



PONTIFICIA
UNIVERSIDAD
CATÓLICA DE
VALPARAÍSO



Giovanni Alexis Campos Hernández

Desarrollar un modelo de confiabilidad para redes eléctricas de distribución

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 confiabilidad para redes eléctricas de distribución para la planificación de las redes

Giovanni Alexis Campos Hernández

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. Cristoffer Javier Tapia Oberreuter
Segundo Revisor

Sr. Sebastián Fingerhuth M.
Secretario Académico

Valparaíso, 27 de febrero de 2018

*Lleno de regocijo, amor y esperanza, dedico este proyecto a cada uno de mis seres queridos,
quienes han sido mis pilares para poder seguir adelante.*

Agradecimientos

En lo personal, agradecer a mis padres por darme el ser y la oportunidad de estar aquí y cumplir mis sueños. También agradecer a mi abuela que sin su apoyo, cariño y preocupación incondicional no sé cómo hubiesen pasado las cosas. Agradecer a todas las lindas personas que se han cruzado en mi vida y que me han aportado de una u otra manera, con consejos, buenas energías, palabras de ánimo o solamente con tomarse el tiempo de escucharme.

En lo académico, dar gracias a Dios por haber llegado a esta universidad y tener el privilegio de haber aprendido tanto de los profesores, que siempre dejaron una enseñanza de vida extra en nuestros corazones. Un especial agradecimiento al profesor Jorge Mendoza Baeza por confiar en mí.

Finalmente agradecer a Dios por permitirme estar acá, por acompañarme siempre y mostrarme el camino.

Valparaíso, 27 de febrero de 2018

Giovanni Campos H.

Resumen

Este trabajo está enfocado en desarrollar un modelo que permita evaluar posibles interconexiones entre alimentadores de una red de distribución desde el punto de vista de la confiabilidad. De esta forma, se obtendrán las interconexiones que tengan mayor factibilidad de realizarse, esta factibilidad también depende de los criterios que use cada empresa de distribución, pueden incluirse criterios técnicos o variables físicas.

Para esto, lo primero fue desarrollar un completo estudio bibliográfico sobre las redes de distribución, su estructura y los parámetros que más le afectan. También se realizó una revisión bibliográfica de otros países referentes para nuestro país sobre los avances que se han realizado respecto a este mismo tema y en cuanto a las normativas.

Además, fue necesario conocer el contexto actual de Chile en torno a la calidad de suministro y en específico a lo que respecta a confiabilidad en redes eléctricas de distribución, según lo detalla la normativa eléctrica (Decreto Supremo 327/97).

Para comenzar, fue necesario identificar las problemáticas que se presentan al momento de trabajar con redes reales, ya que estas presentan condiciones que muchas veces no permiten aplicar un determinado método, esto puede ser, que no exista algún tipo de información o no tener suficientes registros etc.

Por lo tanto, fue necesario hacer un estudio bibliográfico acerca de las metodologías existentes en la literatura y que podrían ayudar a trabajar la problemática de interconectar estos alimentadores. Una vez elegida la metodología sería necesario organizar la información de estos alimentadores reales de tal manera de generar una base de datos respecto a los índices que se desearan utilizar.

Debido a que no existía información respecto a indicadores de calidad, fue necesario desarrollar un procedimiento en SQL server, el cual infiriera a través de otro tipo de datos la información que sería útil.

Una vez obtenida esta información y organizada es posible evaluar el impacto de generar una determinada interconexión entre dos alimentadores.

Palabras claves: confiabilidad, redes eléctricas, SAIFI, SAIDI.

Abstract

This work is focused on developing a model that allows evaluating possible interconnections between feeders of a distribution network from the point of view of reliability. In this way, the interconnections that have the greatest feasibility will be obtained, this feasibility also depends on the criteria used by each distribution company, technical criteria or physical variables can be included.

For this, the first thing was to develop a complete bibliographical study on the distribution networks, their structure and the parameters that most affect them. A bibliographic review of other reference countries for our country was also carried out on the progress that has been made regarding this same issue and in terms of regulations.

In addition, it was necessary to know the current context of Chile regarding the quality of supply and specifically with regard to reliability in electricity distribution networks, as detailed in the electrical regulations (Supreme Decree 327/97).

To begin, it was necessary to identify the problems that arise when working with real networks, since these present conditions that often do not allow applying a certain method, this may be, that there is no information or not enough records etc.

Therefore, it was necessary to make a bibliographical study about the existing methodologies in the literature and that could help to work on the problem of interconnecting these feeders. Once the methodology was chosen, it would be necessary to organize the information of these real feeders in such a way as to generate a database with respect to the indices that they wish to use.

Because there was no information regarding quality indicators, it was necessary to develop a procedure in SQL server, which would infer information that would be useful through another type of data.

Once this information is obtained and organized, it is possible to evaluate the impact of generating a certain interconnection between two feeders.

Keywords: reliability, electrical networks, SAIFI, SAIDI, backup systems.

Índice general

Introducción.....	1
Objetivos generales.....	3
1 Aspectos Generales de las Redes de Distribución.....	4
1.1 Definición de Sistemas Eléctricos de Distribución.....	4
1.2 Redes de Distribución de Energía Eléctrica.....	5
1.3 Topología de las Redes	6
1.4 Equipos Primarios en Redes de Distribución.....	7
1.4.1 Características de un Sistema de Protección	7
1.4.2 Principales Equipos y Elementos de Protección.....	7
2 Confiabilidad en Redes de Distribución	10
2.1 Métodos para el Análisis de Confiabilidad	10
2.2 Índices de Confiabilidad	11
2.3 Confiabilidad en Chile.....	13
2.3.1 Calidad de Servicio	13
2.3.2 Calidad de Suministro.....	13
2.3.3 Interrupciones	14
2.3.4 Clasificación de las Zonas Rurales	15
2.4 Análisis de Confiabilidad Internacional.....	17
2.4.1 Confiabilidad en España.....	17
2.4.2 Confiabilidad en Perú	18
2.4.3 Confiabilidad en Nueva Zelanda	20
2.4.4 Confiabilidad en California, Estados Unidos.....	22
3 Metodología para el Cálculo de la Confiabilidad	24
3.1 Conceptos Generales.....	24
3.2 Tipos de Análisis para Evaluar la Confiabilidad	26
3.2.1 Cualitativo o Cuantitativo.....	26
3.2.2 Determinístico o Probabilístico	27
3.2.3 Analítico o de Simulación	29
3.2.4 Histórico o Predictivo.....	29

3.3 Diagramas de Red	30
3.3.1 Confiabilidad de un Sistema Serie	30
3.3.2 Confiabilidad de un Sistema Paralelo.....	31
3.3.3 Reducción de una Red Mediante Combinaciones Serie y Paralelo	32
3.3.4 Técnica de Bloques de Frecuencia y Duración.....	32
3.4 Solución de Redes con Topologías Complejas.....	34
3.4.1 Árboles de Eventos y de Fallas.....	35
3.4.2 Árboles de Eventos	36
3.4.3 Árboles de Fallas Estáticos.....	37
4 Planteamiento de la Problemática.....	39
5 Metodología Propuesta	44
5.1 Selección de la Información.....	44
5.2 Descripción del Algoritmo	46
5.2.1 Asignación de Tramos a un Equipo Físico	47
5.2.2 Calculo de las Tasas de Fallas y Tiempos Medios de Reparación.	50
6 Desarrollo de la Metodología Propuesta.....	52
6.1 Generalidades del Procedimiento	52
6.2 Consideraciones para las Tasas de Falla y los Tiempos de Reposición	52
6.3 Consideraciones para los Alimentadores	54
6.4 Matrices de Salida.....	57
7 Resultados.....	59
7.1 Sistema de Prueba.....	59
7.1.1 Comparación de Resultados.....	64
7.2 Análisis de Confiabilidad para una Red Real.....	65
7.2.1 Interconexiones entre Alimentador Loncura y Tabolango.....	67
7.2.2 Comparación de Resultados.....	70
Discusión y conclusiones.....	76
Bibliografía	79
A Un apéndice.....	81

Introducción

En cualquier red de distribución eléctrica, se presentan problemas de suministro y calidad del servicio eléctrico, estos problemas afectan finalmente al usuario, por ello es la exigencia de las empresas eléctricas contribuir con una buena calidad del servicio eléctrico.

La calidad del servicio eléctrico, se define como la capacidad del sistema para proporcionar dentro de los límites establecidos, un suministro aceptable.

Las variables que se toman en cuenta son: tensión, frecuencia, flicker, armónicos y confiabilidad, de éstos los que más afecta a los usuarios son la tensión y las interrupciones permanentes, es por eso que en la actualidad esta situación se reconoce plenamente, y un número creciente de empresas eléctricas en todo el mundo están introduciendo y empleando técnicas cuantitativas de confiabilidad.

Cabe señalar que las metas de calidad, deben ser fijadas en función de las necesidades de suministro de los consumidores, tomando en cuenta siempre las inversiones necesarias que deberán dirigirse en el equipo y su mantenimiento. La consideración de estas metas debe ser establecida a través de índices numéricos conocidos como índices de confiabilidad.

Uno de los problemas que se presentan en la calidad del suministro eléctrico chileno, son las interrupciones, y debido a las interrupciones las empresas distribuidoras tienen que compensar a los clientes afectados, por no cumplir los requisitos mínimos que establece la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, para lo cual se tiene que prever soluciones que permitan cumplir con dicha norma. Existen diversas maneras de aumentar la confiabilidad de un suministro eléctrico, algunas de estas, podrían ser un sistema de respaldo, nuevas interconexiones, reconfiguraciones de los equipos de protección, generación distribuida entre otros. Otro tipo de medidas pueden ser mejoras en los planes de mantenimientos y planificación de las redes.

Debido a la gran cantidad de clientes que poseen las empresas de distribución es conveniente tener indicadores que permitan analizar la calidad del servicio que entregan, esto se refiere principalmente a las indisponibilidades que los clientes sufren y a que la empresa sea capaz de mantenerse dentro de los márgenes de calidad establecido.

En la actualidad existen estudios sobre confiabilidad en redes eléctricas, la problemática surge al momento de llevar la teoría a la práctica ya que cada empresa trabaja en diferentes zonas de concesión, esto trae consigo que el tipo de clientes sea diferente ya sea en cuanto al tipo de demanda que corresponda, la potencia que consuma, estabilidad que la red tenga en esa parte del sistema o densidad poblacional, entre otros parámetros que influyen.

Por lo que se deben ocupar indicadores que discriminen este tipo situaciones. Existen diferentes indicadores que pueden ser ocupados, pero la tendencia de las empresas es utilizar los índices SAIFI y SAIDI ya sea por exigencias de las entidades supervisoras o por preferencias propias de las empresas.

Las empresas tienen diferentes metodologías al trabajar sus redes. En la medida que las exigencias en cuanto a calidad han ido cambiando las empresas han buscado adaptar sus redes a estas nuevas metodologías, las cuales les facilitan los análisis.

Chilquinta energía trabaja en base a SQL SERVER ya que este le permite administrar la información de manera más efectiva y ordenada. La lógica aplicada a este trabajo sirve de igual manera para cualquier tipo de redes ya sea de distribución o transmisión.

Algunos indicadores de confiabilidad mencionados en este documento son:

SAIFI (índice de frecuencia de interrupciones promedio del sistema):

Indica la cantidad de interrupciones que un consumidor promedio del sistema sufre al año. Se calcula como la sumatoria del número de consumidores por la cantidad de interrupciones al año en cada punto de carga del sistema (donde hay consumidores), dividido entre la sumatoria de consumidores del sistema.

SAIDI (índice de duración de interrupciones promedio del sistema):

Indica la duración de las interrupciones que un consumidor promedio del sistema sufre al año. Se calcula como la sumatoria del número de consumidores por el tiempo de interrupción al año en cada punto de carga del sistema, dividido entre la sumatoria del número de consumidores del sistema.

Existen otros indicadores que derivan de los mencionados anteriormente, estos son:

- **CAIDI**
- **ASAI**
- **ASIFI**
- **ASIDI**

Más adelante se muestra la utilidad de estos.

Objetivos generales

- Desarrollar un modelo de confiabilidad que permita evaluar el impacto de generar nuevas interconexiones entre los alimentadores de una red de distribución.

Objetivos específicos

- Generar una métrica para la capacidad de respaldo de las redes, basado en el desarrollo utilizado para el Sistema de Respaldo.
- Utilizar la triangulación de Delaunay (modulo incorporado en Matlab) para encontrar interconexiones para una topología dada.
- Por cada nueva interconexión, evaluar utilizando el sistema de respaldos la configuración optima inicial. Luego evaluar la capacidad de respaldos con y sin la nueva interconexión.
- Generar índices que permitan discriminar las mejores interconexiones.

1 Aspectos Generales de las Redes de Distribución

1.1 Definición de Sistemas Eléctricos de Distribución

Un sistema eléctrico de distribución es un conjunto de equipos que permiten energizar en forma segura y fiable un número determinado de cargas, en distintos niveles de tensión, ubicados generalmente en distintos puntos de la red. Dependiendo de las características de las cargas, los volúmenes de energía involucrados, y las condiciones de confiabilidad y seguridad con que deban operar, los sistemas de distribución, se clasifican en:

- Industriales
- Comerciales
- Urbanos
- Rurales

Los sistemas de distribución industrial comprenden a los grandes consumidores de energía eléctrica, que generalmente reciben el suministro eléctrico en alta tensión. Es frecuente que la industria genere parte de su demanda de energía eléctrica mediante procesos a vapor, gas o diésel.

Los sistemas de distribución comerciales son un término colectivo para sistemas de energía existentes dentro de grandes complejos comerciales y municipales. Este tipo de sistemas tiene sus propias características en consecuencia de las exigencias especiales en cuanto a seguridad de las personas y de los bienes. Debido a esto generalmente requieren de importantes fuentes de respaldo en casos de emergencia.

Los sistemas de distribución urbanos proporcionan energía a poblaciones y centros cívicos con una alta densidad de carga. Estos son sistemas en los cuales es muy importante la adecuada selección de los equipos y su correcto dimensionamiento.

Los sistemas de distribución rural se encargan del suministro eléctrico a zonas de menor densidad de cargas, por lo cual requiere de soluciones especiales en cuanto a equipos y a tipos de red. En este tipo de sistemas el coste de kWh es elevado, debido a distintos motivos como: largas

distancias y pequeñas cargas. En algunos casos es incluso justificado, desde el punto de vista económico, la generación local en una fase inicial, y sólo en una fase posterior, puede resultar económica y práctica la interconexión para formar una red grande.

1.2 Redes de Distribución de Energía Eléctrica

La red de distribución de la energía eléctrica es una parte del sistema de suministro eléctrico, y es responsabilidad de las compañías distribuidoras de electricidad.

La distribución de la energía eléctrica desde las subestaciones de transformación se realiza en dos etapas.

La primera es el sistema de transmisión zonal el cual, reparte la energía, normalmente mediante anillos que rodean los grandes centros de consumo, hasta llegar a las estaciones transformadoras de distribución. Las tensiones utilizadas están comprendidas entre 33 kV y 220 kV. Intercaladas en estos anillos están las estaciones transformadoras de distribución, encargadas de reducir la tensión desde el nivel de reparto al de distribución en media tensión.

La segunda etapa está constituida por la red de distribución, comúnmente denominada red de media tensión, esta es una red enmallada con tensiones de funcionamiento de 12 kV a 23 kV. Esta red de media tensión cubre la superficie de los grandes centros de consumo (población, grandes industrias, etc.)

En la Figura 1-1 se puede observar un sistema de distribución típico. Las líneas que forman la red de distribución pueden estar diseñadas para operar radialmente y/o enmallada. Cuando existe una avería, un dispositivo de protección situado al principio de cada red lo detecta y abre el interruptor que alimenta esta red. Dependiendo de la configuración elegida se podrá dar mayor o menor respaldo a los consumidores.

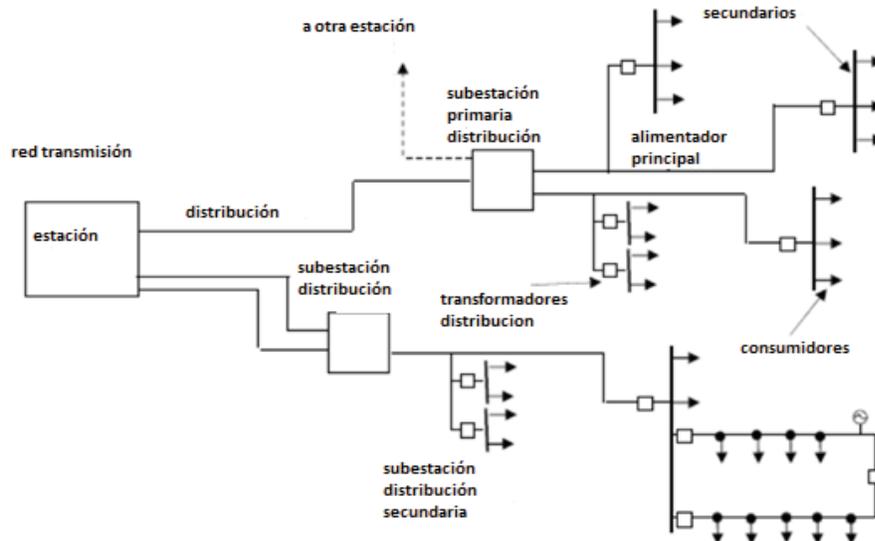


Figura 1-1: Sistema de distribución. [1]

1.3 Topología de las Redes

Existen diferentes tipos de topologías estas pueden clasificarse principalmente como:

Red radial

Utiliza una sola línea de suministro, de esta forma los consumidores solo tienen una sola posible vía de alimentación. Este tipo de red se utiliza principalmente en áreas rurales ya que es menor el coste de instalación al tratarse de grandes áreas geográficas con cargas dispersas y baja densidad.

En la Figura 1-2 se presenta esquemáticamente una red radial.

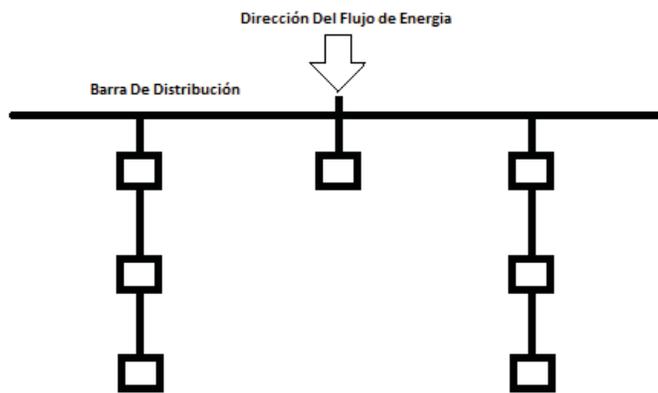


Figura 1-2: Red Radial.

Bucle abierto

Presenta dos posibles caminos de suministro, de forma que los consumidores pueden ser alimentados por cualquiera de ellos, pero solo una de estas vías de alimentación está activada en la operación normal. La otra vía es utilizada en caso de falla y suele estar abierta.

En la Figura 1-3 se presenta esquemáticamente una red bucle abierto.

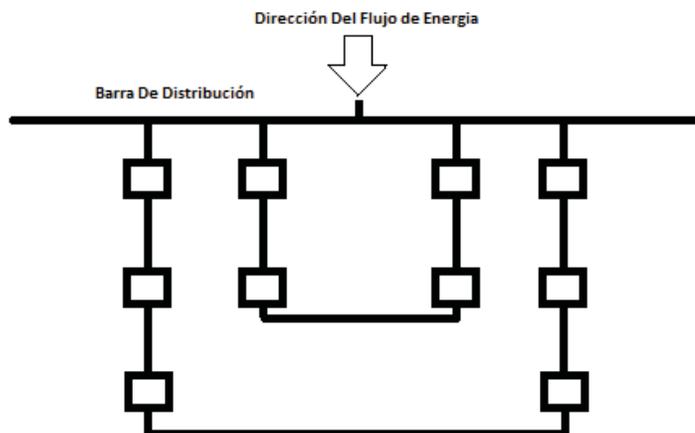


Figura 1-3: Bucle Abierto.

Red Enmallada

El suministro de las salidas de línea puede estar respaldado por ramas o circuitos primarios adyacentes (Se operan en bucle abierto la mayor parte del tiempo).

En la Figura 1-4 se presenta esquemáticamente una red enmallada.

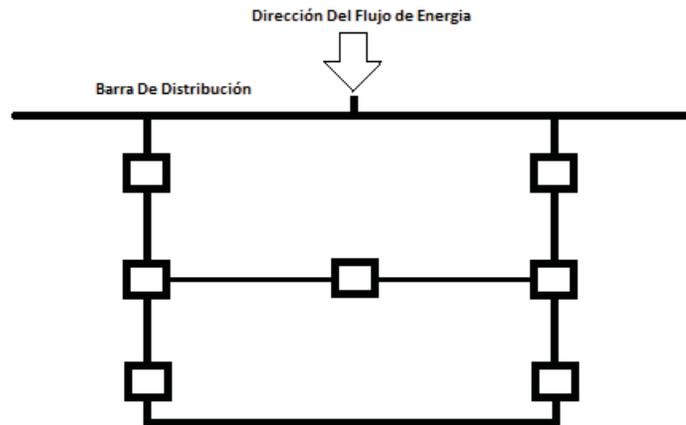


Figura 1-4: Red Enmallada.

1.4 Equipos Primarios en Redes de Distribución

En los últimos años la tecnología ha sustituido a un conjunto de equipos eléctricos que por su carácter manual se han degenerado. Esta automatización de los equipos ha desplazado al hombre en su desempeño laboral. Debido a que este tipo de equipos poseen un sistema de control electrónico que permite supervisar a distancia e intervenir en su funcionamiento.

1.4.1 Características de un Sistema de Protección

- **Seguridad:** El sistema debe de estar bien aislado, esto con el fin de brindar seguridad a la persona que va a operar.
- **Confiabilidad:** El sistema debe operar en el momento que se le requiera o necesite.
- **Rapidez:** El sistema debe ser rápido en su activación cuando existe una falla, de esta forma se pueden evitar daños permanentes, por ejemplo, equipos quemados por sobre corriente.
- **Selectividad:** Indica que el sistema debe operar para las fallas ante las cuales fue colocado.
- **Respaldo:** Todos los sistemas de protección deben contar con un respaldo, el cual se activa si y solo si el equipo principal falla.

1.4.2 Principales Equipos y Elementos de Protección en Redes de Distribución

Una red de distribución cuenta con múltiples equipos y elementos de protección, los principales son:

Interruptores de potencia

Un interruptor es un dispositivo cuya función es interrumpir y restablecer la continuidad en un circuito eléctrico. Si la operación se efectúa sin carga (corriente), el interruptor recibe el nombre de desconectador o cuchilla desconectadora. Si la operación de apertura o de cierre la efectúa con carga (corriente nominal), o con corriente de corto circuito (en caso de alguna perturbación), el interruptor recibe el nombre de disyuntor o interruptor de potencia.

Los interruptores en caso de apertura, deben asegurar el aislamiento eléctrico del circuito.

Cuchillas desconectadoras

La cuchilla desconectadora es un elemento que sirve para desconectar físicamente un circuito eléctrico. Por lo general se operan sin carga, pero con algunos aditamentos se puede operar con carga, hasta ciertos límites.

Cuchilla fusible

La cuchilla fusible es un elemento de conexión y desconexión de circuitos eléctricos. Tiene dos funciones, como cuchilla desconectadora, para lo cual se conecta y desconecta, y como elemento de protección.

El elemento de protección lo constituye el dispositivo fusible, que se encuentra dentro del cartucho de conexión y desconexión. El dispositivo fusible se selecciona de acuerdo con el valor de corriente nominal que va a circular por él, pero los fabricantes tienen el correspondiente valor de corriente de ruptura para cualquier valor de corriente nominal.

Pararrayos

El pararrayo es un dispositivo que nos permite proteger las instalaciones contra sobre tensiones de tipo atmosférico. Las ondas que se presentan durante una descarga atmosférica viajan a la velocidad de la luz y dañan al equipo si no se tiene protegido correctamente.

El reconectador

Es un dispositivo de apertura y cierre automático que permite aislar al circuito de salida de una S/E al presentarse una falla en el sistema, el programa de cierre automático es ajustable a las exigencias del medio; su monitoreo y operación es tele-comandada, es decir se controla a distancia.

Transformador

Es un aparato eléctrico que por inducción electromagnética transfiere energía eléctrica de uno o más circuitos, a uno o más circuitos a la misma frecuencia, usualmente aumentando o disminuyendo los valores de tensión y corriente eléctrica.

Reguladores de tensión

Los reguladores electromecánicos basan su principio de funcionamiento en un auto transformador de columna, sobre la cual se dispone un cursor accionado por un servomotor, que en su recorrido suma o resta espiras. Este movimiento de auto ajuste es controlado por un comando electrónico, que se activa cada vez que la tensión de salida se desvía de su valor de calibración, ajustándose automáticamente y con ello mantiene permanentemente la tensión de salida estable, la respuesta es lenta a las variaciones rápidas de tensión.

Banco de condensadores

Utilizados principalmente para corregir un mal factor de potencia. La corrección del factor de potencia consiste en disminuir el consumo de energía reactiva desde la red y de este modo evitar efectos dañinos sobre la red. Para ello se emplean condensadores, los cuales aportan esta energía reactiva capacitiva que utilizan las cargas conectadas aguas abajo.

Reactores

Los reactores o inductores son bobinas en aire o con núcleo ferromagnético que poseen diversas aplicaciones en los sistemas eléctricos. Por ejemplo, en media y alta tensión y en los casos en que los transformadores están en conexión triángulo, se los utiliza principalmente para generar centros de estrella y hacer las conexiones a tierra. También se los utiliza para conectar protecciones e instrumentos de medición. Otras aplicaciones en los sistemas de media y alta tensión son en la compensación de capacidad de líneas largas, filtros de onda portadora, compensadores de factor de potencia, etc. En las redes de baja tensión el principal uso de los reactores es como balastos e ignitores para las lámparas de descarga, también se los utiliza en filtros de armónicos y en sistemas de arranque de motores de inducción.

2 Confiabilidad en Redes de Distribución

La continuidad de suministro consiste en evaluar el comportamiento pasado del sistema. Para esto se consideran los datos históricos de la red durante el periodo de un año. Luego en base a estos registros es posible calcular indicadores de confiabilidad. Estos indicadores permiten cuantificar el comportamiento de la red y se miden en función a la frecuencia y la duración de las interrupciones.

La confiabilidad es una función que expresa una probabilidad que se relaciona a la posibilidad de disponer energía eléctrica a través del tiempo. En ciertos tiempos los componentes del sistema eléctrico sufren desperfectos y presentan situaciones de fallas, entonces la confiabilidad intenta describir en promedio tal comportamiento. Es difícil definir una función de confiabilidad única para un sistema como el de distribución, puesto que diferentes consumidores conectados en distintos puntos presentaran comportamientos diferentes. Por tal razón, se definen índices globales para el sistema e individuales para un consumidor.

El último tiempo ha habido un creciente interés por analizar las redes de distribución, incluyendo en este análisis la confiabilidad de las redes. Junto con esto se han desarrollado diferentes metodologías las cuales intentan mejorar la calidad del servicio. Con esto se busca proporcionar una red confiable y auto-curativa capaz de reaccionar rápidamente a los eventos en tiempo real. Se estima que la mayor parte de las interrupciones en el abastecimiento de la demanda están relacionadas con redes de distribución, es por esto, que las empresas se han dedicado a reducir el efecto de estas fallas mediante dispositivos de protección como disyuntores (CB) y seccionadores.

2.1 Métodos para el Análisis de Confiabilidad

La confiabilidad está directamente relacionada con la continuidad de suministro eléctrico, ya que para poder evaluarla es necesario tener las interrupciones que han ocurrido en el sistema, de esta forma la falta de suministro afectará los índices. Según la IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers), la confiabilidad se define como la capacidad del sistema para cumplir sin fallas su función dentro de un periodo especificado.

Esta puede ser descrita por dos atributos: adecuación y seguridad.

Adecuación: Se define como la habilidad de suministrar energía eléctrica requerida por los consumidores dentro de los límites de tensión, potencia y frecuencia aceptable, teniendo en cuenta las salidas planeadas y no planeadas de los componentes.

Seguridad: Se relaciona a la habilidad del sistema a responder ante disturbios repentinos, tales como corto circuitos o pérdidas no anticipadas de componentes del sistema. Las variables más importantes que se producen en el corte de suministro de energía eléctrica, que afecta a todos los usuarios, con graves alteraciones en el desarrollo habitual de cualquier actividad, son: el número de ocurrencias de fallas y sus duraciones, por ende, el poder estimar estos datos, se torna una misión indispensable. Esta estimación presenta cierta complejidad debido a que la ocurrencia de una falla es un hecho fortuito, difícil, e incluso imposible, de anticipar. Factores climáticos como lluvias torrenciales, son causas importantes de falla en los suministros eléctricos, que aún no se pueden predecir con cierto grado de certeza.

Los métodos de confiabilidad definen cuantitativamente los niveles aceptables de fallas y dentro de los métodos de confiabilidad tenemos:

- a) El método probabilístico: que reconoce la naturaleza aleatoria de las cargas y las salidas como, por ejemplo: equipos de generación/transmisión.
- b) El método determinístico: que está basado en la examinación de un número de situaciones restrictivas escogidas de acuerdo al planificador y a la experiencia del operador, tomando en consideración la incertidumbre de las cargas y a la disponibilidad de los componentes del sistema.

2.2 Índices de Confiabilidad

Los índices de confiabilidad utilizados para redes eléctricas pretenden cuantificar la calidad del servicio que presenta la red en cualquier punto de consumo. A continuación, se muestran los parámetros que se deben tener en cuenta para el cálculo de la confiabilidad y los resultados que se obtienen.

