, se considerará que cierto porcentaje de las causas de fallas por “operación (maniobra) en media tensión” son debido a que los equipos operan por sobretensiones.

En la siguiente tabla, se observan los índices de confiabilidad, para los años 2014, 2015 y 2016 en el caso que se implementarán pararrayos en las líneas afectadas. Además, cabe destacar que estos índices solo son considerando eventos clasificados como fuerza mayor.

Tabla 5-7: Índices de confiabilidad con implementación de pararrayos.

Causas	2014		2015		2016	
	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI
Descarga atmosférica (rayo)	-	-	16,73	3,72	7,09	4,04

A continuación, se observa en la tabla, los índices de confiabilidad para las causas de fallas originadas por operaciones (maniobra) en media tensión, considerando que el 50% de ellas son provocadas por sobretensiones; tomando en cuenta que se aplicaron pararrayos.

Tabla 5-8: Índices de confiabilidad con implementación de pararrayos para sobretensiones.

Causas	2014		2015		2016	
	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI
Operación (maniobra), media tensión	7,99	3,17	19,14	2,78	14,47	2,59

Los valores mostrados, son solo considerando las fallas clasificadas como internas.

En consecuencia, en la siguiente gráfica, se puede observar cómo puede influir la implementación de equipos de protección contra rayos y sobretensiones en los índices de confiabilidad. En este caso, se consideraron las interrupciones por descargas atmosféricas y operaciones (maniobra) en media tensión.

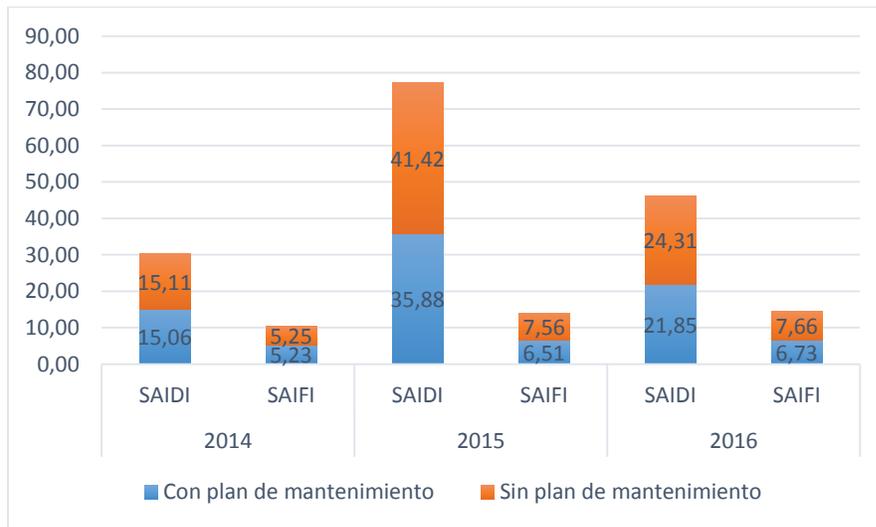


Figura 5-51: Índices de confiabilidad con y sin implementación de pararrayos.

En el año 2014 no existe registro de interrupciones en la línea a causa de descargas atmosféricas, en cambio sí por maniobras en media tensión, el año 2015 se registraron al menos seis fallas por caída de rayos. En consecuencia, ese mismo año, se puede verificar que el haber implementado pararrayos habría disminuido el SAIDI en un 13,4% y el SAIFI en un 13,9%.

Por otra parte, el año 2016 se presentaron al menos dos interrupciones por caída de rayos y muy pocas por sobretensiones, aun así, la confiabilidad se vio afectada, ya que, sin estos eventos, el SAIDI habría disminuido en al menos un 10% y el SAIFI en 12,1%.

La probabilidad de que ocurran descargas atmosféricas es baja, ya que como se revisó anteriormente (ver grafica de Figura 5-21: Probabilidad de funcionamiento del sist. con fallas sobre 5.700 horas de Figura 5-21) después de 330 días las probabilidades de que la línea se vea afectada por un rayo aumenta. Lo cual indica que estas interrupciones tienen un impacto catastrófico en las líneas de distribución, ya que los índices de confiabilidad se ven afectados en gran medida con al menos dos eventos en el año.

El sistema físicamente se deteriora, ya que, al analizar los costos de reparación y reposición de la red (ver Figura 5-41) en caso de una descarga atmosférica, son los más elevados, esto implica que no solo los índices se ven perjudicados, sino que los equipos se dañan parcial o permanentemente lo que requiere una mayor inversión tanto en materiales, equipo técnico, tiempo etc.

Por lo tanto, como se mencionó anteriormente, siempre que las interrupciones por descargas atmosféricas superen el pronóstico de más de dos eventos anuales, es necesario implementar pararrayos, más aún si estos se han presentado en el mismo lugar.

A continuación, se localizan las fallas en el alimentador de Olmué, en rojo se observan las zonas que presentan dos o más interrupciones por caída de rayos y en verde las que solo presentan un evento.

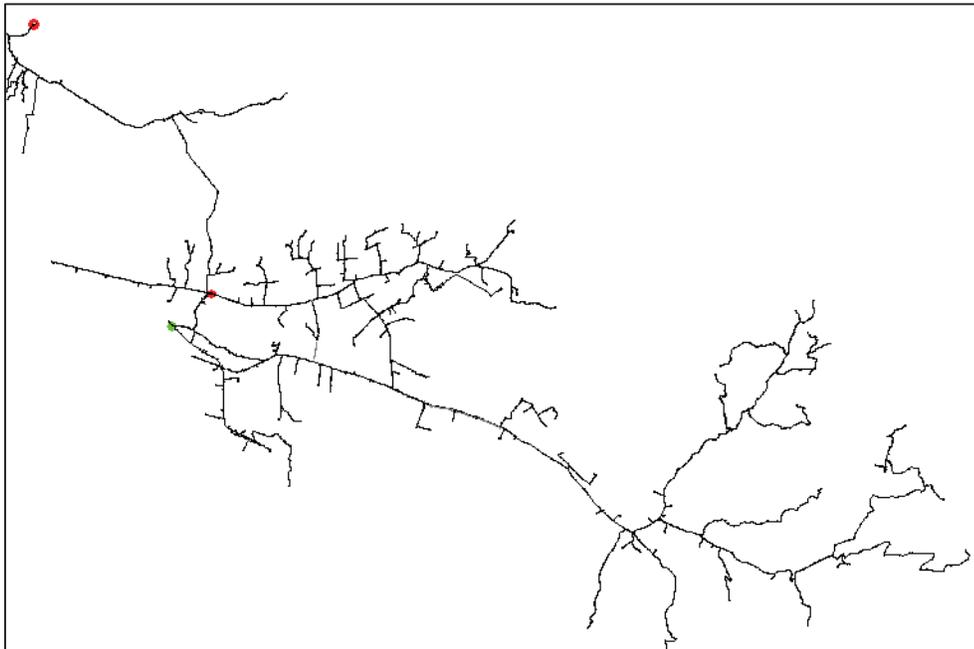


Figura 5-52: Localización de eventos por caída de rayos.

