



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL

Sede Santo Domingo

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA E INDUSTRIAS

CARRERA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

Informe del proyecto de investigación para obtener el título de:

INGENIERO ELECTROMECAÁNICO

TÍTULO: ESTUDIO PARA TRANSFERENCIA DE CARGA DE ALIMENTADORES POR ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO O FALLAS, ENTRE LAS SUBESTACIONES QUITO Y PAMBILES DE LA CNEL-EP STO. DGO.

Autor

DIEGO ALBERTO GAIBOR PUENGUENAN

Director

ING. JORGE ROMÁN TERÁN BENALCÁZAR, *MSc*

Santo Domingo de los Tsáchilas – Ecuador

ENERO – 2018

TÍTULO: ESTUDIO PARA TRANSFERENCIA DE CARGA DE ALIMENTADORES POR ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO O FALLAS, ENTRE LAS SUBESTACIONES QUITO Y PAMBILES DE LA CNEL-EP STO. DGO.

Ing. Jorge Román Terán Benalcázar, *MSc.* _____
DIRECTOR

APROBADO

Ing. Nilo Olegario Ortega Solíz, *MSc.* _____
PRESIDENTE(A) DEL TRIBUNAL

Ing. Edgar Fabián Calero Vela, *MSc.* _____
MIEMBRO DEL TRIBUNAL

Ing. Bairon Manuel Rentería Torres, *MSc.* _____
MIEMBRO DEL TRIBUNAL

Santo Domingo, _____ de _____ de 2018

Autor: DIEGO ALBERTO GAIBOR PUENGUENAN

**Institución: UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL
SEDE SANTO DOMINGO**

**Título: ESTUDIO PARA TRANSFERENCIA DE CARGA DE
ALIMENTADORES POR ACTIVIDADES DE
MANTENIMIENTO O FALLAS, ENTRE LAS
SUBESTACIONES QUITO Y PAMBILES DE LA
CNEL-EP STO. DGO.**

Fecha: ENERO, 2018

El contenido del presente trabajo está bajo la responsabilidad del autor y no ha sido plagiado.



Diego Alberto Gaibor Puenguenan
C.I. 230027575-3

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL
Sede Santo Domingo

INFORME DEL DIRECTOR

Santo Domingo, 22 de enero de 2018

Señor Ingeniero.
Nilo Olegario Ortega Solíz, MSc.
COORDINADOR DE LA CARRERA INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA
Presente.

Señor Coordinador:

Mediante la presente tengo a bien informar que el trabajo escrito de titulación realizado por el señor: *DIEGO ALBERTO GAIBOR PUENGUENAN*, cuyo título es: “*ESTUDIO PARA TRANSFERENCIA DE CARGA DE ALIMENTADORES POR ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO O FALLAS, ENTRE LAS SUBESTACIONES QUITO Y PAMBILES DE LA CNEL-EP STO. DGO.*”, ha sido elaborado bajo mi supervisión y revisado en todas sus partes, *el mismo que no ha sido plagiado*, por lo cual autorizo su respectiva presentación.

Particular que informo para fines pertinentes.

Atentamente,



Ing. Jorge Román Terán Benalcázar, MSc.
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Dedicatoria

Sin duda alguna todos aquellos logros de superación serán eternamente dedicados al orgullo más grande mi padre Ángel Arturo Gaibor Vargas, todo mi esfuerzo y sacrificio son fruto de sus incansables palabras de sabiduría, consejos y alientos; siempre seguiré adelante con la bendición de Dios.

Eternamente, para mi padre.

Mis logros también serán dedicados para todas aquellas personas que me aprecian, me admiran y fueron importantes en alguna etapa de mi vida.

Agradecimiento

Estas cortas palabras de agradecimiento van dirigidas para aquellas personas que algún día me apoyaron y me mostraron afecto sincero.

A Dios, por brindarme salud y bienestar ya que sin ella muchas cosas serían imposibles.

A mis padres, Ángel Arturo Gaibor Vargas y Melba Anita Piedad Puenguenan, quienes se han esforzado y me apoyaron para que cada día siga adelante, y me han enseñado los principales valores que debe poseer un ser humano de bien siendo un ejemplo para mi vida.

A mis hermanos, quienes han sido ejemplo de persistencia y superación, estoy agradecido con las personas que me demostraron afecto y cariño sincero en algún momento de sus vidas.

Agradezco al personal de Centro de Operaciones y Control de la CNEL-EP Santo Domingo quienes me supieron guiar e indicar el proceso necesario para poder desarrollar esta investigación.

FORMULARIO DE REGISTRO BIBLIOGRÁFICO

PROYECTO DE TITULACIÓN

DATOS DE CONTACTO	
CÉDULA DE IDENTIDAD:	230027575-3
APELLIDOS Y NOMBRES:	Gaibor Puenguenan Diego Alberto
DIRECCIÓN:	Vía Julio Moreno, San Gabriel del Baba, Recinto La Lorena
EMAIL:	diego_gaibor@yahoo.es
TELÉFONO FIJO:	
TELÉFONO MÓVIL:	0939895451

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	Estudio para transferencia de carga de alimentadores por actividades de mantenimiento o fallas, entre las subestaciones Quito y Pambiles de la CNEL-EP Sto. Dgo.
AUTOR:	Gaibor Puenguenan Diego Alberto
FECHA DE ENTREGA DEL PROYECTO DE TITULACIÓN:	Enero - 2018
DIRECTOR DEL PROYECTO DE TITULACIÓN:	Ing. Jorge Román Terán Benalcázar, <i>Msc</i>
PROGRAMA	PREGRADO <input checked="" type="checkbox"/> POSGRADO <input type="checkbox"/>
TÍTULO POR EL QUE OPTA:	Ingeniero Electromecánico
RESUMEN:	El presente estudio es desarrollado con el propósito de mejorar la calidad del servicio eléctrico entregado por la CNEL-EP UN. (Corporación Nacional de Electricidad Empresa Pública Unidad de Negocio) Santo Domingo a sus consumidores, es decir, se pretende mejorar la confiabilidad en el sistema eléctrico de distribución. En la actualidad ante la presencia de fallas en el sistema de distribución no es posible restaurar el servicio de manera inmediata; con la implementación del estudio es posible reducir la frecuencia y el tiempo de las interrupciones en los abonados, pudiéndose

	<p>reaccionar de forma rápida en situaciones de anormalidad; en vista que las subestaciones Quito y Los Pambiles abarcan la carga más importante de la ciudad de Santo Domingo es de vital importancia actuar de manera eficiente ante una falla o actividades de mantenimiento en los circuitos eléctricos. El objetivo es definir los puntos y las condiciones eléctricas que permitan realizar la transferencia de carga entre alimentadores de las subestaciones mencionadas. Para alcanzar el objetivo se emplea el Software de ingeniería eléctrica CYMDIST, el cual permite simular y evaluar el comportamiento de los circuitos ante cualquier situación de análisis. El método deductivo es aplicado en este estudio, ya que nos permite establecer soluciones particulares para cada caso que está como objeto de estudio, mediante la aplicación de los conceptos generales de sistemas eléctricos. Los resultados obtenidos como efecto de la aplicación de la metodología empleada son los esperados, ya que se requería definir los puntos de transferencia de carga entre circuitos trifásicos.</p>
<p>PALABRAS CLAVES:</p>	<p>CNEL-EP Santo Domingo, Centro de Operaciones, Transferencia de carga, Reconectador, CYMDIST, Carga eléctrica, Índices de Confiabilidad, Interrupciones, Frecuencia, Tiempo.</p>
<p>ABSTRACT:</p>	<p>The present study is developed with the purpose of improving the quality of the electric service delivered by the CNEL-EP UN. (National Corporation of Electricity Public Company- Business Unit) Santo Domingo to its consumers, in other words it is intended to improve the reliability in the electrical distribution system. Currently, in the presence of faults in the distribution system, it is not possible to restore the service immediately; with the implementation of the study it is possible to reduce the frequency and time of the interruptions in the subscribers, being able to react quickly in situations of abnormality; since the Quito and</p>

	<p>the Pambiles substations cover the most important load in the city of Santo Domingo, it is vitally important to act efficiently in case of a fault or maintenance activities in the electrical circuits. The objective is to define the points and electrical conditions that allow carrying out the transfer of load between feeders of the mentioned substations. To achieve the objective, the CYMDIST electrical engineering software is used, which allows to simulate and evaluate the behavior of the circuits in any analysis situation. The deductive method is applied in this study, since it allows us to establish particular solutions for each case that is the object of study, through the application of the general concepts of electrical systems. The results obtained as an effect of the application of the methodology used are as expected, since it was required to define the load transfer points between three-phase circuits.</p>
<p>KEYWORDS</p>	<p>CNEL-EP Santo Domingo, Center of Operations, Load transfer, Recloser, CYMDIST, Electric charge, Indexes of confiability, Interruptions, Frequency, Time.</p>

Se autoriza la publicación de este Proyecto de Titulación en el Repositorio Digital de la Institución.



DIEGO ALBERTO GAIBOR PUENGUENAN
C.I: 230027575-3

DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **GAIBOR PUENGUENAN DIEGO ALBERTO**, CI: 230027575-3 autor del proyecto titulado: “**Estudio para transferencia de carga de alimentadores por actividades de mantenimiento o fallas, entre las subestaciones Quito y Pambiles de la CNEL-EP STO. DGO**” previo a la obtención del título de **INGENIERO ELECTROMECAÁNICO** en la Universidad Tecnológica Equinoccial.

1. Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las Instituciones de Educación Superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de graduación para que sea integrado al Sistema Nacional de información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.
2. Autorizo a la BIBLIOTECA de la Universidad Tecnológica Equinoccial a tener una copia del referido trabajo de graduación con el propósito de generar un Repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Santo Domingo, 23 de enero de 2018



GAIBOR PUENGUENAN DIEGO ALBERTO
C.I: 230027575-3

Oficio Nro. CNEL-STD-DD-2017-0262-O

Santo Domingo De Los Tsáchilas, 20 de julio de 2017

Asunto: RESPUESTA A OFICIO N UTESD-FCII-CELE-2017-0018

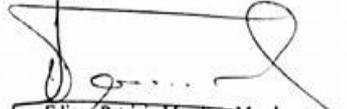
Ingeniero
Nilo Ortega Soliz
Coordinador de Carrera Ingeniería Electromecánica
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL SEDE STO.DOMINGO
En su Despacho

De mi consideración:

Yo, EDISON PATRICIO MENDOZA MENDOZA, con cedula de identidad N° 171345695-0, en calidad de Director de Distribución de CNEL Unidad de Negocio Santo Domingo, Autorizo al señor estudiante GAIBOR PUENGUENAN DIEGO ALBERTO, realizar la investigación para la elaboración de su proyecto de titulación "ESTUDIO PARA TRANSFERENCIA DE CARGA DE ALIMENTADOR POR ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO O FALLAS, ENTRE LAS SUBESTACIONES QUITO Y PAMBILES DE LA CNEL EP SANTO DOMINGO", basada en la información proporcionada por la esta Unidad de Negocio.

Con sentimientos de distinguida consideración.

Atentamente,



Ing. Edison Patricio Mendoza Mendoza
DIRECTOR DE DISTRIBUCIÓN - STD, ENCARGADO

Copia:

Señora Ingeniera
Milta Liliana Correa Quichimbo
Técnico de Documentación - STD

Señor
Cesar Ivan Casanova Villalba
Especialista de Promoción de Servicios- STD

ÍNDICE DE CONTENIDO

Contenido	Pág.
Portada.....	I
Sustentación y aprobación de los integrantes del tribunal.....	II
Responsabilidad del autor.....	III
Aprobación del director.....	IV
Dedicatoria.....	V
Agradecimiento.....	VI
Formulario de biblioteca.....	VII
Declaración y Autorización.....	X
Carta de auspicio.....	XI
Índice de contenido.....	XII
Índice de tablas.....	XIII
Índice de figuras.....	XV
I INTRODUCCIÓN.....	1
II MARCO REFERENCIAL.....	7
III METODOLOGÍA.....	39
IV ANÁLISIS DE RESULTADOS	81
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	101
REFERENCIAS.....	105
ANEXOS.....	107

ÍNDICE DE TABLAS

1	Causas de las interrupciones registradas por la distribuidora.....	43
2	Datos de placa del transformador de potencia de la S/E Quito.....	45
3	Parámetros eléctricos de los alimentadores de la S/E Quito.....	47
4	Parámetros eléctricos de la nueva configuración de los alimentadores S/E Quito.....	48
5	Parámetros eléctricos de la nueva configuración del alimentador Las Mercedes.....	49
6	Parámetros eléctricos de la nueva configuración del alimentador Centro.....	49
7	Parámetros eléctricos de la nueva configuración del alimentador Vía Quito.....	50
8	Parámetros eléctricos de la nueva configuración del alimentador La Lorena.....	51
9	Datos de placa del transformador de potencia de la S/E Los Pambiles...	51
10	Parámetros eléctricos de los alimentadores de la S/E Los Pambiles.....	53
11	Parámetros eléctricos del alimentador ALIM-17PA011T01.....	54
12	Parámetros eléctricos del alimentador ALIM-17PA011T02.....	54
13	Parámetros eléctricos del alimentador ALIM-17PA011T03.....	55
14	Parámetros eléctricos del alimentador ALIM-17PA011T04.....	56
15	Parámetros eléctricos del alimentador ALIM-17PA011T05.....	56
16	Parámetros eléctricos normales del alimentador 17PA011T01.....	58
17	Parámetros eléctricos normales del alimentador 17QI010T13.....	58
18	Parámetros eléctricos del alimentador 17PA011T01 transferido.....	60
19	Parámetros eléctricos del alimentador 17QI010T13 en transferencia.....	60
20	Parámetros eléctricos del alimentador 17PA011T01 en transferencia....	61
21	Parámetros eléctricos del alimentador 17QI010T13 transferido.....	61
22	Parámetros eléctricos normales del alimentador 17PA011T04.....	62
23	Parámetros eléctricos normales del alimentador 17QI010T15.....	62
24	Parámetros eléctricos del alimentador 17PA011T04 transferido.....	63
25	Parámetros eléctricos del alimentador 17QI010T15 en transferencia.....	63
26	Parámetros eléctricos del alimentador 17PA011T04 en transferencia....	65

27	Parámetros eléctricos del alimentador 17PA011T04 en transferencia....	66
28	Porcentaje del alimentador 17PA011T05 para transferir a Río verde.....	66
29	Parámetros eléctricos normales del alimentador 17PA011T05.....	67
30	Parámetros eléctricos normales del alimentador 17QI010T15.....	67
31	Parámetros eléctricos del alimentador 17PA011T05 transferido.....	68
32	Parámetros eléctricos del alimentador 17QI010T15 en transferencia.....	68
33	Parámetros eléctricos del alimentador 17PA011T05 en transferencia....	70
34	Parámetros eléctricos del alimentador 17PA011T05 en transferencia....	71
35	Porcentaje del alimentador 17PA011T05 para transferir a Río verde.....	71
36	Datos y fallas registradas alimentador La Lorena.....	79
37	Índices de confiabilidad alimentador La Lorena.....	79
38	Índices de confiabilidad del área de concesión de la distribuidora.....	81
39	Parámetros eléctricos de operación de los alimentadores de la S/E Quito.....	84
40	Calibre y estado de conductores de los circuitos trifásicos de la S/E Quito.....	85
41	Parámetros eléctricos de operación de los alimentadores de la S/E Los Pambiles.....	85
42	Calibre y estado de conductores de los circuitos trifásicos de la S/E Los Pambiles.....	86
43	Corriente de cortocircuito a nivel de cabecera del alimentador Centro...	91
44	Corriente de cortocircuito a mitad del alimentador Centro.....	91
45	Ajustes del restaurador de cabecera.....	91
46	Ajustes del restaurador a mitad del circuito.....	92

ÍNDICES DE FIGURAS

1	Función de confiabilidad.....	10
2	Componentes de un sistema eléctrico en serie.....	12
3	Componentes de un sistema eléctrico en paralelo.....	12
4	Detalles considerados para registrar una interrupción.....	15
5	Clasificación de las interrupciones.....	16
6	Particularidades de calidad del servicio eléctrico.....	17
7	Índices de confiabilidad.....	20
8	Etapas del tiempo de interrupción.....	24
9	Operación normal de los circuitos.....	26
10	Circuito S/E 1 transferido al circuito S/E 2.....	27
11	Reconectador de transferencia ubicado.....	28
12	Ubicación de reconectores según su función en alimentadores.....	29
13	Secuencia de operación de un reconectador.....	32
14	Presencia de fallas permanentes aguas abajo del RC1.....	34
15	Operaciones de transferencia a consecuencia de la presencia del evento	35
16	Presencia de fallas permanentes aguas abajo del RML1.....	36
17	Operaciones en restauradores a consecuencia de la presencia del evento	36
18	Seccionamientos en los tramos trifásicos entre reconectores.....	37
19	Operaciones en restauradores y seccionadores para transferencia de carga.....	37
20	Presencia de fallas permanentes en derivaciones del circuito.....	38
21	Operación normal de los circuitos por fallas en derivaciones.....	38
22	Etapas empleadas en el proceso de desarrollo del estudio.....	40
23	Identificación de carga importante de interés en el área de concesión...	41
24	Registro de las interrupciones en la base del sistema eléctrico de la distribuidora.....	42
25	Porcentaje de las causas de las interrupciones de la distribuidora.....	43
26	Interrupciones en el sistema de distribución CNEL-EP UN. Sto. Dgo..	44
27	Placa del transformador de la S/E Quito.....	45
28	Distribución primaria actual año 2017 de la S/E Quito.....	46
29	Distribución primaria futura año 2018 de la S/E Quito	47
30	Distribución primaria alimentador Las Mercedes.....	48

31	Distribución primaria alimentador Centro.....	49
32	Distribución primaria alimentador Vía Quito.....	50
33	Distribución primaria alimentador La Lorena.....	51
34	Placa del transformador de la S/E Los Pambiles.....	52
35	Distribución primaria de la S/E Los Pambiles.....	52
36	Distribución primaria alimentador ALIM-17PA011T01.....	53
37	Distribución primaria alimentador ALIM-17PA011T02.....	54
38	Distribución primaria alimentador ALIM-17PA011T03.....	55
39	Distribución primaria alimentador ALIM-17PA011T04.....	55
40	Distribución primaria alimentador ALIM-17PA011T05.....	56
41	Distribución primaria normal alimentador 17PA011T01 y 17QI010T13.....	58
42	Identificación y ubicación de reconectores en los alimentadores 17PA011T01 y 17QI010T13.....	59
43	Alimentador 17PA011T01 transferido al 17QI010T13.....	59
44	Alimentador 17QI010T13 transferido al 17PA011T01.....	60
45	Distribución primaria normal alimentador 17PA011T04 y 17QI010T15.....	61
46	Identificación y ubicación de reconectores en los alimentadores 17PA011T04 y 17QI010T15.....	62
47	Alimentador 17PA011T04 transferido al 17QI010T15.....	63
48	Alimentador 17QI010T15 transferido al 17PA011T04.....	64
49	Alimentador 17QI010T15 transferido a 17PA011T01 y Río verde.....	65
50	Distribución primaria normal alimentador 17PA011T05 y 17QI010T15.....	66
51	Identificación y ubicación de reconectores en los alimentadores 17PA011T05 y 17QI010T15.....	67
52	Alimentador 17PA011T05 transferido al 17QI010T15.....	68
53	Alimentador 17QI010T15 transferido al 17PA011T05.....	69
54	Alimentador 17QI010T15 transferido a 17PA011T05 y Río verde.....	70
55	Configuración de la opción calibración en la evaluación de la confiabilidad.....	72
56	Selección del alimentador y del tiempo de análisis.....	72

57	Configuración de la pestaña parámetros.....	73
58	Configuración de la pestaña dispositivos.....	74
59	Configuración de la pestaña tiempo.....	75
60	Configuración de la pestaña restablecimiento.....	75
61	Configuración de la opción ejecutar en la evaluación de la confiabilidad.....	76
62	Pestañas a configurar para la evaluación de la confiabilidad	77
63	Configuración de la pestaña tormenta.....	78
64	Configuración de la pestaña reportes.....	78
65	Demanda de potencia del circuito La Lorena.....	80
66	Puntos seleccionados para la ubicación del restaurador y para transferencia en los circuitos.....	88
67	Puntos seleccionados para la ubicación del restaurador y para transferencia en los circuitos.....	88
68	Puntos seleccionados para la ubicación del restaurador y para transferencia en los circuitos.....	89
69	Corriente de cortocircuito en cabecera.....	90
70	Corriente de cortocircuito a mitad del circuito.....	91
71	Resultado de coordinación de fase.....	92
72	Resultado de coordinación para el neutro.....	93

I. INTRODUCCIÓN

En la actualidad la continuidad del servicio eléctrico es uno de los parámetros esenciales para medir la gestión de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, ya que el sistema de distribución es el encargado de conducir y redistribuir esta energía a todos los usuarios finales (Blacio & Zaruma, 2012).