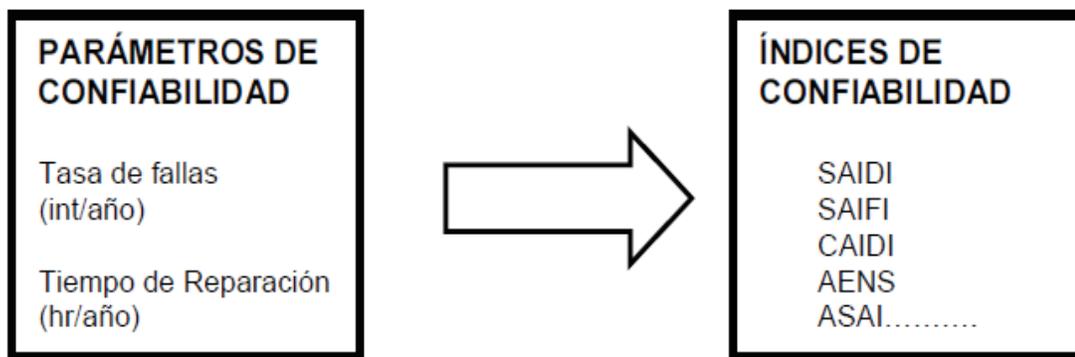


Figura 2-1: Índices de confiabilidad. [2]

Los índices de confiabilidad se pueden calcular para todo el sistema, como también para puntos de carga más importantes (zona de prioridad).

Estos índices se dividen en tres grandes grupos y se encuentran dentro de la siguiente clasificación:

- Índices por frecuencia.
- Índices por duración.
- Índices por interrupciones momentáneas.

SAIFI (índice de frecuencia de interrupciones promedio del sistema)

Este índice indica la cantidad de interrupciones que un consumidor promedio del sistema sufre al año. Se calcula como la sumatoria del número de consumidores por la cantidad de interrupciones al año en cada punto de carga del sistema (donde hay consumidores), dividido entre la sumatoria de consumidores del sistema.

SAIDI (índice de duración de interrupciones promedio del sistema)

Este índice indica la duración de las interrupciones que un consumidor promedio del sistema sufre al año. Se calcula como la sumatoria del número de consumidores por el tiempo de interrupción al año en cada punto de carga del sistema, dividido entre la sumatoria del número de consumidores del sistema.

CAIDI (índice de duración de interrupciones promedio por cliente interrumpido)

Este índice indica la duración promedio de una interrupción, por cada consumidor. Para este cálculo solo se toman en cuenta los consumidores que han sido interrumpidos (es decir los puntos de carga donde han ocurrido interrupciones).

ASAI (índice de disponibilidad del sistema)

Este índice indica la disponibilidad anual del suministro de energía. Se calcula como la sumatoria de consumidores por la cantidad de horas disponibles del suministro en un año, dividido entre la sumatoria de consumidores por la cantidad de horas de demanda al año.

ASIFI (índice de frecuencia de interrupciones promedio del sistema por KVA conectado)

Este índice es similar al índice SAIFI con la diferencia que este índice está en función del kVA conectado a la carga y no con el número de consumidores, este índice sirve predominantemente para clientes industrial/comercial.

ASIDI (índice de duración de frecuencia de interrupciones promedio del sistema por KVA conectado)

Este índice es similar al índice SAIDI con la diferencia que este índice está en función del kVA conectado a la carga y no con el número de consumidores, este índice sirve predominantemente para clientes industrial/comercial.

2.3 Confiabilidad en Chile

Los concesionarios de servicio público de distribución son responsables del cumplimiento de los estándares y normas de calidad de servicio que establece la ley y este reglamento. Todo aquel que proporcione suministro eléctrico, tanto en generación, transporte o distribución, sea concesionario o no, será responsable del cumplimiento de los estándares de calidad de suministro que establecen este reglamento y las normas técnicas pertinentes.

2.3.1 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. La calidad de servicio incluye, entre otros, los siguientes parámetros: [3]

- 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.

2.3.2 Calidad de Suministro

Es el conjunto de parámetros físicos y técnicos que, conforme a este reglamento y las normas técnicas pertinentes, debe cumplir el producto electricidad. Dichos parámetros son, entre otros, tensión, frecuencia y disponibilidad. [4]

La Superintendencia podrá amonestar, multar, o adoptar las demás medidas pertinentes, si la calidad de servicio de una empresa es reiteradamente deficiente. [5]

Las empresas concesionarias de servicio público de distribución deberán llevar un índice representativo de la continuidad de servicio entregado a sus usuarios, medido en los términos y

conforme con los procedimientos, plazos y medios de entrega de la información, que la Superintendencia especifique, oyendo previamente a las empresas. Este índice incluirá, al menos, los siguientes parámetros, para cada período de doce meses, a noviembre de cada año: [6]

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

2.3.3 Interrupciones

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 se podrán tener máximo 22 interrupciones, las cuales no podrán exceder en conjunto 20 horas.
- En todo punto de conexión a usuarios finales en tensiones iguales a media tensión se podrán tener máximo 14 interrupciones, las cuales no podrán exceder en conjunto 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. La indisponibilidad aceptable de generación, será establecida por la Comisión con motivo del programa de obras. La indisponibilidad aceptable de transmisión será la establecida por la Comisión para efectos del cálculo de factores de penalización. [7]

Las interrupciones de suministro de duración inferior o igual a tres minutos, no deberán superar los límites que dictamine la norma técnica que al efecto establecerá el Ministerio, a proposición de la Comisión.

En lo que respecta al parámetro 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, calculados en los términos que señale la norma técnica: [8]

- Frecuencia media de interrupción por transformador, FMIT.
- Frecuencia media de interrupción por kVA, FMIK.
- Tiempo total de interrupción por transformador, TTIT.
- Tiempo total de interrupción por kVA, TTIK.

Los valores exigidos dependerán del área típica de distribución de que se trate y serán definidos por la Comisión con ocasión del cálculo de valores agregados de distribución. Para este efecto, los fijará en las bases del estudio de cada área y serán exigibles a contar de la vigencia del decreto tarifario respectivo. En todo caso, 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.

Considerando:

- Que, los valores máximos para las exigencias de calidad de suministro de las empresas de distribución contenidos en el artículo 246 del DS N° 327 pueden ser incrementados en consistencia con la definición de ruralidad que se establezca de acuerdo al artículo 247 de la misma norma.
- Que es necesario definir las características que deben cumplir aquellas áreas que sean consideradas como rurales para aumentar los valores máximos aplicables para las exigencias de calidad de servicio.
- Que, el desarrollo de la electrificación rural ha alcanzado niveles crecientes en los últimos años, incorporando áreas de difícil acceso y de topografía que hace necesario adecuar la normativa a la realidad de estas zonas. [9]

2.3.4 Clasificación de las Zonas Rurales

Las zonas rurales se pueden clasificar en dos tipos, los cuales son:

- Zona rural tipo 1
- Zona rural tipo 2

Condiciones de clasificación para zona rural tipo 1:

Se entenderán como zonas rurales tipo 1, a aquellas comunas que cumplen simultáneamente con las siguientes dos condiciones:

Condición 1:

- Población total inferior a 70.000 habitantes.
- Población total mayor a 70.000 habitantes y relación entre viviendas urbanas y superficie total de la comuna, inferior a 350 viviendas/km² ($N^{\circ}\text{Viv.Urb./km}^2 > 350$).

Condición 2:

- Número de clientes de la empresa dentro de la comuna inferior a 10.000.
- Número de clientes de la empresa dentro de la comuna mayor a 10.000 y una relación entre la potencia total vendida y los kilómetros de línea de media tensión, inferior a 15 kW/km ($\text{kW/kmMT} > 15$).

Condiciones de clasificación para zona rural tipo 2:

Se entenderá como zonas rurales tipo 2 a aquellas zonas que cumplen con las condiciones establecidas para ser clasificada como zona rural tipo 1 y, adicionalmente, en forma simultánea, se cumplen las siguientes condiciones:

Condición 1:

Ser suministradas por un alimentador cuya longitud total conectada a través de líneas de media tensión sea superior a 75 km., límite mínimo que no será aplicable a los territorios insulares.

Condición 2:

Ser suministradas por un alimentador cuya relación entre la suma de las potencias de las subestaciones de distribución (transformación MT/BT), conectadas a dicho alimentador mediante líneas de media tensión y medida en kVA, respecto de la suma de las longitudes de esas mismas líneas de media tensión expresada en kilómetros, sea inferior a 50 kVA/km. [9]

Información a considerar para la clasificación de zona rural

Para realizar la clasificación como zona rural tipo 1 o tipo 2, se deberá utilizar al menos la siguiente información:

Información resultante del último Censo de Población efectuado en el país y los antecedentes de la actividad de distribución a nivel comunal, tales como:

- Número de clientes.
- Ventas de potencia.
- Kilómetros de línea.
- Cantidad y capacidad de subestaciones de distribución (MT/BT), entre otras.

La información relacionada con las empresas concesionarias de distribución deberá ser entregada por dichas empresas en la forma y oportunidad que la Superintendencia de Electricidad y Combustibles determine. [9]

Definición de valores máximos de los índices de calidad de suministro

Se fijan como valores máximos para los índices anteriores, y considerando sólo interrupciones internas de la red, los siguientes:

Zona rural tipo 1:

- FMIT: 7 veces al año.
- FMIK: 5 veces al año.
- TTIT: 28 horas al año.
- TTIK: 18 horas al año.

Zona rural tipo 2: [9]

- FMIT: 11 veces al año.
- FMIK: 8 veces al año.
- TTIT: 42 horas al año.
- TTIK: 27 horas al año.

2.4 Análisis de Confiabilidad Internacional

Para evaluar la pertinencia y consistencia de los mecanismos utilizados para la categorización de las interrupciones, y los parámetros y condiciones considerados en el cálculo de indicadores de desempeño, se considera la revisión de la normativa de cuatro países, que, por ser referentes normativos para Chile, como es el caso de Estados Unidos y España, o bien por pertenecer la misma región geográfica, como es el caso de Perú, resultan relevantes de conocer. [10]

2.4.1 Confiabilidad en España

El “REAL DECRETO 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica”, entrega los lineamientos de calidad de servicio en los distintos niveles de la cadena de suministro eléctrico. En particular, en lo que se refiere a la calidad de alimentación, el Artículo 100, establece la definición siguiente: “Interrupción de alimentación: condición en la que la tensión en los puntos de suministro no supera el 10% de la tensión declarada. Las interrupciones pueden ser largas, de duración superior a tres minutos, o breves, de duración inferior o igual a tres minutos.” En la “ORDEN ECO/797/2002, de 22 de marzo, por la que se aprueba el procedimiento de medida y control de la continuidad del suministro eléctrico”, se define: [10]

Fuerza mayor: Incidencias debidas a causas de fuerza mayor, aceptadas como tal por la Administración Competente, entre otras, las decisiones gubernativas o de los Servicios de Protección Civil y los fenómenos atmosféricos extraordinarios que excedan los límites establecidos en el Reglamento de riesgos extraordinarios sobre personas y bienes (Real Decreto 2022/1986). No podrán ser alegados como causa de fuerza mayor los fenómenos atmosféricos que se consideren habituales o normales en cada zona geográfica, de acuerdo con los datos estadísticos de que se disponga” En específico, respecto de los fenómenos atmosféricos considerados como fuerza mayor, según el Real Decreto 300/2004, de 20 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento del seguro de riesgos extraordinarios, que reemplaza al Real Decreto 2022/1986: “Los siguientes fenómenos de la naturaleza: los terremotos y maremotos, las inundaciones extraordinarias, las erupciones volcánicas, la tempestad ciclónica atípica y las caídas de cuerpos siderales y aerolitos.” Asimismo, la ORDEN ECO/797/2002, define las siguientes causas para interrupciones propias: “Las interrupciones cuyas causas no respondan a lo establecido en los epígrafes transporte, terceros, fuerza mayor, o bien no debidamente justificadas. Atmosféricas: Incluyen las causas con origen en fenómenos atmosféricos tales como lluvia, inundación, tormenta, nieve, hielo, granizo, niebla, viento, contaminación, polución, etc.,

siempre que no excedan los límites establecidos en el Reglamento de Riesgos Extraordinarios, en cuyo caso se considerarán de fuerza mayor.

Agentes Externos: Incluyen causas con origen en animales, arbolado, movimientos de terreno, etc.

Agentes Internos: Incluyen fallo de equipos y materiales, corrosión, defecto de diseño o de montaje, uso inadecuado, conexión y desconexión de instalaciones propias, mantenimiento, obras propias, reparto de cargas, etc. Desconocidas.” Para el establecimiento de indicadores que den cuenta de la calidad de la alimentación, se consideran parámetros relacionados a media tensión:

TIEPI: Es el tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada en media tensión ($1 \text{ kV} < V \leq 36 \text{ kV}$).

Las interrupciones que se considerarán en el cálculo del TIEPI serán las de duración superior a tres minutos.

NIEPI: Es el número de interrupciones equivalente de la potencia instalada en media tensión ($1 \text{ kV} < V \leq 36 \text{ kV}$). Este índice se define mediante la siguiente expresión:

2.4.2 Confiabilidad en Perú

Como declara el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), entre 1997 y 2004, el control de las interrupciones del suministro eléctrico a nivel de distribución, se realizaba por usuario, lo que hacía que los indicadores obtenidos no eran adecuados para evaluar el desempeño de los sistemas en su conjunto, asimetrías de información y carencia de señales económicas para motivar inversiones. [10]

La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), en el Título Sexto establece que: “La Calidad de Suministro se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico a los clientes, es decir, de acuerdo a las interrupciones del servicio”, y para evaluarla, se consideran indicadores que miden el número y duración de interrupciones del servicio eléctrico y la energía no suministrada a consecuencia de ellas, contemplando un periodo de control de 6 meses.

Respecto a la clasificación como fuerza mayor, OSINERGMIN evacuó el documento de trabajo N°16-GFE “Evaluación de Solicitudes de Fuerza Mayor para Instalaciones de Transmisión y Distribución”. En el mismo, respecto de la definición de Fuerza Mayor, se especifica que aun cuando se menciona en la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N° 25844, no se entrega una definición de tal condición. Ante la carencia de una definición específica en el contexto de la Ley de Concesiones Eléctricas o en su Reglamento, se aplica en forma supletoria, la definición del Código Civil, que en el Artículo 1315°, define: “Caso fortuito o fuerza mayor es la causa no imputable, consistente en un evento extraordinario, imprevisible e irresistible, que impide la ejecución de la obligación o determina su cumplimiento parcial, tardío o defectuoso” El caso fortuito o fuerza mayor está contemplado en el artículo 87° de la Ley de Concesiones Eléctricas,

Decreto Ley N° 25844, en el que se indica que: “Los concesionarios podrán variar transitoriamente las condiciones de suministro por causa de fuerza mayor...”.

Siendo que el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo 009-93-EM, en su artículo 169° establece que le corresponde a OSINERGMIN efectuar la calificación como causa Fuerza Mayor, al cual se refiere el artículo 87° de la citada Ley. Cabe precisar que ésta es la única referencia a la figura de la Fuerza Mayor en la Ley de Concesiones Eléctricas, por lo cual se aplica, en forma supletoria, la definición de fuerza mayor establecida en el Código Civil, en la medida que este cuerpo jurídico contiene, entre otras, las normas que regulan en general las relaciones derivadas de las obligaciones entre particulares (en este caso, entre el concedente que es el Estado, y el concesionario que viene a ser la empresa de transmisión o distribución). Para el cálculo de los indicadores de calidad del suministro individual no se consideran interrupciones que tengan una duración menor a 3 minutos, ni aquellas “relacionadas con casos de fuerza mayor debidamente comprobados y calificados como tales por la Autoridad”.

Los indicadores considerados son: [10]

Número total de interrupciones por cliente por semestre

Este indicador incluye las interrupciones programadas por expansión o reforzamiento de redes, para ser incluidas, se ponderan por un factor de 50%.

Duración total ponderada de interrupciones por cliente

Corresponde a la sumatoria ponderada de todas las interrupciones que sufra un cliente. Los ponderadores son los siguientes:

- Interrupciones programadas por expansión o reforzamiento: 0,25
- Interrupciones programadas por mantenimiento: 0,50
- Otras: 1,00

Si la duración real es distinta a la programada, el ponderador para la diferencia de tiempo es “0” si la duración real es menor a la programada y “1” en caso contrario.

La misma NTCSE establece las tolerancias en los indicadores de calidad de suministro individual, diferenciando por nivel de tensión. Se declara, además, que clientes de BT en zonas rural o urbano-rural se debe aumentar en un 50% la tolerancia al número de interrupciones, y la duración ponderada en un 100% para el servicio urbano-rural y 250%, para el servicio rural.

Número de Interrupciones por Cliente:

- Clientes en Muy Alta y Alta Tensión: 2 Interrupciones/semestre.
- Clientes en Media Tensión: 4 Interrupciones/semestre.
- Clientes en Baja Tensión: 6 Interrupciones/semestre.

Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente:

- Clientes en Muy Alta y Alta Tensión: 4 horas/semestre.
- Clientes en Media Tensión: 7 horas/semestre.
- Clientes en Baja Tensión: 10 horas/semestre.

Con la sola observancia de la NTCSE, según informa OSINERGMIN11, solo se reportaban las interrupciones que afectaban al 65% de los usuarios. Con el fin de solucionar los problemas de la NTCSE, entró en vigencia el procedimiento Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos N° 074-2004-OS/CD. El Procedimiento impuso la obligación de reportar mensualmente las interrupciones que afectan al 100% de los clientes de cada concesionaria, además de reportar dentro de las 12 horas las interrupciones que afectaron a más de 5.000 usuarios. Para la verificación de la información entregada por la empresa, se considera la instalación de equipos supervisores en alimentadores de media tensión, cuya ubicación es desconocida para las distribuidoras. Se instala, por un periodo mínimo de 2 meses, un mínimo de 3 equipos para comprobar si las interrupciones fueron parciales o totales. Los hallazgos son comunicados a las empresas a través de un informe de supervisión. Respecto a los indicadores de desempeño global, Perú optó por SAIDI y SAIFI, según son definidos en Use Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices (IEEE). Para dar señales económicas que motivaran a las empresas a realizar las inversiones necesarias para mejorar la prestación del servicio a los clientes, se estableció un desempeño esperado para cada área típica.

2.4.3 Confiabilidad en Nueva Zelanda

Como se da cuenta en la decisión No. NZCC 22 Electricity Distribution Information Disclosure Determination 2012, de la Comisión de Comercio de Nueva Zelanda.

Se distinguen 9 clases de interrupciones:

Clase A: interrupciones planificadas por el transmisor.

Clase B: interrupciones planificadas originadas en la red de distribución.

Clase C: interrupciones no planificadas originadas en la red del distribuidor.

Clase D: interrupciones no planificadas por el transmisor.

Clase E: interrupciones no planificadas de generación propiedad de empresas de distribución.

Clase F: interrupciones no planificadas de generación de propiedad de otros.

Clase G: interrupciones no planificadas, causadas por otros agentes con obligación a informar.

Clase H: interrupciones planificadas, causadas por otro agente.

Clase I: interrupciones caudadas por otros agentes.

Para el cálculo de los indicadores SAIDI y SAIFI, se consideran las interrupciones de Clase B y Clase C. Para las interrupciones de Clase C, se reconocen las siguientes causas:

- Rayo
- Vegetación
- Mal tiempo
- Interferencia de terceros
- Vida silvestre
- Error humano
- Equipos defectuosos
- Causa desconocida.

Para cada una de las causas se debe calcular e informar los indicadores SAIDI y SAIFI, además de identificar los principales equipos involucrados (líneas, cables u otros de sub-transmisión; líneas, cables u otros de distribución en baja tensión). Además, se solicita identificar la cantidad de interrupciones que tuvieron una duración menor o igual a 3 horas, o bien aquellas de extensión mayor. Para las interrupciones de Clase C, se solicita, además, una proyección fundamentada de la evolución de SAIDI y SAIFI en un lapso de cinco años. [10]

Adicionalmente, la Comisión de Comercio de Nueva Zelanda, que es la institución encargada de velar por el cumplimiento de la regulación de precio y calidad, basando el control en el seguimiento de una trayectoria de precio y calidad establecida por defecto.

En el documento de trabajo “Electricity Distribution Services Default Price Quality Path Draft Determination 2015” se establecen distintos indicadores que derivan de SAIDI y SAIFI, que se utilizan para establecer los límites que deben observar los distribuidores regulados.

Valor evaluado de SAIDI/SAIFI: Suma de los valores ajustados de SAIDI para un periodo de evaluación calculado de acuerdo con la trayectoria de calidad de servicio. Se calcula como la suma ponderada de los SAIDI de interrupciones planificadas y no planificadas, originadas en la red de distribución.

Tope de SAIDI/SAIFI: Máximo valor de SAIDI/SAIFI usado con el propósito de calcular el Ajuste de Incentivos de Calidad.

Collar SAIDI/SAIFI: Valor SAIDI/SAIFI mínimo utilizado para efectos de calcular el Ajuste de Incentivos de Calidad.

SAIDI/SAIFI Límite: Para los distribuidores regulados, corresponde al valor contra el cual se evalúa el cumplimiento de los estándares de calidad.

SAIDI/SAIFI Objetivo: Valor usado para el cálculo de Incentivos de Ajuste de la Calidad. Depende, entre otros, de los indicadores del periodo anterior.

SAIDI/SAIFI (Valor límite no planificado): Valor especificado en los estándares de calidad. Depende, entre otros, de los indicadores del periodo anterior.

Valor de SAIDI: Valor del índice de duración promedio de las interrupciones.

Valor de SAIFI: Valor del índice de frecuencia promedio de interrupciones del sistema. Los límites son establecidos por periodos de cinco años. El próximo periodo de fijación de estándares, tiene vigencia entre el 1 de abril de 2015 y el 31 de marzo de 2020. Junto con establecer estándares de calidad, el regulador fija los máximos ingresos permitidos para las empresas. [10]

2.4.4 Confiabilidad en California, Estados Unidos

En 1998 la Comisión de Servicios Públicos de California adoptó la Orden General 166 (GO 166, por sus siglas en inglés), que aplica para interrupciones de servicios causados por daños en las líneas de distribución o transmisión y subestaciones, tales como tormentas, incendios, accidentes u ataques terroristas.

La Orden General 166 presenta estándares de operación, confiabilidad y seguridad en situaciones de emergencia o desastres.

El propósito de los estándares es asegurar que los servicios eléctricos estén preparados para dichas situaciones, minimizando el daño e inconvenientes provocados a clientes.

Una situación de emergencia o desastre es definida en la GO 166 como un evento que es la causa próxima de una Interrupción de Gran Magnitud, dentro de las cuales se consideran, pero sin limitar, las siguientes: [10]

- Tormentas
- Rayos
- Incendios
- Inundaciones
- Huracanes
- Actividad volcánica
- Deslizamientos de tierra
- Terremotos
- Tormentas de viento,
- Maremotos
- Ataques terroristas
- Disturbios
- Desobediencia civil
- Guerras
- Derrames de sustancias químicas
- Explosiones
- Accidentes de trenes o aviones.

Una Interrupción de Gran Magnitud consiste en una interrupción de servicio no momentánea que afecta a al menos un 10% de los clientes de forma simultánea (para el caso de servicios con menos de 150.000 clientes, se considera como Interrupción de Gran Magnitud cuando afecta al 50% de los clientes o más).

La Decisión 00-05-022 introduce el Índice de Duración Promedio de la Interrupción por Cliente (CAIDI, por sus siglas en inglés), el cual es medido desde el inicio de un evento hasta que se haya restaurado el servicio a la totalidad de los clientes que experimentaron una interrupción durante el mismo.

Si un mismo cliente experimenta más de una interrupción sostenida durante un Evento Medido, cada interrupción es considerada como una interrupción a cliente por separado. El desempeño de la restauración de servicio es considerado razonable si el CAIDI es de 570 o menor, sin embargo, dicha consideración puede ser refutable.

Los sistemas de 150.000 clientes o menos están exentos de la aplicación de la Decisión 00-55- 022.

La GO 166 establece que el prestador de servicio debe mantener un Plan de Respuesta para emergencias e Interrupciones de Gran Magnitud, el que debe incluir los siguientes elementos:

- a) Coordinación interna.
- b) Coordinación con el Operador Independiente del Sistema (ISO)/Dueño del Sistema de Transmisión (TO).
- c) Coordinación con los medios de comunicación.
- d) Coordinación externa y con el Gobierno.
- e) Consideraciones de seguridad.
- f) Proceso de evaluación de daños.
- g) Guía de prioridad de restauración de servicio.
- h) Manual de asistencia.

De acuerdo al Código de Servicios Públicos de California, el ISO debe realizar una revisión luego de cada interrupción de servicio que afecte al 10%, o más, de los clientes de la entidad que provea el servicio de distribución local. Dicha revisión deberá incluir la causa de la interrupción, el tiempo de respuesta, la efectividad y si las prácticas de operación y mantenimiento mejoraron o socavaron la capacidad de restablecer el servicio de manera eficiente y oportuna.

Si el resultado de la revisión indica que las prácticas de operación y mantenimiento prolongaron el tiempo de respuesta o si el propietario u operador fueron responsables de la interrupción, el ISO podrá ordenar las sanciones apropiadas, sujeto a la aprobación de dicha autoridad por la Comisión Federal de Regulación Energética (Federal Energy Regulatory Commission). [10]

3 Metodología para el Cálculo de la Confiabilidad

3.1 Conceptos Generales

Para poder comprender las metodologías que se presentan a continuación, es necesario definir previamente los conceptos más relevantes.

Definición de Confiabilidad

La confiabilidad es la probabilidad de que un componente o sistema pueda cumplir su función en las condiciones operativas especificadas durante un intervalo de tiempo dado. Esta es la definición general de confiabilidad. Aplica a los componentes o sistemas orientados a una misión y se designa por la letra R (Reliability). [11]

Esta definición no tiene sentido para los componentes o sistemas reparables puesto que éstos toleran las fallas; para estos sistemas se utiliza la disponibilidad.

Definición de Disponibilidad

Es la probabilidad de que un componente o sistema pueda cumplir su función en las condiciones operativas especificadas en un instante de tiempo dado, se designa por la letra A (Availability). El complemento de la disponibilidad se denomina indisponibilidad y se designa por la letra U (Unavailability). [11]

Definición de Seguridad

Es la probabilidad de evitar un evento peligroso, se designa por la letra S (Security) e incluye:

- La probabilidad de que ocurra el evento peligroso.
- La gravedad del evento, es decir, su grado de peligro potencial.

El nivel de riesgo es función de estos dos ítems, tal como se muestra en la Figura 3-1. [11]

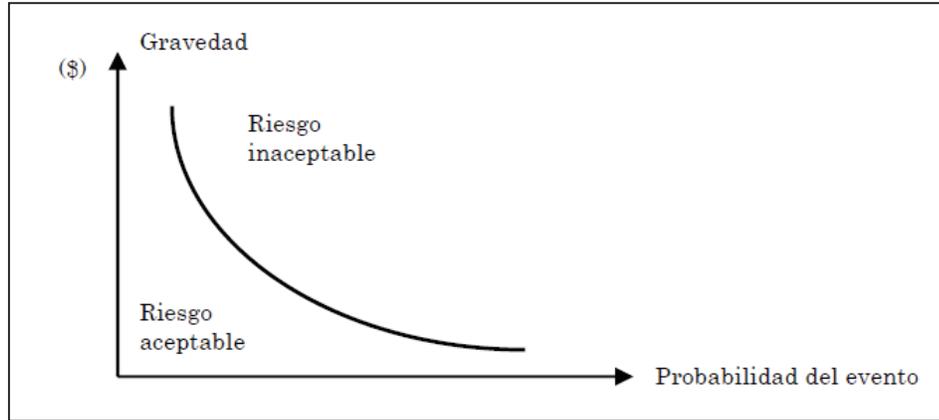


Figura 3-1: Función de riesgo en un análisis de seguridad. [11]

La gravedad de los eventos no proviene de la naturaleza de su origen, sino de sus consecuencias para los usuarios, el medio ambiente y para el mismo componente o sistema. En un análisis de riesgos se hace inventario de todas las situaciones potencialmente peligrosas debido a la presencia y utilización del componente o sistema y se establece su gravedad como costo económico o en otro tipo de escala cualitativa o cuantitativa.

Definición de Mantenibilidad

Es la probabilidad de que una operación dada de mantenimiento pueda ser realizada en un intervalo de tiempo dado. Se designa por la letra M (Maintainability). El mantenimiento puede ser correctivo (Salidas no planeadas) o preventivo (Salida planeada).

Definición de Calidad y Redundancia

Existen dos formas básicas mediante las cuales puede mejorarse la confiabilidad de un componente o sistema, las que son mostradas en la Tabla 3-1:

Tabla 3-1: mejoras a la confiabilidad. [11]

Calidad	Redundancia
Se refiere a la calidad de los materiales utilizados y a su fabricación, pruebas, calibración, transporte y puesta en servicio.	Se colocan elementos de respaldo. Si un componente falla o sale, su función es asumida por componente de respaldo. Existen dos tipos de redundancia: <ul style="list-style-type: none"> • Activa: El componente redundante siempre está conectado en paralelo con el componente al cual da respaldo. • Stand-by: El componente redundante se conecta en el momento en que el componente al cual da respaldo falla o sale

Otras definiciones

Sistema o componente no reparable: Aquel que se descarta la primera vez que deja de operar satisfactoriamente (falla).

Ejemplos: aislador eléctrico.

Sistema o componente reparable: Aquel que una vez falla en cumplir al menos una de sus funciones puede ser restaurado para que cumpla todas sus funciones mediante cualquier método (reparación, ajuste, etc.) excepto el reemplazo del componente o sistema completo.

Ejemplos: Plancha eléctrica, sistema eléctrico de potencia.

Un sistema no reparable puede ser considerado como una “parte” de un sistema mayor no reparable o reparable; a su vez, el sistema no reparable también puede tener trayectorias reparables.

Un sistema reparable puede tener partes o subsistemas reparables y no reparables.

Como se observa, estas definiciones no permiten una clasificación única; un mismo ítem puede ser tratado como parte, como sistema reparable o como sistema no reparable; la aplicación de cada una de estas definiciones y del correspondiente tipo de modelamiento que cada una de ellas implica. Depende entonces del tipo de estudio de confiabilidad que se pretende realizar, es decir, de su nivel de detalle y objetivos.