En la siguiente tabla, se observan los equipos que operaron al momento de ocurrir la interrupción, además, el número de fallas y que tipo de equipo es el que operó.

Tabla 5-9: Equipos operados por caída de rayos.

Equipo Operado	N° Fallas	Denominación	Descripción
14042853	2	Rec. Olmué lo gamboa	Reconectador
14043014	5	CLB Cajón San Pedro N°1	Desconectador Cuchilla
123297942	1	Lo Chaparro	Desconectador Fusible

Como consecuencia, se debe implementar pararrayos en la zona de Cajón de San Pedro, ya que, es ahí donde ha ocurrido el mayor número de eventos, y por lo tanto afecta los índices.

Cambio de Ubicación de Postes

Las interrupciones que son originadas por choque de vehículos a postes o a tirantes de estos mismos, son por causas de fuerza mayor, por lo tanto, es difícil evitar que ocurran en su totalidad ya que son eventos fortuitos. Aun así, si estas ocurren reiteradas veces en el mismo lugar, como por ejemplo en curvas muy cerradas, se puede optar por cambiar la postación hacia el lado opuesto de la calle, de esta forma evitar accidentes.

A continuación, se muestra la localización de estas fallas en el alimentador de Olmué, donde los puntos rojos representan la operación de los equipos de protección ante interrupciones debido a choques de vehículos a tirantes, y en azul los equipos que han operado por choques de vehículos a postes.

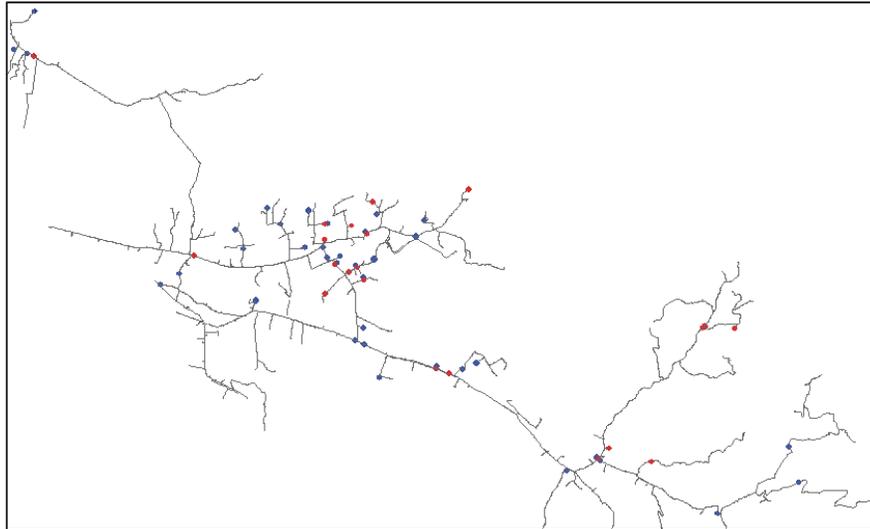


Figura 5-53: Localización de eventos por choque de vehículos a postes y tirantes.

Como se observa, la mayor cantidad de interrupciones se originan por choque de vehículos a postes (puntos azules) y de éstas el 20% se ubica en zonas de carretera alejada de la parte más poblada, mientras que el resto se concentra en la parte baja.

Seguidamente, la siguiente figura, muestra los puntos críticos donde han operado los equipos, es decir, que en rojo está la localización donde han ocurrido más de dos eventos por choque de vehículo a poste y/o tirante, y en azul las zonas donde ha habido solo dos interrupciones.

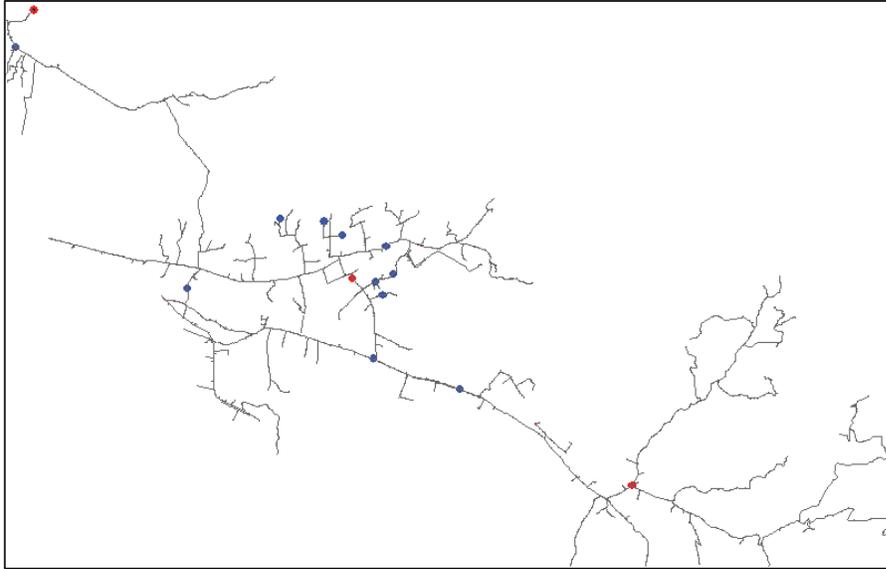


Figura 5-54: Localización de puntos críticos por choque de vehículo a poste y tirante.

Por lo tanto, a continuación, se observan los equipos críticos que han operado más de una vez:

Tabla 5-10: Equipos operados críticos por choque de vehículos a postes y tirantes.

Equipo operado	N° Fallas	Denominación	Falla
14049125	3	Las Palmas	Choque de vehículo a poste
26923718	4	Rec. Olmué	Choque de vehículo a poste
201006330	11	Rec. Narváez Las rosas	Choque de vehículo a poste y tirante
14048271	2	Prot. Sed Juan XXIII Lo Rojas	Choque de vehículo a poste y tirante
14048411	2	Baquedano Balmaceda	Choque de vehículo a poste y tirante
14048523	2	Qda. Alvarado	Choque de vehículo a poste y tirante
27799475	2	Prot. Sed V D Selva	Choque de vehículo a poste y tirante
452099542	2	Sed. Lautaro Lo Narváez Alto	Choque de vehículo a poste y tirante
14049461	2	Las majadas Lo Narváez	Choque de vehículo a poste
28881758	2	Villa primavera Sn. Pedro	Choque de vehículo a poste
38028714	2	La gruta final	Choque de vehículo a poste
257388001	2	Lo Narváez Sta. Regina	Choque de vehículo a poste
273202985	2	HLB Lo Gamboa estero	Choque de vehículo a poste
294274130	2	Prot. Sed Lo Salas	Choque de vehículo a poste

En los primeros tres equipos es necesario realizar un cambio de postación siempre y cuando la geografía lo permita, ya que el riego que tienen por choques es inminente, en cambio en los otros casos se puede evaluar la situación y ver si las condiciones son propensas a choques o han sido eventos fortuitos.