Diversas causas de procedencia propias y ajenas al sistema de distribución tales como deterioro de conductores, sobrecorriente, vegetación, descargas atmosféricas, desastres naturales, accidentes de vehículos entre otras ocasionan interrupciones a los consumidores originando una gran variedad de consecuencias e incomodidad en los usuarios, cuyas afectaciones perjudican varios campos relacionados no sólo en aspectos económicos tales como daños en industrias (líneas de manufactura, equipos y maquinaria) sino que también puede atentar contra la seguridad y vidas humanas en centros hospitalarios (Blacio & Zaruma, 2012).

Estudios han demostrado que cerca del 80% de las interrupciones del servicio eléctrico se producen por fallas en el sistema de distribución, ocurriendo estas con menor frecuencia a nivel de generación y transmisión; en vista de aquello se requiere dedicar gran énfasis en el diseño y operación del sistema de distribución, ya que la distribuidora debe reportar indicadores de calidad a entidades de control del sector eléctrico y de la misma forma garantizar eficiencia, seguridad y confiabilidad a los usuarios (Blacio & Zaruma, 2012).

La calidad técnica del producto y la continuidad del suministro son factores que determinan la “confiabilidad del servicio eléctrico” en los consumidores, el planteamiento de este estudio está orientado a garantizar la continuidad del suministro que forma parte del concepto “confiabilidad del servicio”, en lo que concierne al desarrollo de este trabajo entenderemos como confiabilidad a la continuidad del servicio; es por ello que se ha destinado plasmar el presente estudio a las subestaciones Quito y Los Pambiles pertenecientes al área de concesión de la Corporación Nacional de Electricidad Empresa Pública Unidad de Negocio Santo Domingo de los Tsáchilas (CNEL-EP UN. STO. DGO.), debido a que la topología de sus alimentadores abarcan un gran espacio de la parte céntrica de la ciudad, y conglomeran un porcentaje

considerable de carga importante de Santo Domingo tanto instituciones públicas, privadas y abundantes consumidores residenciales (Arriagada, 1994).

El mejoramiento de la calidad de la energía genera un aumento en los ingresos percibidos por la distribuidora ya sea porque el costo por KWh de energía de mejor calidad se incrementa, así como también las pérdidas por energía no suministrada se reducen.

La **profundidad** que se desea alcanzar por medio del desarrollo de este trabajo está orientado a garantizar la continuidad del servicio eléctrico en los consumidores, es decir, mejorar la confiabilidad y eficiencia del sistema eléctrico, en esta investigación se pretende aplicar la metodología de transferencia de carga entre alimentadores de tal forma que se pueda mejorar la confiabilidad en el sistema de distribución del área de concesión, para ello se determinan puntos estratégicos que se utilizarán para la ubicación de reconectores a mitad de línea del circuito trifásico para transferir dicha carga desde un circuito con situaciones de anormalidad de operación o requiera actividades de mantenimiento a otro circuito con características apropiadas de operación, por medio de maniobras que se realizarán remotamente desde el Centro de Operaciones y Control de la distribuidora.

Considero que es de vital **importancia** disminuir el tiempo y la frecuencia de corte del servicio eléctrico en los consumidores a nivel de baja y media tensión, ya que las interrupciones de este servicio generan situaciones de incomodidad en el diario vivir y en el desarrollo de las actividades cotidianas de los usuarios, además en las distribuidoras surgen grandes pérdidas económicas, y estas se pueden cuantificar en base a la energía no suministrada de acuerdo a cada interrupción, por ello mensualmente se lleva un registro de las mismas, las cuales pueden ser representadas mediante indicadores de calidad de servicio técnico los cuales se basan en la frecuencia y la duración de las incidencias reportadas (Arriagada, 1994).

Se plantea como solución para el **problema de investigación** mejorar la confiabilidad del sistema de distribución con el objetivo de garantizar continuidad de servicio en todo momento a los consumidores, la empresa distribuidora debe realizar la evaluación de los parámetros eléctricos de los alimentadores con las transferencias realizadas de tal forma que cumplan con lo establecido en cierta parte de la regulación de calidad de

servicio técnico dictados por el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) y otros organismos competentes del sector eléctrico (CONELEC, 2001).

El sistema de distribución está lógicamente conformado por una serie de elementos, equipos y dispositivos que permiten la circulación del flujo eléctrico, y que tienden a presentar fallas o están susceptibles a estas por causas propias o externas al sistema eléctrico, siendo mayores o menores dependiendo de la etapa en que se encuentre a lo largo de su vida de operación, generando interrupciones de suministro de energía eléctrica en los consumidores; por tal motivo, se ha planteado el siguiente **problema científico**:

¿Cómo mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico de distribución de la CNEL-EP UN. Santo Domingo?

Para cada circuito trifásico se determinan los parámetros fundamentales a considerarse, tales como son: longitud y recorrido del alimentador, cantidad de abonados, puntos de ubicación de reconectores, secuencia de fases, carga requerida, tipo de circuito, calibre de los conductores, condiciones de operación de los equipos para una adecuada protección y seccionamiento (Guato & Hidalgo, 2013).

Se pretende brindar la continuidad del servicio en los circuitos mencionados ya que en ellos se encuentran las cargas más importantes que se desea salvaguardar mediante la implementación de los equipos restauradores, así se garantizará el mejoramiento en los índices de confiabilidad del sistema eléctrico de la empresa distribuidora en general.

De ser necesario se fijará las condiciones o parámetros eléctricos actuales que presentan los alimentadores de las subestaciones escogidas para el desarrollo del presente estudio en lo que respecta: topología del circuito, nivel de voltaje, secuencia de fases del circuito trifásico, la cantidad y tipo de abonados servidos, cargabilidad del transformador de potencia y de los conductores en cada circuito y subestación, porcentaje de carga a transferir y de la misma forma los parámetros de protecciones configurados en el equipo restaurador de cabecera del alimentador independientemente para cada alimentador para determinar los puntos en los que se realizará la transferencia de carga mediante maniobras en los reconectores.

Se requiere de un amplio enfoque en el sistema de distribución considerando que esta etapa provoca mayor porcentaje de fallas y por ende interrupciones en los clientes respecto a nivel de generación y transmisión, se determina que es una de las mayores exigencias por parte de las empresas distribuidoras conseguir una mejor eficiencia en el sistema eléctrico mejorando la calidad, confiabilidad y la seguridad de la red, así de esta forma reduciendo el tiempo y la frecuencia de las interrupciones a sus consumidores (Blacio & Zaruma, 2012).

Considerando que algunos de los alimentadores de la subestación Quito abarcan la carga más importante de la ciudad y poseen una cargabilidad algo elevada en comparación a otros alimentadores del área de concesión, se compartirá carga a la subestación Los Pambiles que entrará en operación para el año 2018 de esta manera y con la ubicación de reconectores en los circuitos se pretende mantener la continuidad del servicio ante la presencia de situaciones anormales en la res y de igual forma se reducirá los índices de confiabilidad orientados al consumidor, todo ello con la finalidad de mejorar los índices globales de la empresa distribuidora.

En vista a la gran importancia que conlleva la confiabilidad del servicio eléctrico se ha percibido la **necesidad** de realizar el presente estudio, con la finalidad de implementar reconectores a mitad de línea en el sistema de distribución de los alimentadores de las subestaciones Quito y Los Pambiles, para transferir carga entre ellos cuando se presente alguna anomalía en la operación del sistema eléctrico; como herramienta de trabajo se emplea el Software de ingeniería eléctrica para distribución *CYMDIST* desarrollado por *CYME*, el estudio se realiza usando el módulo de confiabilidad del Software que presenta dos alineaciones diferentes el registro de eventos pasados y la predicción de confiabilidad en base a la información de eventos de interrupciones registrado por la distribuidora (Arriagada, 1994).

Como **alcance** se plantea que la presente investigación busca definir los puntos óptimos de ubicación de reconectores a nivel de 13,8 kV a mitad de alimentador basado en confiabilidad, es decir, considerando las interrupciones o fallas registradas por la CNEL-EP UN. Santo Domingo mediante el empleo del Software *CYMDIST* para análisis de los sistemas de distribución con el fin de transferir carga en situaciones requeridas.

En el estudio no se considera el análisis de los ajustes de protecciones que deberán tener los equipos para su adecuada coordinación de protección del sistema eléctrico, tampoco se considera la implementación del proyecto.

Objetivo General

Definir los puntos óptimos y las condiciones eléctricas en los alimentadores que permitan realizar la transferencia de carga entre circuitos trifásicos de las subestaciones Quito y Los Pambiles de la CNEL-EP Sto. Dgo.

Objetivos Específicos

- Analizar los eventos de interrupciones con datos históricos registradas por la CNEL-EP UN. Santo Domingo desde el año 2014, y en base a ello determinar los índices de confiabilidad mediante el Software CYMDIST.
- Determinar parámetros eléctricos del sistema de distribución de los circuitos que pertenece a las subestaciones Quito y Los Pambiles.
- Analizar las condiciones eléctricas que permitan realizar la transferencia de carga entre alimentadores de las subestaciones Quito y Los Pambiles.
- Determinar los puntos óptimos para la ubicación de reconectores a mitad de los alimentadores de tal forma que se pueda realizar la transferencia y mantener la continuidad del servicio en la carga de mayor interés e importante.
- Especificar los equipos a emplear y las maniobras a realizar para la transferencia de carga entre alimentadores de las subestaciones Quito y Los Pambiles.
- Analizar los efectos que se produce en el sistema eléctrico al transferir la carga entre alimentadores.

La **hipótesis** de esta investigación se basa, en comprobar si la metodología propuesta permite estimar los puntos óptimos para ubicar reconectores trifásicos a mitad del circuito trifásico para la transferencia de carga mediante maniobras en dichos equipos obteniendo la capacidad para aprovechar todos los beneficios que estos presentan y mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico de distribución de la CNEL-EP UN.

Santo Domingo, obteniendo la capacidad para adoptar todos los beneficios que presentan los restauradores.

Para el desarrollo de la presente investigación se requiere la aplicación de un conjunto de métodos de investigación tales como los que anunciare a continuación.

El **método analítico-sintético**, nos permite realizar la descomposición de datos que fueron registrados y recopilados por la distribuidora, dado que la información es muy variada, necesita ser clasificada par tener una visión e idea más clara de lo que realmente nos sirve emplear. Clasificar al universo de datos en grupos con características homogéneas, permite distinguir las afectaciones desde una perspectiva más generalizada, además se facilita la labor de la investigación.

El **método deductivo**, nos permite establecer las características de un caso individual que está como objeto de análisis, aplicando los conceptos, leyes o teoremas científicos generales ya demostrados. Considero que este método será utilizado en el desarrollo del trabajo investigativo ya que por medio del empleo de nociones respecto al sistema eléctrico de distribución se define soluciones particulares mediante la deducción para cada caso sometido a estudio y llegar al objetivo establecido.

El **método cualitativo**, considero que éste método de investigación es muy importante aplicarlo en el desarrollo de este trabajo, ya que en cada caso existe diversas condiciones o características que admitan o no realizar una transferencia de carga entre circuitos, esto nos lleva a profundizar y cualificar para cada caso en específico, y no generalizar las mismas circunstancias o conclusiones para todos los alimentadores en todas las subestaciones con base a características e información obtenida.

II. MARCO REFERENCIAL

La distribución de energía eléctrica en la provincia de Santo Domingo de los Tsáchilas es responsabilidad de CNEL-EP UN. Santo Domingo, la misma que cuenta con 10 subestaciones y 3 adicionales de la zona Norte, situada en lugares propicios para la correcta distribución y operación del sistema eléctrico. Cada subestación eléctrica realiza una transformación de potencia de alta tensión (69 kV) a media tensión (13.8 kV), y en (34.5 kV) para la zona Norte mediante un transformador de potencia. Cada subestación cuenta con un número de alimentadores trifásicos en media tensión por lo general poseen desde 3 a 5, dependiendo de su capacidad los cuales distribuyen la energía hacia los consumidores (Lino & Jaramillo, 2016).

En el presente estudio se propone analizar y aplicar una metodología orientada para realizar la transferencia de carga enfocada a mejorar la confiabilidad del sistema de distribución, con ello minimizar el tiempo y frecuencia de las interrupciones experimentado por los clientes en cualquier punto del sistema eléctrico. Los equipos involucrados en este análisis tienen la capacidad para ser automatizados y comandados desde el Centro de Operaciones y Control de la distribuidora, para transferir carga de un alimentador en específico a otro que ofrezca las condiciones apropiadas de transferencia analizando las cargas respectivas de los alimentadores involucrados mediante la recopilación de datos (Lino & Jaramillo, 2016).

En el sistema eléctrico de distribución, la posibilidad de disponer de energía eléctrica se conoce como probabilidad de sobrevivencia; ya que lo componen diversos equipos y elementos dispuestos a lo largo del circuito que son susceptibles a una tasa de fallas y deterioro en condiciones normales y anormales de operación, de igual forma por causas ajenas como la vegetación, descargas atmosféricas, animales, accidentes en vehículos entre otras; todo esto incurre en la necesidad de plasmar métodos y medios para reducir los efectos de interrupciones en la red del sistema eléctrico (Arriagada, 1994).

A medida que los organismos de control de energía eléctrica establecen parámetros de calidad para los consumidores, las distribuidoras requieren mejorar su servicio, es por ello que se demanda de estudios de confiabilidad en sistemas de distribución y poder

plasmar la realidad del servicio prestado y las afectaciones en los clientes; en base a un conjunto de cuantificadores básicos de confiabilidad se determinará el análisis orientado a los consumidores del sistema de distribución.

Cabe destacar que en décadas anteriores existió gran interés en realizar estudios de confiabilidad dirigidos a los sistemas eléctricos de potencia tanto en transmisión y generación, pero en los últimos años se han desarrollado grandes aportes a los estudios de confiabilidad a nivel de redes de distribución, motivo por el cual se ha generado gran énfasis por realizar estos análisis en los sistemas de distribución en diferentes países, de igual forma podemos mencionar como un claro ejemplo que se dio en un amplio estudio de confiabilidad en el sistema de distribución de la EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTROSUR C.A. perteneciente a la ciudad de Cuenca (Arriagada, 1994).

En vista de que la CNEL-EP UN. Santo Domingo no ha desarrollado un estudio de confiabilidad en su sistema de distribución y posee el registro de eventos de fallas e interrupciones en el área de Centro de Operaciones y Control de la distribuidora desde el año 2014, se considera de vital importancia plasmar el análisis de confiabilidad para la UN. Santo Domingo; incluyendo las tres Subestaciones de la zona Norte del área de concesión de la Provincia de Manabí, debido a que en tiempos anteriores no se implantó una buena administración de esta distribuidora se vieron en la obligación de proporcionarlas a la distribuidora de Santo Domingo las subestaciones antes mencionadas.

Como podemos destacar que en el sistema de distribución de esta distribuidora no se ha planteado un estudio de naturaleza similar al presente trabajo, se considera un gran aporte para la Corporación eléctrica ya que se puede interpretar de manera clara y precisa las afectaciones en los consumidores durante un periodo de tiempo. De igual manera se podrá estimar los beneficios económicos a futuro para la distribuidora ya que por medio de la implementación de reconectores en los circuitos trifásicos disminuirá el tiempo y la frecuencia de las interrupciones ya que se podrá actuar de una manera más rápida ante la presencia de fallas, con ello se garantizará que la energía no suministrada a los abonados se reduzca obteniendo mejores resultados de eficiencia y seguridad.

Con el propósito de brindar una mayor claridad y facilidad de comprensión acerca de la terminología y metodología tratada en el desarrollo de este trabajo, se pretende dar una breve explicación de los principales términos que se relacionan a la presente investigación.

2.1. Sistema de distribución

Son las redes de distribución de energía eléctrica que están conformados por un conjunto de elementos, componentes y dispositivos que transforman parámetros eléctricos, se considera la última etapa del sistema de potencia por lo cual debe transportar y distribuir a los usuarios la energía eléctrica generada con eficiencia, confiabilidad y seguridad (Juarez, 1995).

2.1.1. Subestación

Es un conjunto de equipos, instalaciones y componentes eléctricos adecuados de forma lógica que operan conjuntamente y que acepta ciertos parámetros eléctricos de entrada, cuya función es transformar y entregar parámetros eléctricos de valores diferentes a los que recibe en el sistema eléctrico (Tafolla, 2014).

Alimentador

Es un circuito eléctrico conectado a una subestación, cuenta con tramos trifásicos, bifásicos y monofásicos que realiza una distribución primaria recorriendo áreas rurales y urbanas, entregando a los transformadores de distribución parámetros con características de potencia y tensiones en medio voltaje (Ramírez, 2004).

Abonados

Son todos los consumidores naturales o jurídicos que se interconectan en algún punto al suministro de energía eléctrica que ofrecen las empresas distribuidoras, consumiendo una determinada potencia.

2.2. Confiabilidad en sistemas de distribución

La confiabilidad $R(t)$ es la probabilidad de que un componente de la red del sistema eléctrico cumpla su función destinada durante un periodo de tiempo para el que fue

creado, bajo situaciones naturales que se encuentre en su entorno; en otras palabras es la posibilidad de que un componente no falle durante un tiempo especificado (Blacio & Zaruma, 2012).

En la figura 1, se muestra que la confiabilidad puede ser representada mediante una función exponencial decreciente, esta refleja el comportamiento en el tiempo; cuando $t=0$ la confiabilidad es 1, a medida que transcurre el tiempo $t=\infty$ la confiabilidad tiende a 0, por lo tanto esta disminuye para dicho componente (Blacio & Zaruma, 2012).

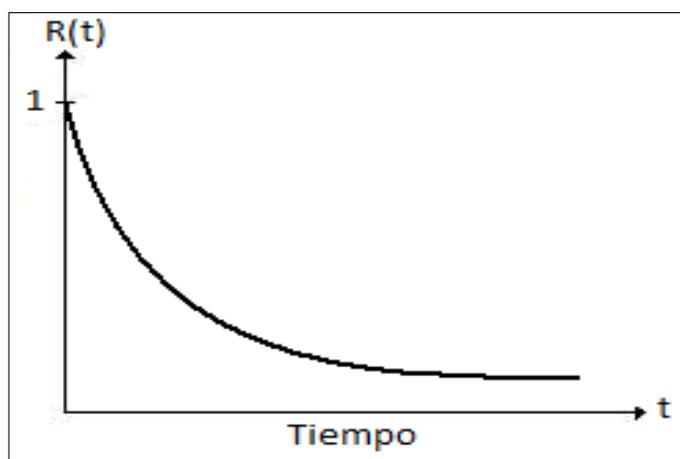


Figura 1. Función de confiabilidad
FUENTE: (Blacio & Zaruma, 2012)

En el caso de que un elemento falle, la capacidad del sistema para mantener la continuidad del servicio puede ser menor; ya que la confiabilidad está relacionada con la fiabilidad y la disponibilidad de un elemento en el sistema eléctrico (Chamorro, 2017).

La confiabilidad se expresa mediante.

$$R(t) = e^{-\lambda t}$$

Donde:

λ : Tasa de fallas

La función de falla $Q(t)$ nos indica que es el inverso de la confiabilidad y está dada por la siguiente expresión.

$$Q(t) = 1 - R(t) = 1 - e^{-\lambda t}$$

La función de falla señala la probabilidad de que un componente falle por diferentes circunstancias, los componentes de un sistema eléctrico están propensos a fallas o salidas de servicio en la mayoría de las situaciones provoca interrupciones de servicio a los consumidores que sirven aguas abajo de dicho elemento (Arriagada, 1994).

Las empresas distribuidoras generalmente aplican la configuración radial en las redes eléctricas, ya que esta ofrece un costo relativamente bajo, un diseño más sencillo y dinámico; pero la confiabilidad es muy reducida considerando que si un elemento presenta falla todos los abonados aguas abajo experimentarían una interrupción, sin existir la posibilidad de restablecer el servicio de forma inmediata en comparación a otras configuraciones tal como el sistema, paralelo o mallado (Chamorro, 2017).

2.2.1. Confiabilidad en configuraciones de una red eléctrica.

Un sistema eléctrico puede ser figurado por diferentes configuraciones de diseño, formada por un conjunto de elementos lógicamente ordenados y distribuidos a lo largo de su red.