3.2 Tipos de Análisis para Evaluar la Confiabilidad

El tipo de modelamiento a utilizar depende de la información de que se disponga para estudiar el fenómeno o proceso de interés.

En general los tipos de estudios o análisis que se pueden realizar se aprecian en las Tabla 3-2 , Tabla 3-3, Tabla 3-4 y Tabla 3-5.

3.2.1 Cualitativo o Cuantitativo

En la Tabla 3-2 se muestran el análisis cualitativo y el análisis cuantitativo.

Tabla 3-2: Tipos de análisis de confiabilidad. [11]

Cualitativo	Cuantitativo
Es una valoración subjetiva. No se establecen índices numéricos.	Es una valoración objetiva. Se establecen índices numéricos, que pueden ser determinísticos o probabilísticos.
Ejemplos: <ul style="list-style-type: none"> • “No fallará”. • “Es muy confiable”. • “Este equipo es mejor que aquél”. 	Ejemplos: <ul style="list-style-type: none"> • “Probabilidad de falla del 50%”. • “Confiabilidad del 0.995”. • “Margen del 20%”.
No sirve para comparar alternativas o hacer análisis económico. Se conoce como “juicio de ingeniería”.	Sin embargo, la probabilidad puede ser establecida mediante un juicio de ingeniería por lo cual también sería subjetivo.

3.2.2 Determinístico o Probabilístico

En la Tabla 3-3 se muestra el análisis determinístico y probabilístico.

Tabla 3-3: Tipos de análisis de confiabilidad. [11]

Determinístico	Probabilístico
Las variables se consideran fijas o con funciones que determinan su valor para cualquier instante del tiempo.	Las variables se consideran aleatorias, es decir no tienen un valor fijo ni existe una función que permita determinar su valor en un instante de tiempo dado.
Ejemplo: Potencia disponible en un generador. <ul style="list-style-type: none"> • P = 100 [MW]. • P = 125*sin(377*t*38°) [MW]. • Demanda = (Potencia activa). 	La ocurrencia de determinados valores de la variable se expresa en términos de probabilidad. <p>Ejemplo: Potencia disponible en un generador</p> $P[MW \leq x] = \frac{1}{\sqrt{2 * \pi * 10}} \int_{-\infty}^x e^{-\frac{(x-100)^2}{2*10^2}} dx$
Generalmente, se selecciona el peor escenario lo cual con lleva a sobre diseño.	En este tipo de análisis se puede determinar el “riesgo” del análisis, que en este caso es la probabilidad de que lo que se asume ocurra o no.
Se conocen todos los factores de las ecuaciones que modelan los componentes o el sistema. No existe incertidumbre con respecto a las ecuaciones a utilizar ni con respecto al valor de sus parámetros	Existe incertidumbre con respecto al modelamiento del fenómeno físico bajo estudio.

En los problemas reales de ingeniería se encuentra que lo más común es que no existe la suficiente información o la certidumbre como para establecer los modelos determinísticos. Sin embargo, esta es la forma clásica de modelamiento que es enseñado en las universidades. [11]

Cuando se analiza la información disponible para estudiar los fenómenos físicos o procesos, se encuentra que solo una pequeña fracción de ésta es determinística o sin incertidumbre, tal como se muestra en la

Figura 3-2. [11]

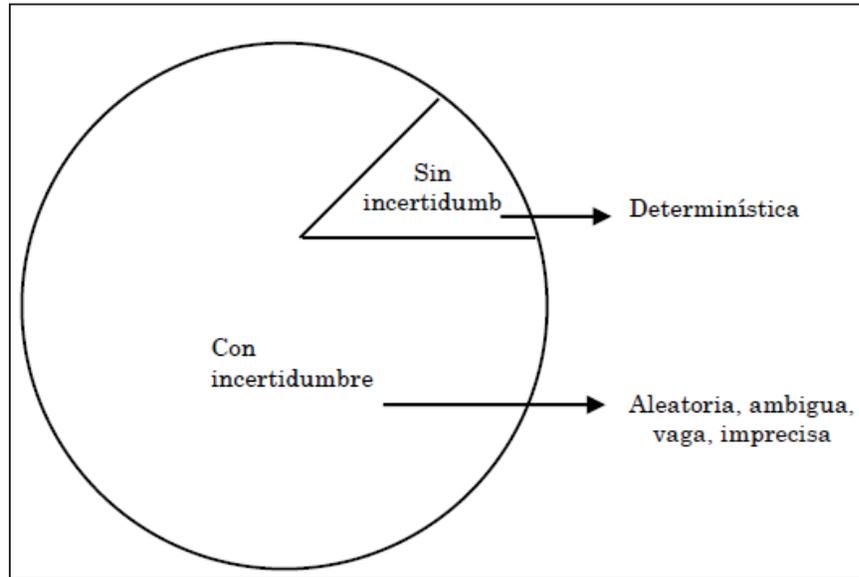


Figura 3-2: Conjunto de información para estudiar un fenómeno o proceso. [11]

La incertidumbre en la información aparece por:

- La falta de conocimiento respecto al fenómeno o proceso bajo estudio.
- La incapacidad para medir u observar en forma precisa el fenómeno o proceso bajo estudio.
- La ambigüedad o vaguedad en la información.
- La complejidad del proceso o fenómeno bajo estudio.
- La aleatoriedad natural del fenómeno.

Con el análisis probabilístico se modelan aquellos fenómenos físicos en los cuales existe o se asume que hay incertidumbre debido a la aleatoriedad en la información.

Otros métodos de estudio se utilizan para estudiar fenómenos con incertidumbre, por ejemplo, la lógica difusa. Por lo cual, el análisis probabilístico es solo una forma de modelamiento.

3.2.3 Analítico o de Simulación

En la Tabla 3-4 se muestra el análisis analítico y análisis por simulación.

Tabla 3-4: Tipos de análisis. [11]

Analítico	Simulación
<p>Se representa el componente o sistema bajo estudio por medio de un modelo matemático (ecuación o conjunto de ecuaciones) y se evalúan los índices de confiabilidad por medio de soluciones matemáticas directas.</p> <p>Ejemplos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • $P[t_{falla} \leq t] = 1 - e^{-0.25*t}$ • Diagramas de bloques • Proceso de Markov 	<p>Se simula el comportamiento aleatorio del componente o sistema y se evalúan los índices de confiabilidad en forma indirecta por medio de técnicas numéricas.</p> <p>Ejemplo: Simulación de Montecarlo.</p> <p>Este método requiere conocer los modelos matemáticos de los componentes o de algunas variables del proceso aleatorio bajo estudio. Lo que se obtiene artificialmente es la solución de una o varias variables que son función de las variables conocidas y de los cambios en el proceso del sistema.</p>

3.2.4 Histórico o Predictivo

En la Tabla 3-5 se muestra el análisis histórico y el análisis predictivo.

Tabla 3-5: Tipos de análisis. [11]

Histórico	Predictivo
<p>Se estudia el componente o sistema basado en los datos de su comportamiento operativo pasado. Con estos datos se establecen índices históricos o medidas de desempeño que generalmente son estadísticas.</p> <p>Ejemplo:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Frecuencia de fallas promedia: 8 por año por circuito primario. • Tiempo promedio por interrupción: 4 horas. 	<p>Mediante un estudio se predicen u obtienen los índices del componente o sistema para un instante de tiempo o periodo de tiempo futuro. Se determinan los valores esperados de los índices de confiabilidad o las funciones de probabilidad.</p> <p>Ejemplo:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Frecuencia de fallas esperada: 9 por año por circuito primario. • Tiempo esperado por interrupción: 3 horas. • LOLE: 0.3 días por año <p>La predicción es la función del planeamiento de sistemas de potencia.</p>

Los registros históricos se utilizan para construir los modelos probabilísticos con los cuales se hace la predicción de valores futuros de las variables aleatorias bajo estudio. [11]

la Figura 3-3 muestra esquemáticamente los tipos de análisis de confiabilidad que se pueden realizar.

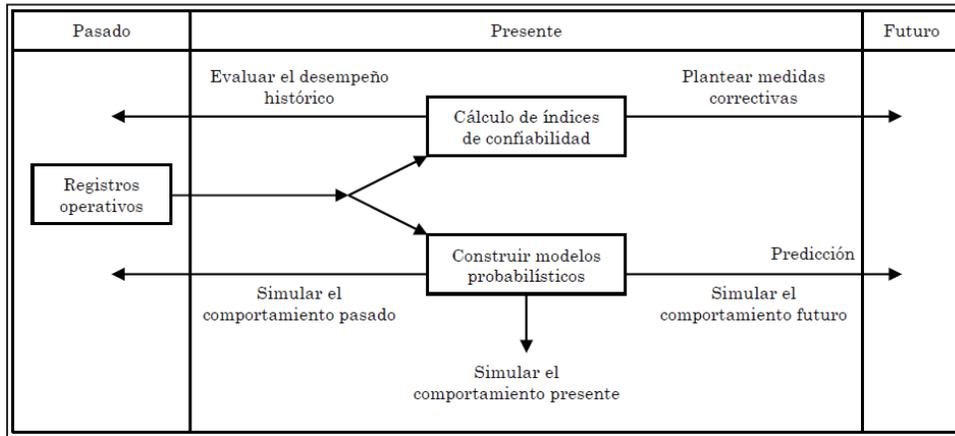


Figura 3-3: Tipos de análisis de confiabilidad de componentes. [11]

3.3 Diagramas de Red

Un sistema se puede representar por medio de un diagrama de red, bloques o lógico en el cual, cada componente se representa como un bloque independiente de los otros componentes; la conexión entre componentes dependerá de la configuración operativa del sistema. Este tipo de modelamiento se puede aplicar si el sistema es una estructura monotónica, aquella donde se cumple que: [11]

- Cada componente solo tiene dos estados: “bueno” y “fallado”, “disponible” e “indisponible”, etc.
- El sistema solo tiene dos estados: “bueno” y “fallado”, “disponible” e “indisponible”, etc.
- El sistema está operando si todos los componentes están operando.
- El sistema está fallado o indisponible si todos los componentes han fallado o están indisponibles
- La falla de un componente en un sistema ya fallado no puede restaurar el sistema a la operación
- La reparación de un componente en un sistema operativo no puede causar la falla del sistema.

3.3.1 Confiabilidad de un Sistema Serie

Considere un sistema conformado por dos componentes independientes A y B conectados en serie desde el punto de vista de confiabilidad, tal como se muestra en la Figura 3-4. [11]

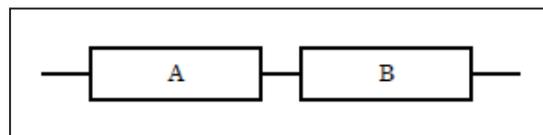


Figura 3-4: Sistema de dos componentes independientes en serie. [11]

Sean:

A: El evento de que el componente A este en el estado operativo.

B: El evento de que el componente B este en el estado operativo.

Para que el sistema funcione, ambos componentes deben funcionar, entonces:

$$R_{sistema} = P[A \cap B] = P[A] * P[B] = R_A * R_B \quad (3-1)$$

R_A y R_B son las confiabilidades individuales de los componentes A y B, como función del tiempo o como un valor numérico.

En forma general, para un sistema de n componentes no reparables en serie se tiene:

$$R_{sistema}(t) = \prod_{i=1}^n R_i(t) \quad (3-2)$$

$$F_{sistema}(t) = 1 - \prod_{i=1}^n R_i(t) \quad (3-3)$$

3.3.2 Confiabilidad de un Sistema Paralelo

Considere un sistema conformado por dos componentes independientes A y B conectados en paralelo desde el punto de vista de confiabilidad, tal como se muestra en la Figura 3-5.

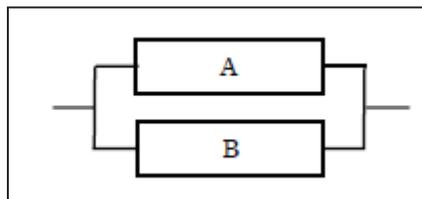


Figura 3-5: Sistema de dos componentes independientes en paralelo. [11]

Sean:

A: El evento de que el componente A no funcione.

B: El evento de que el componente B no funcione.

Para que el sistema falle, ambos componentes deben fallar, entonces:

$$F_{sistema} = P[A \cap B] = P[A] * P[B] = F_A * F_B \quad (3-4)$$

F_A y F_B son las probabilidades de falla individuales de los componentes A y B, como función del tiempo o como un valor numérico.

En forma general, para un sistema de n componentes no reparables en paralelo se tiene:

$$F_{sistema}(t) = \prod_{i=1}^n F_i(t) \quad (3-5)$$

$$R_{sistema}(t) = 1 - \prod_{i=1}^n Q_i(t) \quad (3-6)$$

3.3.3 Reducción de una Red Mediante Combinaciones Serie y Paralelo

Los sistemas series y paralelo forman la base para analizar configuraciones más complicadas que estén formadas por combinaciones de ellas. El método general es reducir secuencialmente la red haciendo combinaciones de componentes en serie y paralelo hasta obtener un solo elemento equivalente. El elemento final que se obtiene después de hacer la reducción de red representa al sistema.

Si una red o una parte de ella no puede reducirse mediante combinaciones serie y paralelo, se deben aplicar otras metodologías, algunas de las cuales se presentan a continuación.

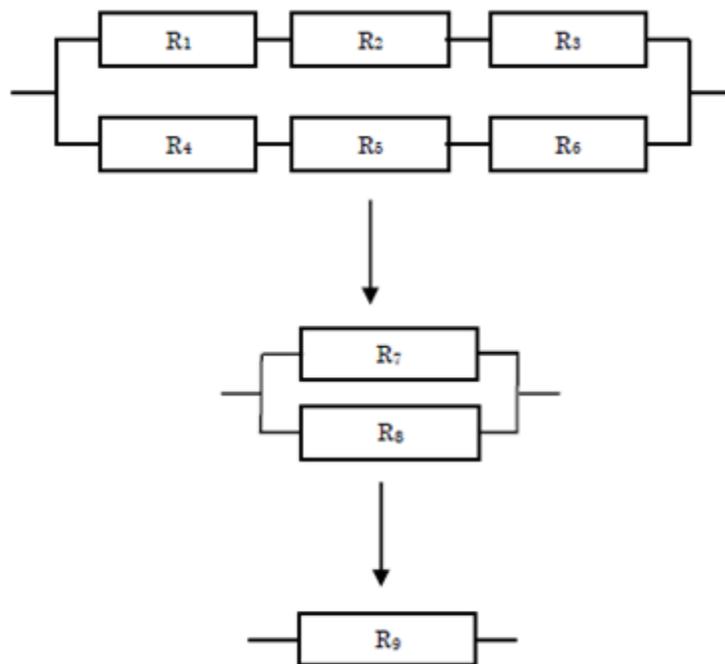


Figura 3-6: Ejemplo de reducción de un sistema mediante combinaciones serie y paralelo. [11]

3.3.4 Técnica de Bloques de Frecuencia y Duración

Este método es una aproximación derivada de la cadena de Markov homogéneo exponencial y en el cual, cada componente se considera como un “bloque” que se define con los siguientes parámetros:

- λ : La tasa de fallas, generalmente expresada en [fallas/año].
- r : El tiempo medio para reparación, generalmente expresado en [horas].

La reducción serie de bloques se muestra es la Figura 3-7.

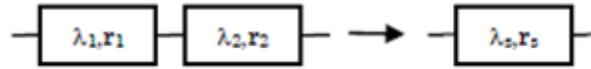


Figura 3-7: Conexión serie. [11]

Las ecuaciones para reducir la red se muestran en la ecuación (3-7) y (3-8).

$$\lambda_s = \lambda_1 + \lambda_2 \quad (3-7)$$

$$\lambda_s = \frac{\lambda_1 * r_1 + \lambda_2 * r_1}{\lambda_1 + \lambda_2} \quad (3-8)$$

La reducción paralelo de bloques se muestra es la Figura 3-8.

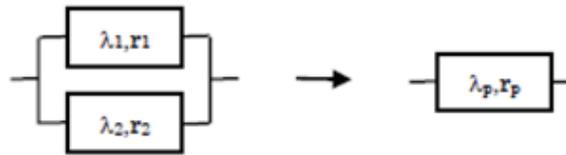


Figura 3-8: Conexión paralelo. [11]

Las ecuaciones para reducir la red se muestran en la ecuación (3-7) y (3-8).

$$\lambda_p = \lambda_1 * \lambda_2 * (r_1 + r_2) \quad (3-9)$$

$$r_p = \frac{r_1 * r_2}{(r_1 + r_2)} \quad (3-10)$$

La indisponibilidad de cualquier componente o del sistema se calcula como:

$$U = \lambda * r \quad (3-11)$$

U , generalmente se expresa en [horas de indisponibilidad/año]. Si este resultado se divide por 8760 horas se obtendrá su valor en probabilidad.

Algunas consideraciones con respecto a este modelamiento:

- Al utilizar tasas de fallas y reparación constantes, se considera que los procesos de fallas y reparaciones de los componentes y, por consiguiente, del sistema, son estacionarios. Esto debería verificarse antes de aplicar este método.
- Como este método se deriva de la cadena de Markov homogénea exponencial, los tiempos para falla y reparación deben estar exponencialmente distribuidos. Esto debería verificarse antes de aplicar este método.
- Las soluciones de este método para λ , r , U solo dan valores esperados, pues son una simplificación a la solución exacta dada por la cadena de Markov homogénea exponencial.
- Como éste método es una simplificación derivada de la cadena de Markov homogénea exponencial, la distribución asociada a los tiempos para falla y reparación del sistema no son exponenciales.
- Solo se recomienda utilizar este tipo de modelamiento si la indisponibilidad anual de los componentes es menor al 10%.
- Como este método opera sobre un diagrama de red, entonces, los componentes tienen que ser independientes y cumplirse las condiciones de una estructura coherente. [11]

3.4 Solución de Redes con Topologías Complejas

Cuando un sistema o una parte de este no pueden reducirse mediante combinaciones serie o paralelo de sus componentes, se dice que el sistema tiene una topología compleja.

Un ejemplo clásico de este tipo de sistemas es la estructura “puente” mostrada en la Figura 3-9.

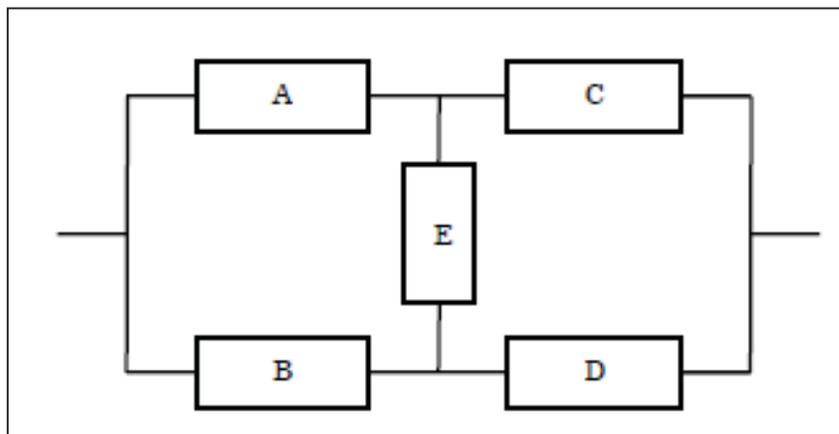


Figura 3-9: Estructura tipo puente. [11]

Para valorar la confiabilidad de este tipo de sistemas se debe aplicar alguno de los siguientes métodos:

- Árboles de eventos
- Árboles de falla
- Conjuntos de cortes
- Conjuntos de lazos
- Enumeración de estados
- Simulación de Montecarlo

Para el presente trabajo, solo se utilizó el método de árboles de eventos y de fallas, por lo tanto, a continuación, se procederá a explicar.

3.4.1 Árboles de Eventos y de Fallas

Es una técnica muy empleada la cual consiste en la determinación de los modos comunes de falla y análisis de efectos, en donde se pretende reflejar con mayor realismo el comportamiento de un determinado sistema eléctrico. Su implementación va acompañada de la determinación de conjuntos de corte mínimos. Esta técnica es particularmente adecuada para fallas que involucran la acción de los dispositivos de protección. El modelo del sistema para evaluar la confiabilidad considera el conjunto de cortes mínimos conectados en cascada y solo se consideran contingencias simples y dobles, dado que es altamente improbable que ocurra en forma simultánea fallas en tres o más elementos a la vez. No obstante, un determinado tipo de falla puede inducir a la desconexión de otros elementos, produciendo la caída de servicio de un punto de carga. Este es el tipo de solución que se pretende reflejar al estudiar los efectos de las distintas formas de falla de los componentes de una red eléctrica.

También es posible considerar sobrecargas y violaciones de los límites de voltaje, al simular contingencias que no forman conjuntos de cortes, es decir, la salida de una línea o alimentador parcialmente redundante, que no necesariamente produce la desconexión de alguna porción del sistema, pero que podría sobrecargar algún otro elemento. De esta manera aparte de los estados determinados por los conjuntos de cortes, se agregan como falla aquellos que producen sobrecargas, si dicha condición permanece algún tiempo superiora los ajustes de los dispositivos de protección.

Contrario a los métodos de análisis de confiabilidad basados en diagramas de red, los árboles de eventos y árboles de fallas permiten analizar: [11]

- Sistemas donde existe dependencia entre los componentes.
- Sistemas donde importa la secuencia en la cual ocurren las fallas.
- Componentes o sistemas con más de dos estados operativos o diversos modos de falla.

Una de las aplicaciones más importantes de estas dos técnicas es el análisis de confiabilidad de los sistemas o componentes, cuya misión es garantizar la seguridad en un equipo, sistema o proceso tal como.

Sistema de protección: protección de equipos y sistemas eléctricos o mecánicos, protección de procesos industriales etc.

Sistema de vigilancia y seguridad: sistema contra incendios, sistema contra robo, sistema contra inundaciones.

Para estos tipos de sistemas se definen los siguientes aspectos de confiabilidad.

Dependencia: que el tipo de equipo o sistema opere cuando es requerido, o que sea llamado a operar.

Seguridad: que el equipo o sistema no produzca falsas operaciones, este aspecto es generalmente analizado con árboles de falla.

3.4.2 Árboles de Eventos

Un árbol de evento es una representación gráfica de los eventos que pueden ocurrirle a un componente o sistema y su relación con los estados operativos de interés. Ver el ejemplo de la Figura 3-10 .

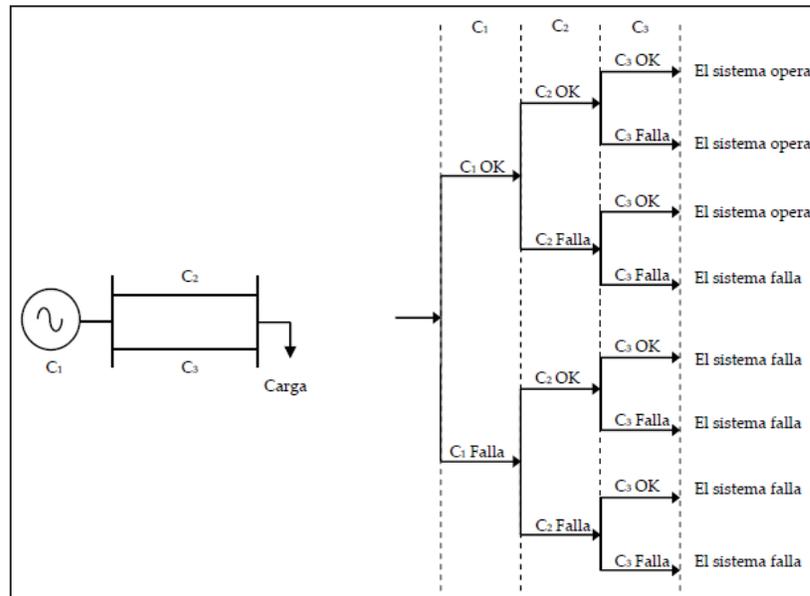


Figura 3-10: Ejemplo de árbol de eventos. [11]

La representación gráfica se denomina “árbol de eventos” porque cada evento se conecta a otros eventos como las ramas en un árbol.

Se inicia el árbol de eventos con un evento o situación y esta se conecta a los siguientes eventos que pueden ocurrir hasta llegar a los resultados operativos para el sistema. Así, se parte de un evento y se llega a las situaciones operativas que resultan en el sistema.

Los eventos se conectan entre sí, de acuerdo con la secuencia operativa que existe en el sistema, si es que esta tiene algún efecto sobre los estados operativos del sistema. Cabe recordar que no para todos los sistemas importa la secuencia en que se produce la falla de los componentes.

Dependiendo del propósito del análisis de confiabilidad, el árbol de eventos se construye de la siguiente forma: [11]

Sistemas donde no importa la secuencia operativa: Se inicia el árbol de eventos considerando que el sistema está sin falla y se continúa considerando los eventos de falla y éxito de los componentes.

No importa la secuencia en que se consideren los componentes.

Sistemas donde sí importa la secuencia operativa: Para sistemas donde importa analizar varios estados operativos, se inicia el árbol con un evento de falla, situación insatisfactoria o decisión y se continúa con la secuencia de eventos que lleva a los estados operativos de interés.

Las probabilidades de los estados operativos de interés para el sistema se obtienen sumando las probabilidades de todos los caminos que llevan a dicha situación operativa. El árbol de eventos es una técnica de razonamiento inductiva. [12]

Cuando el árbol se construye en base a decisiones, se denomina “árbol de decisiones”.

3.4.3 Árboles de Fallas Estáticos

Un árbol de fallas es una representación gráfica mediante compuertas AND y OR de las combinaciones de eventos que pueden llevar a la falla de un sistema o componente.

El evento de falla de interés en el sistema o componente bajo estudio se denomina “top event”. Ver el ejemplo de la Figura 3-11.

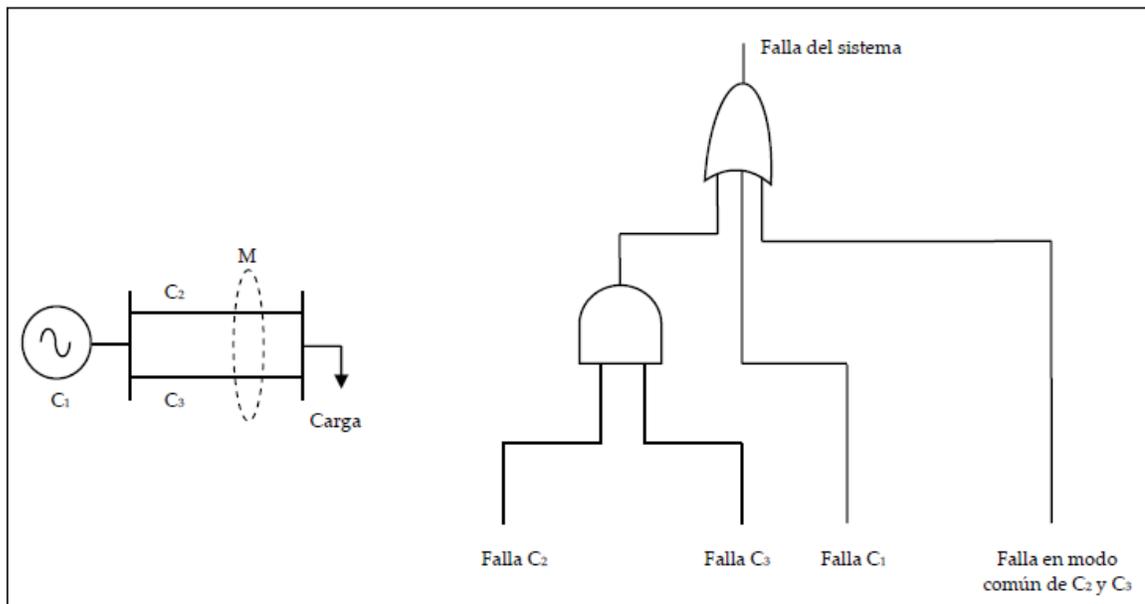


Figura 3-11: Árbol de fallas para el sistema de protección de una línea de transmisión. [11]

A partir del evento de falla de interés, se analiza en orden jerárquico las combinaciones, secuencias de eventos o causas que producen el evento de falla de interés. Así, este orden de construir el árbol de fallas es inverso al aplicado para un árbol de eventos.

El árbol de eventos es una técnica de razonamiento deductiva.

La probabilidad del evento de falla de interés se evalúa a partir de la expresión booleana que relaciona todos los eventos o causas que lo producen. Esta evaluación puede ser analítica o numérica mediante simulación de Montecarlo

En muchos casos, previo a la solución analítica o numérica, el árbol de eventos es transformado a una representación de conjuntos de cortes mínimos, lo cual, permite aplicar las técnicas de solución para cortes mínimos. [11]

Solución en forma analítica

Existen dos formas para resolver en forma analítica:

- a) Se obtiene la expresión booleana de la probabilidad de ocurrencia del evento top y se reemplazan en ella las probabilidades puntuales o funciones de distribución de probabilidad de los eventos básicos.

El obtener la expresión booleana de la probabilidad de ocurrencia del evento top generalmente requiere la aplicación de las reglas y propiedades del algebra booleana con el fin de obtener una expresión donde no se repitan los eventos básicos.

Si existen eventos repetidos, estos deben eliminarse aplicando algebra Booleana.

- b) Se reemplazan las probabilidades puntuales de los eventos básicos y se evalúa secuencialmente el árbol de abajo hacia arriba hasta obtener la probabilidad de ocurrencia del evento top. Esto evita resolver la expresión booleana de probabilidad de ocurrencia del evento top, lo cual, en la mayoría de los casos es una labor bastante tediosa.

Las probabilidades puntuales pueden obtenerse evaluando la distribución para un tiempo de interés dado.

En las compuertas con más de dos entradas se descompone la valoración en forma recursiva utilizando las leyes asociativas del algebra Booleana, tal como se muestra en las ecuaciones (3-12) y (3-13):

$$A + B + C = A + [B + C] = [A + B] + C \quad (3-12)$$

$$A * B * C = A * [B * C] = [A * B] * C \quad (3-13)$$

4 Planteamiento de la Problemática

En las empresas de distribución, existe gran conflicto al momento de actuar ante las contingencias, ya que el personal existente no se encuentra preparado para desempeñarse en casos críticos y/o en los cuales se requiere implementar nuevas estrategias.