Otras soluciones son:

- En caso, de que no se pueda cambiar la postación, se puede poner una barrera de contención con el fin de que proteja la zona donde se encuentran los postes en situación crítica.
- También, en ocasiones se pueden proteger los tirantes e identificarlos con señaléticas coloridas, además es importante verificar que estén correctamente anclados.
- En zonas cercanas a carreteras y de poca iluminación se puede implementar la utilización de señaléticas en los postes; más aún si estos se encuentran en curvas cerradas o pendientes.

Las interrupciones mostradas anteriormente en la Tabla 5-10 corresponden aproximadamente al 50% de las causas por choque de vehículos a postes y a tirantes.

Estadísticamente, el alimentador de Olmué es propenso a que ocurran interrupciones por choque de vehículo a postes cada 50 días (un mes y dos semanas) y choque a tirantes cada 3 meses, lo cual es muy riesgoso para la confiabilidad del sistema, debido a que los tiempos de reposición de la red son extensos, y los costos involucrados altos.

Posteriormente, en la Tabla 5-11 se presentan los índices de confiabilidad SAIDI y SAIFI en causas de fuerza mayor, considerando que se aplicó el plan de mantenimiento efectivo en el 50% de las causas por choque de vehículo a postes y tirantes, se asume que el otro 50% de las causas se debe a casos fortuitos.

Tabla 5-11: Índices de confiabilidad con mantenimiento en postes.

Causas	2014		2015		2016	
	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI
Choque de vehículo a poste	6,49	1,98	15,98	3,51	7,90	4,35
Choque de vehículo a tirante	6,33	1,79	22,01	4,70	7,65	3,96

Por lo tanto, en la gráfica mostrada a continuación, se observa la disminución de los índices de confiabilidad, durante los últimos tres años.

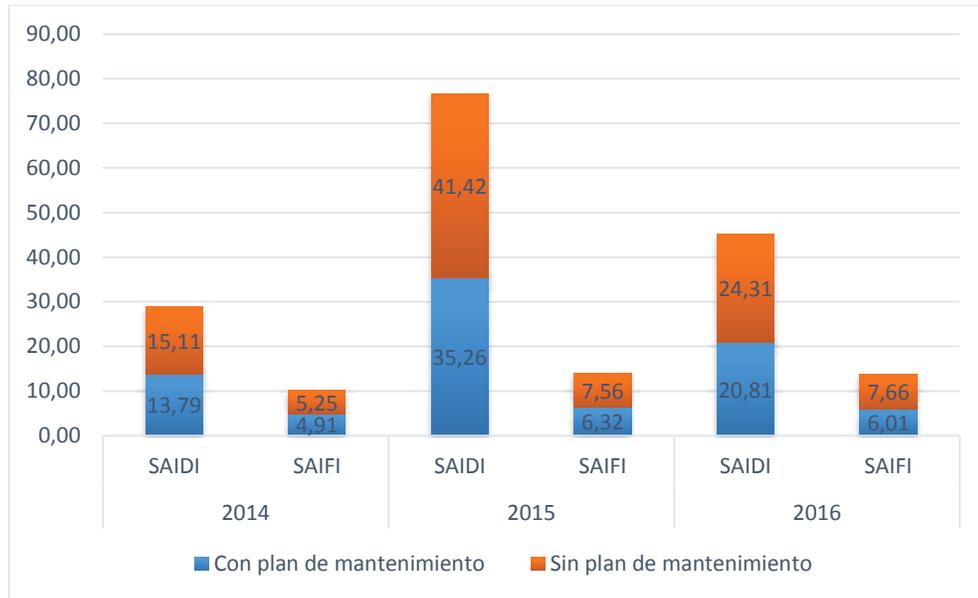


Figura 5-55: Índices de confiabilidad con y sin mantenimiento a postes.

El año 2014, el índice SAIDI disminuyó en un 8,7%, y el SAIFI en un 6,5%; el año 2015 el SAIDI se redujo en 15% y el SAIFI en un 16,4%; finalmente el año 2016 el SAIDI se reduce en 14,4% y el SAIFI en un 21,5%.

Si bien, solo se consideró que el 50% de las fallas son mitigadas, los resultados son muy buenos ya que en su mayoría sobrepasan el 10% lo cual es muy significativo.

Refuerzos Antisísmicos

Los movimientos telúricos son causas de fuerza mayor, por lo tanto, es imposible evitar que estos ocurran. En consecuencia, las empresas distribuidoras de energía pueden preparar las líneas para disminuir las consecuencias de estas interrupciones.

Es importante, conocer los efectos de los movimientos telúricos que originan interrupción del suministro eléctrico, de esta forma, poder trabajar en ellos y mitigar el impacto de esta falla con refuerzos y/o modificaciones estructurales.

Los efectos de los sismos que afectan las líneas son:

- Choque entre conductores
- Caída de postes
- Caída de árboles u otros elementos sobre las líneas
- Deslizamiento de los suelos.
- Los transformadores con anclajes insuficientes pueden volcarse o desplazarse, y sus daños pueden ser tales que impidan el pronto restablecimiento del servicio.

Para poder reducir los efectos de un sismo, en líneas de distribución es necesario:

- Evaluar el diseño y la construcción de las fundiciones, ya que son el principal foco al momento de ocurrir un sismo.
- Verificar que los equipos (transformadores) sobre los postes se encuentren bien anclados.
- Usar espirales de polipropileno, para evitar el choque entre conductores.
- Contar con un plan de contingencia, que permita suministrar energía por vías opcionales (garantizar la continuidad del suministro eléctrico).
- Cambiar los conductores en baja tensión, de cable desnudo a cable trenzado, así se evita el contacto entre ellos.
- Revisar las protecciones y conexiones para que estas actúen correctamente, así evitar que los equipos se quemem.

En el caso de líneas eléctricas enterradas, es necesario evaluar adecuadamente los cruces de zonas de fallas geológicas o zonas con elevado potencial de licuación. Los conductos o tubos correspondientes deberán proporcionar adecuada resistencia mecánica para absorber los desplazamientos derivados de sismos, así como permitir a los cables el movimiento relativo con respecto al suelo.

Los principales problemas en distribución al ocurrir un movimiento sísmico se ubican en los problemas de comunicación para detectar qué conexiones han fallado, el acceso físico a localidades dañadas o la falta de recursos de las compañías encargadas de la distribución para ser capaces de gestionar el gran número de reparaciones que se necesitaron. Además, muchos deterioros de equipos provocaron que éstos fallaran a posteriori al no ser detectados en un principio.

En la siguiente tabla, se consideró que, tomando medidas de refuerzo contra los movimientos telúricos, se ha logrado evitar el 30% de los eventos, por lo tanto, los índices de confiabilidad para causas de fuerza mayor son:

Tabla 5-12: Índices de confiabilidad con refuerzo antisísmico.