Sistema en serie

Esta configuración presenta una confiabilidad muy reducida, ya que sus componentes forman un eslabón y requiere que todos presenten condiciones de operaciones normales para que el sistema funcione tal como se requiere, es decir, que si un componente falla el sistema presentará interrupciones en los abonados.

La confiabilidad para un sistema que está formado por n elementos en serie está dado por el producto de la confiabilidad presentada por cada uno de ellos en un tiempo dado.

$$R_s(t) = R_1(t) * R_2(t) * R_3(t) * \dots * R_n(t)$$

La probabilidad de falla para un sistema en serie está dado por el margen de confiabilidad de los elementos de un sistema en serie.

$$Q_s(t) = 1 - R_s(t)$$

En la figura 2, podemos observar que para un sistema de n elementos en serie tendremos la confiabilidad de n elementos, de esta manera, mientras una red disponga

de más elementos dará mayor posibilidad de que uno de ellos presente una falla, es por ello que para cualquier tipo de sistema en serie cuanto más componentes la conformen mayor será la posibilidad de falla (Chamorro, 2017).



Figura 2. Componentes de un sistema eléctrico en serie
FUENTE: El Autor

Configuración en paralelo

Los sistemas en paralelo son más confiables a diferencia de los sistemas en serie, en esta configuración para que los abonados experimenten una interrupción deben presentar falla todos los elementos que lo componen, es decir, que si sólo un componente que integra la red presenta condiciones normales de operación el sistema funcionará tal como se requiere.

En la figura 3, se muestra una configuración con elementos en paralelo que a diferencia del sistema anterior presentan mayor capacidad de operación, es decir, son más confiables que una configuración con elementos en serie.



Figura 3. Componentes de un sistema eléctrico en paralelo
FUENTE: El Autor

La probabilidad de falla para la configuración de un sistema en paralelo se define:

$$Q_p(t) = Q_1(t) * Q_2(t) * Q_3(t) * \dots * Q_n(t)$$

La confiabilidad para un sistema conformado por elementos en paralelo depende del margen de la probabilidad de falla presentada por el sistema en un tiempo dado.

$$R_p(t) = 1 - Q_p$$

2.3. Métodos para la evaluación de la confiabilidad

Los métodos de la simulación estiman el índice de confiabilidad simulando el real, el proceso y la conducta aleatoria del sistema. El método trata por consiguiente el problema como una serie de experimentos reales, las técnicas pueden tomar teóricamente todos los aspectos y contingencias inherentes en la planificación, diseño, y el funcionamiento de un sistema de potencia.

Estos incluyen los eventos aleatorios como los paros y las reparaciones de elementos representados por las distribuciones de probabilidad generales, los eventos y conducta del componente, haciendo mayor en componentes fallados, las variaciones de carga, la variación de entrada de energía (Billinton & Allan, 1994).

Existen diferentes métodos para la evaluación de confiabilidad que definen la cantidad de fallas que se producen en niveles de confianza aceptables, los cuales cuantifican y permiten obtener los indicadores básicos y los índices orientados a los consumidores en un sistema de distribución tales como los siguientes (Ayre, 2005).

2.3.1. Método probabilístico

Consiste en simular en forma probabilística gracias a las facilidades computacionales, siendo Monte Carlo el método estocástico que se basa en la generación de múltiples cadenas de estados de periodo (periodo de simulación de estudio) y se orienta en la naturaleza aleatoria de las cargas de la red y en las fuentes o salidas como equipos de generación y transmisión, la simulación es un proceso iterativo cada una corresponde a un estado operativo del sistema.

El método determinístico

Es un modelo matemático que básicamente se fundamenta en la búsqueda 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 la disponibilidad de los componentes del sistema. En el método de bloques de frecuencia y duración cada elemento del sistema se representa como un bloque reparable y se puede utilizar si las indisponibilidades de cada uno de ellos son pequeñas en el periodo de un año en los puntos de carga.

2.4. Estudio histórico de confiabilidad

Estos análisis se basan en datos históricos de fallas e interrupciones registradas por la distribuidora, y se fundamentan en la determinación de los indicadores básicos de confiabilidad de cualquier sistema de distribución considerando un determinado tiempo de estudio, en función de la información proporcionada por la distribuidora se pretende obtener una aproximación de los índices de confiabilidad orientados a los consumidores.

2.4.1. Se requiere de los siguientes pasos para plasmar un análisis de confiabilidad en un sistema de distribución

- Obtener la base de datos de los eventos de interrupciones registrados por la empresa distribuidora de los años a considerarse como periodo de estudio.
- Clasificación orientada al tipo de elemento del sistema eléctrico afectado por su tiempo de vida útil (deterioro) o falla, etc.
- Registro o integración de la información de los eventos de interrupciones en la base del sistema eléctrico del programa de simulación.
- Definición de orientaciones para las simulaciones del programa y obtención de resultados por medio del Software.

Estudio predictivo de confiabilidad

Es posible determinarlo después de haber calculado la tasa de falla con la información registrada por la distribuidora en el estudio histórico de confiabilidad, este nos permite obtener una estimación a futuro de los índices de confiabilidad del sistema de distribución a causa de los posibles eventos que se puedan presentar en el sistema eléctrico (Blacio & Zaruma, 2012).

2.5. Recolección de información

La información registrada por la distribuidora corresponde a partir de enero del año 2014 hasta julio del año 2017, durante un periodo de 3.6 años; abarcando todas las fallas e interrupciones presentadas en toda el área de concesión de la distribuidora.

2.5.1. Falla

Es todo evento suscitado de manera inesperada en el sistema eléctrico de distribución que provoca la actuación de los dispositivos de protecciones y por ende la suspensión o corte del flujo eléctrico en los consumidores; afectando algún elemento, dispositivo o equipo en cualquier parte de la red eléctrica.

Interrupción

Es toda suspensión del flujo eléctrico que experimentan los abonados en un sistema eléctrico de distribución, pudiendo ser a causa de eventos de fallas o actividades programadas como mantenimiento, ampliaciones de la red entre otras.

Identificación de las interrupciones

En la figura 4, se muestra los detalles que deben considerar y especificar las distribuidoras para registrar cada falla o interrupción presentada en su red del sistema eléctrico, a nivel de subtransmisión, subestaciones de su área de concesión independientemente de su duración.

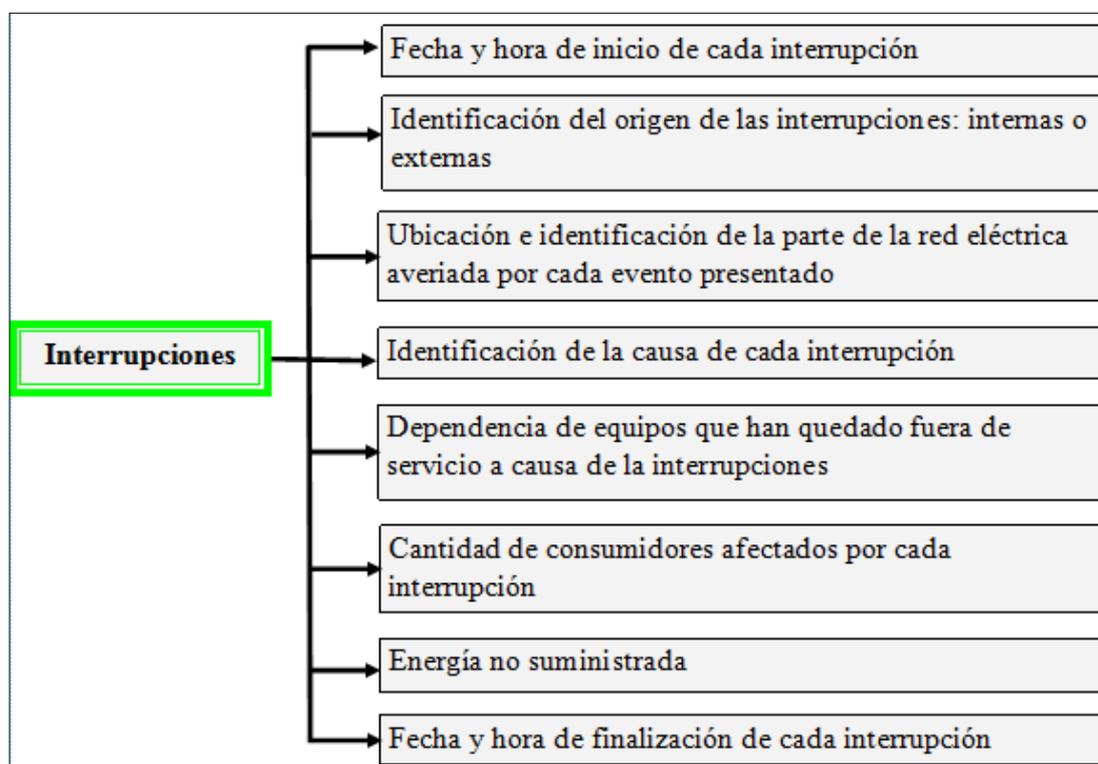


Figura 4. Detalles considerados para registrar una interrupción.

FUENTE: (CONELEC, 2001)

Frecuencia de interrupciones

Es el promedio de veces, que un abonado experimenta interrupciones del servicio eléctrico durante un periodo de tiempo determinado.

2.6. Clasificación de las interrupciones

Las distribuidoras poseen registros de los eventos de interrupciones presentados en el sistema eléctrico, en base a múltiples parámetros.

En la figura 5, se muestra las consideraciones que debe reflejar toda interrupción.

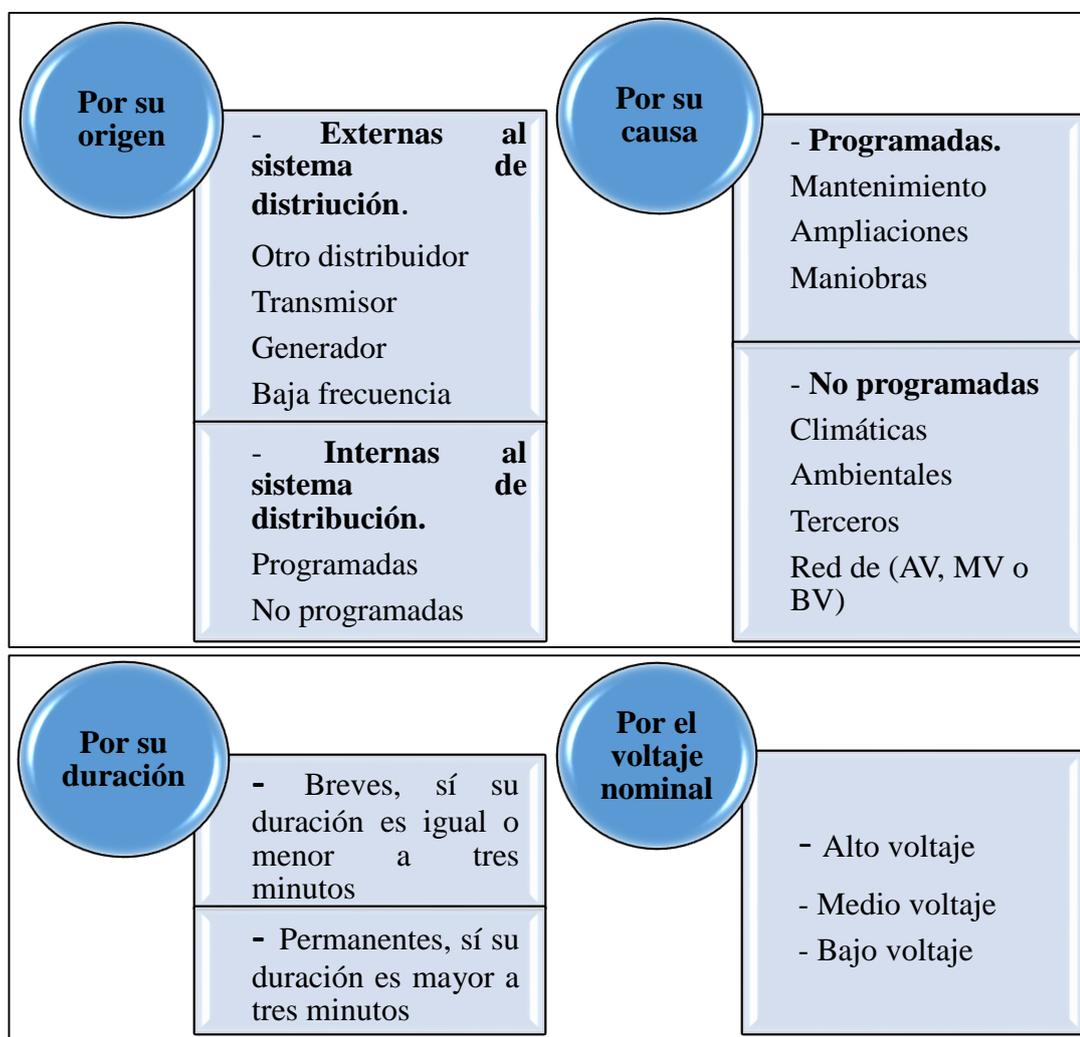


Figura 5. Clasificación de las interrupciones

FUENTE: (CONELEC, 2001)

Para determinar los cálculos de los índices de confiabilidad orientados al consumidor se considera la clasificación de las interrupciones por su duración mayores a tres

minutos, por su origen las que comprenden a fallas internas y externas al sistema de distribución, por su causa y por el volteje nominal las correspondientes a media tensión. Para el cálculo de índices de confiabilidad no involucra las interrupciones presentadas en las redes o instalaciones privadas de los consumidores.

De igual manera no se considera las interrupciones generales establecidas por el organismo Centro Nacional de Control de Electricidad (CENACE), tales como racionamientos, desconexiones de carga por baja frecuencia y por eventos de fuerza mayor o caso fortuito.

2.7. Particularidades de calidad del servicio eléctrico

En la figura 6, se muestra las particularidades a considerar en el servicio eléctrico que reflejan el nivel de calidad de la misma, la eficacia del suministro eléctrico se cuantifica en base a la calidad del producto, del servicio técnico y en base a la calidad del servicio comercial y estas radican en diferentes aspectos

Calidad del producto	Calidad del servicio técnico	Calidad del servicio comercial
<ul style="list-style-type: none"> • Nivel de voltaje • Perturbaciones de voltaje • Factor de potencia 	<ul style="list-style-type: none"> • Frecuencia de interrupciones • Duración de interrupciones 	<ul style="list-style-type: none"> • Atención de solicitudes • Atención de reclamos • Errores de medición y facturación

Figura 6. Particularidades de calidad del servicio eléctrico

FUENTE: (CONELEC, 2001)

Los indicadores se evalúan a nivel de consumidor para determinar la frecuencia de interrupciones que experimentan los abonados y su duración, y de esta forma evaluar la calidad del servicio técnico entregado a los consumidores por parte de la empresa de distribución.

2.8. Indicadores básicos de confiabilidad

El análisis de los índices de confiabilidad de un sistema de distribución orientado a los consumidores requiere de un conjunto parámetros básicos de confiabilidad los cuales se muestran a continuación:

2.8.1. Tasa de falla

Indica las veces que, en promedio, un componente o tramo de un circuito, experimentó alguna condición que implica la operación de algún dispositivo de protección. Puede ser deseable integrar elementos en la red 100% confiables, los cuales presentaran una tasa de falla igual a cero.

Para elementos individuales, tales como transformadores, interruptores, fusibles o cualquier elemento de la red, se plantea la siguiente ecuación.

$$\lambda = \frac{m}{N * T} \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right)$$

Donde:

λ : Tasa de falla, en (fallas/año)

m: Cantidad de fallas verificadas en el periodo

N: Cantidad de elementos expuestos a la fallas o disponibles

T: Periodo de estudio, en años,

Para tramos de alimentadores, la tasa de falla es un parámetro que puede determinarse de la siguiente forma

- A través del historia de fallas, para el tramo individual
- Mediante una estimación, considerando el sistema completo

$$\lambda = b * l \text{ (fallas/año)}$$

$$b = \frac{m}{L * T} \left(\frac{\text{fallas}}{\text{Km. año}} \right)$$

Donde:

m: Cantidad de fallas

L: Longitud total de la línea, en Km

T: Periodo de estudio, en años

b: Número de fallas, por kilómetro por año

l: Longitud de la línea de interés

Tramo total de la red

$$L_T = L1 + L2 + L3 + \dots + Ln$$

Donde:

$L_{1,2,3,\dots,n}$: Longitudes individuales en metros

L_T : Longitud total de la red en metros

Tasa de fallas del sistema

$$\lambda_T = \sum_{i=1}^n \lambda_i$$

Donde:

λ_i : Cantidad de interrupciones en el elemento L_i

λ_T : Tasa de fallas totales

n: Número de elementos considerado en la red

Tiempo de reparación

Es el tiempo en promedio que requiere la distribuidora para dar continuidad al servicio eléctrico y restablecer el sistema a las condiciones de funcionamiento que presentaba anteriormente al suceso de cualquier evento de falla, es decir, corresponde al tiempo que la distribuidora tarda en localizar la falla, en eliminar la falla y restablecer el servicio.

Donde:

r: Tiempo de reparación, en horas

Tiempo anual de desconexión esperado

Es el número total de horas en promedio al año que un equipo o componente permanece en estado de falla y que dicho equipo no podrá proporcionar el servicio eléctrico a los usuarios de la red del sistema de distribución. Se puede obtener de la siguiente manera.

$$U = \lambda * r$$

Donde:

U: Tiempo anual de desconexión esperado

2.9. Índices de confiabilidad orientados al consumidor

A partir de los tres indicadores básicos de confiabilidad mencionados en el punto anterior, se puede obtener los índices de confiabilidad tanto orientados al consumidor como a la potencia y energía, los cuales consideran la cantidad de consumidores que quedaron sin servicio, la frecuencia y la duración por alguna interrupción experimentada en el sistema de distribución (Blacio & Zaruma, 2012).

En la figura 7, se muestra la clasificación de los índices de confiabilidad orientados tanto a los consumidores y a la potencia y energía de un sistema eléctrico.

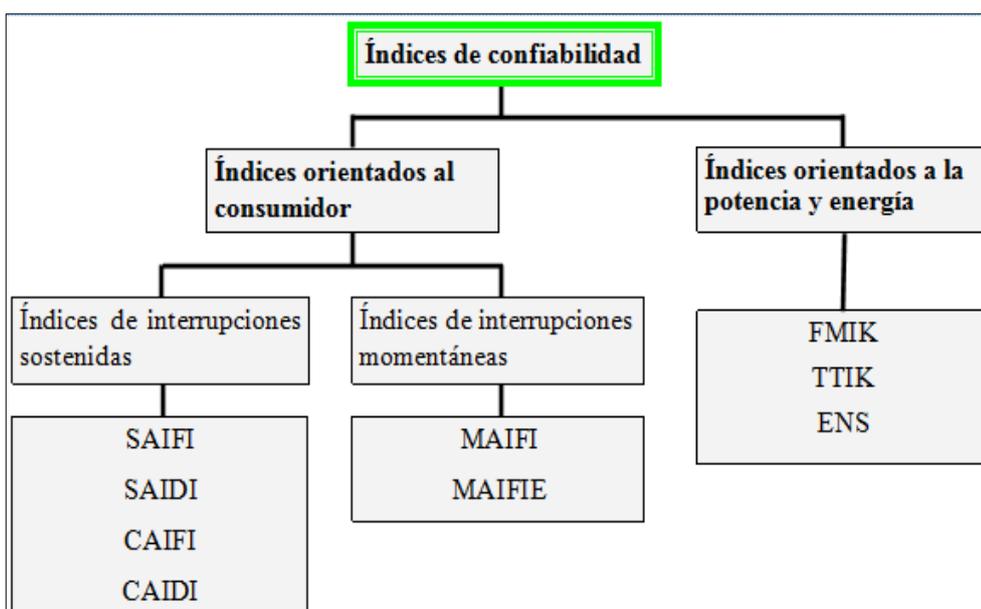


Figura 7. Índices de confiabilidad
FUENTE: El Autor

2.9.1. Índices de interrupciones sostenidas o permanentes

Primeramente debemos tener definido claramente la diferencia entre estas interrupciones o fallas orientadas al consumidor presentada en el sistema eléctrico.

Se consideran interrupciones sostenidas o permanentes aquellas que alcanzan un tiempo mayor a tres minutos; por lo contrario para aquellas que duren un tiempo menor o no alcancen los tres minutos se consideran momentáneas, consideraciones establecidas por las regulaciones del CONELEC 004/01; la cual menciona que para los cálculos de los índices de confiabilidad orientado a los consumidores sólo se tomarán en cuenta estas interrupciones más no las interrupciones momentáneas (Coronel, 2015).