El problema radica en la sobrevaloración de este tipo de trabajos debido a la poca cantidad de personas especializadas que son capaces de realizar estas tareas. Esto trae consigo una enorme responsabilidad a la persona encargada de realizar estas actividades, siendo en ocasiones exigido por parte de la empresa a dar soluciones de manera inmediata, por ejemplo, ante una catástrofe o contingencia.

En los últimos años el desarrollo y expansión de las redes eléctricas de distribución, han exigido a las empresas reevaluar sus metodologías de trabajo y formas de planificación, apuntando hacia la estandarización de sus operaciones.

Estas nuevas exigencias no solo quedan determinadas por el funcionamiento propio de sus servicios, sino también por nuevas exigencias por parte de la entidad reguladora.

En materia de indisponibilidad de suministro, las empresas eléctricas se esfuerzan por disminuir estos índices, entre las medidas más comunes están el mantenimiento preventivo de equipos, líneas, y trazados, además de reconfiguraciones de emergencia en elementos de protección.

Una de las alternativas de respaldo es la generación de nuevas interconexiones entre alimentadores aledaños, esto con el fin de disminuir los tiempos de indisponibilidad en el servicio, ya que permite que la zona afectada pueda ser alimentada mediante un alimentador cercano.

Es indispensable tener registros de los eventos que se producen en la red, y junto con esto los tiempos de interrupción asociados a cada evento. Es importante contar con un exhaustivo y detallado registro de estos eventos, tales como punto de falla, sección del conductor, tipo de falla, medidas de corrientes de cortocircuito, motivo y duración de la falla, fecha, número de clientes afectados, entre otros. Debido a que contar con información más detallada permite realizar diferentes tipos de estudios, los cuales pueden enfocarse en mejorar zonas críticas, zonas de interconexiones, índices de confiabilidad, puntos críticos de la red, etc.

Al abordar esta problemática desde un escenario más realista, se pueden apreciar algunas limitantes. Estas limitantes principalmente corresponden a desinformación o mal manejo de la información en las cuales no existe un registro claro y ordenado respecto a la ocurrencia de cada evento, ni de las condiciones, y maniobras que fueron necesarias para la restauración del servicio. En lo que respecta a Chilquinta Energía S.A. esta cuenta con un gran número de registros correspondientes a este tipo de eventos. Cabe señalar que existen eventos en los cuales no se tiene registros debido a diferentes motivos, tales como: fallas transitorias en algún punto de la línea en donde no se sabe el punto de falla, o a eventos donde no se puede asignar un motivo específico.

En este trabajo se abordará la problemática de los periodos de interrupción y de cómo disminuir la indisponibilidad del sistema a través de la interconexión entre alimentadores aledaños de la red.

A continuación, se presentará un pequeño sistema el cual nos permitirá exponer la problemática.

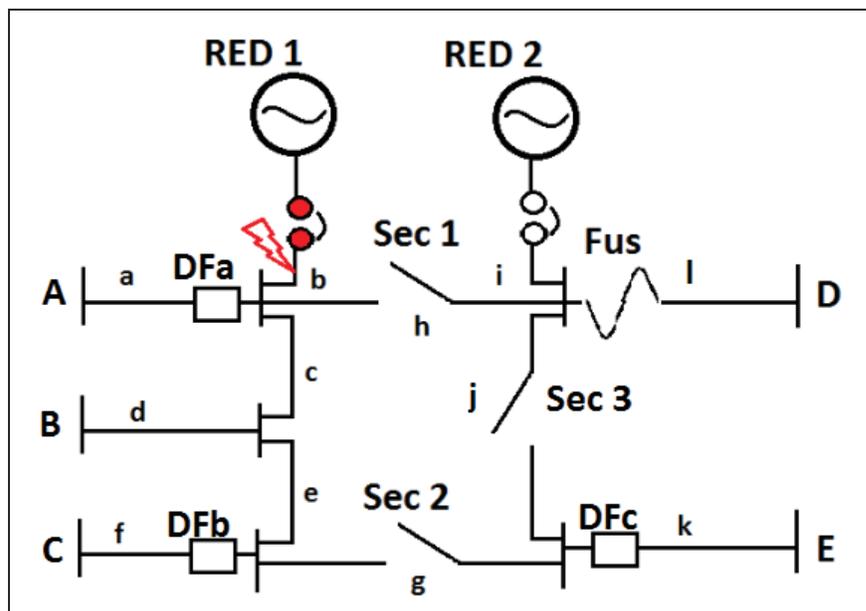


Figura 4-1: Red problemática.

En la Figura 4-1 se presentan dos sistemas independientes (red 1 y red 2), los cuales en su funcionamiento normal no se encuentran interconectados (Sec. 1 y Sec. 2 abierto).

Algunas consideraciones importantes son: que los sistemas poseen diferentes índices de confiabilidad, equipos de protección, topologías, configuración de protecciones, tipo de construcción (aéreo o subterráneo), etc.

Para el cálculo de la confiabilidad se utilizará la “Técnica de Bloques de Frecuencia y Duración” mencionada en el capítulo anterior. El cual se realizará manualmente y expondrá la variabilidad de los indicadores. Se confeccionarán diferentes tablas para ver como varían estas confiabilidades globales interconectando los sistemas.

Datos de entrada:

- **Tasas de fallas del sistema:** En la Tabla 4-1 se muestran las tasas de fallas para todos los tramos de la red de la Figura 4-1. Cabe destacar que los valores señalados son valores aleatorios típicos de un sistema.

Tabla 4-1: Tasas de falla para el sistema.

Sección	λ
a	0,1
b	0,1
c	0,2
d	0,4
e	0,2
f	0,1
g	0,1
h	0,2
i	0,3
j	0,3
k	0,2
l	0,1

- **Tiempos de restauración:** en la Tabla 4-2 se muestran los tiempos de restauración para los diferentes tipos de tramos que existen.

Tabla 4-2: Tiempos de restauración.

Tiempo de restauración	T(h/falla)
Troncal	4
Lateral	8
Maniobra	1

Algunas consideraciones para el cálculo de la confiabilidad en este ejemplo:

- Al producirse la falla en el tramo **b** esta línea se desconecta por completa, por lo que se aísla la falla.
- Se considerará que, ante la operación de un seccionador, se desconecta la línea en sus dos extremos, esto con el fin de no considerar la confiabilidad de este tramo de línea que no posee cargas.
- Para los cálculos no se considerará la existencia simultanea de las dos interconexiones.

Punto de carga A (Seccionador 1 cerrado y seccionador 2 abierto):

En este punto de carga se muestra la incidencia que tiene cada sección en el cálculo de los indicadores globales.

En la Tabla 4-3 se aprecia la incidencia de esta falla para el punto de carga A.

Tabla 4-3: Primer caso.

Sección	λ	r(h/año)	U(h/falla)
a	0,1	8	0,8
b	-	-	-
c	0,2	4	0,8
d	0,4	8	3,2
e	0,2	4	0,8
f	-	-	-
g	-	-	-
h	0,2	4	0,8
i	0,3	4	1,2
j	0,3	1	0,3
k	-	-	-
l	-	-	-
Totales	1,7	-	7,9

Punto de carga A (Seccionador 2 cerrado y seccionador 1 abierto):

En la Tabla 4-4 se aprecia la incidencia de esta falla para el punto de carga A.

Tabla 4-4: Segundo caso.

Sección	λ	r(h/año)	U(h/falla)
a	0,1	8	0,8
b	-	-	-
c	0,2	4	0,8
d	0,4	8	3,2
e	0,2	4	0,8
f	-	-	-
g	0,1	4	0,4
h	-	-	-
i	0,3	4	1,2
j	0,3	4	1,2
k	-	-	-
l	-	-	-
Totales	1,6	-	8,4

Para el cálculo de los tiempos promedios para reparar en el punto A, se divide la indisponibilidad total por la tasa de falla total.

Considerando la ecuación (4-1) se calculan los tiempos promedios de reparación.

$$r_s = \frac{U_s}{\lambda_s} \quad (4-1)$$

De esta forma se tiene que para la interconexión 1 (Seccionador 1 cerrado y seccionador 2 abierto).

$$r_s = \frac{7,9}{1,7} = 4,65 \left[\frac{h}{año} \right] \quad (4-2)$$

y para la interconexión 2 (Seccionador 2 cerrado y seccionador 1 abierto).

$$r_s = \frac{8,4}{1,6} = 5,25 \left[\frac{h}{año} \right] \quad (4-3)$$

Según lo expuesto se aprecia que, al interconectar dos sistemas, la confiabilidad del sistema global se ve afectada debido a dos causas principales:

- La confiabilidad de un punto de la red está determinada en gran parte por el grado de respaldo que ofrezcan los diferentes equipos a este punto de análisis y por consiguiente al sistema global. Se considera que los dos tramos que interconectan, tienen las diferentes tasas de falla, tal como aparece en las tablas anteriores en las cuales se consideró que cada interconexión (sección **h** y **g**) tenían distintas tasas de falla (0,1 y 0,2 respectivamente).
- El valor de confiabilidad también está determinado por los tiempos de interrupción para cada sección. Se puede apreciar que existen secciones de la red en las cuales se pueden realizar maniobras para despejar una determinada falla y secciones en las que no se puede despejar una falla a través de maniobras.

Es importante, que al desarrollar la metodología propuesta se tengan en consideración todos los puntos expuestos en este capítulo.

5 Metodología Propuesta

Para solucionar la problemática se trabajará en base a la metodología de árboles de eventos, ya que esta permite estudiar en conjunto los procesos que se desarrollan dentro de la red, los cuales son de interés para este trabajo. También se considerará la metodología de los **bloques y duración** debido a que es necesario utilizar tasas de fallas y tiempos de interrupción asociados a cada tramo.

Para el desarrollo de este trabajo, se usará la base de datos de Chilquinta, la cual proporciona la información correspondiente a la estructura de los alimentadores (equipos, tramos, interconexiones, etc), además se trabajará en base a los registros de fallas de los equipos de protección (número de fallas por equipo, duración de la falla). En esta base de datos no existe registro del número de fallas por tramo ni de los tiempos de interrupción por tramo, ya que el punto de falla está asociado al equipo de protección aguas arriba.

5.1 Selección de la Información

Como primer paso en el planteamiento del problema, se propone crear una red más pequeña la cual considere los distintos funcionamientos físicos y funcionales de un alimentador real, intentando considerar los elementos más importantes que hacen que los resultados esperados (tasas de falla y tiempos de interrupción) cambien.

En la Figura 5-1, se muestra la red reducida de un alimentador ficticio, la cual se usará para identificar la información necesaria que se utilizará en el algoritmo. Se consideró una red mixta (serie-paralelo) y se propusieron algunas configuraciones, derivaciones y disposiciones de equipos que expresaran el posible funcionamiento del sistema.

En esta red reducida se han considerado las siguientes variantes:

- Postes
- Equipos de protección.
- Estado de operación (abierto o cerrado).
- Identificación de los tramos.

- Identificación de los equipos de protección.
- Identificación del equipo lógico (crea las zonas de protección de los equipos).

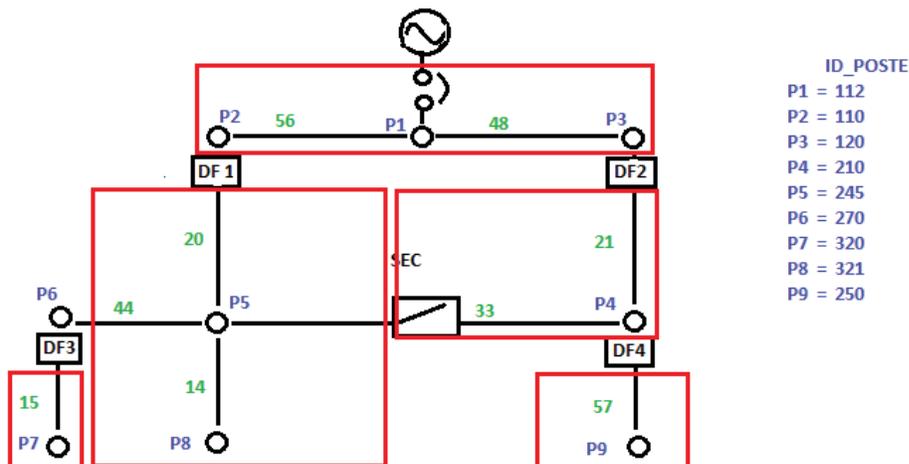


Figura 5-1: Circuito ejemplo de una red reducida.

Desde el punto de vista de la confiabilidad los elementos de una misma zona de operación tienen un comportamiento serie, esto quiere decir, que cualquier falla en cualquiera de los tramos de una misma zona de operación produce el mismo efecto sobre esa zona (la operación del equipo de protección de esa zona).

Se tiene la información de las operaciones de cada equipo de protección, por lo tanto, se trabaja bajo la hipótesis de que si operó un elemento de protección esta no se debió a una falla proveniente de otra zona ya que los elementos se encuentran coordinados. Por lo tanto, las fallas ocurren en algún tramo correspondiente a la misma zona donde opera el equipo de protección.

La información expuesta en la Tabla 5-1 muestra los principales elementos del sistema y los principales estados de operación de los elementos.

Tabla 5-1: Parámetros red reducida.

Nº	ID_tramo	poste_1	poste_2	equipo	estado	ID_equipo_físico	ID_equipo_lógico
1	56	112	110	0	C=1	0	-
2	48	112	120	0	C=1	0	-
3	20	110	245	DF=1	C=1	322	-
4	21	120	210	DF=1	C=1	321	-
5	33	245	210	SEC=2	O=0	210	-
6	44	245	270	0	C=1	0	-
7	15	270	320	DF=1	C=1	480	-
8	14	245	321	0	C=1	0	-
9	57	210	250	DF=1	C=1	400	-

En base a estos parámetros elegidos se formula el desarrollo de un algoritmo que sea capaz de obtener la información que se necesita (tasas de falla y tiempos de interrupción). Se analiza cómo afecta que un determinado equipo se encuentre en una posición o en otra, luego se analiza cómo influye que este en un estado de operación o en otro, de esta forma se va agregando cada vez más información al razonamiento del algoritmo. En este caso fue sencillo debido a que solo se consideraron tres elementos de protección, desconectar fusible, interruptores y seccionadores.

De esta forma se modelaron todos los elementos con un comportamiento similar, por ejemplo, reconectores e interruptores como elementos de sobre-corriente y todos los elementos de maniobra como seccionadores.

Otras consideraciones son:

- Al desconectarse una carga, se desconecta de forma trifásica (no existen consumos monofásicos) en media tensión, esto debido a que en algunas redes existen transformadores monofásicos (de hasta 15 kVA). Estas potencias son casi despreciables desde el punto de vista de la potencia total del alimentador y muchas veces se desprecian.
- No existen configuraciones en anillo en las redes de Chilquinta, por lo que se considera que siempre los seccionadores están abiertos y que solo se cierran ante contingencias, para brindar un suministro alternativo. Esta condición será analizada en profundidad, debido a que el seccionador al estar abierto o cerrado nos hace modifica las zonas de protección.
- Para este análisis se consideran muestreos de un año.
- Se considera que los equipos de protección tienen cien porcientos de confiabilidad por lo que no se incluyen en los cálculos.
- No se consideran suministros alternativos(GD).

5.2 Descripción del Algoritmo

La función principal del algoritmo es que, al darle condiciones iniciales (como poste de partida y un equipo de protección), es capaz de recorrer la red, haciendo diferentes preguntas y evaluando diferentes condiciones para cada tramo analizado. De esta forma realiza la asignación de cada tramo a una zona de operación (asocia a un equipo) y asociado a cada zona de operación existe un solo equipo de protección el cual tiene registrado un número de operaciones. Luego al tener un conjunto de tramos asociados a cada zona de protección se utiliza un criterio que pondera (parámetros físicos de los tramos), y de esta forma asigna un numero de fallas a cada tramo.

El proceso se desarrolla en dos partes:

- Asignación de tramos a un equipo o zona de operación.
- Ponderación de las tasas de fallas y tiempos medios de reparación.

5.2.1 Asignación de Tramos a un Equipo Físico

Para entender esta idea se creó un diagrama de prueba basado en la Figura 5-2, La cual muestra el movimiento de la información y como es que se va retroalimentando la búsqueda de tramos por analizar, en base a los postes que posee cada tramo.

Para analizar todos los postes de la red es necesario dar un orden de análisis, el cual parte desde el punto inicial (punto de alimentación) hasta los extremos del alimentador en donde no encuentra más postes para analizar y se detiene.

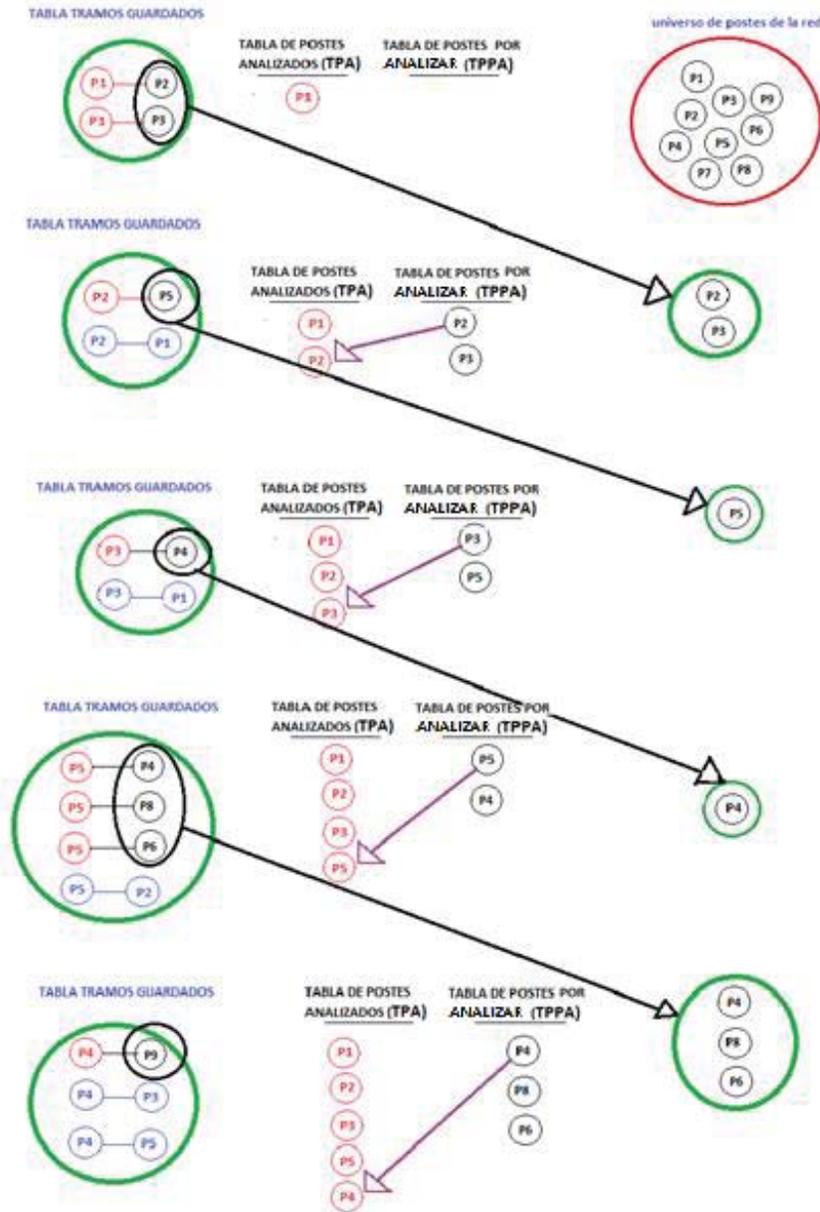


Figura 5-2: Funcionamiento lógico.

A continuación, se explica el funcionamiento lógico de cada tabla:

Tabla tramos analizar (TPA): Esta tabla tiene la función de ir guardando los postes que decido analizar (cada vez que busco en base de datos algún poste y lo mando a tabla guardados) además esta se va retroalimentando desde la tabla de postes por analizar (TPPA), el objetivo de esta tabla es dejar un registro de cada poste analizado para que una vez ingresado un nuevo poste no se repita la misma búsqueda. También es la parada del programa debido a que cuando se analizan todos los postes, también se cumple que se asignan todos los tramos.

Tabla tramos por analizar (TPPA): En cada tramo existen dos postes asociados, cada vez que se analiza un tramo es porque a través de buscar uno de los dos postes encontré ese tramo asignado. Por otra parte, el otro poste asociado a ese tramo es importante dejar registro de él, pues servirá como nuevo punto de partida, para buscar los postes que siguen, este procedimiento se repite cada vez que la tabla guardados se vacía.

Tabla guardados: La función de esta tabla es que cada vez que se analiza un poste desde TPPA, guardo en esta tabla los tramos asociados a este poste. En esta tabla se realiza el análisis de cada tramo y en función de las características de cada tramo se realiza la asignación de este tramo a un equipo físico de protección.

El desarrollo de este procedimiento de selección y asignación queda expuesto en la Figura 5-3.

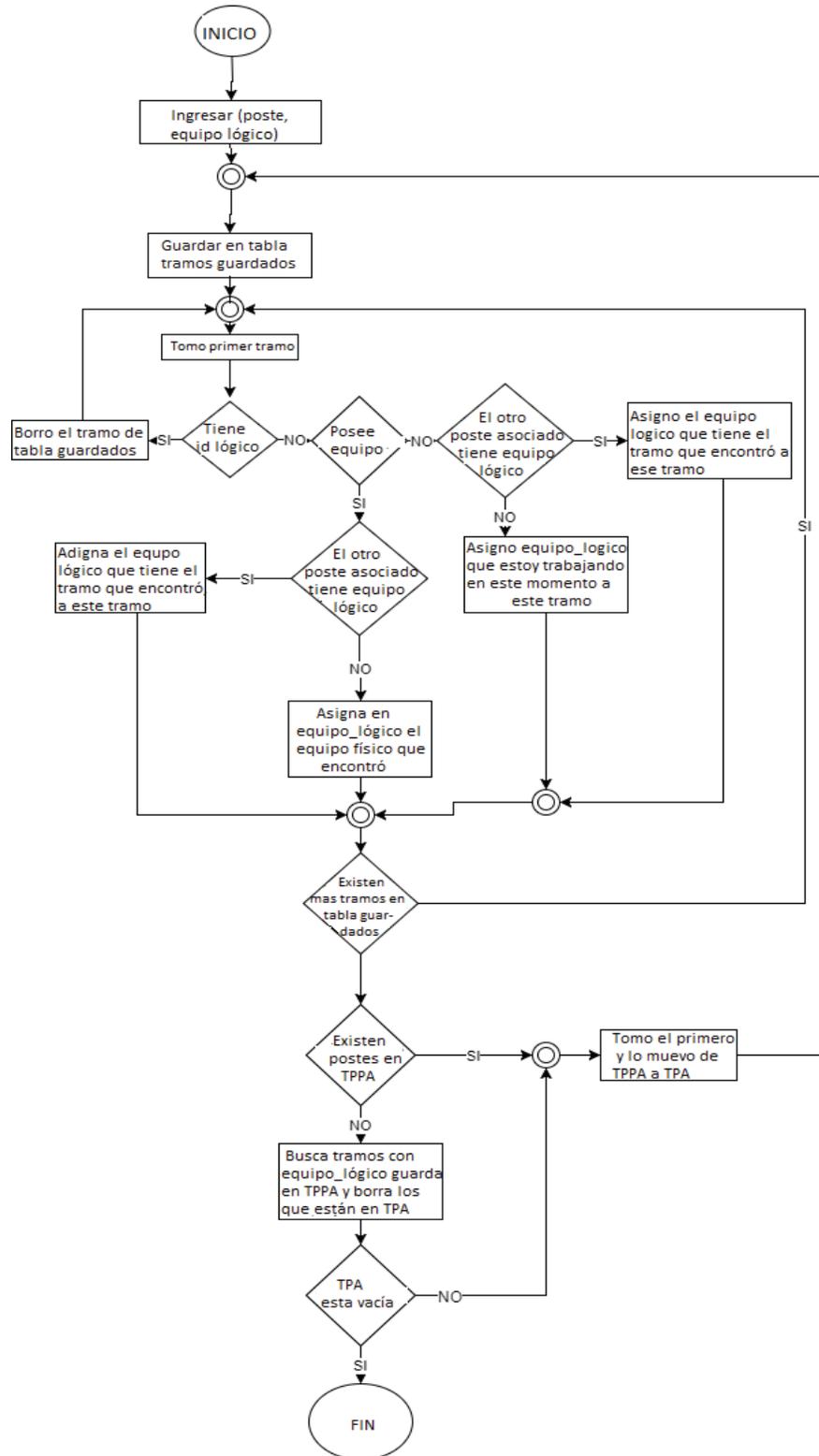


Figura 5-3: Diagrama de flujo, Asignación de tramos a un equipo o zona de operación.

5.2.2 Cálculo de las Tasas de Fallas y Tiempos Medios de Reparación.

Se parte de la base que todos los tramos están asignados a una zona de operación, de esta forma se trabajarán según esa agrupación, la cual no es más que la asignación de un determinado número de tramos a un equipo de protección.

Por otra parte, se tiene que cada tramo posee un largo (en metros) y una sección del conductor que está siendo usado. Estas consideraciones son necesarias debido a que no es posible asignar una ubicación exacta del punto en donde se produjeron las fallas.

A continuación, se presenta la Figura 5-4 la cual ejemplifica el trabajo realizado.

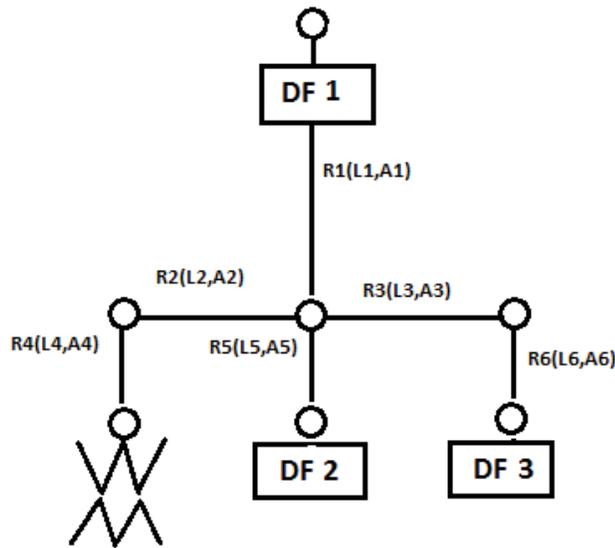


Figura 5-4: Relación entre los largos y las secciones de cada tramo.

Para obtener el número de fallas por tramo, se debe utilizar la ecuación (5-1) y (5-2):

$$N^{\circ} \text{ Fallas tramo } x = \frac{\text{fallas por equipo} * R_x}{\sum_{i=1}^n \frac{L_i}{A_i}} \quad (5-1)$$

Dónde:

L_i : largo del tramo i asociado al equipo n .

A_i : Sección del tramo i asociado al equipo n .

$$R_x = \frac{L_x}{A_x} \quad (5-2)$$

La asignación de tasas de falla y de tiempos de tiempos medios de reparación se realiza según el diagrama mostrado en la Figura 5-5:

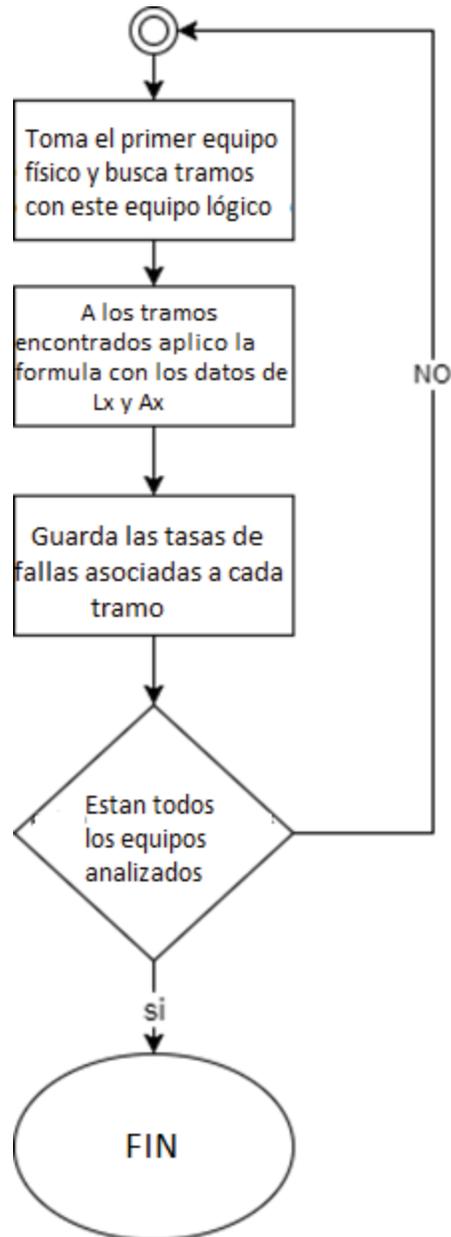


Figura 5-5: lógica cálculo de tasas de falla y tiempos de reparación.

6 Desarrollo de la Metodología Propuesta

En este capítulo se detallará el funcionamiento del algoritmo creado en SQL SERVER, se presentarán las partes que lo componen (como sub-funciones) y el motivo por el cual fue necesario crearlas.

6.1 Generalidades del Procedimiento

Este procedimiento organiza la información de la red, de manera que esta sea entendida por Matlab. Con el cual se evaluará la confiabilidad de las interconexiones entre los alimentadores. De esta forma, es indispensable conocer la estructura de la información de entrada de Matlab.

Para comenzar es necesario tener algunas consideraciones:

- Se escogen dos alimentadores, lo recomendable es que estos alimentadores se encuentren contiguos, de esta forma se evalúan interconexiones reales y factibles. En caso contrario, que los alimentadores se encuentren alejados físicamente, también es posible evaluar posibles interconexiones.
- Elegidos los alimentadores se escoge un periodo de trabajo de un año.
- Debido a que las redes eléctricas van modificándose todos los meses, ya sea por expansiones, reconfiguraciones o por cualquier otro motivo, es conveniente ocupar la red correspondiente a la última reconfiguración.
- Es necesario verificar que los tramos correspondan a la empresa distribuidora con la cual se trabaja, en este caso las redes correspondientes a Chilquinta. Ya que existen empresas que trabajan en zonas cercanas a la concesión de Chilquinta.
- Es recomendable trabajar con alimentadores que tengan mayor cantidad de fallas debido a que se tienen mayor cantidad de registros de las interrupciones, y además que se encuentren alimentadores cercanos, los cuales permitan las interconexiones.