Causas	2014		2015		2016	
	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI
Movimientos telúricos	4,21	1,17	19,87	4,29	-	-

Para poder comparar, y tener una visión más real de como la mitigación de fallas afecta a los índices SAIDI y SAIFI a través de los años, es que se realiza la siguiente gráfica comparativa:

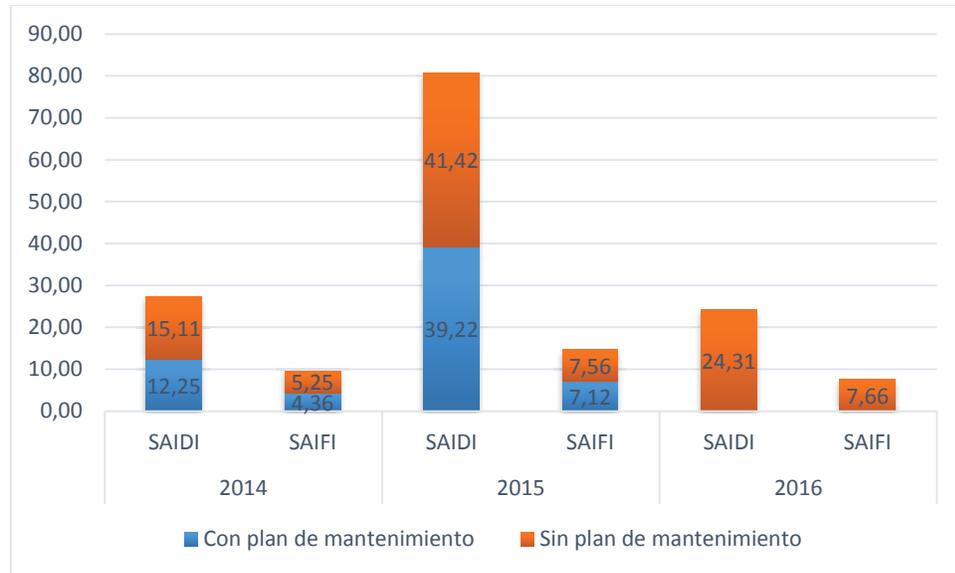


Figura 5-56: Índices de confiabilidad con y sin refuerzos antisísmicos.

El año 2014 el índice SAIDI disminuyó en un 18,9% y el índice SAIFI en un 16,9%, es importante mencionar que ese año se registraron 36 interrupciones por movimientos telúricos. Para el año 2015, el índice SAIDI disminuye en un 5,3% y el SAIFI en un 5,8%, para ese año se registraron 15 interrupciones por sismos, y el año 2016 ya no registran eventos por esta causa.

Chile es un país sísmico, por lo cual es de suma importancia que las empresas distribuidoras estén preparadas para enfrentar estos eventos catastróficos y poder actuar de la mejor forma, estadísticamente, según la Figura 5-19 es probable que sobre los 51 días de operación se generen fallas por movimientos telúricos.

Finalmente, cabe destacar que aunque los costos que influyen en este tipo de causas son variables, ya que dependen del grado de la catástrofe es importante tener una referencia, por lo cual en un evento normal los costos están sobre las 20,602 UF (ver Figura 5-40) por cada falla.

Este plan de mantenimiento, está basado en las principales causas de fallas registradas en el alimentador de Olmué, pero puede ser aplicado en otros alimentadores que presenten condiciones similares de operación y registren el mismo tipo de eventos.

5.4.2 Resumen

A continuación, se presenta una tabla, en la cual se detalla el impacto que tiene sobre los índices de confiabilidad la aplicación del plan de mantenimiento mencionado anteriormente, de esta forma se puede realizar una comparación a través de los años y evaluar que tan conveniente es aplicar la metodología.

Por otra parte, se evalúa el impacto económico que pudo tener la aplicación del plan de mantenimiento sobre los costos de fallas (energía no suministrada y pérdida de material) y costos

de reparación (nueva instalación o reparación y costo de poner en operación el sistema). Es importante destacar que los costos están en un UF y fueron considerados en un periodo de un año.

La siguiente figura, muestra porcentualmente como disminuyen los índices SAIDI y SAIFI y la influencia del plan de mantención sobre los costos de fallas de la empresa de distribución.

Etapas del plan de mantenimiento	Impacto sobre los índices de confiabilidad (disminución %)						Impacto sobre los Costos (UF)		
	Año 2014		Año 2015		Año 2016		Año 2014	Año 2015	Año 2016
	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI			
Mantencion área de servicio	15,6%	19,2%	31,5%	22,8%	30,3%	13,7%	2814,32	5406,40	4023,25
Estudio termográfico	6,0%	6,0%	1,50%	4,10%	3,30%	4,40%	922,11	1535,08	1294,36
Implementacion pararrayos	-	-	13,40%	13,90%	10%	12,10%	-	539,36	179,79
Cambio de ubicación de postes	8,7%	6,5%	15%	16,40%	14,4%	21,5%	687,04	1342,94	773,17
Refuerzos antisísmicos	18,9%	16,9%	5,30%	5,80%	-	-	222,50	92,71	0,00
Total	49,20%	48,60%	66,70%	63%	58%	51,70%	4645,97	8916,48	6270,57

Figura 5-57: Resumen aplicación plan de mantenimiento.

Como se observa en la imagen anterior, al aplicar un plan de mantenimiento conjunto, es decir, que abarque los diferentes tipos de interrupciones que son críticas en el sistema, se pueden disminuir los índices de confiabilidad hasta en un 60%. Este resultado es positivo, ya que, en ocasiones, como en el año 2015 los índices de confiabilidad SAIDI y SAIFI aumentaron considerablemente, al contar con un plan de mantenimiento, puede revertir la situación y que deje de ser un alimentador crítico.

En el lado contrario, se observa el impacto económico que ha tenido para la empresa tener que reponer el suministro eléctrico cada vez que ocurren fallas asociadas a la falta de mantenimiento. Cabe destacar que solo se han considerado en los costos las fallas relacionadas al plan de mantenimiento propuesto y cuya ocurrencia es crítica en el sistema.

Discusión y conclusiones

Si bien existe gran cantidad de fallas en los sistemas de distribución, aún en nuestro país no hay grandes estudios al respecto, ya que estos se basan más en generación y transmisión, donde la predicción de fallas es menos compleja debido a la homogeneidad de los sistemas.

La propuesta realizada en base a la adecuación de las interrupciones para que sean clasificadas como fuerza mayor, aporta transparencia y unicidad a los criterios de clasificación, haciéndolos más congruentes con los criterios internacionales.

Los estudios realizados en base a los parámetros de confiabilidad usados en 4 países diferentes, confirman que SAIFI y SAIDI son los mejores indicadores para demostrar la calidad de servicio, esto debido a su simplicidad, fácil comprensión y aplicación, razón por la cual son los más usados a nivel mundial.

Actualmente las fallas en sistemas de distribución son de preocupación de las concesionarias, ya que debido al crecimiento de estos sistemas el último tiempo y la complejidad que estos han adquirido es necesario controlar las interrupciones de suministro ya que existen costos asociados a estos, que afectan tanto a las distribuidoras como a los clientes.

Como se ha podido observar a través de la metodología planteada, es necesario realizar un estudio estadístico con los datos históricos del alimentador, ya que es este quien va a permitir identificar cuáles son las principales causales que lo están afectando. El cálculo de los índices de confiabilidad SAIDI y SAIFI es fundamental, ya que son los próximos índices que se implementarán para medir la calidad del suministro eléctrico en Chile, por lo tanto, son los implementados en este estudio. Además, son un indicador relevante al momento de ver que causas de fallas son las más importantes y las que más afectan a la red.