Se pueden determinar múltiples índices orientados al consumidor en base a interrupciones sostenidas y momentáneas, sin embargo, en este apartado sólo se enunciarán a los índices más importantes y empleados en esta investigación.

SAIFI: Por su siglas en inglés System Average Interruption Frequency Index

El Índice de Frecuencia de Interrupciones Promedio del Sistema representa las veces en promedio de interrupciones permanentes que experimenta cada consumidor servido por unidad de tiempo. Se mide en 1/año.

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} = \frac{\sum \text{Total de consumidores afectados}}{\text{Total de consumidores servidos}}$$

Tomando en cuenta la siguiente aclaración que los consumidores afectados son aquellos que experimentaron alguna interrupción del servicio y los consumidores servidos son todos aquellos que pertenecen al sistema de distribución.

CAIFI: Por su siglas en inglés Customer Average Interruption Frequency Index

El Índice de Frecuencia de Interrupciones Promedio por Cliente representa las veces en promedio que un cliente ha experimentado una interrupción denominado cliente afectado. Se mide en 1/año.

$$CAIFI = \frac{\sum U_i N_i}{\text{Total de consumidores afectados}}$$

SAIDI: Por su siglas en inglés System Average Interruption Duration Index

El Índice de Duración de Interrupciones Promedio del Sistema representa la duración promedio de cada interrupción experimentada por cada consumidor por unidad de tiempo. Se mide en (horas/año).

$$SAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} = \frac{\sum \text{Duración de las interrupciones de cada consumidor}}{\text{Total de consumidores servidos}}$$

CAIDI: Por su siglas en inglés Customer Average Interruption Duration Index.

El Índice de Duración de Interrupciones Promedio por Cliente representa la duración en promedio requerido para restablecer el servicio, por cada consumidor ante la presencia de cualquier evento. Se mide en (hora/año).

$$CAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum \lambda_i N_i} = \frac{SAIDI}{SAIFI}$$

Índices orientados a la potencia y energía

Para evaluar los índices de confiabilidad orientados a la potencia y energía, es decir, a los kVA desconectados por consumidor de un sistema de distribución; se debe considerar los kVA totales instalados en el sistema eléctrico para este caso del área de concesión de la distribuidora, y con ello determinamos la frecuencia y el tiempo de indisponibilidad que sufrió un kVA nominal instalado en cualquier parte de la red eléctrica.

FMIK: Frecuencia media de interrupción por kVA nominal instalado

El índice frecuencia media de interrupción por kVA nominal instalado nos indica las veces o la frecuencia en promedio que el kVA no tuvo servicio durante el periodo de tiempo considerado, es decir, los consumidores experimentaron alguna interrupción.

$$FMIK = \frac{\sum kVAfs}{kVA_{inst}}$$

Donde:

FMIK: Frecuencia media de interrupción por KVA nominal instalado

Σ : Sumatoria de todas las interrupciones de servicio con su duración mayor a tres minutos, para el tiempo de análisis.

kVAfs: Cantidad de kVA nominales fuera de servicio en cada una de las interrupciones

kVAinst: Cantidad de kVA nominales instalados

TTIK: Tiempo total de interrupción por kVA nominal instalado

El índice de tiempo total de interrupción por kVA nominal instalado nos indica el tiempo en promedio que el kVA no tuvo servicio durante el periodo de tiempo considerado, es decir, los consumidores experimentaron alguna interrupción.

$$TTIK = \frac{\Sigma kVAfs * Tfs}{kVA_{inst}}$$

Donde:

TTIK: Tiempo total de interrupción por KVA nominal instalado

Σ : Sumatoria de todas las interrupciones de servicio con su duración mayor a tres minutos, para el tiempo de análisis.

kVAfs: Cantidad de kVA nominales fuera de servicio en cada una de las interrupciones

kVAinst: Cantidad de kVA nominales instalados

Tfs: Tiempo fuera de servicio, para la interrupción

ENS: Energía no suministrada

La energía no suministrada indica la cantidad de energía en kWh que quedó fuera de servicio debido a las interrupciones, está prácticamente depende de la magnitud de la falla o interrupción y del tiempo que alcanzo la misma. Se mide en kWh/año.

$$ENS = \Sigma C_m * U$$

Donde:

C_m : Carga media en cada punto de carga

2.10. Tiempo de interrupción

En la actualidad las empresas distribuidoras de energía eléctrica, cuentan con registros de los eventos suscitados especificando el tiempo en que se presentó el suceso, el tiempo en que fue despejada la falla y la causa que la originó entre otros, este tiempo total de interrupción para un ramal o tramo depende de sus elementos de protección, de su topología, del área que este alimenta sea urbana o rural y del tipo de trabajo que el mismo requiera para restablecer el servicio tales como ajustes, reparación, reemplazo o maniobras de transferencia.

En la figura 8, se muestra como está descrito el tiempo de interrupción por etapas, el cual, indica el periodo transcurrido desde que se originó la falla, hasta brindar la continuidad del suministro de manera normal (Chusin & Escobar, 2015).

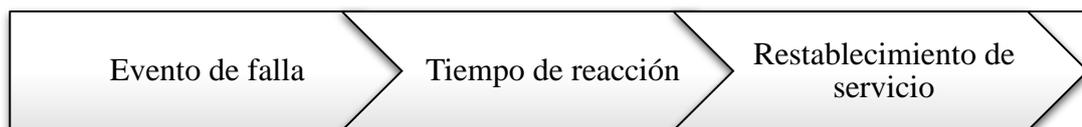


Figura 8. Etapas del tiempo de interrupción
FUENTE: El Autor

El tiempo transcurrido para restablecer el servicio ante cualquier falla o evento presentado depende de diversos factores que requieren de un tiempo tales como los siguientes:

2.10.1. Tiempo para el conocimiento da falla (T_c)

Es el tiempo requerido por los operadores para tener conocimiento de la falla desde que esta se originó, tomando en cuenta que los efectos no serán de igual magnitud si esta se produce en la troncal o en algunos de sus ramales, de igual modo considerando el grado de automatismo que este conserve ya que en este caso el tiempo de conocimiento sería inmediato a la ocurrencia de la falla.

Tiempo de preparación (T_p)

Es el tiempo requerido para la adquisición de los equipos y las herramientas necesarias para localizar la falla, una vez presentada la interrupción el centro de operaciones de la distribuidora dará una pista en donde ocurrió esta.

Tiempo de localización (Tl)

Es el tiempo requerido para trasladarse al sitio de indicios de la falla, para de esta manera examinar los puntos de interés y ubicar el punto preciso donde se originó.

Tiempo de maniobra para la transferencia (Tt)

Es el tiempo requerido para transferir la carga mediante maniobras en los tramos que sean posibles.

Tiempo de reparación (Tr)

Es el tiempo requerido para la reparación o el reemplazo del equipo fallado a causa del evento suscitado.

Tiempo de maniobra a condiciones normales (Tcn)

Es el tiempo requerido para maniobrar a sus condiciones normales de operación, una vez finalizadas las tareas de reparación.

2.11. Transferencia de carga

Para realizar la apertura de los circuitos a media línea o para las operaciones de transferencia entre alimentadores se puede utilizar solamente seccionadores bajo carga *Load Break Switch* (LSB) sin embargo, la CNEL-EP ha buscado tratar de emplear equipos similares para realizar este tipo de funciones automáticamente desde el Centro de Operaciones y Control, tales como los reconectores ya que estos presentan mayor vida útil, mejores prestaciones en general siendo más robustos comparándolos con los (LSB) razones por las cuales se ha optado por estos equipos (Robalino, 2016).

Ante la presencia de fallas en la red de distribución primaria los equipos de protección operan a causa de dichos eventos y aíslan ciertos tramos trifásicos y/o monofásicos dependiendo de la ubicación y magnitud de la falla y de la topología del sistema; para garantizar la continuidad del suministro de energía eléctrica en los consumidores, se requiere implementar mecanismos para transferir carga entre alimentador del sistema de distribución.

Sin embargo, el hecho de actividades de mantenimiento ya sea programado o no; en una línea de subtransmisión, subestación, alimentador o equipos del sistema eléctrico requiere en muchas ocasiones de interrupción del flujo eléctrico en los abonados, lo ideal es buscar mecanismos como es la transferencia de carga para evitar lo señalado de igual forma que cuando ocurre una falla.

Un equipo reconector básicamente tiene dos propósitos en el análisis para el desarrollo de este estudio, considerando que permitirá aislar parte de un alimentador para transferirlo a otra fuente y al mismo tiempo actúa como elemento de protección ante la presencia de fallas en el circuito.

La transferencia de carga tiene como objetivo principal suministrar la energía eléctrica de una fuente (alimentador) con efectos de falla o requiere actividades de mantenimiento a otro alimentador en condiciones normales de operación y capacidad para cubrir la carga requerida (Lino & Jaramillo, 2016).

En la figura 9, se muestra el estado normal de operación de alimentadores del sistema de distribución, con los equipos reconvertadores en condiciones normales.

Donde:

NC Y NA: Normalmente cerrado y normalmente abierto

RC, RML y RT: Reconvertador de cabecera, reconvertador de media línea y reconvertador de transferencia.

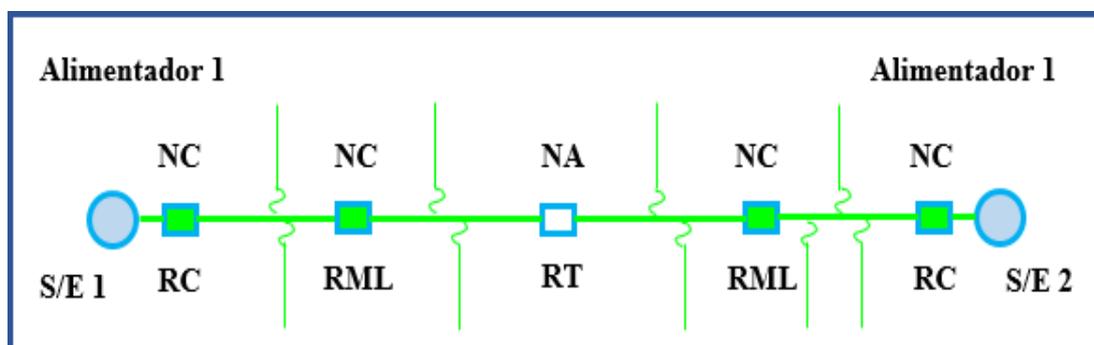


Figura 9. Operación normal de los circuitos

FUENTE: El Autor

En la figura 10, se muestra un circuito transferido por medio de maniobras en los reconvertadores de mitad de línea (RML) del alimentador 1 de la S/E 1, y en el de fin

de línea (RT) ubicado al extremo entre los 2 circuitos de distribución primaria de diferente subestación, interconectándolos para transferir la carga necesaria.

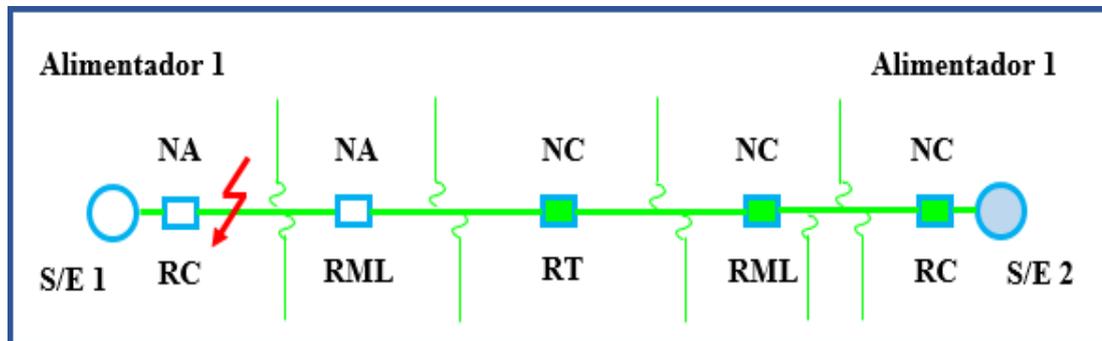


Figura 10. Circuito S/E 1 transferido al circuito S/E 2
FUENTE: El Autor

2.12. Aspectos que intervienen en el proceso de transferencia de carga

Los procedimientos para transferencia de carga entre alimentadores se basan en el empleo de sistemas de comunicación mediante la integración de los equipos reconectores al sistema SCADA, siendo estos comandados por el departamento Centro de Operaciones de la empresa distribuidora ante cualquier situación requerida por el sistema eléctrico, para asegurar la continuidad del servicio de energía, la continua incorporación de nuevas tecnologías en el sistema eléctrico de distribución nos dirige a una nueva era denominada redes inteligentes o más conocidas como Smart Grids (Pulgarín et al, 2013).

De igual manera la supervisión del comportamiento diario de los alimentadores es posible ser analizada por el Centro de Operaciones, ya que se tiene acceso a los parámetros eléctricos de funcionamiento en tiempo real del sistema de distribución mediante el empleo de equipos de medida, siendo evaluados de manera inmediata ante cualquier situación de maniobras o transferencia (Lino & Jaramillo, 2016).

2.13. Reconectores de transferencia

Son dispositivos eléctricos que se encargan de comunicar eléctricamente a dos circuitos trifásicos del sistema de distribución, es decir, se ubican entre dos fuentes de alimentación de diferente procedencia. La operación de apertura y cierre de los contactos principales pueden controlarse eléctricamente a distancia, en forma remota, eléctrica-local y manual local, su función principalmente se basa en la posibilidad para

redireccionar el flujo de potencia de un circuito a otro al momento de transferir carga durante la ocurrencia de fallas, actividades de mantenimiento (interrupciones) mediante maniobras desde el Centro de Operaciones gracias a la capacidad que poseen para ser telemandados (Pulgarín et al, 2013).

Operando así, en los sistemas eléctricos ante cualquier situación de emergencia de una manera rápida y segura, obteniendo una mejora en la confiabilidad de las redes de distribución.

El estado normal de operación de estos dispositivos es normalmente abierto, cuya disposición mantiene limitados al flujo de potencia para su propio circuito; en la actualidad la distribuidora cuenta con 20 equipos ya instalados en su área de concesión lo que representa un total de aproximadamente 40 circuitos con la posibilidad para intercomunicarlos eléctricamente cuando sea requerida las operaciones de transferencia.

Con el fin de minimizar el tiempo de duración de las fallas y mejorar los índices de confiabilidad de los sistemas de distribución, en los últimos años la ubicación de reconectores como dispositivos de protección y control ha cobrado gran importancia, gracias a la relativa facilidad en la coordinación con otros reconectores y/o elementos de protección y a las características radiales que presentan estos sistemas.

En la figura 11, se muestra un reconector de transferencia ubicado entre el extremo de dos circuitos del sistema de distribución de la UN. Santo Domingo, con el fin de transferir carga en situaciones requeridas.

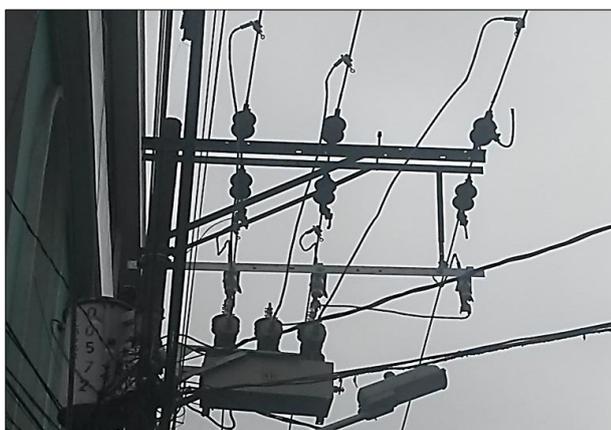


Figura 11. Reconector de transferencia ubicado
FUENTE: El Autor

2.13.1. Ubicación de reconectores según su función en alimentadores

En la figura 12, se muestra el destino del reconector a lo largo de los circuitos de acuerdo a su función para la que este fue diseñado.

- Reconectores en cabecera del alimentador son aquellos ubicados lo más próximo a la S/E, denominados (Feeder recloser).
- Reconectores a mitad de línea son aquellos ubicados a lo largo de los tramos de los circuitos, denominados (Mid-point recloser).
- Reconectores de transferencia son aquellos ubicados entre el extremo de dos circuitos, denominados (Tie recloser)

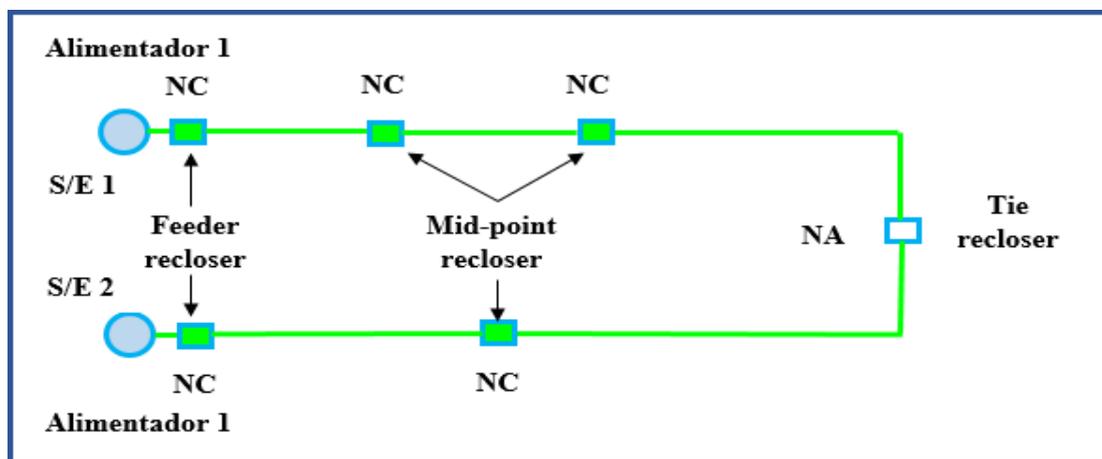


Figura 12. Ubicación de reconectores según su función en alimentadores
FUENTE: El Autor

2.14. Reconectores para la ubicación a media línea tipo NOVA F6

El reconector es considerado un interruptor de maniobra y protección eléctrica diseñado de tal manera que la operación de apertura y cierre de los contactos principales pueden controlarse eléctricamente a distancia, en forma remota, eléctrica-local y manual local, su función es interrumpir y/o restablecer automáticamente la conducción de corriente en un circuito eléctrico bajo carga, con una secuencia predeterminada de apertura y cierre de sus contactos de potencia, seguido de un restablecimiento o bloqueo cuando detecte anomalías en la red (Rivas, 2013).

El reconector automático es basado en microprocesadores y para montaje en poste, para ser usado en sistemas de distribución eléctrica con un voltaje nominal entre fases de 13,8 kV, y entre fase y neutro de 7,9 kV, a nivel de 27 kV y 34,5 kV con sus

respectivos voltajes entre fase y neutro, a una frecuencia de 60Hz, tienen la capacidad de operar en niveles de hasta 630 A y 800 A de corriente de carga y posee un medio de interrupción en vacío de hasta 12.5 kA de corriente de cortocircuito.

La alimentación de potencia de estos equipos se realiza por medio de baja tensión (120/240 VAC) y en (125/250 VDC), además dispone de baterías que servirán como fuente auxiliar dando oportunidad para que el equipo pueda operar hasta aproximadamente por 48 horas después de que su alimentación principal fallase.

Este equipo de protección posee sensores tales como los TP's y TC's ubicados en los bushings, el cual se encarga de detectar las sobrecorrientes producidas aguas abajo del mismo, actuando en el menor tiempo permisible eliminando la falla cuando esta sea posible, así permite que la circulación del flujo siga con normalidad.

Una ubicación inadecuada de estos elementos se puede ver reflejada en los siguientes problemas:

- Sobrecostos por la instalación de un número mayor de elementos que los requeridos por el sistema.
- Continuos cortes en el suministro de energía, provocando distorsiones tanto en el desarrollo habitual de las actividades como en el confort de las personas.
- Pérdidas económicas debido al valor de la energía no servida.
- Empeoramiento de los índices de confiabilidad.

Los reconectores por poseer una tecnología de punta y una diversidad de funciones para ejercer se denominan equipos o dispositivos electrónicos inteligentes (IED), ya que los controles proveen la facilidad para:

- Detección de fallas y registro de eventos medidas del sistema
- Comunicaciones e información de los procesos

A continuación se detallan las principales funciones de protección para las que el dispositivo está diseñado con el propósito de dar a conocer su funcionalidad.