6.2 Consideraciones para las Tasas de Falla y los Tiempos de Reposición

Las principales consideraciones para el cálculo de las tasas de fallas y los tiempos de reposición se presentan a continuación:

- Para el cálculo de las tasas de falla y los tiempos de reposición asociado a cada tramo de la red es necesario conocer la cantidad de fallas que registra cada equipo de protección dentro de los alimentadores, de esta forma ponderar de una manera más real el comportamiento de la red.
- Al analizar la información de fallas, se tiene que existen tramos que fallan más, ya sea por choques, caídas de árboles, viento, fallas a masa, mal mantenimiento, etc. Y también existen tramos que no fallan.
- Debido a que los índices que evalúan la confiabilidad consideran las fallas anuales se toma registro de las fallas que sufren los alimentadores durante todo un año. Luego estas fallas se ponderan en un esquema operacional de la red, el cual corresponde a la configuración de la red en ese mes.
- Durante un año existen reconfiguraciones internas en los alimentadores, por lo cual los tramos que protegen un mismo equipo de protección pueden ir cambiando. En este caso, se considera que la red no sufrió reconfiguraciones durante el periodo de muestreo.

En la Figura 6-1 se expone un ejemplo de esta situación.

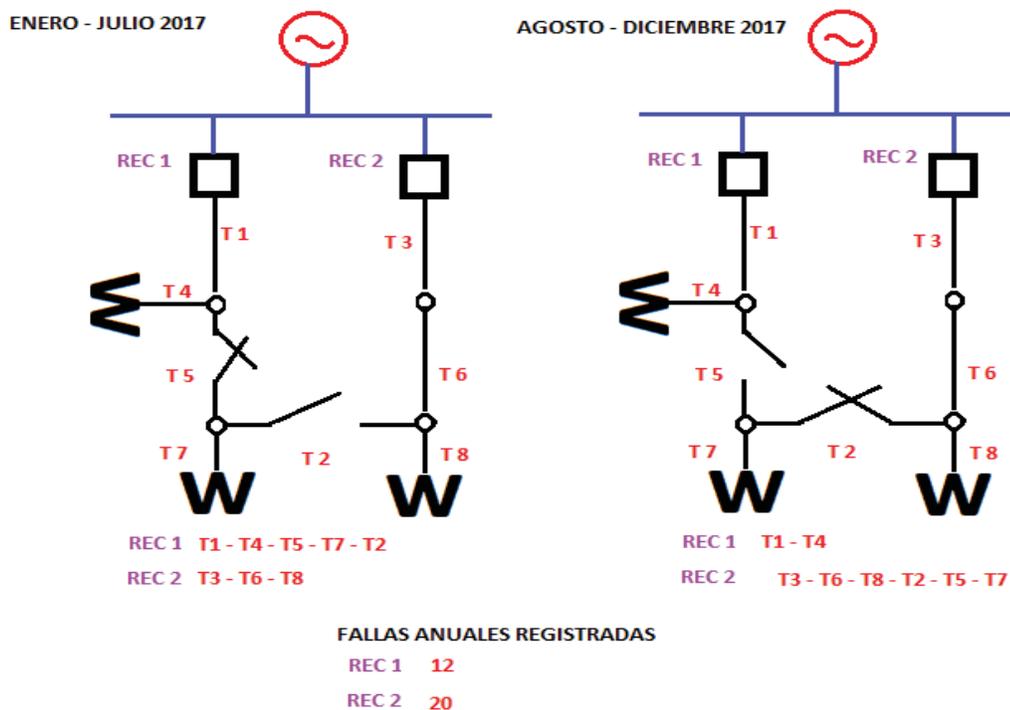


Figura 6-1: Ejemplo de una red con reconfiguraciones anuales.

Para el registro de fallas de los equipos de protección y de la duración de estas, se consideraron los siguientes equipos:

- Desconectador fusible media tensión
- Conector mono separable subterráneo en media tensión
- Reconectador

No se consideraron los siguientes equipos de la red, debido a que algunos pertenecen a la red de baja tensión y otros no son equipos de protección:

- Protección subterránea en baja tensión
- Protección aérea en baja tensión
- Equipo compacto de medida
- Banco regulador de tensión
- Banco de condensadores
- Autotransformador

6.3 Consideraciones para los Alimentadores

Para trabajar con los alimentadores, es necesario tener las siguientes consideraciones:

- Solo se considera la red en media tensión.
- Una vez que se asigna un equipo de protección a un grupo de tramos estos quedan con el id del equipo, de esta forma es posible ver las zonas de protección delimitadas por los equipos de protección considerados.

La Figura 6-2 muestra en diferentes colores las zonas de protección del alimentador LONCURA para cada equipo de protección considerado.

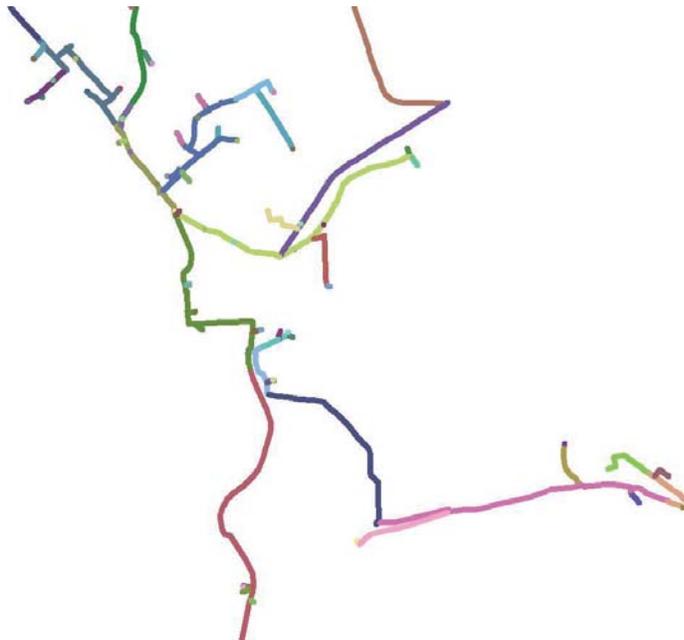


Figura 6-2: zonas de protección alimentador LONCURA.

Cabe destacar que esta grafica corresponde a una exportación reducida obtenida desde PowerFactory con las zonas de protección del alimentador.

Según se explica en el capítulo anterior, se asocia una cantidad de tramos a una zona de protección determinada por un equipo cualquiera. Como no todos los equipos de protección tienen registros de fallas se tiene mucha información vacía. Para solucionar esto y trabajar con la misma red sin perder información, se utiliza una rutina que une dos tramos, si tienen el mismo conductor, nivel de tensión, CUDN, entre otras consideraciones. Finalmente se logra reducir la red de 6.120 tramos a 3.561, lo cual es muy conveniente desde el punto de vista del procesamiento de la información.

Otra consideración importante es que la asignación de fallas y tiempos de reposición para cada tramo del alimentador se debe realizar antes de que se ejecute la interconexión, es decir evaluar ambos alimentadores por separado. Una vez obtenido estos parámetros, para generar las interconexiones se utiliza la triangulación de DELAUNAY.

En la Figura 6-3 se muestra una representación de las interconexiones entre dos alimentadores:

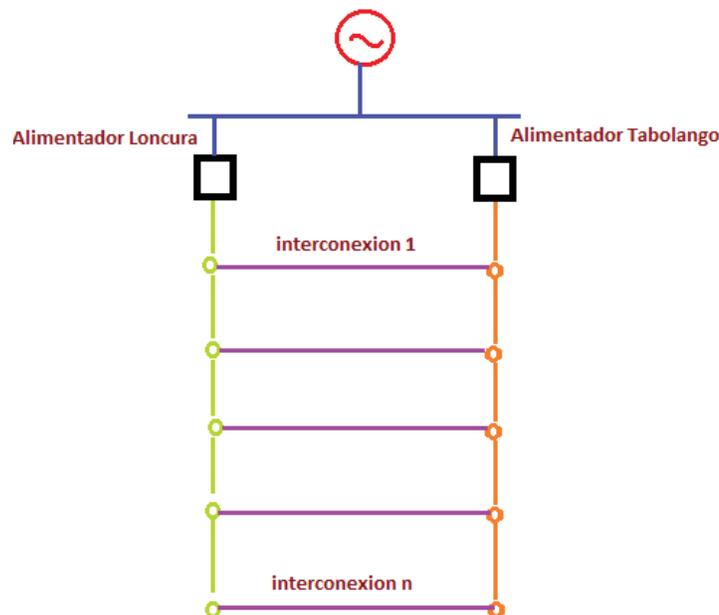


Figura 6-3: Interconexiones entre alimentadores.

Para realizar la triangulación de DELAUNAY se ingresan todos los nodos correspondientes a los dos alimentadores, esta triangulación crea interconexiones entre los nodos (ya sean interconexiones internas para cada alimentador como también interconexiones entre los alimentadores). Una vez que se tienen todas las interconexiones, se filtran solo las que corresponden a interconexiones entre los alimentadores. Luego esta información se ingresa junto con la información de los otros dos alimentadores.

En la Figura 6-4 se muestra la gráfica real de las interconexiones entregadas por Matlab utilizando la triangulación de DELAUNAY.

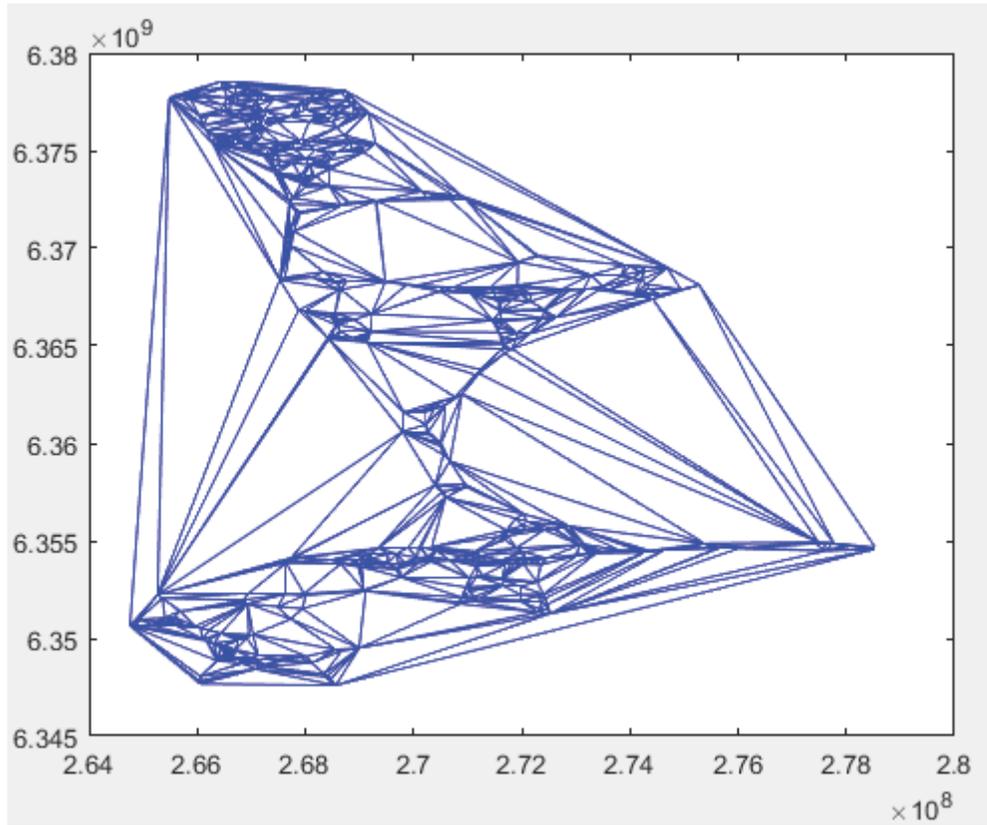


Figura 6-4: Triangulación de Delaunay.

Estas interconexiones se generan usando las coordenadas georreferenciadas, por lo que se encuentran en una escala real.

Debido a que no se considera la red de baja tensión no se puede considerar el número de clientes por nodo, por lo tanto, se considera como carga a la subestación que alimenta a los clientes y la demanda será la potencia total de la subestación.

Dentro de las redes eléctricas existen alimentadores que poseen tramos monofásicos o bifásicos, estos se desprecian y solo se consideran las líneas trifásicas debido a que corresponden a un porcentaje muy bajo y despreciable (alrededor del 5% en los peores casos).

Cada tramo está definido entre dos nodos, estos nodos corresponden a un punto de conexión el cual puede ser:

- SED
- Poste

- Cámara
- Otros
- Salida del alimentador

Para los efectos de este trabajo se considera todos por igual y se trabajan de la misma forma ya que solo nos interesa la interconexión entre los tramos.

Para filtrar la información de los alimentadores, solo se consideran los tramos que se encuentran normalmente cerrados, debido a que solo interesa la interconexión entre los tramos. De esta forma, se desechan los tramos normalmente abiertos.

6.4 Matrices de Salida

A continuación, se definen los dos tipos de matrices que son necesarias para trabajar en Matlab:

- 1) **M_Lineas:** En esta matriz se definen todos los tramos de la red, se incluyen los tramos de los dos alimentadores y todas las interconexiones.

Los campos que tiene esta matriz son los siguientes:

- **NL:** Este campo corresponde a un correlativo que indica la cantidad de registros que se tienen en esta matriz. También ayuda a identificar algún registro o para hacer referencia a él.
- **Nombre:** En la información original de Matlab este campo se encontraba vacío, pero para dar mejor manejo de la información se le asigna el número identificador con el cual aparece en las bases de datos.
- **n1:** Corresponde a el primer nodo de un determinado tramo.
- **n2:** Corresponde a el segundo nodo de un determinado tramo.
- **rl:** Este es el valor de resistencia del tramo. Para el análisis no aporta información por lo que podría tener cualquier valor, por otra parte, para diferenciar los tramos de los alimentadores de las interconexiones se les asigno siete (7) a los tramos normales y ocho (8) a las interconexiones.
- **xl:** Este es el valor de reactancia del tramo. Para el análisis no aporta información por lo que podría tener cualquier valor, por otra parte, para diferenciar los tramos de los alimentadores de las interconexiones se les asigno siete (7) a los tramos normales y nueve (9) a las interconexiones.
- **b2l:** Este campo no aporta información, se dejó todo en cero (0).
- **ítem:** Para el análisis no aporta información por lo que podría tener cualquier valor, por otra parte, para diferenciar los tramos de los alimentadores de las interconexiones se les asigno 0,1 a los tramos normales y 0,2 a las interconexiones.
- **Vinfo:** Este campo corresponde al tipo de equipo de protección o de maniobra que pueda tener el tramo, en este se distinguen tres tipos de equipos {1,2,3}.

(1) corresponde a:

Reconectador

(2) corresponde a:

Desconectador

Seccionador

(3) corresponde a:

Desconectador Fusible

Conector Mono separable

- **Tasa_de_falla:** Corresponde a la cantidad de fallas producidas en el periodo de un año, este valor fue asignado en base a las interrupciones por equipo y al análisis hecho.
- **Trep_hrs:** Corresponde al tiempo total que estuvo sin suministro eléctrico ese tramo.
- **Tman:** Tiempo de mantenimiento es el tiempo promedio que se demoran en restaurar el suministro eléctrico a través de alguna maniobra, no se cuenta con información alguna de este tipo, se asignó un valor promedio el cual corresponde a 0,5 horas.

Originalmente se debe ingresar a Matlab si el elemento de protección se encuentra al final o al comienzo de la línea. Debido a que el modelo ocupado considera a los equipos de protección como un tramo, es indiferente ponerlos al comienzo o al final de la línea.

- 2) **M_Cargas:** En esta matriz se encuentra la información de todos los nodos que tienen cargas o consumos considerando los dos alimentadores. En esta matriz se encuentran los siguientes campos:
- **NB:** Corresponde al número del nodo. Este número debe ser el mismo al que hace referencia la matriz de líneas, de esta forma entenderá donde está ubicado el nodo.
 - **Demanda:** Esta demanda corresponde a la potencia de la subestación de media a baja tensión.
 - **qd:** Este campo no aporta información ya que corresponde a la potencia reactiva demandada.
 - **Ncli:** Debido a que se considera que las SED son los clientes, es que solo existe un gran cliente por nodo de carga.
 - **Pg:** Este campo corresponde a la potencia activa generada, como se considera la utilización de GD queda todo en cero.
 - **Qg:** Este campo corresponde a la potencia activa generada, como no se considera la utilización de GD queda todo en cero.

7 Resultados

En este capítulo se presentan los resultados que validaran el modelo elegido. Para realizar esto se decide trabajar con una red de prueba correspondiente a un alimentador radial de media tensión. A continuación, se presentan las características del sistema de distribución de prueba y los parámetros de entrada del algoritmo. Posteriormente se analizan diferentes escenarios, los cuales consideran distintas interconexiones, las que se comparan con la configuración original de la red.

7.1 Sistema de Prueba

En la Figura 7-1 se muestra el sistema de prueba utilizado en este trabajo, el cual se obtuvo de la referencia. [13] Este alimentador cuenta con 51 líneas y 52 nodos, posee una extensión de 93 km aproximadamente, tensión nominal de 22 kV y una carga conectada de 15871 kVA con 3.958 clientes.

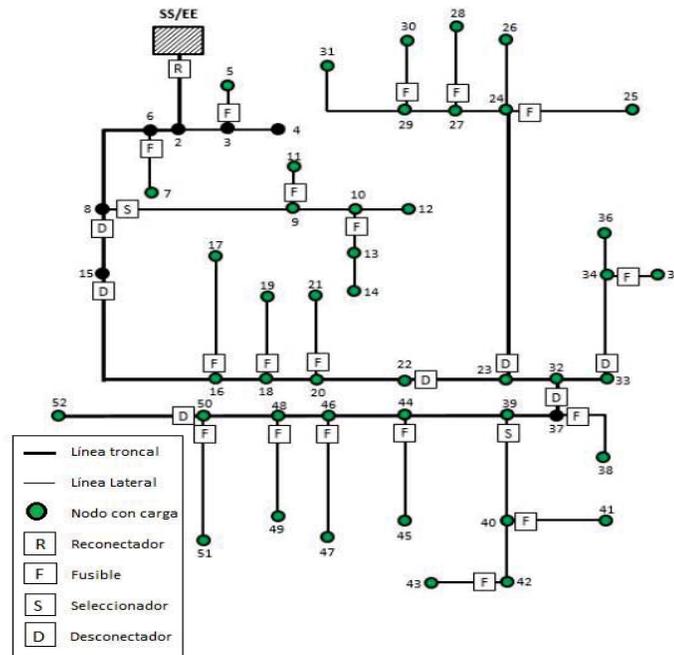


Figura 7-1: Alimentador de prueba. [13]

Los tiempos de maniobra de cada equipo se presentan en la Tabla 7-1. En este caso, se considera que los fusibles y seccionadores son maniobrados de forma manual y su tiempo depende del sector de la red en que estén ubicado; para los desconectores, en cambio, se considera que estos son accionados de forma remota, por lo que su tiempo de operación es inferior a 1 minuto.

Tabla 7-1: Tiempos de maniobra [horas]. [13]

Elemento	Zona I (Líneas 1-14)	Zona II (Líneas 15-22, 31-38)	Zona III (Líneas 23-30, 39-51)
Seccionador	0.5	0.75	1
Fusible	0.5	0.75	1
Desconector	0.01	0.01	0.01

En la Tabla 7-2 se presentan los índices de confiabilidad del sistema para la configuración original de la red.

Tabla 7-2: índices asociados a la topología original.

Índice	Valor
SAIFI	3.91515 [FALLAS/AÑO]
SAIDI	6.10573 [HORAS/AÑO]
CAIDI	1.5595 [HORAS/FALLAS]
ASAI	99.9303 [%]
ASUI	0.0697001 [%]
ENS	57116.7 [kWh/AÑO]
FMIT	3.79139 [FALLAS/AÑO]
FMIK	3.51264 [FALLAS/AÑO]
TTIT	5.82374 [HORAS/AÑO]
TTIK	5.1587 [HORAS/AÑO]

Escenario 1:

En este escenario se agrega al sistema original una interconexión entre el nodo 8 y nodo 52. Esta incluye un elemento desconector. tal como se muestra en la Figura 7-2.

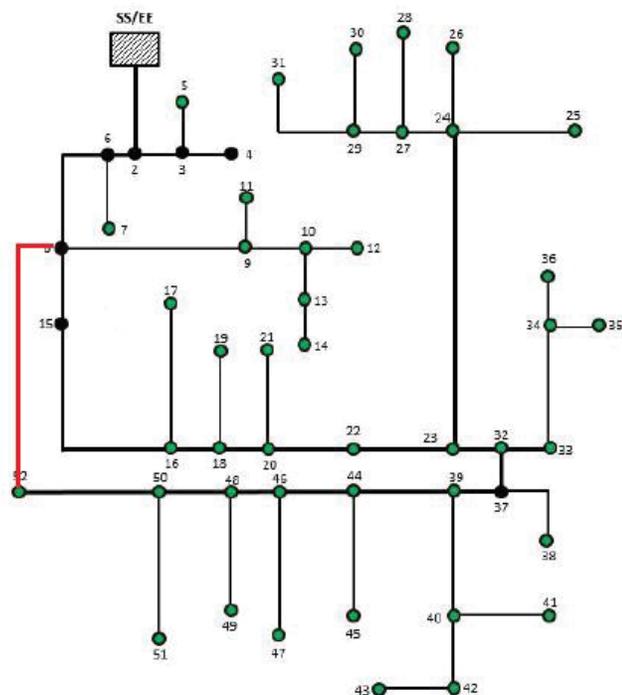


Figura 7-2: Red escenario 1.

Escenario 2:

En este escenario se agrega al sistema original una interconexión entre el nodo 4 y nodo 23. Esta incluye un elemento desconectador, tal como se muestra en la Figura 7-3.

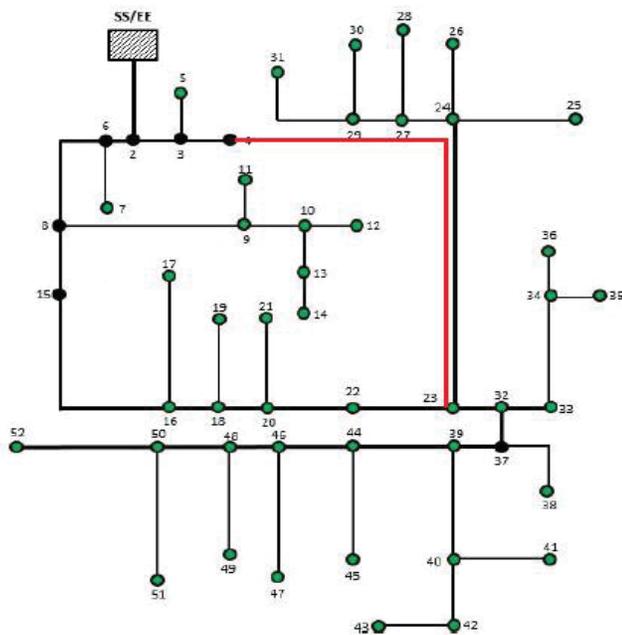


Figura 7-3: Red escenario 2.

Escenario 3:

En este escenario se agrega al sistema original una interconexión entre el nodo 24 y nodo 52. Esta incluye un elemento desconectador, tal como se muestra en la Figura 7-4.

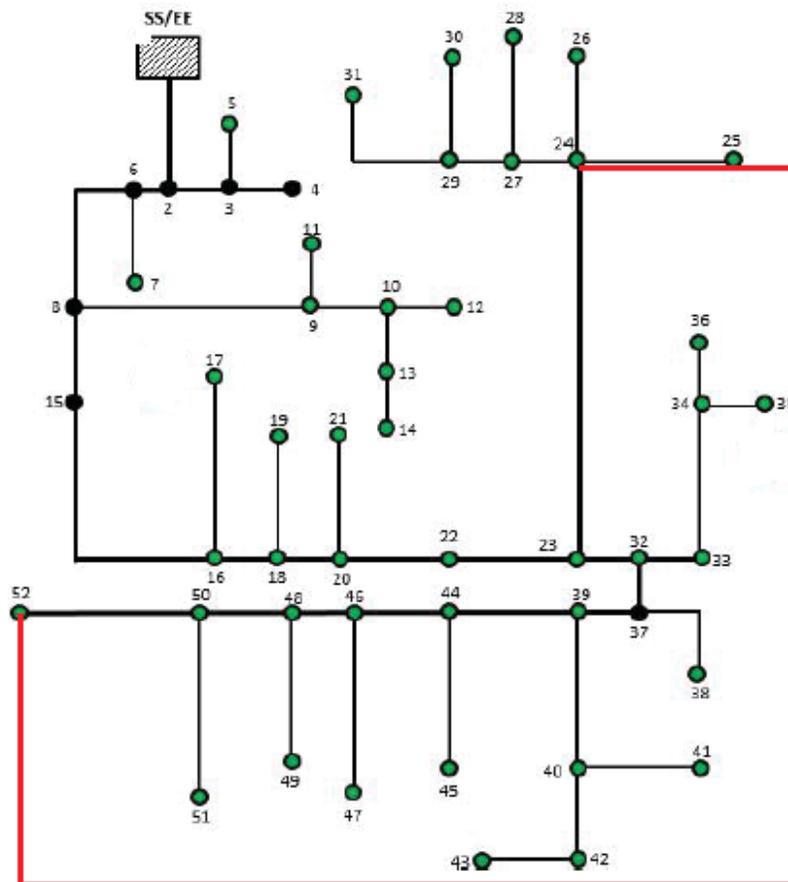


Figura 7-4: Red escenario 3.

Escenario 4:

En este escenario se agrega al sistema original una interconexión entre los nodos 16 y 50 y otra entre los nodos 23 y 2, las cuales incluyen un elemento desconectador, tal como se muestra en la Figura 7-5.

7.1.1 Comparación de Resultados

Con el objetivo de evaluar de forma global el impacto de generar interconexiones entre diferentes puntos de la red, es que se compararan los índices obtenidos en cada interconexión. Se espera que la disminución y aumento de estos permita realizar la elección de la interconexión más conveniente.

En la Figura 7-6 se muestran los valores de TT1K, TTIT, FMIK, FMIT, CAIDI, SAIDI,SAIFI obtenidos desde los diferentes escenarios.



Figura 7-6: Comparación escenarios.

En la Figura 7-7 se muestran los valores de ENS obtenidos desde los diferentes escenarios.

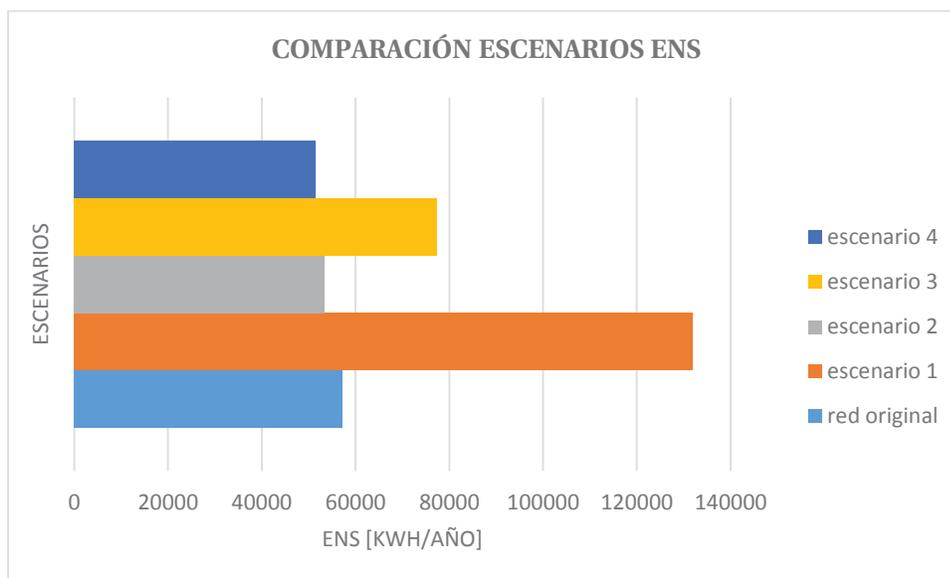


Figura 7-7: Comparación ENS (energía no suministrada).

Del análisis gráfico para la Figura 7-6 y Figura 7-7 se aprecia que existen escenarios en los cuales se logró disminuir los indicadores y otros en los que se aumentaron los indicadores. La elección de uno de estos escenarios puede depender de diferentes consideraciones, algunas de estas pueden ser, que se tome la elección en base a los parámetros chilenos o a través de los índices internacionales. También es importante el valor de la energía no suministrada ya que este claramente se traduce en costos para la empresa.

En este trabajo interesa trabajar con los índices SAIDI y SAIFI por lo que al comparar los diferentes escenarios nos damos cuenta de que el escenario óptimo es el escenario cuatro que es el que más disminuye los índices SAIDI, SAIFI y la ENS (energía no suministrada).

7.2 Análisis de Confiabilidad para una Red Real

En la Figura 7-8 se presenta una red real la cual está ubicada en la región de Valparaíso. Esta red se encuentra formada por dos alimentadores. El primero, se localiza físicamente en la comuna de Quintero y alrededores, y el otro que encuentra ubicado en la comuna de Quillota y Tabolango.

Se aplica la misma metodología que se trabaja en el sistema de prueba, con la diferencia de que toda la información de entrada del algoritmo Matlab se generara a través del algoritmo SQL. Se busca crear interconexiones entre los dos alimentadores, de tal manera de mejorar los índices de confiabilidad del sistema.

Para este análisis se consideran los siguientes índices: TT1K, TTIT, FMIK, FMIT, CAIDI, SAIDI, SAIFI, ENS.