Es necesario recalcar que, si bien las fallas más frecuentes son recurrentes a través de los años, debe analizarse de donde provienen, ya que no todas las causas son atribuibles a la empresa, por lo tanto, esta no tiene el control de todo lo que ocurre.

Al realizar el análisis de la confiabilidad del sistema, se aplicó el método de Markov el cual permitió estimar la probabilidad de que el sistema resida en cualquiera de sus estados, en este caso, se requería evaluar la confiabilidad del sistema, por lo tanto, se define la probabilidad de que el sistema opere sin interrupciones, pero bajo la condición que pueda caer en estado de falla.

Por lo tanto, cuando la probabilidad de que el sistema opere baja de 0,09 aumenta la posibilidad de que el sistema falle.

De esta forma, hemos podido obtener la probabilidad de que cada cierta cantidad de días ocurran algunas interrupciones. Esto ha permitido obtener probabilísticamente la ocurrencia de las fallas y de esta forma clasificar las más influyentes en el sistema.

Las más recurrentes, se deben a una falta de preparación por parte de la empresa distribuidora, ya que en su mayoría se deben a causas internas, las cuales pueden ser prevenidas a tiempo, como por ejemplo caída de ganchos, ramas sobre las líneas, desequilibrio de cargas, temporal o viento fuerte, etc.

En el caso de interrupciones por causas externas, destacan choque de vehículo a poste y a tirante, las cuales hemos podido verificar que ocurren reiterativamente en los mismos lugares, por lo tanto, la empresa puede realizar una intervención en estos casos. Como parámetro se ha considerado que más de 3 choques en la misma zona la identifican como un lugar crítico donde deben tomarse medidas al respecto como cambiar la ubicación de los postes.

El algoritmo implementado nos ha permitido verificar de forma gráfica cuales son las zonas que presentan mayores problemas al momento de producirse una falla en el alimentador, lo cual es de gran importancia ya que acota el número de variables que se deben analizar. Además, permite identificar las zonas críticas, en las cuales opera la mayor cantidad de veces los equipos de protección, otro factor relevante, es que permite identificar si existen equipos de protección que operan por más de una causa de falla, de ser así identificar si éstas se encuentran relacionadas. Por ejemplo, en caso de tener caída de árboles y caída de ramas, ambas interrupciones pueden ser evitadas mediante la misma medida. Finalmente, se puede decir que el algoritmo ha permitido enfocar los recursos de manera más efectiva (abarcando los puntos críticos de la red).

Para poder localizar con mayor exactitud los puntos de falla en el sistema, es importante que en la red del alimentador en DigSilent también existan los puntos de fallas, los cuales se encuentran en la base de datos, por lo tanto, estos pueden estar asociados a postes o a tramos de línea, equipos de protección, etc.

Las 12 causas de fallas elegidas, son sometidas a un análisis de costos, donde se consideró el costo de reposición de suministro y el costo de reparación del sistema, donde lo más costosos son las causas de fallas clasificadas como fuerza mayor, ya que tienen un impacto catastrófico, y por lo tanto requieren de más inversión.

Para el caso de las causas clasificadas como fuerza mayor, se recomienda a la distribuidora, agregar a la base de datos la especificación de la interrupción en el suministro eléctrico. Ya que esta información puede ser crucial al momento de abordar la problemática de interrupciones por movimientos telúricos. De esta forma, permite reforzar las líneas y atenuar el impacto de los sismos.

También, es importante destacar que la información tiene ciertas limitaciones, ya que como se menciona se puede especificar con mayor precisión el tramo de la interrupción, asociado no solo

al equipo que operó, sino al poste, o al tramo y que esta información se encuentre en la base de datos de los alimentadores en formato pdf, para que en el caso de aplicar un algoritmo pueda tenerse el punto exacto. Si bien el equipo de protección da el punto de falla, este puede operar por cualquier interrupción agua abajo, lo que no permite es identificar el tramo exacto.

Otra limitante, es al momento de registrar la falla ocurrida, está el nombre de la causa de la interrupción, pero no la descripción de ésta, en algunos casos es muy amplio el campo lo cual nos dificulta al momento de elegir una medida de mitigación.

Para las empresas distribuidoras es de vital importancia definir un plan de mantenimiento, ya que este está directamente relacionado con los costos de operación, y con el impacto que tiene la calidad del servicio eléctrico. Por lo tanto, es muy importante desarrollar un plan de mantenimiento que satisfaga las necesidades de la red y sus componentes.

Cabe destacar, que dentro de las propuestas del plan de mantenimiento está la aplicación de termografía, la cual permite detectar fallas incipientes sólo en los elementos y accesorios externos a los referidos equipos, ya que en el interior de los mismos la termografía revela un análisis térmico muy difuso y, por lo tanto, no es preciso ni concluyente a la hora de diagnosticar fallas internas.

En el caso de la prevención de fallas por movimientos telúricos, para garantizar la seguridad e integridad de las líneas vitales e instalaciones críticas, es urgente y necesario evaluar su vulnerabilidad ante la amenaza sísmica y aplicar las medidas de mitigación (refuerzos y/o modificación estructural) que sean necesarias. Previo al estudio de vulnerabilidad es necesario evaluar la amenaza sísmica del sitio y los diferentes riesgos asociados (geológicos, geotécnicos y otros) y establecer los niveles de riesgo aceptable aplicables a cada tipo de instalación.

También, se pudo observar, que la limpieza del área de servidumbre, es una de las actividades más efectivas que ofrece el plan de mantenimiento, según los índices de confiabilidad, ya que los porcentajes disminuyeron considerablemente.

El correcto diagnóstico de fallas en las redes eléctricas, permite evitar colapsos en los sistemas de transmisión y distribución de electricidad. Además, permite que los usuarios y los agentes del sector eléctrico sean protagonistas en el mejoramiento del sector energético.

Es importante, validar el plan de mantención propuesto, de tal manera que se puedan mejorar las rutinas ya existentes en la empresa, lo cual implica que los procedimientos deben estar expuestos a cambios continuos.

Este trabajo queda abierto a futuras modificaciones, ya que el objetivo es entregar una herramienta a la empresa distribuidora de energía para que puedan evaluar la problemática de fallas en sus alimentadores, y según sus requerimientos y prioridades puedan aplicarla.