Protección direccional y bidireccional de sobrecorriente, de falla a tierra, secuencia de fase negativa, sobrecorriente de fase, direccional de falla a tierra sensible, baja/sobre frecuencia, baja/sobre tensión, bloqueo direccional, pérdida de fase, carga fría, limitaciones de transitorios de corriente de (Inrush), etc.

De igual manera se detallan los principales motivos por los que se puede emplear un reconectador con el propósito de dar a conocer su utilidad.

Líneas de distribución aérea, redes de alto nivel cerámico, larga concentración de clientes e una línea en derivaciones, sistemas radiales, sistemas anillados con un punto abierto o completamente anillados, sitios remotos acceso difícil, áreas forestales con alto riesgo de incendio.

2.14.1. Principio de funcionamiento

Básicamente un reconectador actúa por fallas transitorias y permanentes; la primera es un evento de corta duración, si esta no desaparece se convierte en permanente; y la segunda es aquella que persiste en el tiempo actuando las protecciones y posiblemente se requiera de actividades de mantenimiento en el sistema eléctrico.

En la figura 13, se muestra la secuencia de operación de un reconectador, en donde la primera apertura o disparo la acciona inmediatamente a la aparición de la falla con el fin de despejarla, pero si la falla persiste los siguientes disparos pueden ser temporizados a un retardo para permitir que operen otras protecciones próximas a la falla tales como seccionadores fusibles y conseguir que se desconecten menos tramos y no todo el circuito. Por tales razones debe existir coordinación de protección entre reconectores con los elementos fusibles en derivaciones aguas abajo del mismo.

Todas las operaciones por sobrecorriente del reconectador están dadas bajo el concepto de curvas lentas y rápidas de tiempo-corriente (tiempo inverso), en donde estas curvas representan la corriente en función del tiempo a mayor corriente menor tiempo de actuación.

Se sabe que la mayor parte de fallas presentadas en el sistema eléctrico aéreo son de tipo temporal alrededor del 90%, en la mayoría de los casos la sola actuación de los restauradores podrá reponer el servicio sin afectar a los abonados (Cruz, 2015).

Las operaciones rápidas se aplican en situaciones donde se requiere despejar fallas temporales y permanentes antes que los fusibles aguas abajo operen, y las operaciones lentas se aplican en situaciones donde se desea que los elementos aguas abajo actúen y despejen fallas permanentes, así estos equipos dan la oportunidad para adecuar a los dispositivos de protecciones a estas dos condiciones.

La onda de corriente de carga representa la operación normal del sistema, si se produce una falla se eleva la corriente y se genera la onda de corriente de falla.

Tiempo a la conexión (t_{rc})

Es el tiempo en que los contactos de potencia del reconnector permanecen abiertos, es decir, es el intervalo desde una apertura hasta un recierre. Las operaciones representadas desde P1-P4 son los intervalos de tiempo en que los contactos de potencia del reconnector se cierran y vuelve a ver la falla si esta es de tipo permanente.

Corriente mínima de operación

Los contactos del reconnector actúan cuando detectan un valor de corriente mayor o sobrecorriente al establecido como mínima o de operación para el equipo.

Tiempo de reposición

Es el tiempo que toma el equipo para renovar su operación a condiciones normales luego de que ha operado, ya sea por una falla de tipo temporal o que haya sido esta despejada por otro equipo de protección, tales como los elementos fusibles.

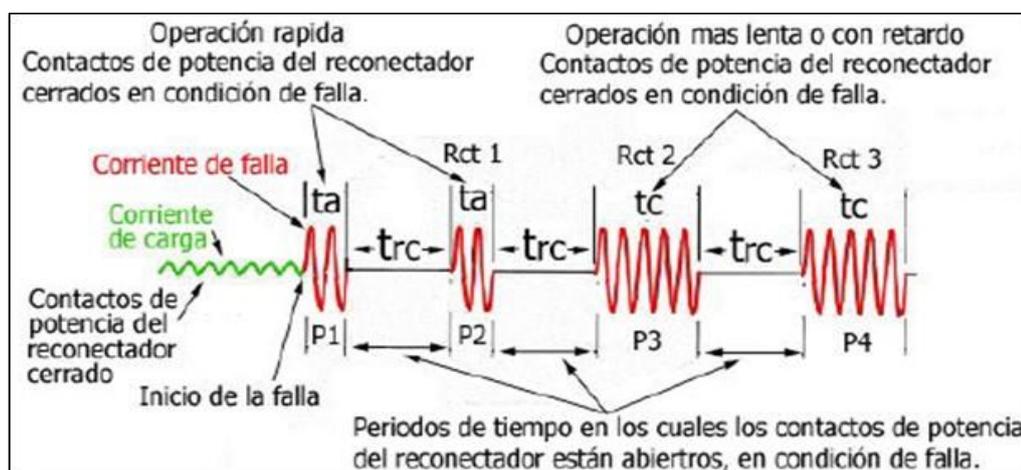


Figura 13. Secuencia de operación de un reconnector
FUENTE: (Rivas, 2013)

2.15. Secuencia de operaciones

A continuación se describe las posibles secuencias de operación que se puede obtener de un reconectador de acuerdo a las conveniencias e interés que deseemos obtener del equipo para su adecuada utilización y funcionalidad en el medio que se lo pretende instalar.

2.15.1. Dos rápidas - dos lentas

Este tipo de operaciones es la más empleada, ya que presenta más beneficios y con ello mejores resultados del equipo respecto asimismo y con los de su alrededor, con una selección típica de tiempo es 0.5 s – 2 s -5 s.

- Admite una coordinación más exacta con los fusibles.
- Permite despejar la falla eficientemente.
- Los reconectadores en serie pueden dispararse por corriente de inrush en el 2° cierre, se puede cambiar a la secuencia de “1 rápida y 2 lentas” especialmente para restauradores de S/E.
- Se puede seleccionar una curva TCC rápida “más lenta” para eliminar el problema.

Una rápida – tres lentas

- Necesaria para coordinar con seccionalizadores.
- Permite un mayor margen de fusibles.
- Más difícil de coordinar con relevadores y fusibles aguas arriba.

Una rápida – dos lentas

- Utilizada dónde sólo se considera necesario 1 disparo rápido.
- Reduce el esfuerzo electromecánico de un transformador.
- Más sencillo de coordinar con fusibles aguas arriba, y relevadores

2.16. Proceso de transferencia de carga entre alimentadores de diferentes subestaciones

Para dar un mejor entendimiento y facilidad de comprensión de las operaciones a realizar y funcionamiento de los equipos reconfiguradores para el proceso de transferencia de carga ante la presencia de cualquier evento inesperado en el sistema eléctrico se plantea tres posibles escenarios en los cuales se muestra la forma de actuar en los equipos del sistema de distribución, lo cual es posible realizar maniobras similares en estos equipos por actividades de mantenimiento requeridas en cualquier parte del sistema eléctrico de distribución.

2.16.1. Escenario 1

Ante la presencia de fallas en algún tramo, elemento o equipo del sistema de distribución se requiere de la actuación de varios componentes del sistema eléctrico, no obstante en condiciones normales de operación los estados de los elementos serán: reconfigurador de transferencia (RT) normalmente abierto y reconfiguradores de cabecera (RC) normalmente cerrado (ubicados en los circuitos por la distribuidora) y reconfiguradores de media línea (RML) normalmente cerrados.

En la figura 14, se muestra la presencia de una falla permanente producida en el primer tramo trifásico o aguas abajo del reconfigurador de cabecera (RC1) del alimentador 1 de la S/E 1, lo cual provocaría la actuación del reconfigurador de cabecera (RC1) de este alimentador a un estado de apertura permanente de sus contactos de potencia, esto conlleva a la apertura del circuito completo quedando la carga desabastecida desde su fuente original.

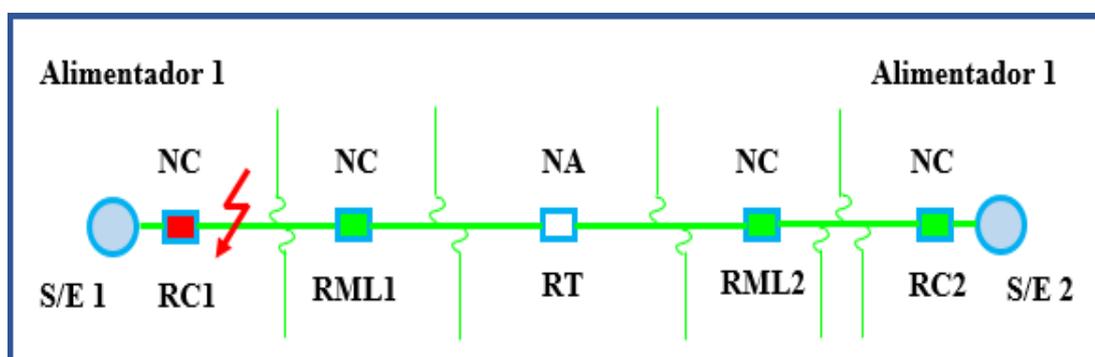


Figura 14. Presencia de fallas permanentes aguas abajo del RC1

FUENTE: El Autor

En la figura 15, se muestra el proceso a seguir para abastecer la carga aislada producto de la falla, por la fuente alternativa alimentador 1 S/E 2, se debe dar la orden de apertura de los contactos de potencia del reconectador de media línea (RML1) del alimentador 1 de la S/E 1, que en este caso actúa como interruptor para aislar el segundo tramo de este circuito, y con ello podemos cerrar el reconectador de transferencia (RT) ubicado entre el extremo final de los dos circuitos cubriendo la carga aislada aguas abajo del interruptor (RML1) por la fuente alternativa de la S/E 2 quedando sin servicio los abonados del primer tramo del alimentador 1 de la S/E 1 hasta eliminar la falla para luego regresar a las condiciones normales de operación.

Básicamente este sería el proceso de transferencia si fuese el caso de falla en ese tramo y de igual manera sí se diera la falla en el primer tramo del alimentador 1 de la S/E 2 considerando los reconectados que intervienen en dicho alimentador.

Además, no sólo para el caso de presencia de fallas en el sistema eléctrico de distribución, sino que también para actividades de mantenimiento requeridas en algún tramo, elemento o equipo del sistema de distribución podemos maniobrar los restauradores y transferir carga entre estos circuitos de acuerdo a las conveniencias presentadas, siempre tratando que la menor cantidad de abonados experimenten la interrupción.

Con la implementación de estos equipos podemos obtener un sistema de distribución más confiable en comparación con el sistema eléctrico actual, actuando de una manera más rápida ante la presencia de fallas, es decir, podemos disminuir la cantidad de abonados que estarían expuestos a una interrupción, de igual manera se reduce el tiempo y la frecuencia de dicha interrupción.

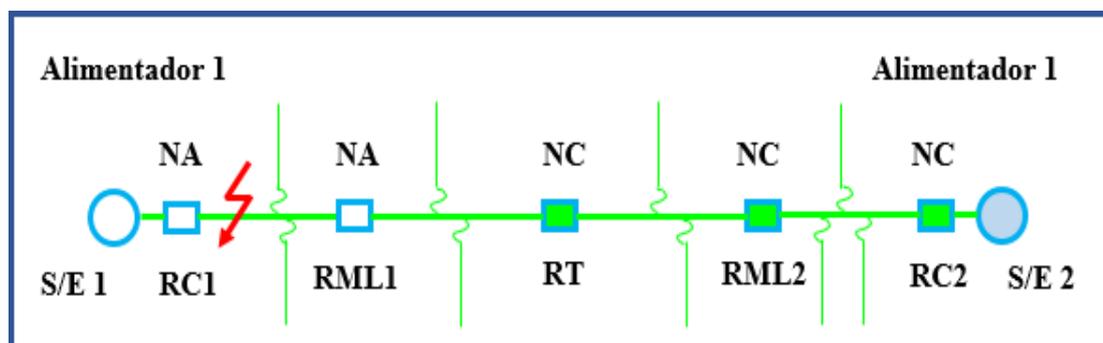


Figura 15. Operaciones de transferencia a consecuencia de la presencia del evento
FUENTE: El Autor

Escenario 2

En la figura 16, se muestra si se diera el caso de una falla permanente en algún tramo trifásico aguas abajo del reconectador de media línea (RML1), el reconectador de cabecera (RC1) del alimentador 1 de la S/E 1 sentiría la falla actuando a un estado de apertura de sus contactos de potencia desabasteciendo la carga de su fuente original, considerando que el (RML1) no funcionará como reconectador sino como interruptor por motivo de la imposibilidad para la coordinación, entonces (RC1) sentirá la falla.

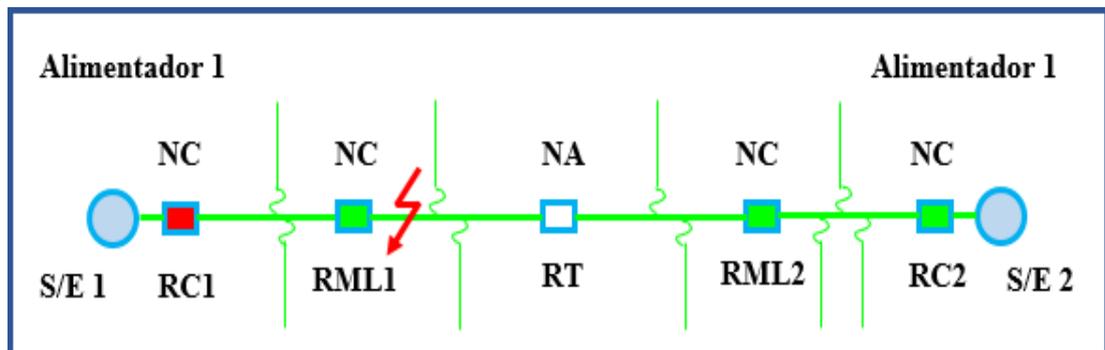


Figura 16. Presencia de fallas permanentes aguas abajo del RML1
FUENTE: El Autor

En la figura 17, se muestra el proceso de operaciones de los reconectores para restablecer el servicio eléctrico en los tramos como sea posible una vez detectada la falla, después de que (RC1) operó por la falla se procede a enviar el mando de apertura a (RML1) para aislar la falla, con ello damos la orden para cerrar a (RC1) y suministrar energía en ese tramo quedando así en las mismas condiciones el alimentador 1 de la S/E 1 aguas arriba de (RML1), en este caso transferir la carga a la fuente alternativa alimentador 1 S/E 2 no es posible porque la falla permanece, entonces (RT) permanecería en el mismo estado.

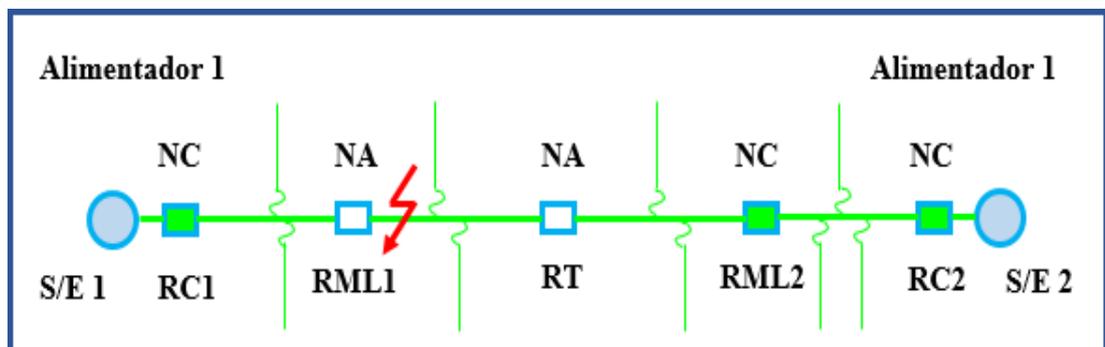


Figura 17. Operaciones en restauradores a consecuencia de la presencia del evento
FUENTE: El Autor

Los abonados de los tramos aguas abajo del (RML1) del alimentador 1 de la S/E 1 quedarían desabastecidos hasta eliminar la falla ocurrida, el mismo proceso se debe seguir si ocurren una falla aguas abajo del (RML2) del alimentador 1 de la S/E 2 considerando los equipos que intervienen en el proceso.

En la figura 18, se muestra otra manera para cubrir más carga desconectada por efecto de fallas, posterior a la ubicación de los restauradores de media línea (RML) en los circuitos trifásicos se seccionará los circuitos por medio de la implementación de seccionadores los cuales ayudarán a limitar los tramos en secciones más pequeñas.

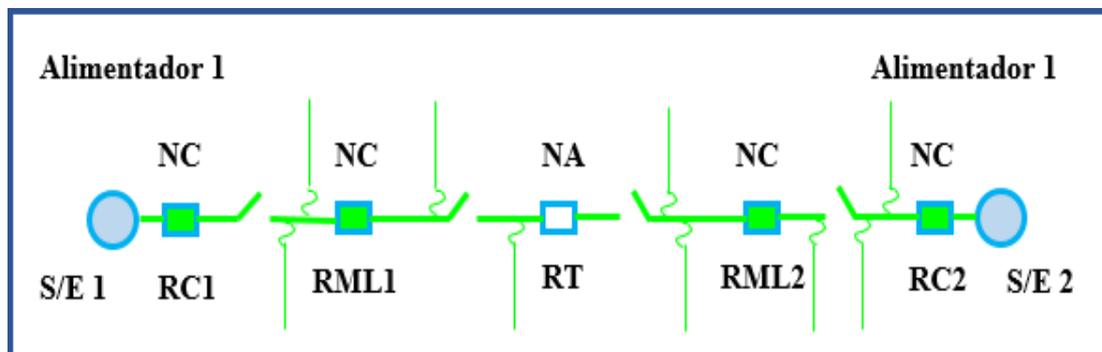


Figura 18. Seccionamientos en los tramos trifásicos entre reconectores
FUENTE: El Autor

En la figura 19, se muestra la manera en que podemos reducir la cantidad de consumidores afectados por interrupciones, por medio del empleo de seccionadores en los circuitos entre los equipos restauradores; para este caso se sigue el mismo proceso de la figura 16 con la siguiente opción para abrir el seccionador y aislar la falla en un tramo más pequeño con ello podemos cerrar el reanclador de transferencia (RT) transfiriendo carga a la fuente alterna S/E 2 a diferencia de la figura 16 en donde no es posible cerrar el reanclador de transferencia (RT) a consecuencia de la falla.

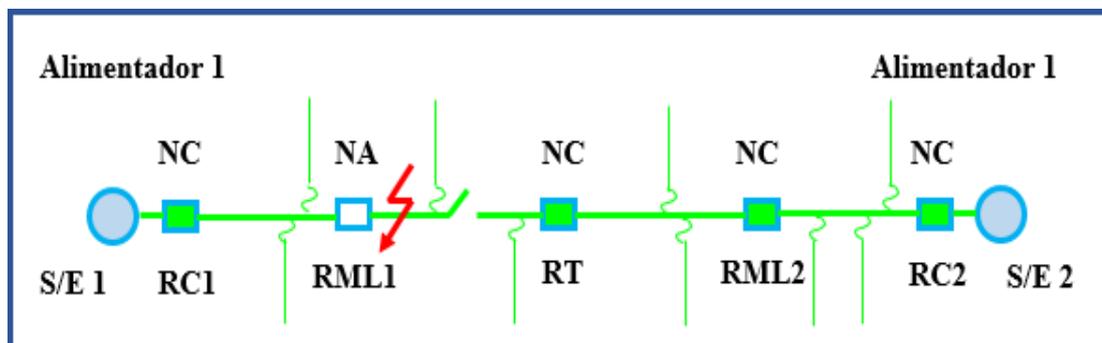


Figura 19. Operaciones en restauradores y seccionadores para transferencia de carga
FUENTE: El Autor

Escenario 3

En la figura 20, se muestra la posibilidad de que se presente una falla permanente en algún tramo, elemento o equipo de alguna derivación del alimentador 1 de la S/E 1, lo cual evidentemente sentiría la falla el reconector de cabecera (RC1) de este alimentador, considerando la respectiva y apropiada coordinación de los fusibles con el equipo de cabecera después de las operaciones rápidas del reconector (RC1) como es falla permanente dará la oportunidad para que actúe el fusible aislando la falla ocurrida en la derivación y en sí la derivación de la troncal del circuito.

Tomando en cuenta que aún quedaron intactas las operaciones lentas del reconector de cabecera (RC1) una vez aislada la falla por el fusible, este retorna a las condiciones iniciales de operación quedando el circuito normalmente operando excepto la derivación fallada.