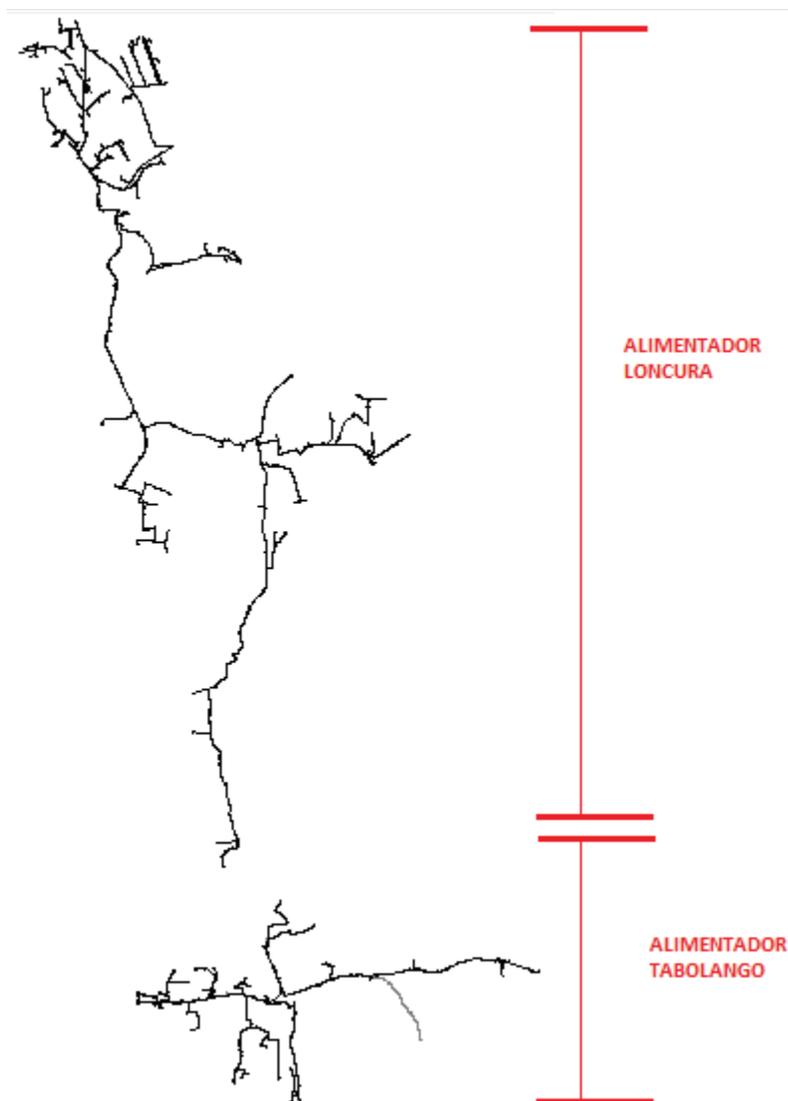


Figura 7-8: Red de prueba real.

Después de organizar la información y haber obtenido las tablas de salida desde SQL (las cuales son ingresadas al algoritmo Matlab que en definitiva evalúa la confiabilidad), el siguiente objetivo es encontrar una interconexión entre los alimentadores, la cual disminuya los índices de confiabilidad (SAIFI y SAIDI).

Para trabajar con esta red y realizar las pruebas al sistema es necesario hacer una reducción de esta misma (sin perder información). Esta red final está compuesta por 542 registros.

De esta reducción se generan dos tablas, una con la información de las líneas o tramos del alimentador y la segunda posee información de las cargas.

Un inconveniente es, que debido a que los análisis se hacen en base a registros históricos (eventos pasados), no se pueden evaluar modificaciones en la red a menos que estas se realicen físicamente, de esta forma se puede hacer un nuevo registro histórico el cual permita calcular los

nuevos índices de confiabilidad. Esto trae consigo que no se puedan crear nuevas condiciones de funcionamientos o evaluar interconexiones que no existen.

En este análisis se trabajó solo con la red de media tensión (se excluye la red de baja tensión), por lo que no se está considerando datos como la totalidad del número de clientes, solo se considera un único gran cliente que es el transformador de distribución, es por esto, que no se pueden comparar los resultados obtenidos con los resultados reales del sistema (por alimentador).

Por otra parte el algoritmo SQL genera dos matrices de salida para este sistema, tal como es explicado en el capítulo anterior, estas son presentadas en la Figura A-1 y en la Tabla A-1.

En la Tabla 7-4 se presentan los índices de confiabilidad del sistema para la configuración original de la red.

Tabla 7-4: índices asociados a la topología original.

Índice	Valor
SAIFI	0.541219 [FALLAS/AÑO]
SAIDI	2.35864 [HORAS/AÑO]
CAIDI	4.35802 [HORAS/FALLAS]
ENS	10205 [kWh/AÑO]
FMIT	0.501539 [FALLAS/AÑO]
FMIK	0.34559 [FALLAS/AÑO]
TTIT	2.24103 [HORAS/AÑO]
TTIK	1.57902 [HORAS/AÑO]

7.2.1 Interconexiones entre Alimentador Loncura y Tabolango

Físicamente cada alimentador se encuentra conectado a un punto diferente de la red de sub-transmisión. Debido a que el análisis realizado a los alimentadores considera solamente las fallas ocurridas dentro de cada alimentador es que no se consideran las fallas en la red de sub-transmisión, de esta forma, se pueden conectar las cabeceras de los alimentadores. Por lo que se considera un solo punto de alimentación. Esta interconexión es incluida con el resto de la red.

Por otra parte, se crean 230 interconexiones desde Matlab, las cuales son presentadas en la Tabla A-2. En ella, se aprecian los nodos entre los que se realiza cada interconexión, además se muestran las coordenadas “X” e “Y” de cada nodo, los cuales permiten calcular las distancias de cada interconexión. Estas distancias van desde los 2 kilómetros hasta los 26 kilómetros. Finalmente, estas se ordenan de menor a mayor distancia.

En la Figura 7-9 se muestra una vista general de los alimentadores y de la ubicación geográfica de algunas interconexiones a evaluar.

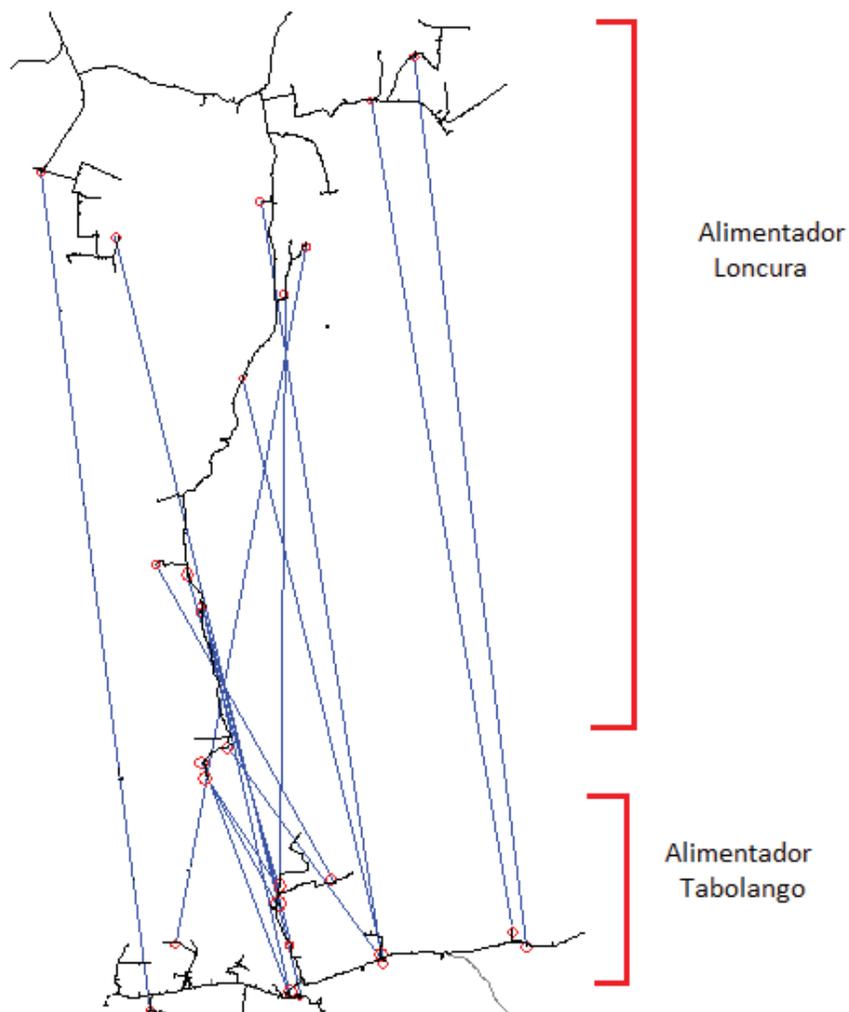


Figura 7-9: Interconexiones alimentadores.

En la Figura 7-10 se aprecian en azul las cinco interconexiones más cortas (medidas en kilómetros), estas serán evaluadas por separado en diferentes escenarios (cada escenario representa una interconexión).

Estas interconexiones son elegidas para evaluar los índices de confiabilidad, ya que físicamente es más factible llevarlas a la práctica.

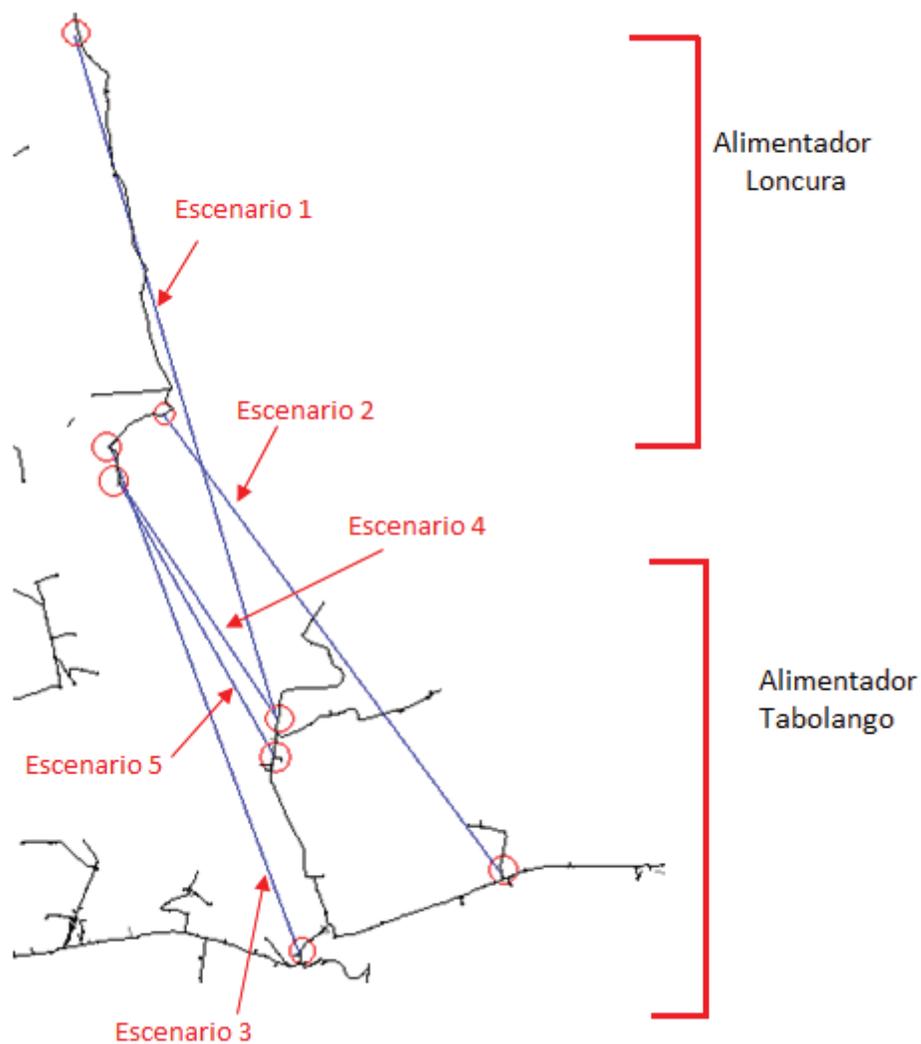


Figura 7-10: Interconexiones alimentadores.

A continuación, se evalúan algunas interconexiones y se comparan los valores de TT1K, TTIT, FMIK, FMIT, CAIDI, SAIDI, SAIFI, ENS.

Escenario 1:

En este escenario se agrega al sistema TABOLANGO-LONCURA original una interconexión entre el nodo 344 y 474, la cual incluye un elemento desconectador.

Escenario 2:

En este escenario se agrega al sistema TABOLANGO-LONCURA original una interconexión entre el nodo 350 y 491, la cual incluye un elemento desconectador.

Escenario 3:

En este escenario se agrega al sistema TABOLANGO-LONCURA original una interconexión entre el nodo 352 y 419, la cual incluye un elemento desconectador.

Escenario 4:

En este escenario se agrega al sistema TABOLANGO-LONCURA original una interconexión entre el nodo 353 y 491, la cual incluyen un elemento desconectador.

Escenario 5:

En este escenario se agrega al sistema TABOLANGO-LONCURA original una interconexión entre el nodo 353 y 514, la cual incluye un elemento desconectador.

En la Tabla 7-5 se presentan los índices de confiabilidad del sistema para cada escenarios señalados anteriormente.

Tabla 7-5: Índices asociados a los diferentes escenarios, presentados anteriormente.

Índice	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4	Escenario 5
SAIFI [Fallas/año]	0.507195	0.512545	0.403274	0.403274	0.403274
SAIDI [Horas/año]	2.14709	2.18325	1.52491	1.52491	1.52491
CAIDI [Horas/fallas]	4.23327	4.25961	3.78133	3.78133	3.78133
ENS [Kwh/año]	9871.24	9942.25	7608.6	7608.6	7608.6
FMIT [Fallas/año]	0.46605	0.473847	0.367334	0.366204	0.363964
FMIK [Fallas/año]	0.330755	0.334018	0.286058	0.286011	0.285731
TTIT [Horas/año]	2.02139	2.034139	1.42623	1.42184	1.41314
TTIK [Horas/año]	1.48748	1.51748	1.21522	1.21503	1.21384

7.2.2 Comparación de Resultados

Con el objetivo de evaluar de forma global el impacto de generar interconexiones entre diferentes puntos de la red, es que se compararan los índices obtenidos en cada interconexión. Se espera que la disminución y aumento de estos permita realizar la elección de la interconexión más conveniente.

En la Figura 7-11 se muestran los valores para los índices de confiabilidad usados en Chile, TT1K, TTIT, FMIK, FMIT obtenidos desde los diferentes escenarios.

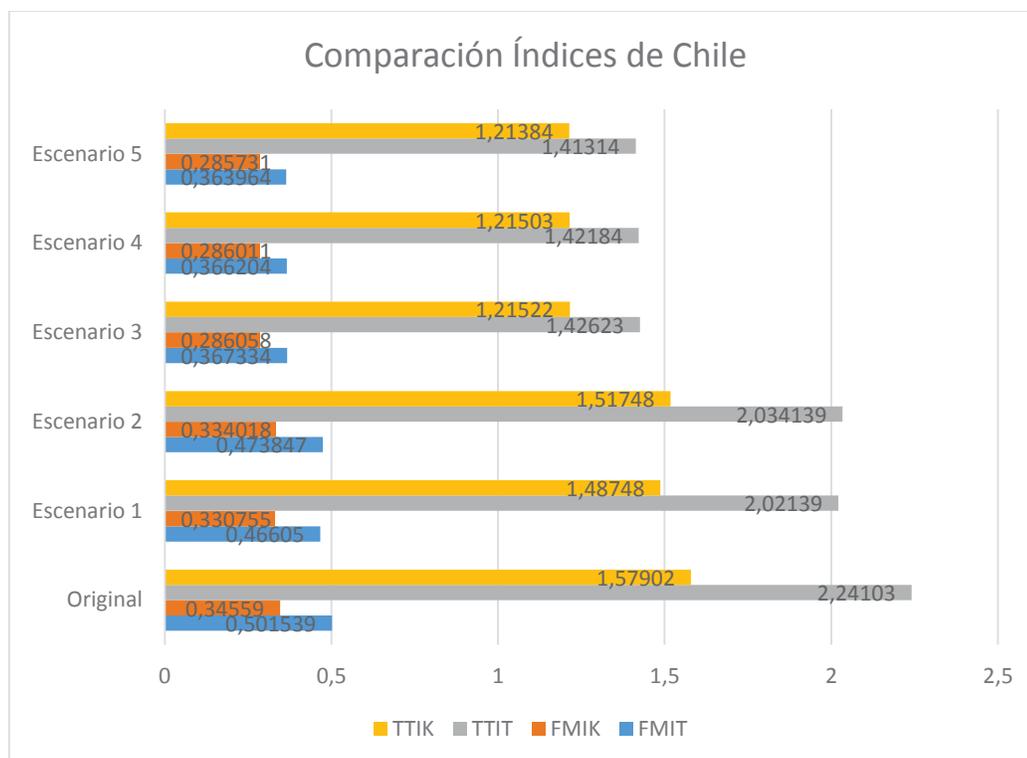


Figura 7-11: Comparación índices chilenos.

En la Figura 7-12 se muestran los valores de los índices de confiabilidad ocupados a nivel internacional, CAIDI, SAIDI, SAIFI obtenidos desde los diferentes escenarios.

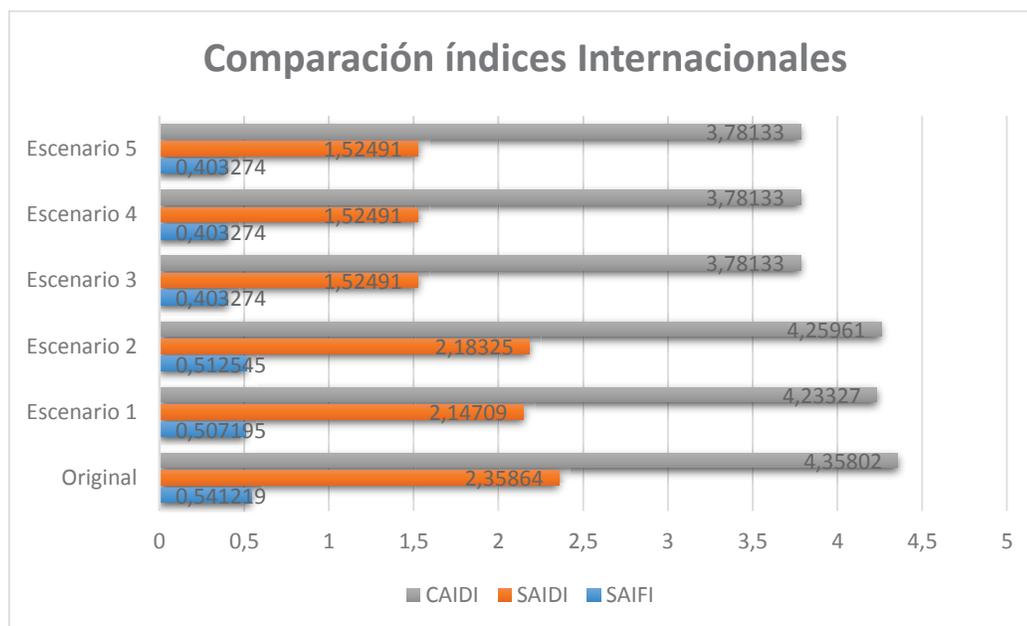


Figura 7-12: Comparación índices internacionales.

En la Figura 7-13 se muestran los valores de ENS obtenidos desde los diferentes escenarios.

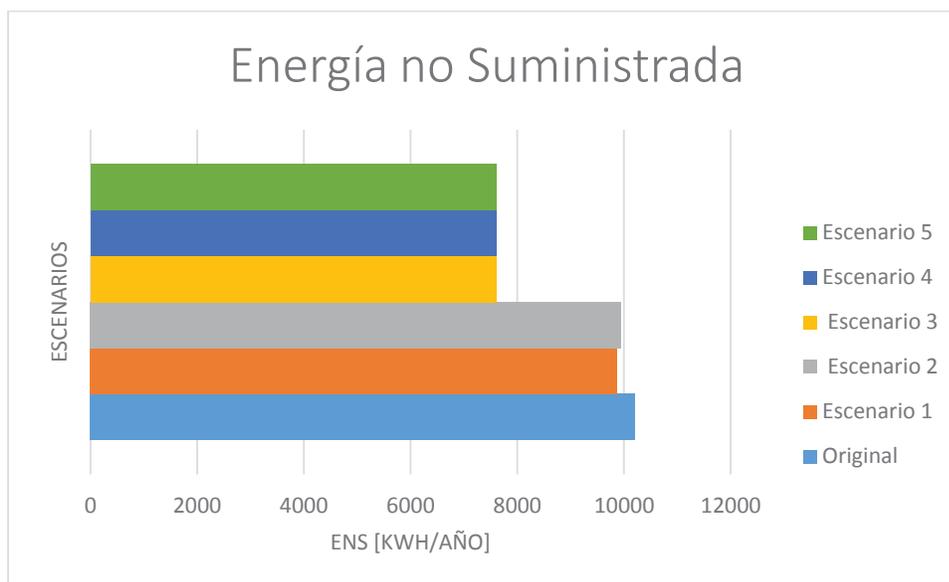


Figura 7-13: Comparación ENS.

Del análisis gráfico para la Figura 7-11, Figura 7-12 y Figura 7-13 se aprecia que existen escenarios en los cuales se logró disminuir los indicadores y otros en los que se aumentaron los indicadores de confiabilidad. La elección de uno de estos escenarios puede depender de diferentes consideraciones, algunas de estas pueden ser, que se tome la elección en base a los parámetros chilenos o a través de los índices internacionales. También es importante el valor de la energía no suministrada ya que este claramente se traduce en costos para la empresa.

Por lo general, cuando una interconexión es mejor que otra es por que disminuye el valor de todos los índices (ya sea índices internacionales, chilenos y ENS). Esto no siempre se cumple por lo que se debe dar una ponderación de importancia a cada indicador y de esta forma realizar la elección adecuada. Por ejemplo; si el estudio está enfocado en disminuir la cantidad de interrupciones en los clientes ponderará más el índice SAIFI, o si el estudio está enfocado en disminuir la duración de estas interrupciones ponderará más el índice SAIDI en el caso de los índices internacionales.

En este estudio, es de interés trabajar con los índices internacionales, pero, aun así, se realizará la mejor elección según:

- Índices chilenos.
- Energía no suministrada.
- Índices internacionales.

Índices chilenos

Según los datos obtenidos desde los diferentes escenarios, los cuales son mostrados en la Figura 7-11, la interconexión que más disminuye los índices, es la que se genera entre los nodos 353 y 514 correspondiente al escenario 5, esta interconexión se aprecia en la Figura 7-14.

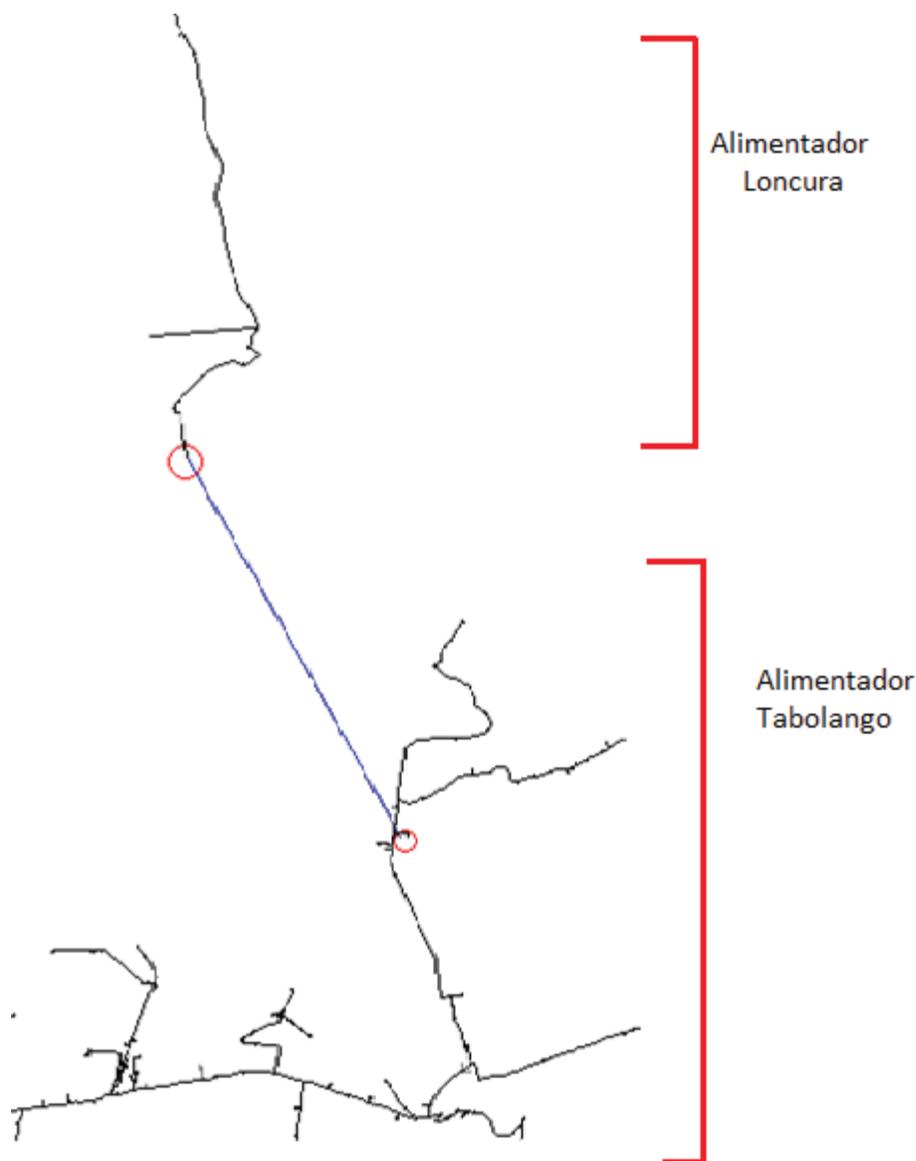


Figura 7-14: Interconexión para índices chilenos.

Energía no suministrada

Según los datos obtenidos desde los diferentes escenarios, los cuales son mostrados en la Figura 7-13. Se puede ver que los escenarios 1,2,3 poseen el mismo valor de energía no suministrada por lo que se considerara un parámetro técnico para la elección. Finalmente, se eligió el escenario 3

debido a que esta interconexión es la más corta (3.883 metros). Tal como se aprecia en la Figura 7-15.

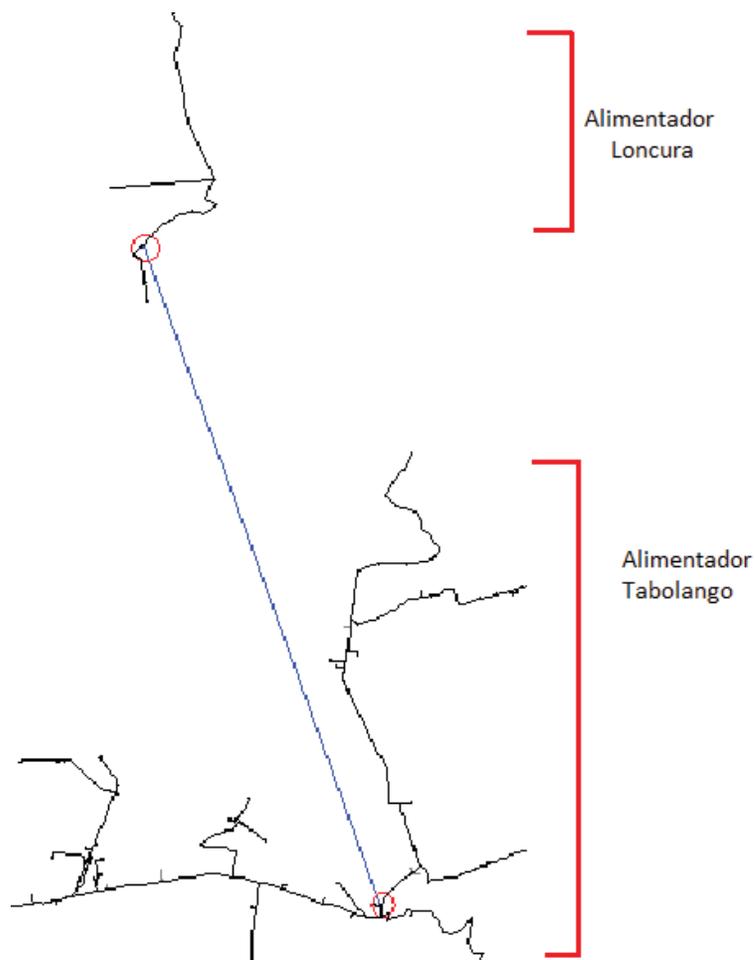


Figura 7-15: Interconexión para ENS.

Índices internacionales

Según los datos obtenidos desde los diferentes escenarios, los cuales son mostrados en la Figura 7-12, se puede apreciar que los escenarios 3,4,5 poseen los mismos valores por lo que en este caso también se elegirá la interconexión que sea más corta. De esta forma se eligió el escenario 4 el cual mide 2.021 metros. Tal como se aprecia en la Figura 7-16.