Bibliografía

- [1] J. A. Morón, Sistemas eléctricos de distribución, REVERTÉ, 2009.
- [2] M. d. minería, Fija reglamento de la ley general de servicios eléctricos-Decreto317, 1998.
- [3] P. U. C. d. Chile, «La clase ejecutiva,» Diplomados ingeniería industrial UC, 2015. [En línea]. Available: <http://www.claseejecutiva.cl/2013/07/regulacion-del-mercado-electrico-en-chile/>. [Último acceso: 8 Junio 2017].
- [4] T. Short, Electric Power Distribution Handbook, CRC PRESS LLC, 2004.
- [5] S. R. Castaño, Redes de Distribución de Energía, Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales, 2004.
- [6] M. d. Minería, «Artículo 222 DS 327,» de *Fija Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos*, 2008.
- [7] «Endesa Educa,» Enel S.A 2014, [En línea]. Available: [//www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/smart-city/generacion-distribuida](http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/smart-city/generacion-distribuida). [Último acceso: 18 Abril 2017].
- [8] «Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid,» [En línea]. Available: <https://www.fenercom.com/>. [Último acceso: 2017 Abril 2017].
- [9] R. G. N. y R. M. Vieyra, «Informe final Trabajo de Investigación- Generación Distribuida,» Pontificia Universidad Católica de Chile, 2003.
- [10] R. A. a. R. Billinton, «Power system reliability and its assessment. Part 3: Distribution System and Economic Consideration,» 1993.
- [11] I. P. E. Society, «Guide for Electric ATS Energia Power Distribution Reliability Indices,» 2012.

-
- [12] M. d. Minería, «Artículo 245° y 246° DS N°327/97,» de *FIJA REGLAMENTO DE LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELECTRICOS*, 1998, p. 52.
- [13] A. Energía, «Propuesta metodológica para análisis y clasificación de interrupciones provocadas por fuerza mayor o caso fortuito,» 2015.
- [14] C. SIC, «Estudio de Continuidad de Suministros 2015,» 2016.
- [15] M. d. Energía, «Energía 2050: Política Energética de Chile,» 2015.
- [16] Chilquinta, «Reporte de operaciones en reconectores y fusibles de acuerdo a indicados SAIFI,» Valparaíso, 2016.
- [17] L. L. Ramirez, «Metodología de Evaluación de la Confiabilidad para la interconexión de generación distribuida en los sistemas de distribución local colombianos,» Universidad Nacional de Colombia, Colombia, 2011.
- [18] A. G. A. Mass, «Evaluación de confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución,» Pontificia Universidad Católica de Chile, 1994.
- [19] F. O. Rojas, «Estudio de confiabilidad para elementos de sistemas eléctricos de potencia a gran altitud geográfica,» Universidad Andrés Bello, Facultad de Ingeniería, Viña del Mar, Chile, 2015.
- [20] R. E. A. Ordenes, «PLAN DE MANTENIMIENTO BASADO EN CRITERIOS DE CONFIABILIDAD PARA UNA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA,» Universidad de Chile, Santiago, 2008.
- [21] G. T. Chilquinta, «Control Metas Indices de Continuidad de Suministro SEC 2016,» Valparaíso, 2016.
- [22] E. D. d. Pacífico, «Manual de mantenimiento para redes de alta, media y baja tensión,» 2015.

A Apéndice

A.1 Cálculo de Índices SAIDI y SAIFI para causas de fallas

En las siguientes tablas se muestran los cálculos de los índices de confiabilidad SAIDI y SAIFI para todas las causas de fallas del alimentador de Olmué, las cuales fueron separadas por causas internas, externas y de fuerza mayor, además se analizaron según el año de la interrupción, cabe destacar que las cifras que se encuentran destacadas en rojo son las que más influyen sobre los índices de confiabilidad.

Tabla A-1: índices de confiabilidad para interrupciones año 2014.

Fallas internas	SAIDI	SAIFI	%SAIDI	%SAIFI
Aves	0,0582	0,0282	0,7239	0,8853
Cable ajeno a baja altura apoyado en red concesionaria	0,0180	0,0125	0,2238	0,3935
Caída de gancho o rama	0,1374	0,0277	1,7092	0,8689
Causa fugaz o no determinado	2,2980	1,1592	28,5972	36,3513
Cliente efectúa poda propia indebida	0,2397	0,0714	2,9829	2,2379
Cliente no efectúa poda propia o no la permite	0,3070	0,0737	3,8198	2,3117
Corrosión	0,0208	0,0077	0,2591	0,2418
Corte programado (excluido 2607)	0,4287	0,0557	5,3352	1,7460
Crecimiento de la demanda del sector	0,0585	0,0468	0,7281	1,4673
Desequilibrio de cargas	0,1204	0,0315	1,4982	0,9878
Envejecimiento de materiales	0,7735	0,2826	9,6257	8,8614
Falla en artefacto eléctrico	0,0013	0,0009	0,0167	0,0287
Falla en trabajo con línea viva	0,0098	0,0048	0,1224	0,1517
Municipalidad efectúa poda propia indebida	0,1066	0,0107	1,3270	0,3361
Municipalidad no efectúa poda propia o no la permite	1,2626	0,6061	15,7122	19,0057
Nieve	0,0718	0,0387	0,8939	1,2132
Obras nuevas o modificación de ingeniería	0,8682	0,1822	10,8045	5,7136
Operación (maniobra), media tensión	0,0958	0,0322	1,1925	1,0083
Otros	0,0436	0,0076	0,5424	0,2377
Pelotazos	0,0872	0,0708	1,0855	2,2215
Temporal o viento fuerte	1,0286	0,4379	12,7997	13,7306
Fallas fuerza mayor				
Choque de vehículo a poste	1,1580	0,1593	16,3621	7,7367
Choque de vehículo a tirante	1,4891	0,5193	21,0417	25,2158
Daño debido a faena en propiedad particular	0,0224	0,0094	0,3168	0,4570
Deslizamientos de suelo o de tierra	0,0050	0,0024	0,0709	0,1142
Hurto energía	0,0480	0,0272	0,6787	1,3201
Maquinaria pesada	0,1886	0,0518	2,6645	2,5133
Movimientos Telúricos	4,0922	1,2661	57,8228	61,4813
Objeto, alambre o cadena lanzada	0,0033	0,0060	0,0467	0,2920
Vehículo > 4,50 m de altura bota cable ajeno	0,0041	0,0065	0,0585	0,3173
Vehículo > 4,50 m de altura bota cable de distribución	0,0663	0,0114	0,9373	0,5522
Fallas Externas				
Intempestivas de Subtransmisión	0,5361	1,0052	-	-

Tabla A-2: índices de confiabilidad para interrupciones año 2015.