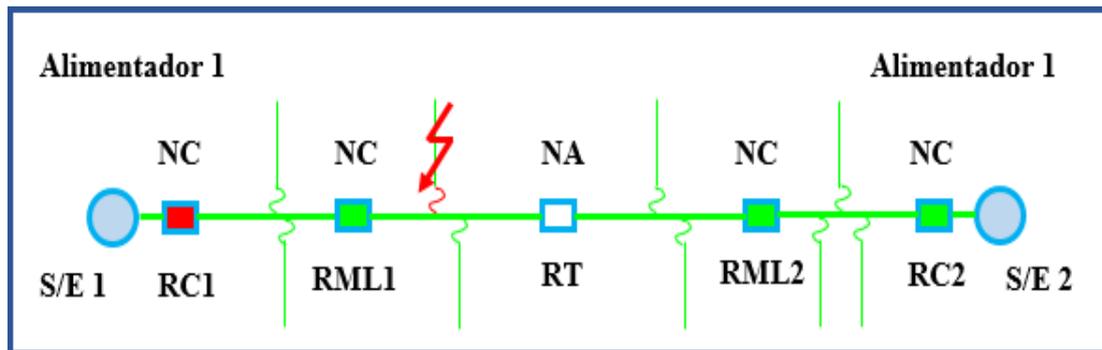


Figura 20. Presencia de fallas permanentes en derivaciones del circuito
FUENTE: El Autor

En la figura 21, se muestra la misma operación de los circuitos ante la presencia de fallas siempre y cuando exista una coordinación apropiada entre reconector y fusibles, si no se da esta coordinación se bloquea el circuito completo por (RC1).

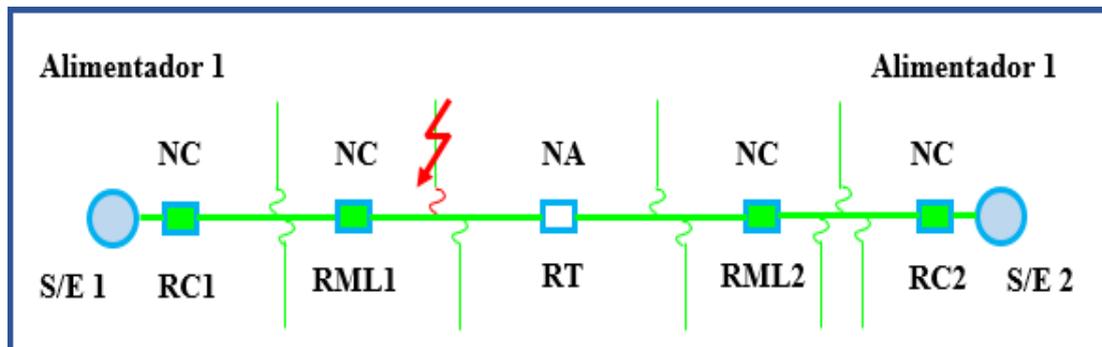


Figura 21. Operación normal de los circuitos por fallas en derivaciones
FUENTE: El Autor

III. METODOLOGÍA

3.1. Generalidades

La metodología empleada en la investigación está dirigida a mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico de distribución de las subestaciones antes mencionadas; los índices de confiabilidad estimados orientados al consumidor nos permiten determinar un análisis del desempeño del sistema eléctrico suministrado por la distribuidora, a medida que la tecnología avanza se van desarrollando dispositivos y equipos más sensibles a las variaciones de voltaje o pérdidas de energía. Por tal motivo y considerando que los alimentadores de estas subestaciones distribuyen la energía a la carga más importante de la ciudad donde se encuentran instituciones públicas, privadas y hospitales se requiere actuar de manera rápida ante una situación que conduzca a la interrupción del servicio eléctrico.

Básicamente a lo largo del presente estudio se busca definir puntos en los circuitos trifásicos que permitan realizar una transferencia de carga entre alimentadores considerando los datos históricos de interrupciones registrados por la distribuidora desde el año 2014 en cada circuito, tomando estas interrupciones como referencia para tener una idea más clara de que parte de los circuitos del alimentador sufrió inconvenientes con mayor frecuencia o repercusiones.

De igual forma a más de tomar en cuenta lo mencionado anteriormente se debe considerar la cantidad de carga que se pretende transferir de un circuito a una fuente de alimentación alternativa para este caso otro alimentador de una subestación diferente; sin embargo, intervienen otros parámetros eléctricos importantes que se presentan y no se pueden obviar tales como la capacidad del transformador de potencia, la cargabilidad de los conductores antes y después de la transferencia, el nivel de corriente de cortocircuito que se puede generar a lo largo del circuito el cual este es un aspecto importante a considerar si se requiere realizar una coordinación de protecciones en los dispositivos a emplear para dicho análisis de transferencia.

Cabe destacar que el análisis está enfocado al sistema de media tensión; que para las redes de distribución en Santo Domingo se maneja a nivel de 13.8 kV y para la zona

Norte se maneja en 34.5 kV; el objetivo de la distribuidora es implementar resaturadores automáticos en toda el área de concesión para mejorar la confiabilidad del sistema de distribución en general, sin embargo, para el presente estudio sólo nos centramos en los resultados obtenidos para las subestaciones Quito y Los Pambiles con objetivo de simplificar el trabajo ya que para considerar los resultados de todos los alimentadores requeriría de un análisis y redacción bastante amplia y extensa.

3.2. Etapas del proceso metodológico

En la figura 22, se muestra el proceso seguido a lo largo del desarrollo del presente estudio.

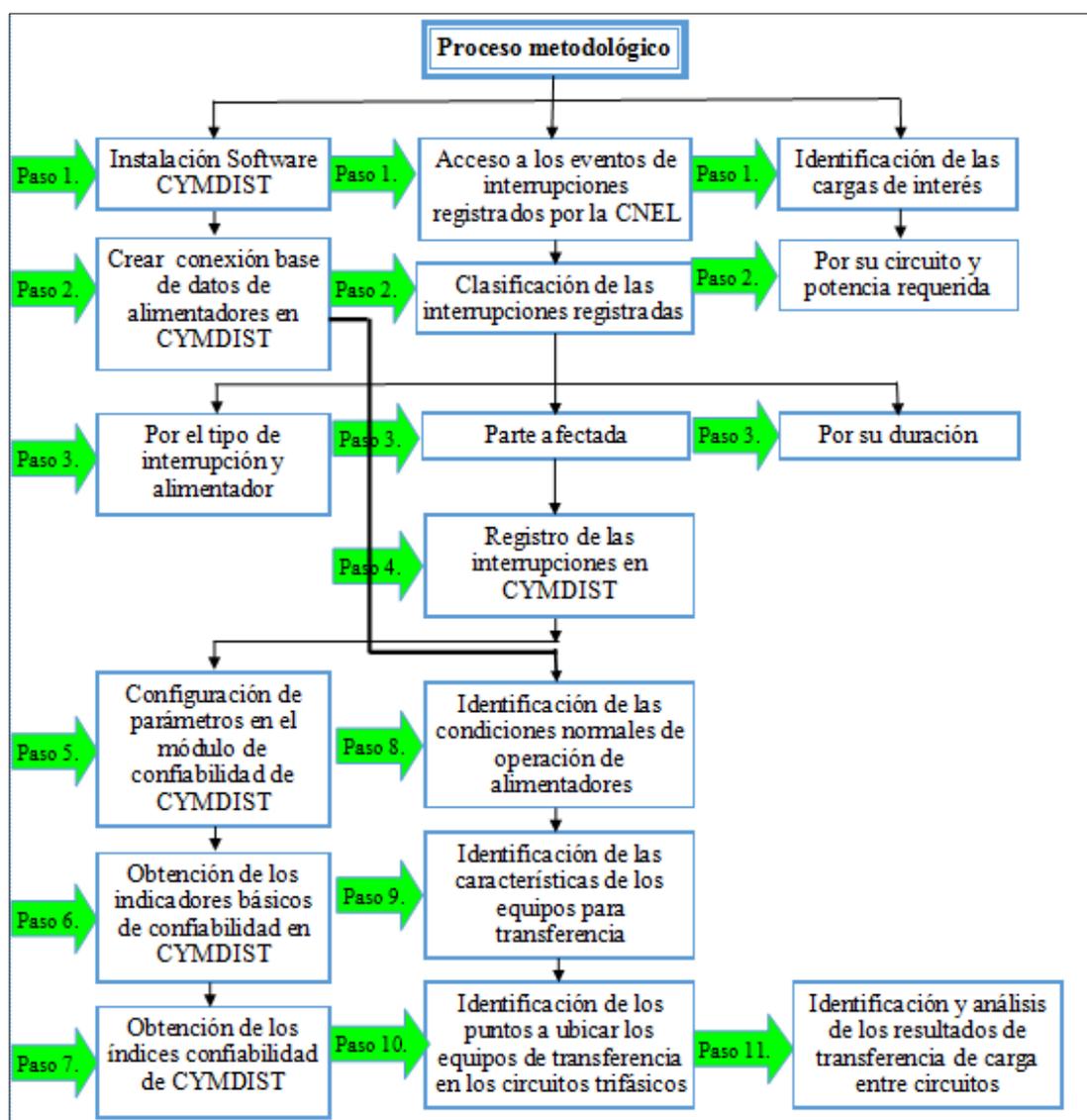


Figura 22. Etapas empleadas en el proceso de desarrollo del estudio

FUENTE: El Autor

A continuación se describen los principales pasos a seguir indicados en la figura anterior como producto de la aplicación de la metodología empleada para mejorar la confiabilidad en el sistema eléctrico de distribución de la CNEL-EP UN. Santo Domingo mediante la implementación de equipos con capacidad para seccionar el circuito, transferir carga de manera inmediata, es decir, de manera automática y con posibilidades de reconexión del alimentador ante la presencia de eventos.

3.3. Identificación de la ubicación de la carga de mayor importancia

Para mejorar la confiabilidad del sistema de distribución fue necesario identificar el alimentador al que está conectada, y con ello tener una precisión de la ubicación de la carga que se pretende salvaguardar por medio de la implementación de equipos de reconexión automática en los circuitos trifásicos, o también por transferencia de carga entre circuitos en situaciones de emergencia.

En la figura 23, se muestra la ubicación de la carga de interés en el área de concesión de la distribuidora, los cuales comprende hospitales, clínicas, centros de Salud, centros de rehabilitación social, entidades públicas y privadas se denotan por medio de la circunferencia coloreada de verde.

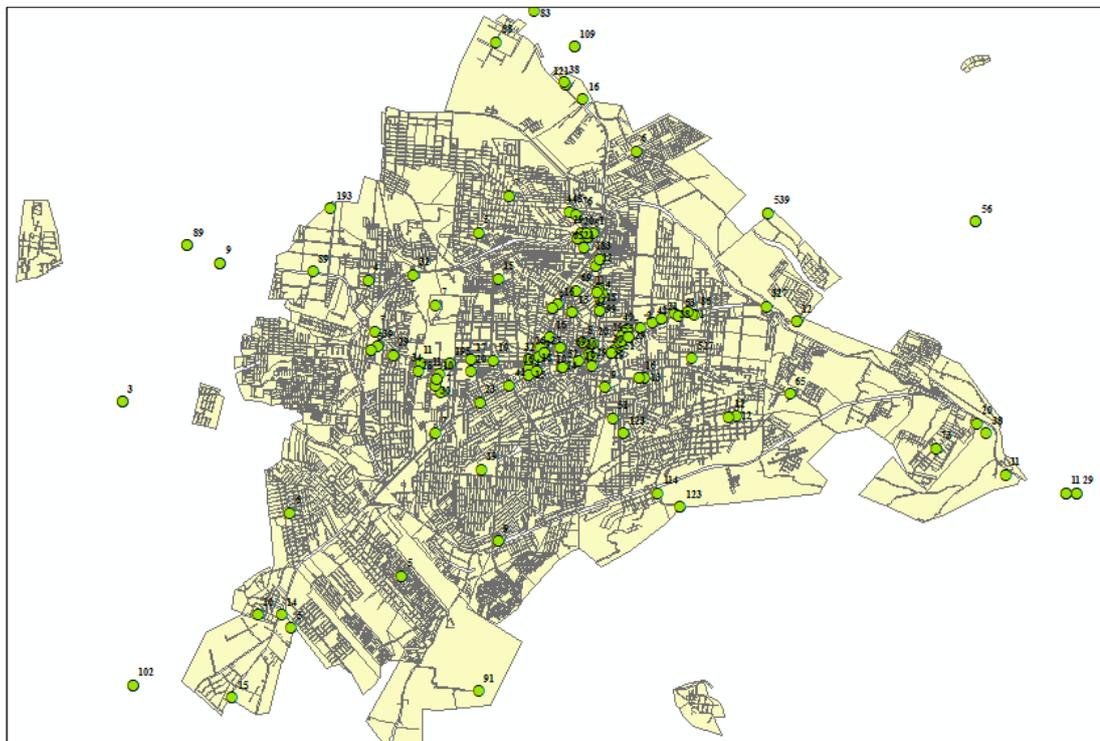


Figura 23. Identificación de cargas de interés en el área de concesión
FUENTE: Software ArcGIS

3.3.1. Registro en la base de *CYMDIST* del historial de interrupciones tomadas por la CNEL-EP UN. STO. DGO.

Con el propósito de evaluar los índices de confiabilidad se procedió a realizar una clasificación de los eventos de interrupciones registradas por la distribuidora desde el año 2014, tomando las consideraciones ya enmarcadas en el capítulo anterior sólo se limita al sistema de distribución de media tensión (MV) debido a las restricciones que presentan cada una de ellas dependiendo estas por su causa que las originó, tiempo total de interrupción y parte del sistema afectado.

Una vez determinada las condiciones anteriores se procede a registrar en la base de datos del Software *CYMDIST*, cada interrupción que cumplía con los requisitos establecidos por las regulaciones del CONELEC 004/01, para efectos de análisis de confiabilidad en sistemas de distribución no se consideran interrupciones momentáneas.

En la figura 24, se muestra la pestaña historial de falla en el software *CYMDIST* y los criterios asociados por la interrupción registrada en el tramo correspondiente que se suscitó el evento.

	Fecha	Hora	Nombre de acontecimiento	Fase	Tipo de evento	Nombre de la causa	Duración	Excepción	Tiempo
1	14/11/2015	18:44:40	50259_MT	ABC	Línea aérea por fase	Arbol	3:12:35	<input type="checkbox"/>	

Figura 24. Registro de las interrupciones en la base del sistema eléctrico de la distribuidora

FUENTE: Software CYMDIST

Interrupciones identificadas en el área de concesión de la distribuidora

En la Tabla 1, se muestra las causas más comunes de interrupciones registradas por la distribuidora en un periodo de 3,6 años; de un total de 921 fallas en la cual podemos

evidenciar cuales son las causas que producen interrupciones en los consumidores con mayor grado de ocurrencia en lo que respecta a interrupciones originadas en líneas aéreas del sistema de distribución en toda el área de concesión.

Tabla 1. Causas de las interrupciones registradas por la distribuidora

Causas	%	Tiempo, años	Total
Animales	1,74		
Acciones del cliente	0,76		
Cortocircuito	0,33		
Desconocida	26,57		
Deterioro	8,68		
Incendio	0,11		
Otros	22,23	3,6	921
Rayo	2,60		
Relámpago	0,76		
Reparación de emergencia	0,54		
Vegetación	28,09		
Vehículos	4,23		
Viento	3,36		

FUENTE: El Autor

En la figura 25, se muestra la representación gráfica de las causas que originan las interrupciones de energía eléctrica en los consumidores.

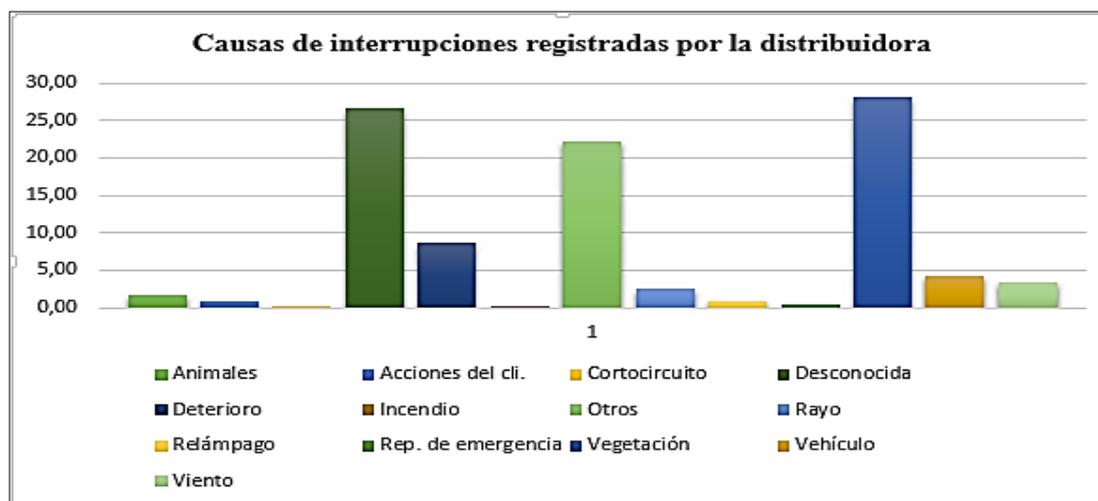


Figura 25. Porcentaje de las causas de las interrupciones de la distribuidora

FUENTE: El Autor

En la figura 26, se muestra las interrupciones cargadas en la base del Software *CYMDIST*, luego de haber sido clasificadas tomando en cuenta las consideraciones ya estipuladas de todo el registro que dispone la distribuidora durante el periodo de 3,6

años en el área de concesión las cuales son plenamente identificadas por el círculo coloreado de rojo.

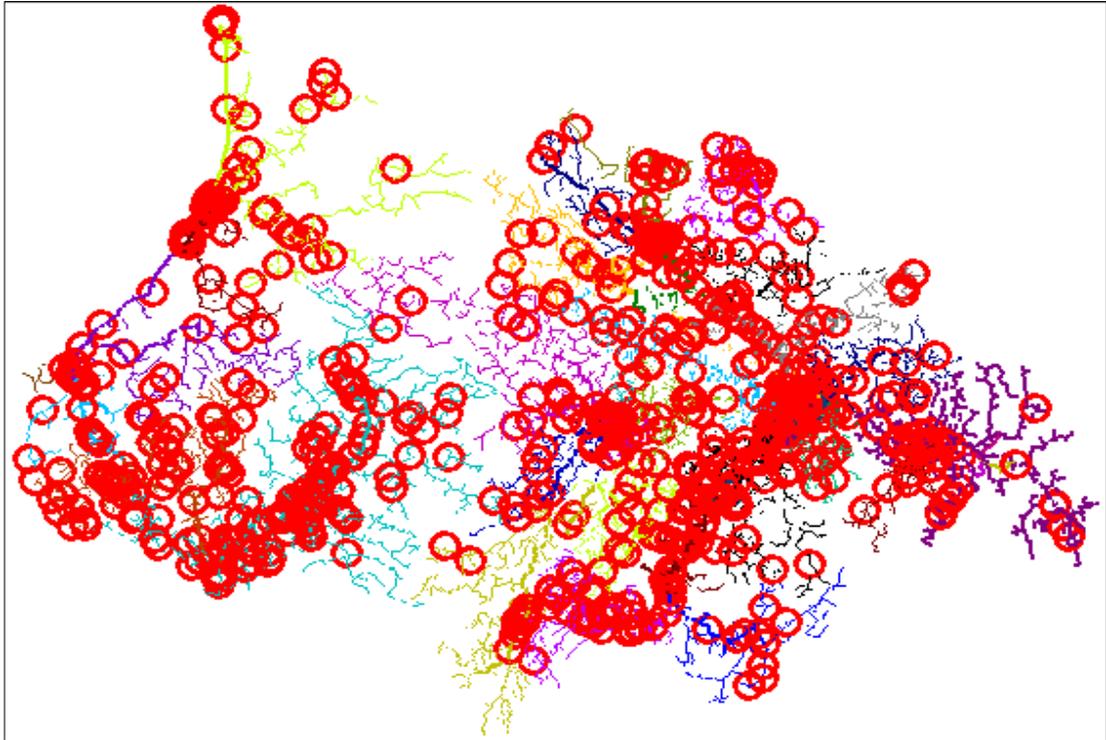


Figura 26. Interrupciones en el sistema de distribución CNEL-EP UN. Sto. Dgo.
FUENTE: Software CYMDIST

3.4. Identificación de los parámetros eléctricos del sistema de distribución de los circuitos que pertenece a las subestaciones Quito y Los Pambiles

En este apartado se establecerá los principales parámetros eléctricos de operación que presenta las subestaciones Quito y Los Pambiles con sus respectivos alimentadores tanto en el estado actual y para la nueva configuración que tomará en el 2018 mediante la simulación de flujo de potencia en el Software CYMDIST.