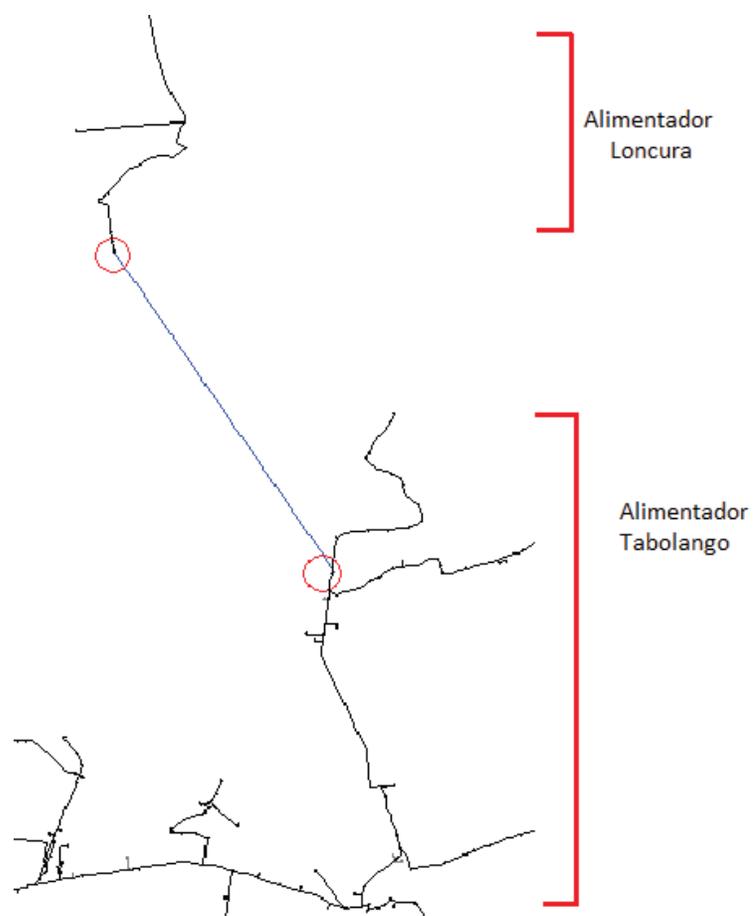


Figura 7-16: Interconexión para índices internacionales.

Discusión y conclusiones

La experiencia internacional demuestra que los indicadores SAIDI y SAIFI son ampliamente utilizados, además de ser recomendados por el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE, por sus siglas en inglés). El primero de ellos expresa la duración de las interrupciones experimentadas por los clientes en un año, siendo un indicador de calidad de servicio simple, fácil de comprender y manejar, razón que justifica su alta tasa de ocupación.

Por otra parte, el SAIFI mide el número promedio de interrupciones sufridas por cada cliente, por lo que funciona como un indicador de confiabilidad, dado que, desde el punto de vista del consumidor, este equivale a la tasa de falla del servicio.

Dentro de las características que hacen que estos indicadores sean seleccionados como los mejores por el IEEE, se encuentra que sus definiciones son específicas, fáciles de entender y aplicar, el proceso de cálculo es estandarizado para cualquier empresa de servicio público (siendo equitativo para ellas sin importar sus características particulares), es calculable de manera independiente y se considera que (a diferencia de otras alternativas de indicadores) no ha sido diseñado y creado para poder ser minimizado.

Este tipo de análisis es de mucha utilidad ya que entrega una herramienta a las empresas de distribución, la cual reduce los tiempos de trabajo y mejora la planificación de futuros proyectos como pueden ser: expansión, reconfiguraciones, interconexiones, entre otros.

Para este trabajo fue necesario hacer algunas consideraciones importantes respecto a los alcances que este tendría, ya sea respecto al funcionamiento de la red o del procedimiento, junto con esto seleccionar el conjunto de variables y parámetros que serán necesarios.

Algunas consideraciones importantes fueron:

- Elegir dos alimentadores que tengan suficiente información respecto de sus interrupciones.
- Elegir dos alimentadores cercanos, en los cuales sea posible realizar interconexiones.
- Trabajar solo con la red de media tensión
- Como no existen registros relacionados con tasas de falla y tiempos de reposición se procedió a inferir esta data.
- Se consideran periodos de un año.

En las redes de distribución se presentan diferentes eventos y contingencias, esto sumado a que cada día la complejidad de estas aumenta, ha llevado a que las empresas quieran incorporar nuevas metodologías, esto a su vez a obligado a las empresas a reorganizar y reestructurar sus bases de datos, buscando tener los tipos de datos que estas metodologías utilizan.

Por otra parte, debido a que por lo general este tipo de trabajos utilizan múltiples variables y tipos de datos (provenientes de diferentes fuentes de información) es que se hace indispensable automatizar estos procesos, esto trae otros beneficios, como disminuir los tiempos de análisis.

En este tipo de estudios es importante contar con suficiente información, de tal manera de evitar trabajar con información poco precisa, ya que van apareciendo pequeñas desviaciones en los resultados finales. Cuando se desea generar estas bases de datos se tienen dos posibles fuentes de información, la primera corresponde a realizar una nueva toma de datos provenientes de la red, esta toma de datos puede ser a través de algún sensor, toma de muestras manuales, contadores de operaciones etc. o puede generarse a través de algún tipo de cálculo matemático, o haciendo inferencias a partir de una base de datos existente.

En este trabajo se utilizaron ambas fuentes de información debido a que ya se contaba con una parte de la información de entrada, la cual correspondía a toda la estructura de las redes, y la otra parte se debió inferir y aproximar desde registros existentes. Es importante recordar que toda la información generada corresponde a un registro histórico del sistema, de esta forma no tiene características predictivas.

De los resultados obtenidos, se aprecia que la elección de una u otra interconexión depende de los criterios que la empresa considere más importantes, en este caso se presentan tres interconexiones respecto de índices chilenos, internacionales y energía no suministrada.

Por otra parte, al momento de probar la metodología y verificar que los resultados que se obtenían de Matlab estuvieran correctos, fue de mucha utilidad la red de prueba, ya que al ser más pequeña permitía verificar si estos resultados estaban correctos.

Respecto a las interconexiones generadas entre los alimentadores a través del módulo de delaunay, se puede decir que estas se generan bajo un criterio de triangulación por lo que solo representan una parte de todas las posibles interconexiones entre alimentadores. Finalmente, queda en manos de la compañía utilizar estas interconexiones o proponer algunas otras según el criterio que estimen conveniente.

Este tipo de metodologías permite estudiar y comprender el funcionamiento de las redes, de esta forma realizar modificaciones más convenientes y adecuadas, optimizando los recursos de las empresas. También, permiten trabajar de diferentes formas con una misma red, realizando interconexiones internas, reconfiguraciones, respaldos, expansiones, cambios de equipos etc. para posteriormente evaluar el impacto de estos en el funcionamiento global de la red.

Este trabajo queda abierto a futuras modificaciones debido a que se puede seguir automatizando el procedimiento SQL server y además convertir el código Matlab a SQL server.

Bibliografía

- [1] «Red tecnológica MID,» NEPS, [En línea]. Available: <https://www.sistemamid.com/>. [Último acceso: Abril 2017].
- [2] J. H. A. SÍNCHÉZ, *Evaluación de la confiabilidad mediante el método de modo de falla y ubicación óptima de seccionadores es una red eléctrica de distribución*, Lima-Perú, 2005.
- [3] Ministerio de Minería, «Artículo 222° DS N° 327/97,» de *FIJA REGLAMENTO DE LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELECTRICOS*, 1998, p. 45.
- [4] Ministerio de Minería, «Artículo 223° DS N° 327/98,» de *FIJA REGLAMENTO DE LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELECTRICOS*, 1998, p. 45.
- [5] Ministerio de Minería, «Artículo 224° DS N° 327/98,» de *FIJA REGLAMENTO DE LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELECTRICOS*, 1998, p. 45.
- [6] Ministerio de Minería, «Artículo 230° DS N°327/98,» de *FIJA REGLAMENTO DE LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELECTRICOS*, 1998, p. 47.
- [7] Ministerio de Minería, «Artículo 245° DS N° 327/98,» de *FIJA REGLAMENTO DE LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELECTRICOS*, 1998, p. 52.
- [8] Ministerio de Minería, «Artículo 246° DS N° 327/98,» de *FIJA REGLAMENTO DE LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELECTRICOS*, 1998, p. 52.
- [9] Ministerio de Economía, *Resolución 53 EXENTA*, Santiago, 21-04-2009.
- [10] ATS Energía, «PROPUESTA METODOLÓGICA PARA ANÁLISIS Y CLASIFICACIÓN DE INTERRUPCIONES PROVOCADAS POR FUERZA MAYOR O CASO FORTUITO,» Santiago de Chile, Enero 2015.

- [11] C. Zapata, Confiabilidad en Ingeniería, Pereira, medellin: Publiprint Ltda, 2011.
- [12] R. Billinton, Reliability evaluation of engineering systems - Concepts and Techniques, Plenum Press,, 1992.
- [13] I. Chiarella, MODELO DE OPTIMIZACIÓN MULTI OBJETIVO PARA LA UBICACIÓN DE ELEMENTOS DE PROTECCIÓN Y MANIOBRA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERANDO FUENTES ALTERNATIVAS DE SUMINISTRO, Valparaíso: PUCV.

A Apéndice

En las siguientes figuras y tablas se detallan las matrices de salida desde el algoritmo SQL. Debido al tamaño de estas es que se mostraran en posición horizontal.

M_Lineas: en esta se detalla la información de las lineas de la red.

NL	n1	n2	r1	x1	b2l	item	Primera_sección	Vinfo	tasa de falla	trep_hrs	Tman	tipo_1	tasafalla_temp
	trepfus_hrs	Sector	Tipo_linea	Primera_sección	del_lateral_1_si	0	0	0	0	0	0	0	0
1	1	7	7	0.1	110	0	0	0	0.5	0	0	1	1
2	2	7	7	0.1	777	0	0	0	0.5	0	0	1	1
3	3	7	7	0.1	777	0	0	0	0.5	0	0	1	1
4	4	7	7	0.1	777	0	0	0	0.5	1	0	1	1
5	5	7	7	0.1	210	0	0	0	0.5	0	0	1	1
6	6	7	7	0.1	210	0	0	0	0.5	0	0	1	1
7	7	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	0	0	1	1
8	8	7	7	0.1	210	0	0	0	0.5	0	0	1	1
9	9	7	7	0.1	110	0	0	0	0.5	0	0	1	1
10	10	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	1	0	1	1
11	11	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	0	0	1	1
12	12	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	1	0	1	1
13	13	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	1	0	1	1
14	14	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	1	0	1	1
15	15	7	7	0.1	777	0	0	0	0.5	0	0	1	1
16	16	7	7	0.1	210	0	0	0	0.5	0	0	1	1
17	17	7	7	0.1	210	0	0	0	0.5	0	0	1	1
18	18	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	0	0	1	1
19	19	7	7	0.1	110	0	0	0	0.5	0	0	1	1
20	20	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	1	0	1	1
21	21	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	1	0	1	1
22	22	7	7	0.1	110	0	0	0	0.5	0	0	1	1
23	23	7	7	0.1	110	0	0	0	0.5	0	0	1	1
24	24	7	7	0.1	210	0	0	0	0.5	1	0	1	1
25	25	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	0	0	1	1
26	26	7	7	0.1	210	0	0	0	0.5	0	0	1	1
27	27	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	0	0	1	1
28	28	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	1	0	1	1
29	29	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	1	0	1	1
30	30	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	1	0	1	1
31	31	7	7	0.1	310	1	1.817	0	0.5	0	0	1	1
32	32	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	0	0	1	1
33	33	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	0	0	1	1
34	34	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	0	0	1	1
35	35	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	1	0	1	1
36	36	7	7	0.1	310	1	2.85	0	0.5	1	0	1	1
37	37	7	7	0.1	210	0	0	0	0.5	0	0	1	1
38	38	7	7	0.1	310	2	0.5415	0.5	0.5	1	0	1	1
39	39	7	7	0.1	310	1	6.817	0.5	0.5	1	0	1	1
40	40	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	0	0	1	1
41	41	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	0	0	1	1
42	42	7	7	0.1	777	0	0	0	0.5	0	0	1	1
43	43	7	7	0.1	777	0	0	0	0.5	1	0	1	1
44	44	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	0	0	1	1

44	26	45	7	7	7	0	0.1	210	0	0	0.5	0	0	0	0	0	1	1
45	27	46	7	7	7	0	0.1	777	0	0	0.5	0	0	0	0	0	1	1
46	28	47	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	0	0	0	0	0	1	1
47	31	48	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	1	0	0	0	0	1	1
48	31	49	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	1	0	0	0	0	1	1
49	31	50	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	1	0	0	0	0	1	1
50	31	51	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	1	0	0	0	0	1	1
51	31	52	7	7	7	0	0.1	210	0	0	0.5	0	0	0	0	0	1	1
52	31	53	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	1	0	0	0	0	1	1
53	32	54	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	1	0	0	0	0	1	1
54	32	55	7	7	7	0	0.1	110	0	0	0.5	0	0	0	0	0	1	1
55	32	56	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	0	0	0	0	0	1	1
56	33	57	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	1	0	0	0	0	1	1
57	34	58	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	1	0	0	0	0	1	1
58	34	59	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	0	0	0	0	0	1	1
59	34	60	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	0	0	0	0	0	1	1
60	34	61	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	0	0	0	0	0	1	1
61	34	62	7	7	7	0	0.1	310	1	2.767	0.5	1	0	0	0	0	1	1
62	34	63	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	1	0	0	0	0	1	1
63	37	64	7	7	7	0	0.1	210	0	0	0.5	0	0	0	0	0	1	1
64	37	65	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	0	0	0	0	0	1	1
65	41	66	7	7	7	0	0.1	777	0	0	0.5	1	0	0	0	0	1	1
66	42	67	7	7	7	0	0.1	210	0	0	0.5	0	0	0	0	0	1	1
67	42	68	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	0	0	0	0	0	1	1
68	44	69	7	7	7	0	0.1	777	0	0	0.5	1	0	0	0	0	1	1
69	45	70	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	0	0	0	0	0	1	1
70	45	71	7	7	7	0	0.1	110	0	0	0.5	0	0	0	0	0	1	1
71	46	72	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	1	0	0	0	0	1	1
72	47	73	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	0	0	0	0	0	1	1
73	47	74	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	0	0	0	0	0	1	1
74	47	75	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	1	0	0	0	0	1	1
75	47	76	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	0	0	0	0	0	1	1
76	47	77	7	7	7	0	0.1	310	1	1.867	0.5	0	0	0	0	0	1	1
77	52	78	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	0	0	0	0	0	1	1
78	52	79	7	7	7	0	0.1	310	1	2.733	0.5	0	0	0	0	0	1	1
79	52	80	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	0	0	0	0	0	1	1
80	52	81	7	7	7	0	0.1	310	1	3	0.5	1	0	0	0	0	1	1
81	52	82	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	1	0	0	0	0	1	1
82	55	83	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	0	0	0	0	0	1	1
83	55	84	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	0	0	0	0	0	1	1
84	55	85	7	7	7	0	0.1	310	4	2.10425	0.5	1	0	0	0	0	1	1
85	55	86	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	0	0	0	0	0	1	1
86	55	87	7	7	7	0	0.1	310	1	2.3	0.5	1	0	0	0	0	1	1
87	55	88	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	1	0	0	0	0	1	1
88	55	89	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	1	0	0	0	0	1	1

136	90	137	7	7	7	0	0.1	310	1	1.85	0.5	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
137	90	138	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
138	90	139	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
139	90	140	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
140	90	141	7	7	7	0	0.1	210	0	0	0.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
141	90	142	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
142	90	143	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
143	100	144	7	7	7	0	0.1	777	0	0	0.5	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
144	102	145	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
145	102	146	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
146	110	147	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
147	110	148	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
148	110	149	7	7	7	0	0.1	310	1	0.85	0.5	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
149	110	150	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
150	110	151	7	7	7	0	0.1	310	1	8.083	0.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
151	111	152	7	7	7	0	0.1	110	0	0	0.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
152	111	153	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
153	115	154	7	7	7	0	0.1	777	0	0	0.5	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
154	117	155	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
155	121	156	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
156	121	157	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
157	131	158	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
158	131	159	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
159	136	160	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
160	137	161	7	7	7	0	0.1	310	1	2.5	0.5	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
161	137	162	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
162	137	163	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
163	138	164	7	7	7	0	0.1	310	1	2.183	0.5	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
164	141	165	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
165	141	166	7	7	7	0	0.1	310	1	7.75	0.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
166	141	167	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
167	146	168	7	7	7	0	0.1	777	0	0	0.5	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
168	151	169	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
169	151	170	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
170	151	171	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
171	151	172	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
172	151	173	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
173	151	174	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
174	151	175	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
175	151	176	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
176	151	177	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
177	152	178	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
178	152	179	7	7	7	0	0.1	310	0.49942338	6.117	0.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
179	152	180	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
180	152	181	7	7	7	0	0.1	310	0	0	0.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1

182	166	183	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	1	0	0	0	1	1	1
183	166	184	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	1	0	0	0	1	1	1
184	166	185	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	1	0	0	0	1	1	1
185	166	186	7	7	0.1	310	1	3.25	0	0.5	1	0	0	0	1	1	1
186	167	187	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	1	0	0	0	1	1	1
187	167	188	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	1	0	0	0	1	1	1
188	167	189	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	0	0	0	0	1	1	1
189	169	190	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	1	0	0	0	1	1	1
190	169	191	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	1	0	0	0	1	1	1
191	170	192	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	1	0	0	0	1	1	1
192	171	193	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	0	0	0	0	1	1	1
193	175	194	7	7	0.1	777	0	0	0	0.5	0	0	0	0	1	1	1
194	177	195	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	1	0	0	0	1	1	1
195	178	196	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	0	0	0	0	1	1	1
196	178	197	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	1	0	0	0	1	1	1
197	178	198	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	0	0	0	0	1	1	1
198	178	199	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	0	0	0	0	1	1	1
199	179	200	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	1	0	0	0	1	1	1
200	179	201	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	1	0	0	0	1	1	1
201	179	202	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	1	0	0	0	1	1	1
202	179	203	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	1	0	0	0	1	1	1
203	179	204	7	7	0.1	210	0	0.50057662	0	6.117	0.5	0	0	0	0	1	1
204	179	205	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	1	0	0	0	1	1	1
205	179	206	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	0	0	0	0	1	1	1
206	181	207	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	1	0	0	0	1	1	1
207	181	208	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	1	0	0	0	1	1	1
208	189	209	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	0	0	0	0	1	1	1
209	189	210	7	7	0.1	310	2	1.35	0	0.5	1	0	0	0	1	1	1
210	189	211	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	0	0	0	0	1	1	1
211	193	212	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	0	0	0	0	1	1	1
212	193	213	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	0	0	0	0	1	1	1
213	193	214	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	1	0	0	0	1	1	1
214	193	215	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	1	0	0	0	1	1	1
215	193	216	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	0	0	0	0	1	1	1
216	193	217	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	0	0	0	0	1	1	1
217	194	218	7	7	0.1	777	0	0	0	0.5	0	0	0	0	1	1	1
218	194	219	7	7	0.1	777	0	0	0	0.5	1	0	0	0	1	1	1
219	196	220	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	1	0	0	0	1	1	1
220	196	221	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	1	0	0	0	1	1	1
221	196	222	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	1	0	0	0	1	1	1
222	196	223	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	1	0	0	0	1	1	1
223	196	224	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	0	0	0	0	1	1	1
224	196	225	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	1	0	0	0	1	1	1
225	196	226	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	1	0	0	0	1	1	1
226	196	227	7	7	0.1	310	0	0	0	0.5	1	0	0	0	1	1	1

Tabla A-1: Matriz de carga.

NB	Demanda	qd	Ncli	pg	qg	tipo	T_D	kva
1	0	0	0	0	0	1	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	1	500
6	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	1	15
12	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	1	1000
14	0	0	1	0	0	0	1	10
15	0	0	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	1	1
21	6	0	1	0	0	0	1	100
22	0	0	0	0	0	0	1	15
23	0	0	0	0	0	0	0	0
24	8	0	0	0	0	0	1	45
25	0	0	0	0	0	0	0	0
26	0	0	0	0	0	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0	0	0
28	3	0	1	0	0	0	1	100
29	6	0	1	0	0	0	1	30
30	44	0	1	0	0	0	1	150
31	0	0	0	0	0	0	0	0
32	0	0	0	0	0	0	0	0
33	0	0	0	0	0	0	0	0
34	0	0	0	0	0	0	0	0
35	38	0	1	0	0	0	1	45
36	156	0	1	0	0	0	1	150
37	0	0	0	0	0	0	0	0
38	87	0	1	0	0	0	1	150
39	47	0	1	0	0	0	1	75
40	0	0	0	0	0	0	1	0

41	0	0	0	0	0	0	0	0
42	0	0	0	0	0	0	0	0
43	0	0	0	0	0	0	1	200
44	0	0	0	0	0	0	0	0
45	0	0	0	0	0	0	0	0
46	0	0	0	0	0	0	0	0
47	0	0	0	0	0	0	0	0
48	64	0	1	0	0	0	1	75
49	63	0	1	0	0	0	1	45
50	218	0	1	0	0	0	1	150
51	30	0	1	0	0	0	1	75
52	0	0	0	0	0	0	0	0
53	24	0	1	0	0	0	1	75
54	75	0	1	0	0	0	1	100
55	0	0	0	0	0	0	0	0
56	0	0	0	0	0	0	1	0
57	54	0	1	0	0	0	1	100
58	10	0	1	0	0	0	1	30
59	0	0	0	0	0	0	0	0
60	0	0	0	0	0	0	0	0
61	0	0	0	0	0	0	0	0
62	49	0	1	0	0	0	1	75
63	11	0	1	0	0	0	1	45
64	0	0	0	0	0	0	0	0
65	0	0	0	0	0	0	0	0
66	0	0	0	0	0	0	1	150
67	0	0	0	0	0	0	0	0
68	0	0	0	0	0	0	0	0
69	19	0	1	0	0	0	1	30
70	0	0	0	0	0	0	1	0
71	0	0	0	0	0	0	0	0
72	21	0	1	0	0	0	1	200
73	0	0	0	0	0	0	0	0
74	0	0	0	0	0	0	0	0
75	24	0	1	0	0	0	1	45
76	0	0	0	0	0	0	0	0
77	0	0	0	0	0	0	0	0
78	0	0	0	0	0	0	0	0
79	0	0	0	0	0	0	0	0
80	0	0	0	0	0	0	0	0
81	36	0	1	0	0	0	1	100
82	6	0	1	0	0	0	1	45
83	0	0	0	0	0	0	0	0

84	0	0	0	0	0	0	0	0
85	111	0	1	0	0	0	1	75
86	0	0	0	0	0	0	0	0
87	15	0	1	0	0	0	1	75
88	11	0	1	0	0	0	1	15
89	56	0	1	0	0	0	1	45
90	0	0	0	0	0	0	0	0
91	5	0	1	0	0	0	1	25
92	3	0	1	0	0	0	1	15
93	0	0	1	0	0	0	1	15
94	6	0	1	0	0	0	1	45
95	15	0	1	0	0	0	1	30
96	4	0	1	0	0	0	1	30
97	12	0	1	0	0	0	1	45
98	28	0	1	0	0	0	1	100
99	22	0	1	0	0	0	1	50
100	16	0	0	0	0	0	1	15
101	37	0	1	0	0	0	1	75
102	0	0	0	0	0	0	0	0
103	34	0	1	0	0	0	1	45
104	0	0	0	0	0	0	1	75
105	45	0	1	0	0	0	1	75
106	39	0	1	0	0	0	1	75
107	1	0	1	0	0	0	1	5
108	37	0	1	0	0	0	1	75
109	7	0	1	0	0	0	1	30
110	0	0	0	0	0	0	0	0
111	0	0	0	0	0	0	0	0
112	0	0	0	0	0	0	1	45
113	819	0	1	0	0	0	1	2500
114	10	0	1	0	0	0	1	45
115	0	0	0	0	0	0	0	0
116	0	0	1	0	0	0	1	15
117	0	0	0	0	0	0	0	0
118	25	0	0	0	0	0	1	100
119	1	0	1	0	0	0	1	15
120	32	0	1	0	0	0	1	75
121	0	0	0	0	0	0	0	0
122	13	0	1	0	0	0	1	30
123	28	0	1	0	0	0	1	45
124	31	0	1	0	0	0	1	30
125	4	0	1	0	0	0	1	45
126	22	0	1	0	0	0	1	75

127	12	0	1	0	0	0	1	30
128	51	0	1	0	0	0	1	75
129	20	0	1	0	0	0	1	75
130	34	0	1	0	0	0	1	45
131	0	0	0	0	0	0	0	0
132	12	0	1	0	0	0	1	45
133	18	0	1	0	0	0	1	45
134	1	0	1	0	0	0	1	15
135	20	0	1	0	0	0	1	45
136	0	0	0	0	0	0	0	0
137	0	0	0	0	0	0	0	0
138	0	0	0	0	0	0	0	0
139	0	0	1	0	0	0	1	15
140	18	0	1	0	0	0	1	45
141	0	0	0	0	0	0	0	0
142	45	0	1	0	0	0	1	75
143	16	0	1	0	0	0	1	45
144	255	0	1	0	0	0	1	3500
145	31	0	1	0	0	0	1	150
146	0	0	0	0	0	0	0	0
147	7	0	1	0	0	0	1	45
148	8	0	1	0	0	0	1	45
149	18	0	1	0	0	0	1	30
150	1	0	1	0	0	0	1	15
151	0	0	0	0	0	0	0	0
152	0	0	0	0	0	0	0	0
153	0	0	0	0	0	0	1	0
154	30	0	1	0	0	0	1	75
155	0	0	1	0	0	0	1	5
156	54	0	1	0	0	0	1	150
157	23	0	1	0	0	0	1	30
158	5	0	1	0	0	0	1	15
159	2	0	1	0	0	0	1	15
160	23	0	1	0	0	0	1	75
161	10	0	1	0	0	0	1	30
162	16	0	1	0	0	0	1	45
163	4	0	1	0	0	0	1	75
164	14	0	1	0	0	0	1	75
165	72	0	1	0	0	0	1	300
166	0	0	0	0	0	0	0	0
167	0	0	0	0	0	0	0	0
168	9	0	1	0	0	0	1	50
169	0	0	0	0	0	0	0	0

170	0	0	0	0	0	0	0	0
171	0	0	0	0	0	0	0	0
172	0	0	0	0	0	0	1	75
173	39	0	1	0	0	0	1	45
174	38	0	1	0	0	0	1	100
175	0	0	0	0	0	0	0	0
176	2	0	1	0	0	0	1	75
177	0	0	0	0	0	0	0	0
178	0	0	0	0	0	0	0	0
179	0	0	0	0	0	0	0	0
180	3	0	1	0	0	0	1	5
181	0	0	0	0	0	0	0	0
182	1	0	1	0	0	0	1	15
183	83	0	1	0	0	0	1	300
184	16	0	1	0	0	0	1	30
185	1	0	1	0	0	0	1	15
186	0	0	1	0	0	0	1	75
187	75	0	1	0	0	0	1	75
188	0	0	0	0	0	0	1	5
189	0	0	0	0	0	0	0	0
190	22	0	1	0	0	0	1	45
191	63	0	1	0	0	0	1	150
192	18	0	1	0	0	0	1	45
193	0	0	0	0	0	0	0	0
194	0	0	0	0	0	0	0	0
195	42	0	1	0	0	0	1	500
196	0	0	0	0	0	0	0	0
197	5	0	1	0	0	0	1	75
198	0	0	0	0	0	0	0	0
199	0	0	0	0	0	0	0	0
200	0	0	1	0	0	0	1	45
201	16	0	1	0	0	0	1	30
202	0	0	0	0	0	0	1	100
203	2	0	1	0	0	0	1	15
204	0	0	0	0	0	0	0	0
205	4	0	1	0	0	0	1	25
206	0	0	0	0	0	0	0	0
207	0	0	0	0	0	0	1	5
208	19	0	1	0	0	0	1	300
209	0	0	0	0	0	0	0	0
210	150	0	1	0	0	0	1	300
211	0	0	0	0	0	0	0	0
212	0	0	0	0	0	0	0	0

213	0	0	0	0	0	0	0	0
214	83	0	1	0	0	0	1	75
215	22	0	1	0	0	0	1	75
216	0	0	0	0	0	0	0	0
217	6	0	1	0	0	0	1	45
218	0	0	0	0	0	0	0	0
219	9	0	1	0	0	0	1	300
220	2	0	1	0	0	0	1	5
221	37	0	1	0	0	0	1	75
222	6	0	1	0	0	0	1	45
223	25	0	1	0	0	0	1	75
224	0	0	0	0	0	0	0	0
225	12	0	1	0	0	0	1	75
226	3	0	1	0	0	0	1	10
227	0	0	1	0	0	0	1	10
228	23	0	1	0	0	0	1	75
229	6	0	1	0	0	0	1	15
230	36	0	1	0	0	0	1	75
231	0	0	0	0	0	0	1	10
232	4	0	1	0	0	0	1	15
233	0	0	1	0	0	0	1	10
234	0	0	0	0	0	0	0	0
235	3	0	1	0	0	0	1	15
236	0	0	0	0	0	0	1	37
237	0	0	0	0	0	0	0	0
238	6	0	1	0	0	0	1	15
239	18	0	1	0	0	0	1	30
240	0	0	0	0	0	0	0	0
241	40	0	1	0	0	0	1	300
242	45	0	1	0	0	0	1	5
243	16	0	1	0	0	0	1	10
244	0	0	0	0	0	0	0	0
245	88	0	1	0	0	0	1	100
246	0	0	0	0	0	0	0	0
247	5	0	1	0	0	0	1	15
248	6	0	1	0	0	0	1	15
249	0	0	0	0	0	0	0	0
250	11	0	1	0	0	0	1	45
251	17	0	1	0	0	0	1	45
252	0	0	0	0	0	0	1	100
253	13	0	1	0	0	0	1	300
254	0	0	0	0	0	0	0	0
255	0	0	0	0	0	0	0	0