Fallas internas	SAIDI	SAIFI	% SAIDI	% SAIFI
Aves	0,0228	0,0075	0,1177	0,2642
Caída de Árbol	2,5501	0,7345	13,1826	26,0471
Caída de Gancho o rama	0,5648	0,1007	2,9196	3,5698
Causa fugaz o no determinado	0,1253	0,0659	0,6477	2,3360
Cliente efectúa poda propia indebida	0,0205	0,0163	0,1059	0,5774
Cliente no efectúa poda propia o no la permite	0,1897	0,0613	0,9806	2,1722
Construcción deficiente	0,0328	0,0017	0,1695	0,0601
Corrosión	0,0665	0,0107	0,3439	0,3792
Crecimiento de la demanda del sector	0,0338	0,0207	0,1747	0,7336
Daño directo en la red por ejecución de podas	0,0040	0,0185	0,0207	0,6551
Desequilibrio de cargas	0,1623	0,1153	0,8391	4,0904
Envejecimiento de materiales	0,4796	0,1933	2,4790	6,8546
Error de operación	0,0034	0,0050	0,0176	0,1764
Falla de material	0,0135	0,0101	0,0699	0,3598
Falla en artefacto eléctrico	0,0353	0,0217	0,1827	0,7695
Municipalidad efectúa poda propia indebida	0,0050	0,0017	0,0261	0,0603
Municipalidad no efectúa poda propia o no la permite	2,2961	0,5543	11,8697	19,6556
Obras nuevas o modificación de ingeniería	1,4232	0,3166	7,3574	11,2277
Operación (maniobra), media tensión	0,3892	0,0760	2,0119	2,6948
Operación imprevista de equipo	0,0001	0,0003	0,0005	0,0093
Otros	0,0743	0,0448	0,3841	1,5879
Temporal o viento fuerte	10,8520	0,4433	56,0991	15,7188
Fallas fuerza mayor				
Choque de vehículo a poste	12,1982	2,4335	55,2539	51,4972
Choque de vehículo a tirante	0,1206	0,0488	0,5464	1,0320
Daño de aisladores	0,0062	0,0050	0,0282	0,1053
Daño debido a faena en propiedad particular	1,1400	0,4783	5,1638	10,1224
Descarga eléctrica (Rayo)	5,3451	1,0095	24,2117	21,3632
Maquinaria pesada	0,0215	0,0069	0,0974	0,1458
Movimientos Telúricos	3,1471	0,6238	14,2554	13,2002
Objeto, alambre o cadena lanzada	0,0194	0,0079	0,0878	0,1662
Quemas de Pastizales	0,0057	0,0033	0,0259	0,0693
Robo conductor o equipos	0,0058	0,0029	0,0261	0,0606
Vehículo > 4,50 m de altura bota cable ajeno	0,0287	0,0084	0,1298	0,1775
Vehículo > 4,50 m de altura bota cable de distribución	0,0158	0,0128	0,0715	0,2717
Vehículo > 4,50 m de altura bota empalme o acometida	0,0225	0,0845	0,1021	1,7888

Tabla A-3: índices de confiabilidad para interrupciones año 2016.

Fallas internas	SAIDI	SAIFI	% SAIDI	% SAIFI
Aves	0,7684	0,3053	5,2506	11,6132
Caída de árbol	0,2420	0,0307	1,6539	1,1677
Caída de gancho o rama	0,4353	0,0369	2,9747	1,4053
Causa fugaz o no determinado	0,0046	0,0021	0,0316	0,0780
Cliente efectúa poda propia indebida	0,0829	0,0407	0,5664	1,5492
Cliente no efectúa poda propia o no la permite	0,0376	0,0136	0,2573	0,5188
Corrosión	0,0481	0,0155	0,3289	0,5878
Corte programado (excluido 2607)	0,0072	0,0021	0,0492	0,0783
Crecimiento de la demanda del sector	0,0156	0,0219	0,1067	0,8324
Desequilibrio de cargas	0,1828	0,1198	1,2489	4,5566
Envejecimiento de materiales	0,6294	0,2192	4,3012	8,3375
Falla en artefacto eléctrico	0,0193	0,0102	0,1322	0,3896
Falla en trabajo con línea viva	0,0020	0,0029	0,0133	0,1087
Mantenimiento preventivo	0,1442	0,0225	0,9856	0,8547
Municipalidad efectúa poda propia indebida	0,0184	0,0099	0,1255	0,3776
Municipalidad no efectúa poda propia o no la permite	0,8521	0,2477	5,8226	9,4228
Obras nuevas o modificación de ingeniería	2,4918	0,4152	17,0273	15,7927
Operación (maniobra), media tensión	0,3372	0,0729	2,3044	2,7713
Operación imprevista de equipo	0,0039	0,0005	0,0264	0,0196
Otros	0,0860	0,0506	0,5879	1,9261
Temporal o viento fuerte	8,2253	0,9888	56,2054	37,6118
Fallas fuerza mayor				
Choque de vehículo a poste	2,9428	1,1560	31,3868	23,4602
Choque de vehículo a tirante	3,4527	1,9421	36,8255	39,4119
Daño debido a faena en propiedad particular	0,1255	0,0246	1,3382	0,4986
Descarga eléctrica (Rayo)	2,2902	0,8889	24,4265	18,0392
Hurto de energía	0,0085	0,0079	0,0912	0,1601
Maquinaria pesada	0,0558	0,0173	0,5947	0,3520
Objeto, alambre o cadena lanzada	0,2908	0,8188	3,1017	16,6157
Quemas de Pastizales	0,0023	0,0030	0,0248	0,0602
Robo conductor o equipos	0,0001	0,0001	0,0011	0,0023
Vehículo > 4,50 m de altura bota cable ajeno	0,1706	0,0456	1,8193	0,9258
Vehículo > 4,50 m de altura bota empalme o acometida	0,0366	0,0234	0,3903	0,4740
Fallas Externas				
Intempestivas de Transmisión	3,2523	1,0111	-	-

A.2 Índices para evaluación de confiabilidad

Estos datos fueron considerados en un tiempo total de actividad de 26280 horas, es decir 3 años, considerando 365 días cada año.

Tabla A-4: Índices para la evaluación de la confiabilidad.

Fallas	N° Fallas	Tiempo total de inactividad [Hrs.]	T	r	μ	λ
Municipalidad no efectúa poda propia o no la permite	118	393,42	222,71	3,33	0,3	4,49E-03
Obras nuevas o modificación de ingeniería	89	421,47	295,28	4,74	0,211	3,38E-03
Temporal o viento fuerte	66	1022,7	398,18	15,5	0,065	2,51E-03
Envejecimiento de materiales	62	220,52	423,87	3,56	0,281	2,35E-03
Choque de vehículo a poste	57	302,82	461,05	5,31	0,188	2,16E-03
Causa fugaz o no determinado	52	103,83	505,38	2	0,501	1,97E-03
Movimientos Telúricos	51	622,67	515,29	12,21	0,082	1,94E-03
Desequilibrio de cargas	32	61,55	821,25	1,92	0,52	1,21E-03
Caída de gancho o rama	31	149,6	847,74	4,83	0,207	1,18E-03
Choque de vehículo a tirante	25	83,38	1051,2	3,34	0,3	9,51E-04
Operación (maniobra), media tensión	24	101,13	1095	4,21	0,237	9,13E-04
Cliente no efectúa poda propia o no la permite	22	76,68	1194,55	3,49	0,287	8,37E-04
Cliente efectúa poda propia indebida	20	45,3	1314	2,27	0,442	7,61E-04
Caída de árbol	17	91,52	1545,88	5,38	0,186	6,46E-04
Crecimiento de la demanda del sector	16	18,43	1642,5	1,15	0,868	6,08E-04
Otros	14	27,98	1877,14	2	0,5	5,32E-04
Falla en artefacto eléctrico	12	21,02	2190	1,75	0,571	4,56E-04
Aves	11	26,28	2389,09	2,39	0,419	4,18E-04
Daño debido a faena en propiedad particular	11	45,88	2389,09	4,17	0,24	4,18E-04
Maquinaria pesada	9	29,23	2920	3,25	0,308	3,42E-04
Descarga eléctrica (Rayo)	8	49,7	3285	6,21	0,161	3,04E-04
Corrosión	5	16,93	5256	3,39	0,295	1,90E-04
Hurto energía	5	8,15	5256	1,63	0,613	1,90E-04
Objeto, alambre o cadena lanzada	5	7,28	5256	1,46	0,687	1,90E-04
Pelotazos	5	5,75	5256	1,15	0,87	1,90E-04
Municipalidad efectúa poda propia indebida	4	16,18	6570	4,05	0,247	1,52E-04