Con el objetivo de adquirir los parámetros eléctricos básicos a considerar para dicho análisis fue necesario recurrir a las subestaciones y verificar sus características de operación por medio de la placa de datos del transformador de potencia.

3.4.1. Subestación Quito

Es uno de los principales centros de transformación de energía eléctrica de Santo Domingo, la cual dispone en la actualidad de cinco alimentadores siendo tres urbanos

abarcando el centro de la ciudad y dos cubren un porcentaje de carga a nivel urbano y rural.

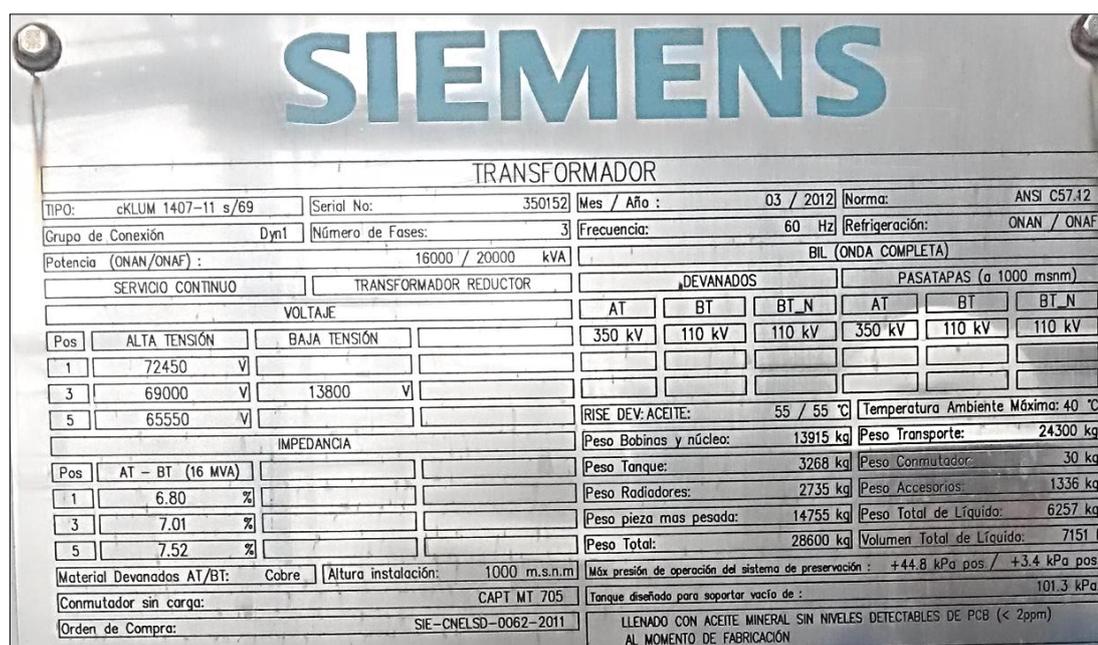
En la Tabla 2, se muestra las principales características eléctricas de operación del transformador de potencia de la subestación Quito.

Tabla 2. Datos del transformador de potencia de la S/E Quito.

Tipo	Conexión y desfase	Potencia, MVA	Voltaje, kV	Frecuencia, Hz	Disposición de fases	Refrigeración
Trifásico	Dyn1	16/20	69/13.8	60	ABC	ONAN/ ONAF

FUENTE: Placa de datos del transformador

En la figura 27, se muestra las características generales de operación del transformador de potencia de la subestación Quito los cuales serán de gran importancia para el análisis.



SIEMENS											
TRANSFORMADOR											
TIPO:	cKLUM 1407-11 s/69		Serial No:	350152		Mes / Año :	03 / 2012		Norma:	ANSI C57.12	
Grupo de Conexión	Dyn1		Número de Fases:	3		Frecuencia:	60 Hz		Refrigeración:	ONAN / ONAF	
Potencia (ONAN/ONAF):	16000 / 20000		kVA		BIL (ONDA COMPLETA)						
SERVICIO CONTINUO	TRANSFORMADOR REDUCTOR		DEVANADOS			PASATAPAS (a 1000 msnm)					
VOLTAJE			AT	BT	BT_N	AT	BT	BT_N			
Pos	ALTA TENSIÓN	BAJA TENSIÓN	350 kV	110 kV	110 kV	350 kV	110 kV	110 kV			
1	72450 V										
3	69000 V	13800 V									
5	65550 V										
IMPEDANCIA			RISE DEV: ACEITE:		55 / 55 °C		Temperatura Ambiente Máxima: 40 °C				
Pos	AT - BT (16 MVA)		Peso Bobinas y núcleo:		13915 kg		Peso Transporte: 24300 kg				
1	6.80	%	Peso Tanque:		3268 kg		Peso Conmutador: 30 kg				
3	7.01	%	Peso Radiadores:		2735 kg		Peso Accesorios: 1336 kg				
5	7.52	%	Peso pieza mas pesada:		14755 kg		Peso Total de Líquido: 6257 kg				
			Peso Total:		28600 kg		Volumen Total de Líquido: 7151 l				
Material Devanados AT/BT:			Cobre		Altura instalación:		1000 m.s.n.m		Máx presión de operación del sistema de preservación :		
Commutador sin carga:			CAPT MT 705		Tanque diseñado para soportar vacío de :		101.3 kPa				
Orden de Compra:			SIE-CNELSD-0062-2011		LLENADO CON ACEITE MINERAL SIN NIVELES DETECTABLES DE PCB (< 2ppm) AL MOMENTO DE FABRICACIÓN						

Figura 27. Placa del transformador de la S/E Quito

FUENTE: El Autor

En la figura 28, se muestra la distribución primaria actual del sistema de red eléctrica correspondiente a la subestación Quito, tomado del programa de análisis de redes de distribución *CYMDIST* incorporado en la CNEL-EP Santo Domingo, la cual cuenta con cinco alimentadores recorriendo el centro de la ciudad cada uno siendo identificado con un color diferente.

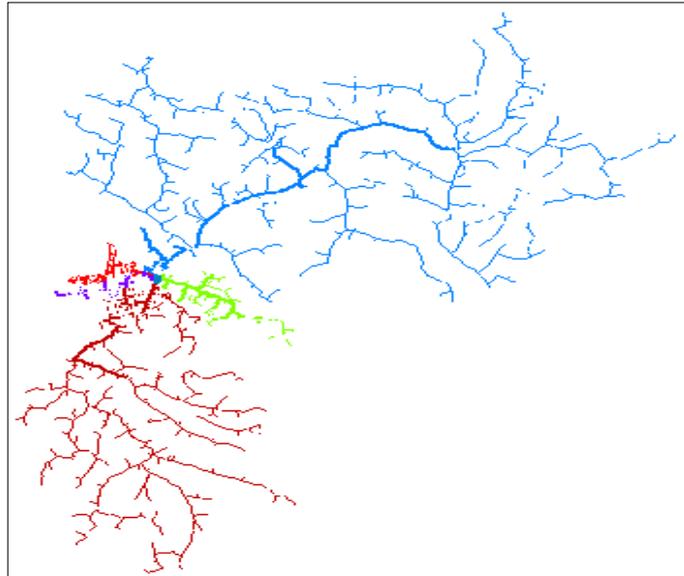


Figura 28. Distribución primaria actual año 2017 de la S/E Quito
FUENTE: Software CYMDIST base actual año 2017

La identificación de los siguientes parámetros se obtiene mediante la configuración y simulación de flujo de potencia en el Software *CYMDIST*; en la pestaña evaluación tomamos la opción flujo de carga, en la cual seleccionamos el alimentador de interés alineando los aspectos eléctricos que se desea obtener de acuerdo a nuestra conveniencia.

Con el propósito de dar mayor claridad respecto a los parámetros obtenidos en las siguientes tablas se describen cada uno de ellos a continuación.

Donde:

RMT 1Ø Km: Longitud de la red de media tensión monofásica en, Km

RMT 2Ø Km: Longitud de la red de media tensión bifásica en, Km

RMT 3Ø Km: Longitud de la red de media tensión trifásica en, Km

RMT Tot Km: Longitud total del alimentador desde la cabecera

Clientes: Total de consumidores servidos por el circuito

% Cargab: Es el porcentaje de cargabilidad al que se encuentra el circuito operando, es decir, la corriente que fluye por el conductor

En la Tabla 3, se muestra datos informativos de las principales características eléctricas de operación a las que se encuentran los alimentadores en la actualidad de la S/E Quito.

Tabla 3. Parámetros eléctricos de los alimentadores de la S/E Quito

Subestación	Alimentador	RMT 1Ø, Km	RMT 2Ø, Km	RMT 3Ø, Km	RMT Tot, Km	Cientes	%Car gab.	Potencia, kW	Potencia, kVA
Quito	Centro	14,65	1,65	11,98	28,3	9147	55,9	5610	5827
Quito	Las Mercedes	262,35	0,14	27,58	290,0	2981	24,1	1872	1922
Quito	Sur	12,12	2,65	10,97	25,7	8304	41	3744	3816
Quito	Vía Quito	22,31	0,50	18,19	41,0	2732	20,8	1498	1515
Quito	La Lorena	161,94	5,17	16,30	183,4	7884	29,3	2945	3001

FUENTE: Software CYMDIST

En la figura 29, se muestra la distribución primaria futura año 2018 del sistema de red eléctrica correspondiente a la subestación Quito, la cual dispondrá de cuatro alimentadores.

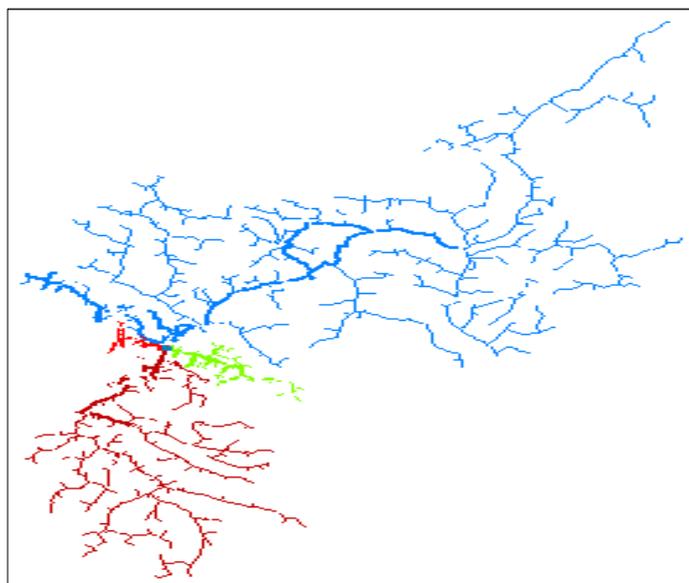


Figura 29. Distribución primaria futura año 2018 de la S/E Quito

FUENTE: Software CYMDIST base año 2018

En la Tabla 4, se muestra el resultado que tomará la nueva redistribución de los alimentadores de la S/E Quito, en cuanto es muy clara que variará en las principales

características eléctricas de operación en comparación a la actual respecto a la cantidad de abonados y los kVA requeridos, considerando que el alimentador Sur desaparece y formará parte de S/E Los Pambiles.

Tabla 4. Parámetros eléctricos de la nueva configuración en los alimentadores de la S/E Quito

Subestación	Alimentador	RMT 1Ø, Km	RMT 2Ø, Km	RMT 3Ø, Km	RMT Tot, Km	Cientes	%Cargab.	Potencia, kW	Potencia, kVA
Quito	Centro	12,65	1,08	11,0	24,7	4471	31,5	3610	3264
Quito	Las Mercedes	315,7	1,3	53,85	370,8	6008	51,2	3823	3956
Quito	Vía Quito	21,17	0,50	18,12	39,79	2636	20,6	1510	1530
Quito	La Lorena	150,41	4,49	14,08	169	3988	17,4	1623	1696

FUENTE: Software CYMDIST

A continuación se detalla las características eléctricas más importantes y su recorrido que tomarán los alimentadores de esta subestación en la nueva reconfiguración.

Alimentador las Mercedes (ALIM-17QI010T12)

En la figura 30, se muestra la distribución primaria futura año 2018 del sistema de red eléctrica correspondiente al alimentador las Mercedes.

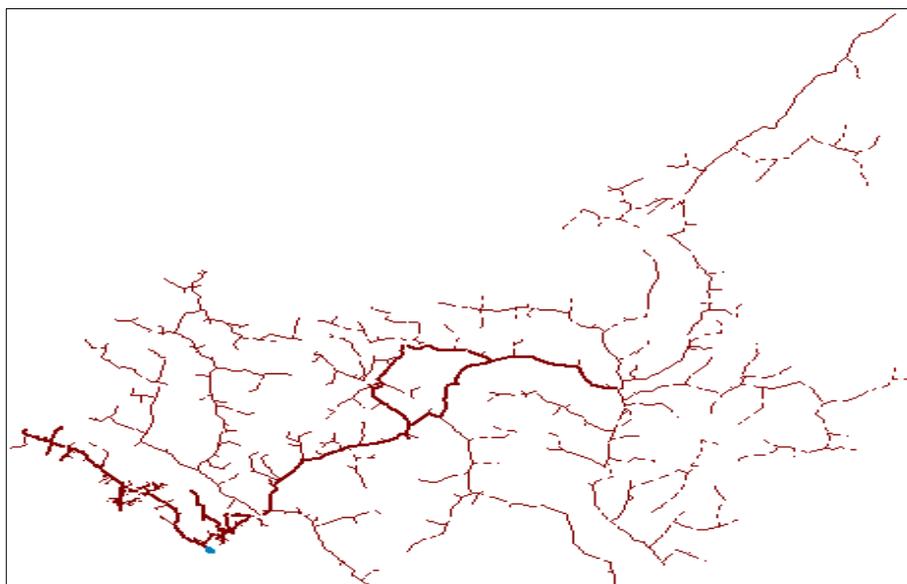


Figura 30. Distribución primaria alimentador Las Mercedes

FUENTE: Software CYMDIST

En la tabla 5, se muestra los principales parámetros eléctricos con los que entrará en operación el alimentador Las Mercedes.

Tabla 5. Parámetros eléctricos de la nueva configuración del alimentador

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	Cli. A. Ab.	Cargab	Fp
A	118	13,6	7,8	176,8	1385,7	1343	341,5	6008	51,2	97
B	118	13,6	7,8	145,1	1137,7	1094	311,7		51,2	96
C	118	13,6	7,8	182,8	1432,5	1386	362,5		51,2	97
				Total:	3956	3823	1016			

FUENTE: Software CYMDIST

Alimentador Centro (ALIM-17QI010T13)

En la figura 31, se muestra la distribución primaria futura año 2018 del sistema de red eléctrica correspondiente al alimentador Centro.

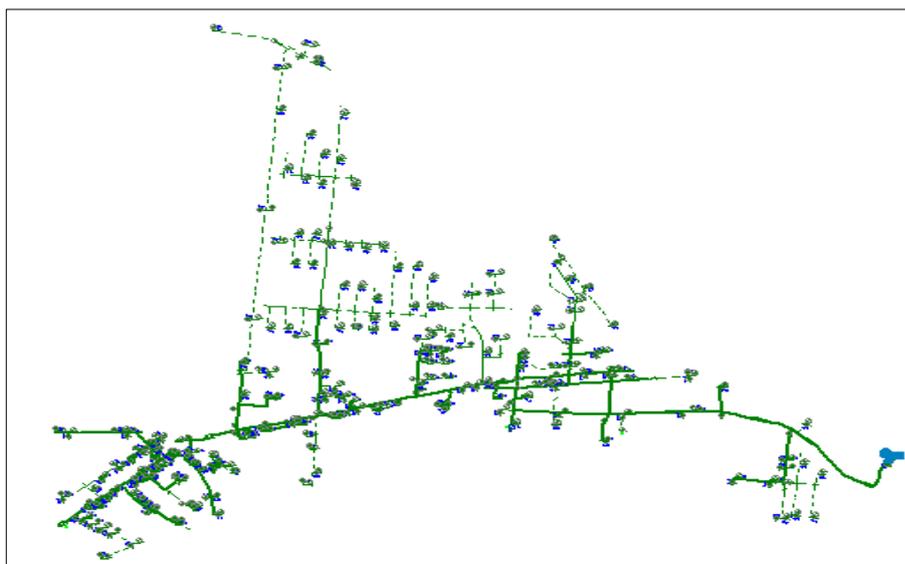


Figura 31. Distribución primaria alimentador Centro

FUENTE: Software CYMDIST

En la tabla 6, se muestra los principales parámetros eléctricos con los que entrará en operación el alimentador Centro.

Tabla 6. Parámetros eléctricos de la nueva configuración del alimentador

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	Cli. A. Ab.	Cargab	Fp
A	120	13,8	8	130,5	1039,4	1012	239,9	4471	31,5	97
B	120	13,8	8	144,7	1152,8	1112	301,3		31,5	97
C	120	13,8	8	134,6	1072,4	1036	276,9		31,5	97
				Total:	3264	3160	818			

FUENTE: Software CYMDIST

Alimentador Vía Quito (ALIM-17QI010T14)

En la figura 32, se muestra la distribución primaria futura año 2018 del sistema de red eléctrica correspondiente al alimentador Vía Quito.

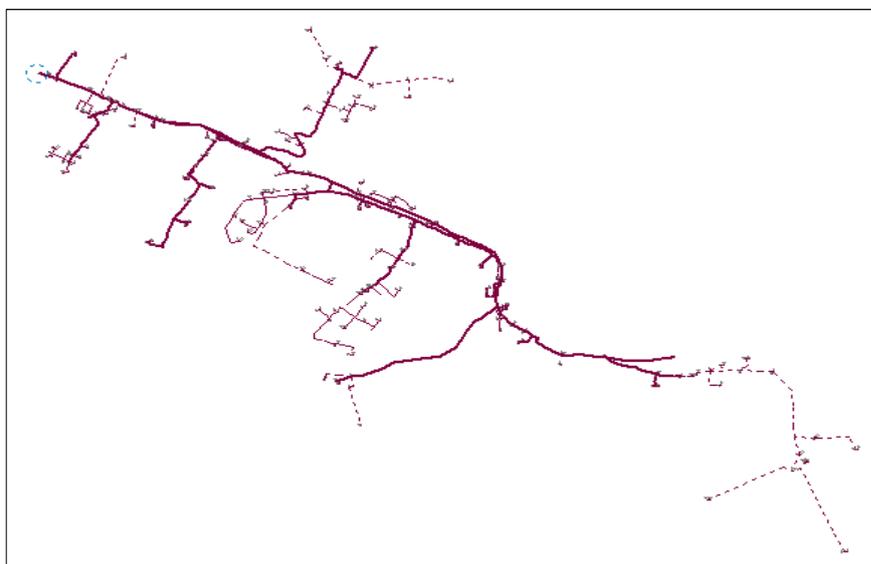


Figura 32. Distribución primaria alimentador Vía Quito
FUENTE: Software CYMDIST

En la Tabla 7, se muestra los principales parámetros eléctricos con los que entrará en operación el alimentador Vía Quito.

Tabla 7. Parámetros eléctricos de la nueva configuración del alimentador

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	Cli. A. Ab.	Cargab	Fp
A	117,8	13,5	7,8	73,5	574,6	565	105	2636	20,6	98
B	117,8	13,5	7,8	62,6	489,2	484	71,5		20,6	99
C	117,8	13,5	7,8	59,6	466,2	461	70,7		20,6	99
				Total:	1530	1510	247			

FUENTE: Software CYMDIST

Alimentador la Lorena (ALIM-17QI010T15)

En la figura 33, se muestra la distribución primaria futura año 2018 del sistema de red eléctrica correspondiente al alimentador La Lorena; este circuito es uno de los que más será modificado reduciéndole su carga en comparación a los demás circuitos de la misma subestación, además dicho circuito tendrá la posibilidad para transferir carga al circuito río verde perteneciente a la subestación La Cadena como a los circuitos de la subestación Los Pambiles.