256	41	0	1	0	0	0	1	75
257	0	0	1	0	0	0	1	10
258	0	0	0	0	0	0	0	0
259	0	0	0	0	0	0	0	0
260	0	0	0	0	0	0	0	0
261	0	0	0	0	0	0	0	0
262	0	0	0	0	0	0	1	30
263	0	0	0	0	0	0	0	0
264	16	0	1	0	0	0	1	100
265	0	0	0	0	0	0	0	0
266	0	0	0	0	0	0	0	0
267	52	0	1	0	0	0	1	150
268	10	0	1	0	0	0	1	45
269	5	0	1	0	0	0	1	45
270	32	0	1	0	0	0	1	45
271	26	0	1	0	0	0	1	45
272	0	0	0	0	0	0	0	0
273	19	0	1	0	0	0	1	150
274	782	0	1	0	0	0	1	300
275	34	0	1	0	0	0	1	100
276	0	0	0	0	0	0	0	0
277	0	0	0	0	0	0	0	0
278	0	0	0	0	0	0	0	0
279	0	0	1	0	0	0	1	45
280	6	0	1	0	0	0	1	15
281	4	0	1	0	0	0	1	30
282	0	0	1	0	0	0	1	15
283	0	0	1	0	0	0	1	15
284	0	0	0	0	0	0	0	0
285	3	0	1	0	0	0	1	45
286	42	0	1	0	0	0	1	30
287	0	0	0	0	0	0	0	0
288	19	0	1	0	0	0	1	15
289	0	0	0	0	0	0	0	0
290	1	0	1	0	0	0	1	45
291	0	0	0	0	0	0	0	0
292	3	0	1	0	0	0	1	5
293	0	0	0	0	0	0	0	0
294	0	0	0	0	0	0	0	0
295	0	0	1	0	0	0	1	15
296	3	0	1	0	0	0	1	30
297	8	0	1	0	0	0	1	15
298	5	0	1	0	0	0	1	45

299	0	0	0	0	0	0	0	0
300	21	0	1	0	0	0	1	75
301	26	0	1	0	0	0	1	75
302	14	0	1	0	0	0	1	150
303	0	0	0	0	0	0	1	45
304	6	0	1	0	0	0	1	10
305	0	0	0	0	0	0	0	0
306	0	0	0	0	0	0	0	0
307	0	0	0	0	0	0	1	15
308	4	0	1	0	0	0	1	15
309	41	0	1	0	0	0	1	75
310	14	0	1	0	0	0	1	75
311	20	0	1	0	0	0	1	75
312	8	0	1	0	0	0	1	75
313	0	0	0	0	0	0	1	10
314	1	0	1	0	0	0	1	5
315	1	0	1	0	0	0	1	5
316	0	0	0	0	0	0	0	0
317	18	0	1	0	0	0	1	75
318	4	0	1	0	0	0	1	45
319	16	0	1	0	0	0	1	45
320	4	0	1	0	0	0	1	45
321	6	0	1	0	0	0	1	75
322	5	0	1	0	0	0	1	45
323	6	0	1	0	0	0	1	30
324	1	0	1	0	0	0	1	30
325	6	0	1	0	0	0	1	30
326	29	0	1	0	0	0	1	150
327	0	0	1	0	0	0	1	15
328	0	0	0	0	0	0	0	0
329	13	0	1	0	0	0	1	45
330	41	0	1	0	0	0	1	75
331	0	0	0	0	0	0	0	0
332	14	0	1	0	0	0	1	15
333	11	0	1	0	0	0	1	45
334	0	0	0	0	0	0	0	0
335	0	0	0	0	0	0	1	10
336	20	0	1	0	0	0	1	30
337	0	0	0	0	0	0	0	0
338	0	0	1	0	0	0	1	15
339	0	0	1	0	0	0	1	15
340	0	0	1	0	0	0	1	15
341	0	0	0	0	0	0	0	0

342	0	0	0	0	0	0	1	30
343	0	0	1	0	0	0	1	75
344	0	0	0	0	0	0	0	0
345	0	0	0	0	0	0	1	5
346	5	0	1	0	0	0	1	15
347	0	0	0	0	0	0	0	0
348	0	0	0	0	0	0	0	0
349	16	0	1	0	0	0	1	75
350	14	0	1	0	0	0	1	30
351	19	0	1	0	0	0	1	30
352	5	0	1	0	0	0	1	45
353	8	0	1	0	0	0	1	75
354	3	0	1	0	0	0	1	50
355	4	0	1	0	0	0	1	30
356	0	0	0	0	0	0	0	0
357	0	0	0	0	0	0	0	0
358	0	0	0	0	0	0	0	0
359	0	0	0	0	0	0	0	0
360	0	0	1	0	0	0	1	75
361	0	0	0	0	0	0	0	0
362	0	0	0	0	0	0	0	0
363	0	0	0	0	0	0	0	0
364	0	0	0	0	0	0	0	0
365	0	0	0	0	0	0	0	0
366	23	0	1	0	0	0	1	75
367	0	0	0	0	0	0	0	0
368	0	0	0	0	0	0	0	0
369	0	0	0	0	0	0	1	5
370	15	0	1	0	0	0	1	15
371	10	0	1	0	0	0	1	30
372	0	0	0	0	0	0	0	0
373	0	0	0	0	0	0	0	0
374	13	0	1	0	0	0	1	10
375	0	0	0	0	0	0	1	50
376	0	0	0	0	0	0	0	0
377	0	0	0	0	0	0	0	0
378	0	0	0	0	0	0	1	30
379	0	0	0	0	0	0	0	0
380	16	0	1	0	0	0	1	45
381	0	0	0	0	0	0	0	0
382	3	0	1	0	0	0	1	45
383	11	0	1	0	0	0	1	30
384	0	0	0	0	0	0	0	0

385	0	0	0	0	0	0	0	0
386	30	0	1	0	0	0	1	45
387	0	0	0	0	0	0	0	0
388	0	0	0	0	0	0	0	0
389	0	0	0	0	0	0	0	0
390	5	0	1	0	0	0	1	75
391	1	0	1	0	0	0	1	5
392	0	0	0	0	0	0	0	0
393	3	0	1	0	0	0	1	30
394	47	0	1	0	0	0	1	45
395	0	0	0	0	0	0	0	0
396	4	0	1	0	0	0	1	30
397	0	0	0	0	0	0	0	0
398	54	0	1	0	0	0	1	300
399	14	0	1	0	0	0	1	45
400	23	0	1	0	0	0	1	15
401	0	0	0	0	0	0	1	30
402	0	0	0	0	0	0	0	0
403	0	0	0	0	0	0	0	0
404	0	0	0	0	0	0	0	0
405	0	0	0	0	0	0	0	0
406	22	0	1	0	0	0	1	200
407	0	0	0	0	0	0	1	200
408	0	0	0	0	0	0	0	0
409	44	0	1	0	0	0	1	10
410	0	0	0	0	0	0	0	0
411	0	0	0	0	0	0	0	0
412	0	0	0	0	0	0	0	0
413	0	0	0	0	0	0	0	0
414	0	0	0	0	0	0	0	0
415	41	0	0	0	0	0	1	30
416	0	0	0	0	0	0	0	0
417	0	0	0	0	0	0	0	0
418	0	0	0	0	0	0	0	0
419	0	0	0	0	0	0	0	0
420	0	0	0	0	0	0	0	0
421	0	0	0	0	0	0	0	0
422	0	0	0	0	0	0	1	0
423	12	0	1	0	0	0	1	45
424	0	0	0	0	0	0	0	0
425	0	0	0	0	0	0	0	0
426	0	0	0	0	0	0	0	0
427	12	0	1	0	0	0	1	45

428	0	0	0	0	0	0	1	15
429	22	0	1	0	0	0	1	45
430	18	0	1	0	0	0	1	45
431	0	0	0	0	0	0	0	0
432	5	0	1	0	0	0	1	15
433	11	0	1	0	0	0	1	45
434	34	0	1	0	0	0	1	200
435	25	0	1	0	0	0	1	75
436	200	0	1	0	0	0	1	500
437	66	0	1	0	0	0	1	75
438	251	0	1	0	0	0	1	300
439	0	0	0	0	0	0	1	400
440	235	0	1	0	0	0	1	300
441	0	0	0	0	0	0	1	300
442	0	0	0	0	0	0	1	75
443	8	0	1	0	0	0	1	45
444	3	0	1	0	0	0	1	75
445	3	0	1	0	0	0	1	75
446	0	0	0	0	0	0	0	0
447	0	0	0	0	0	0	0	0
448	0	0	0	0	0	0	0	0
449	0	0	0	0	0	0	1	5
450	23	0	1	0	0	0	1	75
451	2	0	1	0	0	0	1	75
452	0	0	0	0	0	0	0	0
453	0	0	0	0	0	0	0	0
454	69	0	1	0	0	0	1	75
455	0	0	0	0	0	0	0	0
456	27	0	1	0	0	0	1	45
457	0	0	0	0	0	0	0	0
458	0	0	0	0	0	0	0	0
459	34	0	1	0	0	0	1	75
460	59	0	1	0	0	0	1	150
461	4	0	1	0	0	0	1	100
462	4	0	1	0	0	0	1	100
463	4	0	1	0	0	0	1	100
464	0	0	1	0	0	0	1	75
465	0	0	1	0	0	0	1	75
466	0	0	1	0	0	0	1	75
467	0	0	1	0	0	0	1	75
468	521	0	1	0	0	0	1	500
469	92	0	0	0	0	0	1	200
470	0	0	0	0	0	0	0	0

471	300	0	1	0	0	0	1	300
472	0	0	0	0	0	0	0	0
473	128	0	1	0	0	0	1	200
474	0	0	0	0	0	0	0	0
475	0	0	0	0	0	0	0	0
476	0	0	0	0	0	0	0	0
477	21	0	1	0	0	0	1	75
478	0	0	0	0	0	0	1	100
479	62	0	1	0	0	0	1	75
480	0	0	0	0	0	0	0	0
481	0	0	0	0	0	0	0	0
482	0	0	0	0	0	0	0	0
483	183	0	1	0	0	0	1	600
484	92	0	1	0	0	0	1	45
485	14	0	1	0	0	0	1	75
486	9	0	1	0	0	0	1	10
487	0	0	0	0	0	0	0	0
488	7	0	1	0	0	0	1	15
489	6	0	1	0	0	0	1	15
490	0	0	0	0	0	0	0	0
491	0	0	0	0	0	0	0	0
492	0	0	0	0	0	0	0	0
493	0	0	0	0	0	0	0	0
494	111	0	1	0	0	0	1	300
495	11	0	1	0	0	0	1	15
496	0	0	0	0	0	0	0	0
497	8	0	1	0	0	0	1	15
498	3	0	1	0	0	0	1	45
499	0	0	0	0	0	0	0	0
500	24	0	1	0	0	0	1	45
501	0	0	0	0	0	0	0	0
502	0	0	0	0	0	0	0	0
503	0	0	0	0	0	0	0	0
504	0	0	0	0	0	0	0	0
505	0	0	0	0	0	0	0	0
506	3	0	1	0	0	0	1	5
507	0	0	0	0	0	0	1	15
508	0	0	0	0	0	0	0	0
509	0	0	0	0	0	0	0	0
510	6	0	1	0	0	0	1	15
511	0	0	0	0	0	0	0	0
512	0	0	0	0	0	0	0	0
513	10	0	1	0	0	0	1	15

514	0	0	0	0	0	0	1	30
515	0	0	0	0	0	0	1	10
516	1	0	1	0	0	0	1	15
517	5	0	1	0	0	0	1	30
518	44	0	1	0	0	0	1	150
519	0	0	0	0	0	0	0	0
520	0	0	0	0	0	0	0	0
521	0	0	0	0	0	0	0	0
522	126	0	1	0	0	0	1	300
523	12	0	1	0	0	0	1	15
524	29	0	1	0	0	0	1	75
525	7	0	1	0	0	0	1	45
526	0	0	0	0	0	0	0	0
527	88	0	1	0	0	0	1	300
528	44	0	1	0	0	0	1	150
529	0	0	0	0	0	0	0	0
530	4	0	1	0	0	0	1	15
531	0	0	1	0	0	0	1	75
532	0	0	0	0	0	0	1	300
533	186	0	1	0	0	0	1	5

Tabla A-2: Interconexiones Matlab.

n1	n2	X1	Y1	X2	Y2	tangente
62587	63997	270594.53	6357224.32	271717.09	6355543.54	2021.17846
62587	64026	270594.53	6357224.32	271742.83	6355258.26	2276.83658
62540	64203	270558.73	6357524.98	271866.14	6353868.25	3883.4257
62887	66822	270893.81	6357709.84	273307.04	6354430.83	4071.31252
62270	63997	270303.08	6360435.55	271717.09	6355543.54	5092.26729
62472	64263	270500.6	6359852.21	271898.17	6354626.04	5409.81097
61693	65600	269796.8	6360602.41	272577.85	6355609.67	5715.04084
62472	64203	270500.6	6359852.21	271866.14	6353868.25	6137.79087
62473	64208	270500.72	6359941.51	271869.06	6353825.46	6267.24995
62473	64284	270500.72	6359941.51	271913.04	6353818.13	6284.14118
62473	64360	270500.72	6359941.51	271955.08	6353797.57	6313.72804
62478	64284	270505.45	6360012.72	271913.04	6353818.13	6352.49989
61719	65934	269817.88	6361596.26	272775.56	6355701.66	6595.01176
62108	66822	270228.42	6360961.67	273307.04	6354430.83	7220.09503
62108	67838	270228.42	6360961.67	273790.08	6354521.81	7359.15884
61985	64547	270134.48	6361687.89	272037.55	6354439.02	7494.51744
61719	64428	269817.88	6361596.26	271984.07	6354380.17	7534.21091
61719	66866	269817.88	6361596.26	273331	6354416.46	7993.21839
63222	65679	271149.48	6363518.23	272612.97	6355608.35	8044.12858
63299	63997	271210.52	6363575.95	271717.09	6355543.54	8048.36776
62363	64208	270383.78	6361764.15	271869.06	6353825.46	8076.4383
61719	65173	269817.88	6361596.26	272364.17	6353798.84	8202.64295
63331	63997	271237.14	6363776.35	271717.09	6355543.54	8246.78801
62735	66822	270763.29	6362377.36	273307.04	6354430.83	8343.74035
62735	67838	270763.29	6362377.36	273790.08	6354521.81	8418.49889
63997	64132	271717.09	6355543.54	271809.69	6364840.92	9297.84113
63222	66924	271149.48	6363518.23	273362.66	6354381.66	9400.80194
63222	66395	271149.48	6363518.23	273022.14	6354256.09	9449.55517
63729	63997	271578.76	6365692.93	271717.09	6355543.54	10150.3326
63997	65234	271717.09	6355543.54	272384.06	6366417.64	10894.5353
60620	64487	268905.46	6366341.41	272006.55	6355765.96	11020.7487
61946	64745	270094.66	6354664.84	272147.38	6365612.32	11138.2664
61773	64745	269897.24	6354661.97	272147.38	6365612.32	11179.1455
62569	64550	270580.58	6367972.42	272039.71	6356370.08	11693.7314
63997	64153	271717.09	6355543.54	271820.53	6367357.28	11814.1928
60925	65161	269142.43	6365184.09	272351.95	6353768.09	11858.5865
61833	64745	269964.16	6353916.35	272147.38	6365612.32	11897.9899
63556	66866	271455.89	6366291.43	273331	6354416.46	12022.1026
63556	66938	271455.89	6366291.43	273373.65	6354364.22	12080.4032
63795	66945	271618.44	6366395.82	273377.49	6354434.85	12089.6261

63872	69726	271658.92	6366260.5	274627.86	6354515.01	12114.914
63795	66924	271618.44	6366395.82	273362.66	6354381.66	12140.113
65660	68926	272605.29	6366458.63	274269.6	6354411.43	12161.6181
61040	64542	269212.51	6365716.27	272035.79	6353810.07	12236.3601
63222	65504	271149.48	6363518.23	272524.28	6351267.36	12327.7691
63192	63997	271125.08	6367876.55	271717.09	6355543.54	12347.2107
61040	65161	269212.51	6365716.27	272351.95	6353768.09	12353.748
61064	64547	269229.84	6366629.5	272037.55	6354439.02	12509.6378
63997	64338	271717.09	6355543.54	271932.14	6368062.11	12520.417
63660	66595	271552.28	6367308.61	273156.57	6354823.98	12587.2846
63660	66463	271552.28	6367308.61	273067.18	6354799.15	12600.8536
60620	64500	268905.46	6366341.41	272015.28	6353840.27	12882.1381
60620	64542	268905.46	6366341.41	272035.79	6353810.07	12916.4023
63660	66866	271552.28	6367308.61	273331	6354416.46	13014.2759
68860	69115	274250.39	6367545.73	274354.81	6354480.53	13065.6173
68860	68942	274250.39	6367545.73	274278.33	6354435.12	13110.6398
68860	68926	274250.39	6367545.73	274269.6	6354411.43	13134.314
68503	71640	274089.44	6367718.24	275657.05	6354621.55	13190.174
66626	71100	273177.64	6367878.16	275376.78	6354863.51	13199.1413
61773	64819	269897.24	6354661.97	272178.72	6367663.79	13200.4725
66576	71100	273142.79	6367880.35	275376.78	6354863.51	13207.1509
64432	66866	271985.57	6367612.76	273331	6354416.46	13264.7094
57872	61627	267984.17	6366767.21	269707.11	6353610.24	13269.3022
68847	68926	274246.11	6367712.37	274269.6	6354411.43	13300.9607
57872	61598	267984.17	6366767.21	269671.45	6353533.58	13340.76
64819	69115	272178.72	6367663.79	274354.81	6354480.53	13361.6508
64811	69726	272177.19	6367650.98	274627.86	6354515.01	13362.6154
62569	64263	270580.58	6367972.42	271898.17	6354626.04	13411.2603
64475	66924	272000	6367766.35	273362.66	6354381.66	13453.8756
66161	66924	272873.95	6367842.16	273362.66	6354381.66	13469.3689
66626	71528	273177.64	6367878.16	275610.17	6354625.26	13474.2926
65922	68942	272769.51	6367829.4	274278.33	6354435.12	13478.9938
61773	69203	269897.24	6354661.97	274391.17	6367381.27	13489.848
61946	68816	270094.66	6354664.84	274237.32	6367514.85	13501.2736
65922	68926	272769.51	6367829.4	274269.6	6354411.43	13501.5625
59905	62409	268625.73	6367879.63	270425.71	6354484.8	13515.2284
65913	68926	272763.53	6367848.93	274269.6	6354411.43	13521.6365
63608	69726	271489.2	6367692.21	274627.86	6354515.01	13545.8402
65863	68926	272735.27	6367897.85	274269.6	6354411.43	13573.4186
63526	66945	271438.89	6367888.46	273377.49	6354434.85	13592.5638
61946	68582	270094.66	6354664.84	274146.55	6367646.37	13599.1887
61773	68860	269897.24	6354661.97	274250.39	6367545.73	13599.3083
63192	66822	271125.08	6367876.55	273307.04	6354430.83	13621.6128

69007	76695	274296.57	6367587.63	278511.58	6354611.33	13643.7044
63523	66945	271434.04	6367954.89	273377.49	6354434.85	13659.0073
63021	67838	271001.66	6367899.97	273790.08	6354521.81	13665.6669
69007	76671	274296.57	6367587.63	278496.14	6354580.2	13668.5633
63504	67838	271421.75	6367993.96	273790.08	6354521.81	13678.7358
66395	67140	273022.14	6354256.09	273486.81	6368038.9	13790.6407
59905	63207	268625.73	6367879.63	271131.56	6354304.6	13804.3697
60620	64380	268905.46	6366341.41	271966.59	6352667.44	14012.4221
67970	71533	273850.31	6368574.96	275611.68	6354631.97	14053.8036
58306	62415	268131.91	6368501.83	270429.83	6354533.15	14156.4281
62569	64500	270580.58	6367972.42	272015.28	6353840.27	14204.7889
62569	64284	270580.58	6367972.42	271913.04	6353818.13	14216.8694
65161	67140	272351.95	6353768.09	273486.81	6368038.9	14315.8627
61734	68714	269833.54	6353891.19	274209.74	6367534.79	14328.257
61739	68816	269837.55	6353862.19	274237.32	6367514.85	14344.0964
61773	66759	269897.24	6354661.97	273277.71	6368617.98	14359.5889
61739	68503	269837.55	6353862.19	274089.44	6367718.24	14493.7466
60593	69262	268891.05	6353832.96	274424.8	6367386.63	14639.821
58306	62273	268131.91	6368501.83	270304.34	6354005.32	14658.3851
60565	69262	268881.26	6353799.13	274424.8	6367386.63	14674.8421
60620	64449	268905.46	6366341.41	271992.11	6351943.01	14725.5333
61590	68871	269663.83	6353536.74	274252.4	6367572.9	14767.1515
60593	69007	268891.05	6353832.96	274296.57	6367587.63	14778.721
60565	69007	268881.26	6353799.13	274296.57	6367587.63	14813.788
61590	69602	269663.83	6353536.74	274563	6367629.52	14920.0642
61833	66759	269964.16	6353916.35	273277.71	6368617.98	15070.4193
61676	68871	269766.39	6353133.65	274252.4	6367572.9	15120.0604
60565	69098	268881.26	6353799.13	274341.75	6367924.49	15144.0664
61676	69007	269766.39	6353133.65	274296.57	6367587.63	15147.2792
61734	67970	269833.54	6353891.19	273850.31	6368574.96	15223.2566
60826	70422	269048.41	6353824.95	274941.34	6367881.65	15241.9631
65075	66924	272302.64	6369588.21	273362.66	6354381.66	15243.4512
60826	70920	269048.41	6353824.95	275281.41	6368112.75	15588.1852
60464	67970	268856.99	6353770.11	273850.31	6368574.96	15624.2385
60593	70920	268891.05	6353832.96	275281.41	6368112.75	15644.4592
60464	68669	268856.99	6353770.11	274182.72	6368816.47	15961.0886
61676	70920	269766.39	6353133.65	275281.41	6368112.75	15962.1077
62657	64539	270675.9	6372489	272035.41	6356372.98	16173.2609
61590	69954	269663.83	6353536.74	274689.79	6368996.69	16256.3934
61598	69954	269671.45	6353533.58	274689.79	6368996.69	16257.0448
59905	62819	268625.73	6367879.63	270864.21	6351773.86	16260.5849
61129	64539	269315.37	6372419.38	272035.41	6356372.98	16275.3055
59905	76421	268625.73	6367879.63	278348.01	6354589.06	16466.9967

61120	65600	269300.85	6372415.27	272577.85	6355609.67	17122.1179
62229	65608	270283.89	6372602.4	272580.8	6355602.61	17154.2606
62178	65600	270261.29	6372611.95	272577.85	6355609.67	17159.3699
62605	64026	270613.5	6372569.06	271742.83	6355258.26	17347.5988
57596	61739	267905.76	6371775.42	269837.55	6353862.19	18017.0925
57596	60464	267905.76	6371775.42	268856.99	6353770.11	18030.4195
62178	66463	270261.29	6372611.95	273067.18	6354799.15	18032.4392
63000	67838	270990.92	6372454.26	273790.08	6354521.81	18149.6022
61120	64547	269300.85	6372415.27	272037.55	6354439.02	18183.374
61120	64428	269300.85	6372415.27	271984.07	6354380.17	18233.6091
62605	64428	270613.5	6372569.06	271984.07	6354380.17	18240.4545
62229	64428	270283.89	6372602.4	271984.07	6354380.17	18301.3737
62229	66866	270283.89	6372602.4	273331	6354416.46	18439.4494
61129	66689	269315.37	6372419.38	273230.79	6354382.74	18456.7304
62713	66945	270730.92	6372710.69	273377.49	6354434.85	18466.474
61129	66924	269315.37	6372419.38	273362.66	6354381.66	18486.2083
62713	66938	270730.92	6372710.69	273373.65	6354364.22	18535.8297
62657	64203	270675.9	6372489	271866.14	6353868.25	18658.7513
62018	66924	270143.8	6372914.76	273362.66	6354381.66	18810.5517
57596	71640	267905.76	6371775.42	275657.05	6354621.55	18823.8613
62443	64208	270452.55	6372733.05	271869.06	6353825.46	18960.5765
60827	64487	269048.63	6374966.31	272006.55	6355765.96	19426.8559
57446	62300	267869.01	6373491.5	270320.77	6353983.51	19661.4547
60767	65273	269013.11	6375035.35	272408.27	6355573.38	19755.895
57665	60826	267927.79	6373581.64	269048.41	6353824.95	19788.4458
57820	61734	267964.77	6373730.9	269833.54	6353891.19	19927.5286
57820	61648	267964.77	6373730.9	269735.83	6353585.14	20223.4591
61129	64425	269315.37	6372419.38	271983.19	6352245.72	20349.2954
62713	65266	270730.92	6372710.69	272402.48	6352255	20523.8731
57665	61676	267927.79	6373581.64	269766.39	6353133.65	20530.4833
59140	62273	268411.9	6374487.82	270304.34	6354005.32	20569.7383
61129	65386	269315.37	6372419.38	272480.47	6351755.56	20904.8156
60525	64539	268874.91	6377308.4	272035.41	6356372.98	21172.6373
53727	62179	266946.2	6375170.88	270261.55	6354113.54	21316.7332
60664	64550	268944.31	6377477.46	272039.71	6356370.08	21333.143
60644	64550	268927.06	6377522.2	272039.71	6356370.08	21379.9151
60682	64487	268957.48	6376929.84	272006.55	6355765.96	21382.391
53727	62300	266946.2	6375170.88	270320.77	6353983.51	21454.4254
60767	65173	269013.11	6375035.35	272364.17	6353798.84	21499.2781
53848	62300	266965.95	6375244.75	270320.77	6353983.51	21524.2919
60945	63997	269159.78	6376964.11	271717.09	6355543.54	21572.683
62018	65504	270143.8	6372914.76	272524.28	6351267.36	21777.8927
54502	60565	267111.15	6375646.07	268881.26	6353799.13	21918.5327

60525	65273	268874.91	6377308.4	272408.27	6355573.38	22020.348
60664	65679	268944.31	6377477.46	272612.97	6355608.35	22174.6936
60644	65679	268927.06	6377522.2	272612.97	6355608.35	22221.6731
53763	62300	266951.6	6376143.3	270320.77	6353983.51	22414.4507
51304	71100	266391.29	6375400.67	275376.78	6354863.51	22416.8234
51285	69115	266387.96	6375441.64	274354.81	6354480.53	22424.0681
51285	68942	266387.96	6375441.64	274278.33	6354435.12	22439.5147
50910	69726	266288.96	6375367.01	274627.86	6354515.01	22457.5857
51950	69726	266542.84	6375584.56	274627.86	6354515.01	22567.5317
54972	61994	267227.52	6377057.03	270138.61	6354668.94	22576.5591
55342	62300	267334.42	6376470.7	270320.77	6353983.51	22684.6203
51045	71100	266328.64	6375677.63	275376.78	6354863.51	22695.7359
60945	64547	269159.78	6376964.11	272037.55	6354439.02	22708.1756
51045	69726	266328.64	6375677.63	274627.86	6354515.01	22731.7738
54813	61901	267176.09	6376733.18	270067.59	6354127.95	22789.4097
54621	61627	267135.84	6376274.95	269707.11	6353610.24	22810.0966
51950	71528	266542.84	6375584.56	275610.17	6354625.26	22836.5656
51057	71276	266331.6	6375674.66	275493.97	6354682.59	22904.498
60945	66822	269159.78	6376964.11	273307.04	6354430.83	22911.754
54813	61835	267176.09	6376733.18	269965.01	6353912.2	22990.7634
51057	71533	266331.6	6375674.66	275611.68	6354631.97	22998.1453
51057	71640	266331.6	6375674.66	275657.05	6354621.55	23026.017
52949	61835	266773.6	6376717.23	269965.01	6353912.2	23027.2554
60767	65266	269013.11	6375035.35	272402.48	6352255	23031.1132
58119	62415	268073.28	6377513.89	270429.83	6354533.15	23101.2497
58119	62336	268073.28	6377513.89	270353.76	6354506.31	23120.3228
54228	65161	267058.44	6376293.83	272351.95	6353768.09	23139.365
60945	64173	269159.78	6376964.11	271833.64	6353868.92	23249.4587
60130	76421	268720.3	6375783.82	278348.01	6354589.06	23278.9744
60682	64208	268957.48	6376929.84	271869.06	6353825.46	23287.1139
54813	61648	267176.09	6376733.18	269735.83	6353585.14	23289.1396
54972	61833	267227.52	6377057.03	269964.16	6353916.35	23301.937
60130	76695	268720.3	6375783.82	278511.58	6354611.33	23326.8836
60767	65203	269013.11	6375035.35	272373.9	6351854.01	23423.6939
54423	61946	267094.5	6377895.76	270094.66	6354664.84	23423.8469
52963	62179	266775.68	6377425.44	270261.55	6354113.54	23571.0834
54972	61627	267227.52	6377057.03	269707.11	6353610.24	23577.5386
55097	71533	267264.31	6376728.68	275611.68	6354631.97	23620.8209
58119	62300	268073.28	6377513.89	270320.77	6353983.51	23637.4701
59658	62409	268550.89	6378097.7	270425.71	6354484.8	23687.2117
52963	61835	266775.68	6377425.44	269965.01	6353912.2	23728.5541
60664	64542	268944.31	6377477.46	272035.79	6353810.07	23868.4436
59658	62272	268550.89	6378097.7	270303.77	6354209.81	23952.1163

60664	65161	268944.31	6377477.46	272351.95	6353768.09	23953.0006
59658	62273	268550.89	6378097.7	270304.34	6354005.32	24156.104
60507	76695	268870.1	6376910.28	278511.58	6354611.33	24294.0591
54777	61627	267171.44	6377814.63	269707.11	6353610.24	24336.8469
52663	71528	266715.11	6377599.27	275610.17	6354625.26	24635.8931
54635	71533	267137.31	6377839.17	275611.68	6354631.97	24706.0535
52426	66866	266665.99	6378300.33	273331	6354416.46	24796.4031
51984	66866	266548.53	6378271.46	273331	6354416.46	24800.4622
52529	71528	266692.17	6377900.54	275610.17	6354625.26	24925.276
51711	71100	266489.26	6378234.3	275376.78	6354863.51	25003.6365
51705	71533	266486.93	6378206.76	275611.68	6354631.97	25279.078
51705	71640	266486.93	6378206.76	275657.05	6354621.55	25305.2017
60186	76695	268745.64	6378032.38	278511.58	6354611.33	25375.5624
60644	64425	268927.06	6377522.2	271983.19	6352245.72	25460.565
60664	65305	268944.31	6377477.46	272430.85	6352071.15	25644.4253
60525	65386	268874.91	6377308.4	272480.47	6351755.56	25805.9624
60644	65504	268927.06	6377522.2	272524.28	6351267.36	26500.1248