Fallas	N° Fallas	Tiempo total de inactividad [Hrs.]	T	r	μ	λ
Vehículo > 4,50 m de altura bota cable ajeno	4	11,52	6570	2,88	0,347	1,52E-04
Vehículo > 4,50 m de altura bota cable de distribución	3	8,28	8760	2,76	0,362	1,14E-04
Vehículo > 4,50 m de altura bota empalme o acometida	3	3,57	8760	1,19	0,84	1,14E-04
Corte programado (excluido 2607)	2	11,2	13140	5,6	0,179	7,61E-05
Falla en trabajo con línea viva	2	2,72	13140	1,36	0,735	7,61E-05
Intempestivas de Subtransmisión	1	0,53	26280	0,53	1,887	3,81E-05
Mantenimiento preventivo	2	11,5	13140	5,75	0,174	7,61E-05
Nieve	2	3,75	13140	1,88	0,533	7,61E-05
Operación imprevista de equipo	2	7,87	13140	3,94	0,254	7,61E-05
Quemas de Pastizales	2	2,53	13140	1,27	0,791	7,61E-05
Robo conductor o equipos	2	2,88	13140	1,44	0,694	7,61E-05
Cable ajeno a baja altura apoyado en red concesionaria	1	1,43	26280	1,43	0,699	3,81E-05
Construcción deficiente	1	1,93	26280	1,93	0,518	3,81E-05
Daño de aisladores	1	1,25	26280	1,25	0,8	3,81E-05
Daño directo en la red por ejecución de podas	1	0,22	26280	0,22	4,545	3,81E-05
Deslizamientos de suelo o de tierra	1	2,13	26280	2,13	0,469	3,81E-05
Error de operación	1	0,68	26280	0,68	1,471	3,81E-05
Falla de material	1	1,33	26280	1,33	0,752	3,81E-05
intempestivas de transmisión	1	3,22	26280	3,22	0,311	3,81E-05

A.3 Equipos de operación

En la siguiente tabla, se encuentra el listado de los equipos de protección que operaron diez o más veces en el periodo del año 2014 al 2016. También, se presentan las causas de fallas durante los periodos antes mencionados y la cantidad de interrupciones de estas mismas.

Tabla A-5: Detalles de equipos operados.

Equipo operado	Fallas	N° Fallas	Total fallas
201006330	Temporal o viento fuerte	1	20
	Choque de vehículo a tirante	4	
	Municipalidad no efectúa poda propia o no la permite	1	
	Caída de árbol	2	
	Movimientos Telúricos	2	
	Choque de vehículo a poste	7	
	Daño debido a faena en propiedad particular	1	
	Aves	2	
452099542	Envejecimiento de materiales	1	16
	Cliente no efectúa poda propia o no la permite	1	
	Cliente efectúa poda propia indebida	1	
	Movimientos Telúricos	1	
	Pelotazos	1	
	Crecimiento de la demanda del sector	2	
	Maquinaria pesada	1	
	Causa fugaz o no determinado	1	
	Otros	1	
	Desequilibrio de cargas	2	
	Temporal o viento fuerte	1	
	Choque de vehículo a poste	1	
	Choque de vehículo a tirante	1	
	Mantenimiento preventivo	1	
20450138	Movimientos Telúricos	1	15
	Desequilibrio de cargas	4	
	Municipalidad no efectúa poda propia o no la permite	2	
	Cliente no efectúa poda propia o no la permite	1	
	Obras nuevas o modificación de ingeniería	2	
	Temporal o viento fuerte	1	
	Caída de gancho o rama	1	
	Choque de vehículo a tirante	1	
26923718	Maquinaria pesada	1	13
	Operación (maniobra), media tensión	1	
	Causa fugaz o no determinado	3	
	Movimientos Telúricos	1	
	Intempestivas de Subtransmisión	1	
	Choque de vehículo a poste	4	
	Intempestivas de Transmisión	1	
	Temporal o viento fuerte	3	

Equipo operado	Fallas	N° Fallas	Total fallas
14048271	Municipalidad no efectúa poda propia o no la permite	3	12
	Movimientos Telúricos	2	
	Choque de vehículo a poste	1	
	Desequilibrio de cargas	2	
	Daño directo en la red por ejecución de podas	1	
	Temporal o viento fuerte	1	
	Caída de árbol	1	
	Choque de vehículo a tirante	1	
14048334	Obras nuevas o modificación de ingeniería	8	12
	Cliente efectúa poda propia indebida	1	
	Municipalidad no efectúa poda propia o no la permite	1	
	Desequilibrio de cargas	1	
	Vehículo > 4,50 m de altura bota empalme o acometida	1	
20450160	Aves	1	11
	Choque de vehículo a tirante	1	
	Obras nuevas o modificación de ingeniería	2	
	Envejecimiento de materiales	1	
	Municipalidad no efectúa poda propia o no la permite	4	
32260947	Movimientos Telúricos	2	11
	Choque de vehículo a poste	1	
	Vehículo > 4,50 m de altura bota cable de distribución	1	
	Corrosión	1	
	Temporal o viento fuerte	1	
	Municipalidad no efectúa poda propia o no la permite	3	
	Desequilibrio de cargas	2	
	Obras nuevas o modificación de ingeniería	2	
14048313	Causa fugaz o no determinado	1	10
	Envejecimiento de materiales	1	
	Municipalidad efectúa poda propia indebida	1	
	Municipalidad no efectúa poda propia o no la permite	1	
	Movimientos Telúricos	1	
	Operación (maniobra), media tensión	2	
	Temporal o viento fuerte	1	
	Obras nuevas o modificación de ingeniería	1	
	Otros	1	

Equipo operado	Fallas	N° Fallas	Total fallas
14049293	Cliente no efectúa poda propia o no la permite	1	10
	Municipalidad no efectúa poda propia o no la permite	4	
	Choque de vehículo a poste	1	
	Envejecimiento de materiales	2	
	Obras nuevas o modificación de ingeniería	2	
14049608	Municipalidad no efectúa poda propia o no la permite	7	10
	Causa fugaz o no determinado	1	
	Obras nuevas o modificación de ingeniería	1	
	Daño debido a faena en propiedad particular	1	
67248367	Cliente no efectúa poda propia o no la permite	1	10
	Hurto energía	4	
	Causa fugaz o no determinado	1	
	Municipalidad no efectúa poda propia o no la permite	1	
	Movimientos Telúricos	1	
	Operación (maniobra), media tensión	1	
	Obras nuevas o modificación de ingeniería	1	