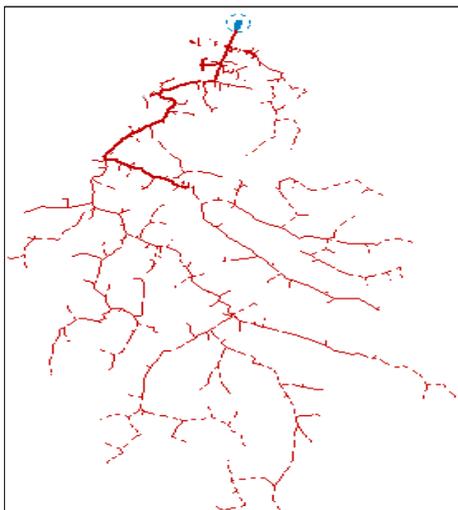


Figura 33. Distribución primaria alimentador La Lorena
FUENTE: Software CYMDIST

En la Tabla 8, se muestra los principales parámetros eléctricos con los que entrará en operación el alimentador La Lorena.

Tabla 8. Parámetros eléctricos de la nueva configuración del alimentador

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	Cli. A.	Ab.	Cargab	Fp
A	117,7	13,5	7,8	62,1	485,6	466	136,9	3988		17,4	96
B	117,6	13,5	7,8	80,1	626,1	597	189,3			17,4	95
C	117,7	13,5	7,8	74,7	584,1	560	164,4			17,4	96
				Total:	1696	1623	491				

FUENTE: Software CYMDIST

Subestación Los Pambiles

Esta nueva S/E fue creada para cubrir la demanda eléctrica del sector urbano del centro de la ciudad de Santo Domingo, con la intención de absorber carga de las S/E aledañas que se encuentran operando a su límite máximo, teniendo así, la oportunidad de comunicar sus circuitos trifásicos para posibles transferencias de carga entre ellos.

En la Tabla 9, se muestra las principales características eléctricas de operación del transformador de potencia de la subestación los Pambiles.

Tabla 9. Datos del transformador de potencia de la S/E Los Pambiles

Tipo	Conexión y desfase	Potencia, MVA	Voltaje, kV	Frecuencia, Hz	Disposición de fases	Refrigeración
Trifásico	Dyn1	16/20/24	69/13.8	60	ABC	ONAN/ ONAF/ OFAF

FUENTE: Placa de datos del transformador

En la figura 34, se muestra las características generales de operación del transformador de la subestación Los Pambiles los cuales serán de gran importancia para el análisis.

TRANSFORMADOR TRIFASICO DE POTENCIA									
LADO DE ALTA TENSION		CORRIENTE (A)			LADO DE MEDIA TENSION				
POSICION TAP	CONMUTACIONES	VOLTAJE (V)	16MVA	20MVA	24MVA	VOLTAJE (V)	CORRIENTE (A)		
1	2-3	72450	127.5	150.4	191.3	13800	865.4	836.7	1004.1
2	3-4	70725	130.6	153.3	195.9				
3	4-5	69000	133.9	167.3	200.8				
4	5-6	67275	137.3	171.6	205.0				
5	6-7	65550	140.9	176.2	211.4				

DETALLE DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE							
FASES	TIPO	RELACION	CANT.	CLASE DE PRECISION	TERMINALES	USO	
H1,H2,H3 (69000v)	LRB-69	300/150:5	3	5P20 50VA	1S1-1S3	PROTECCION	
H1,H2,H3 (69000v)	LR-69	300/150:5	3	CL0.2 50VA	2S1-2S3	MEDICION	
H2 (WT)	LR-69	300:5	1	CL0.5 10VA	3S1-3S2	MEDICION	
X0,X1,X2,X3 (13800v)	LRB-13.8	1000/500:5	4	5P20 50VA	1S1-1S3	PROTECCION	
X1,X2,X3 (13800v)	LR-13.8	1000/500:5	3	CL0.2 50VA	2S1-2S3	MEDICION	

H3	H2	H1	X3	X2	X1	X0
----	----	----	----	----	----	----

Figura 34. Placa del transformador de la S/E Los Pambiles
FUENTE: El Autor

De acuerdo a los datos obtenidos de las características de operación de los transformadores de potencia de la S/E Quito y Los Pambiles en la Tabla 2 y 9 respectivamente, podemos observar que presentan iguales parámetros de funcionamiento tanto en el tipo de transformador, el tipo de conexión, ángulo de desfasamiento, frecuencia y disposición de sus fases. Los cuales, estos son los aspectos de mayor importancia a considerar para las operaciones de transferencia de carga.

En la figura 35, se muestra la distribución primaria del sistema de red eléctrica correspondiente a la subestación Los Pambiles, la cual cuenta con cinco alimentadores recorriendo el centro de la ciudad.

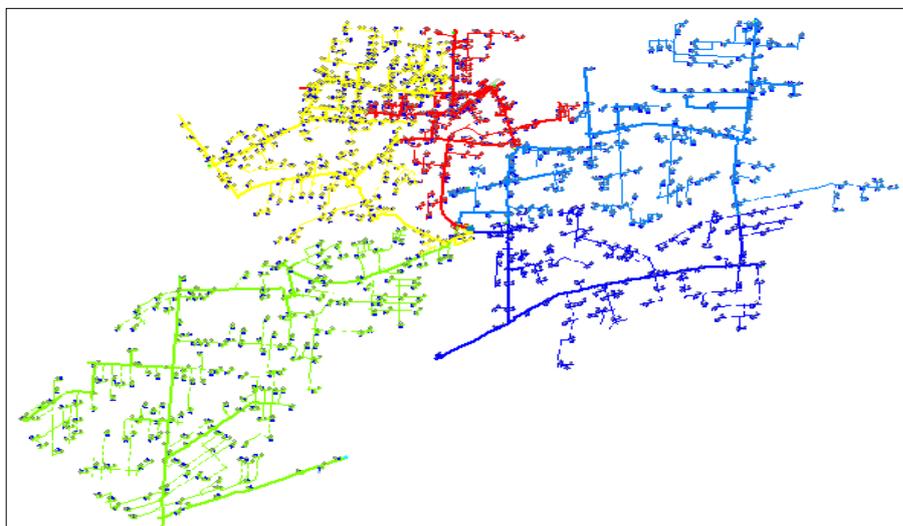


Figura 35. Distribución primaria de la S/E Los Pambiles
FUENTE: Software CYMDIST

La identificación de los siguientes parámetros se obtiene de la misma forma que se lo hizo para la S/E Quito.

En la Tabla 10, se muestra los datos informativos de las principales características eléctricas de operación de los alimentadores, cuando entre en funcionamiento la S/E Los Pambiles.

Tabla 10. Parámetros eléctricos de los alimentadores S/E Los Pambiles

Subestación	Alimentador	RMT 1Ø, Km	RMT 2Ø, Km	RM T3Ø, Km	RMT Tot, Km	Clientes	%Cargab.	Potencia, kW	Potencia, kVA
Pambiles	17PA011 T01	3,70	0,19	5,20	9,09	4464	31,1	2969	3006
Pambiles	17PA011 T02	8,34	0,73	8,3	17,37	8683	50,4	4205	4354
Pambiles	17PA011 T03	22,03	0,43	7,92	30,39	7466	25,1	2372	2407
Pambiles	17PA011 T04	9,03	2,84	6,51	18,4	5938	37,9	2880	2926
Pambiles	17PA011 T05	9,92	0,42	3,87	14,91	4293	19,2	1681	1708

FUENTE: Software CYMDIST

A continuación se detalla las características eléctricas más importantes y su recorrido que tomarán los alimentadores de esta subestación cuando entre en operación.

Alimentador (ALIM-17PA011T01)

En la figura 36, se muestra la distribución primaria del sistema de red eléctrica correspondiente al alimentador 1.

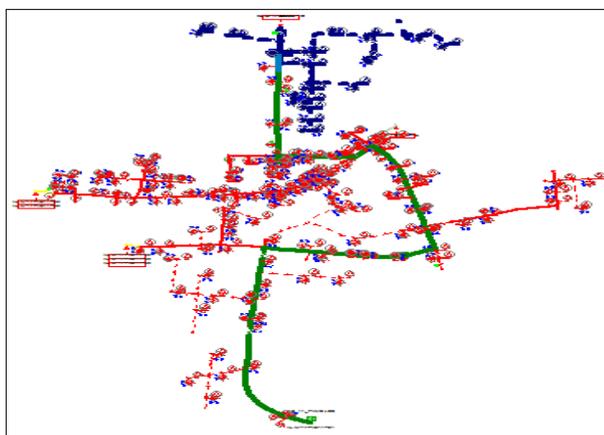


Figura 36. Distribución primaria alimentador 1
FUENTE: Software CYMDIST

En la tabla 11, se muestra los principales parámetros eléctricos con los que entrará en operación el alimentador 1.

Tabla 11. Parámetros eléctricos del alimentador 1

	Vbase	kVLL	kVN	i (A)	kVA	kW	kVR	Cli. A.	Ab.	%Cargab	Fp
A	120	13,8	8	130,5	1040,1	1012	240	4464		31,1	97
B	120	13,8	8	138	1099,2	1091,8	128			31,1	99
C	120	13,8	8	109,3	871,1	865,5	98,3			31,1	99
				Total:	3006	2969	466				

FUENTE: Software CYMDIST

Alimentador ALIM-17PA011T02

En la figura 37, se muestra la distribución primaria del sistema de red eléctrica correspondiente al alimentador 2.

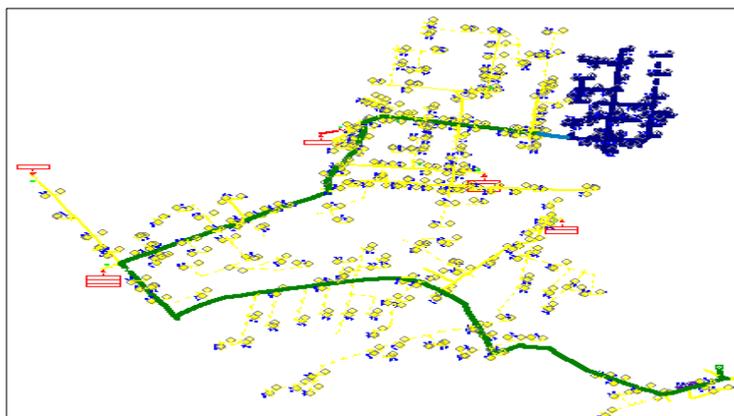


Figura 37. Distribución primaria alimentador 2

FUENTE: Software CYMDIST

En la tabla 12, se muestra los principales parámetros eléctricos con los que entrará en operación el alimentador 2.

Tabla 12. Parámetros eléctricos del alimentador 2

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	Cli. A.	Ab.	%Cargab	Fp
A	120	13,8	8	223,1	1777,2	1709	488	8683		50,4	96
B	120	13,8	8	184,4	1469	1419	379			50,4	97
C	120	13,8	8	139,1	1108,4	1077	263			50,4	97
				Total:	4354	4205	1130				

FUENTE: Software CYMDIST

Alimentador ALIM-17PA011T03

En la figura 38, se muestra la distribución primaria del sistema de red eléctrica correspondiente al alimentador 3.

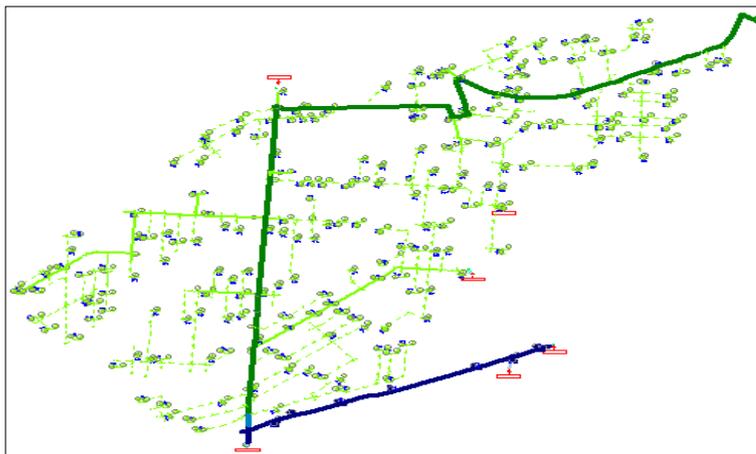


Figura 38. Distribución primaria alimentador 3
FUENTE: Software CYMDIST

En la tabla 13, se muestra los principales parámetros eléctricos con los que entrará en operación el alimentador 3.

Tabla 13. Parámetros eléctricos del alimentador 3

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	Cli. A. Ab.	%Cargab	Fp
A	120	13,8	8	89,7	714,9	708,7	94,6	7466	25,1	99
B	120	13,8	8	101,1	805,6	793,6	138,7		25,1	99
C	120	13,8	8	111,3	886,9	870,3	170,8		25,1	98
				Total:	2407	2372	404			

FUENTE: Software CYMDIST

Alimentador (ALIM-17PA011T04)

En la figura 39, se muestra la distribución primaria del sistema de red eléctrica correspondiente al alimentador 4.

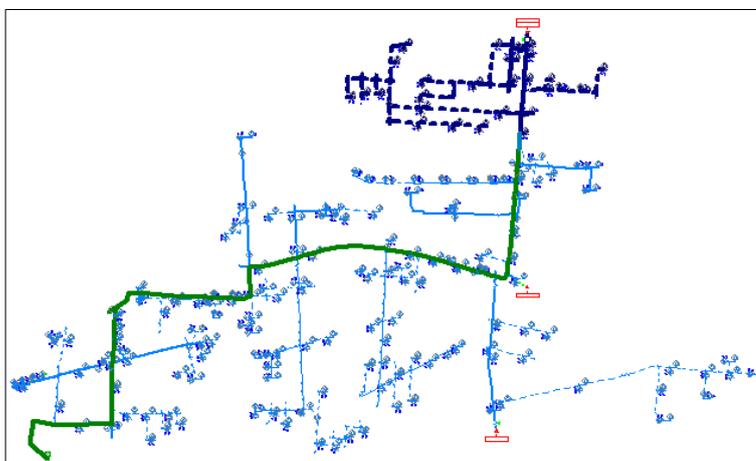


Figura 39. Distribución primaria alimentador 4
FUENTE: Software CYMDIST

En la tabla 14, se muestra los principales parámetros eléctricos con los que entrará en operación el alimentador 4.

Tabla 14. Parámetros eléctricos del alimentador 4

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	Cli. A. Ab.	%Cargab	Fp
A	120	13,8	8	114	908	895	150,7	5938	37,9	99
B	120	13,8	8	85,7	682	675	104,2		37,9	99
C	120	13,8	8	167,7	1336	1310	262,1		37,9	98
				Total:	2926	2880	517			

FUENTE: Software CYMDIST

Alimentador (ALIM-17PA011T05)

En la figura 40, se muestra la distribución primaria del sistema de red eléctrica correspondiente al alimentador 5.

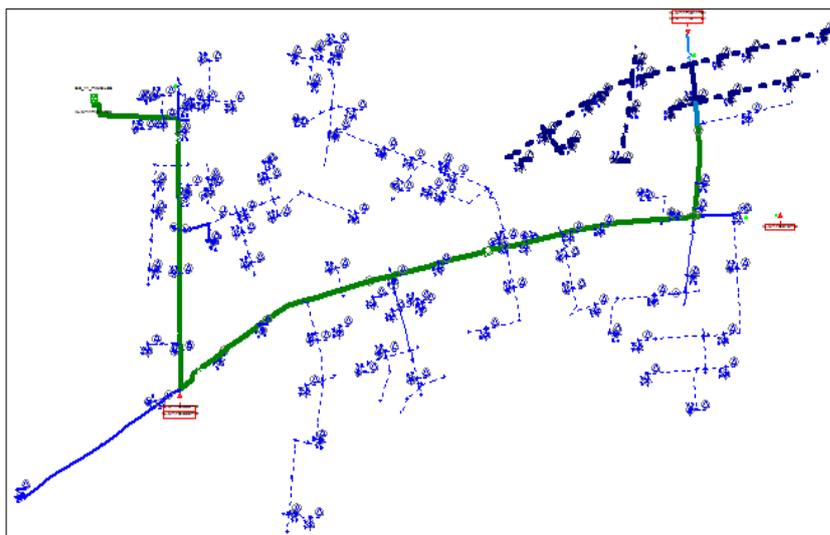


Figura 40. Distribución primaria alimentador 5

FUENTE: Software CYMDIST

En la tabla 15, se muestra los principales parámetros eléctricos con los que entrará en operación el alimentador 5.

Tabla 15. Parámetros eléctricos del alimentador 5

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	Cli. A. Ab.	%Cargab	Fp
A	120	13,8	8	85,1	678,2	659	156,8	4293	19,2	97
B	120	13,8	8	54,6	434,9	431	61,9		19,2	99
C	120	13,8	8	74,9	596,4	591	82,7		19,2	99
				Total:	1708	1681	301			

FUENTE: Software CYMDIST

3.5. Determinación de los puntos óptimos para la ubicación de reconectores a mitad de los alimentadores de tal forma que se pueda realizar transferencia y mantener la continuidad del servicio

Básicamente para la ubicación de reconectores se considerará las interrupciones suscitadas en el alimentador durante el periodo de estudio considerado para el análisis, es decir, se tomará como referencia a las fallas presentadas con el fin de que la mayor cantidad de éstas se localicen aguas abajo del dispositivo a ubicar.

De igual modo se considera el porcentaje de carga que se pretende transferir entre los circuitos, para evitar exceso de carga en los mismos así se disminuye el riesgo de producir algún daño prematuro en los conductores.

Un aspecto de gran importancia que se debe tener en cuenta es el nivel de corriente de cortocircuito que presentan los tramos a lo largo del circuito, esto nos servirá para poder evaluar la apropiada coordinación de protecciones en los restauradores a ubicar a mitad del circuito con el equipo existente en la cabecera del mismo, ya que debe haber una selectividad de operación en los dispositivos al momento de actuar ante la presencia de fallas, es decir, debe establecerse un tiempo apropiado de activación.

3.5.1. Selección de puntos en el circuito para la ubicación de restauradores automáticos y transferencia de carga

La CNEL-EP tiene definidos a los circuitos según sus códigos ALIM-17PA011T01 y ALIM-17QI010T13, ALIM-17PA011T04 y ALIM-17QI010T15, ALIM-17PA011T05 y ALIM-17QI010T15 pertenecientes a las S/E Los Pambiles y Quito respectivamente, para la implementación de restauradores y transferencia de carga con la ayuda de reconectores de transferencia ubicados al extremo entre estos alimentadores.

Para el caso de los alimentadores de la S/E Quito en el proceso de transferencia se considera todos aquellos aspectos mencionados en el punto anterior, mientras que para los alimentadores de la S/E Los Pambiles no se puede hacer referencia de la cantidad de fallas debido a que esta no registra ningún evento ya que hasta el momento no se encuentra en operación.

Circuitos ALIM-17PA011T01 y ALIM-17QI010T13

En la figura 41, se muestra el estado de operación normal de distribución primaria de los alimentadores mencionados, el circuito coloreado de azul es el perteneciente a la S/E Quito.

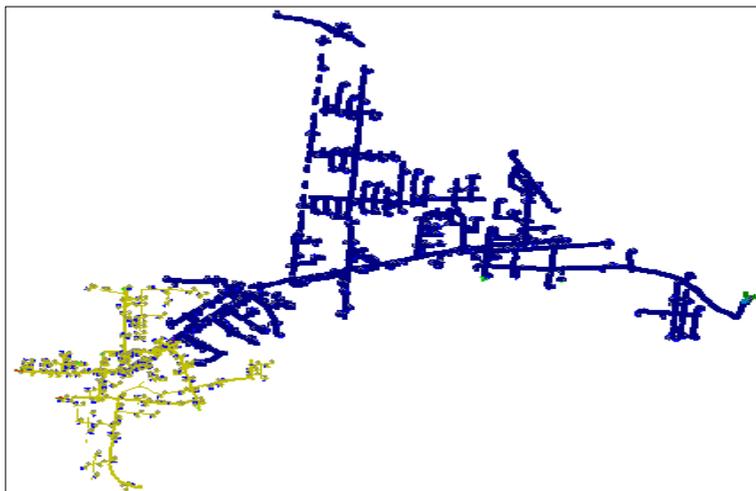


Figura 41. Distribución primaria normal alimentador 17PA011T01 y 17QI010T13
FUENTE: Software CYMDIST

Parámetros eléctricos de los alimentadores en condiciones normales de operación

En la Tabla 16, se muestra los principales parámetros eléctricos de operación del alimentador 17PA011T01.

Tabla 16. Parámetros eléctricos normales del alimentador 17PA011T01

	Vbase	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	Cli. A. Ab.	Cargab	Fp
A	120	13,8	8	130,5	1040,1	1012	240	4464	31,1	97
B	120	13,8	8	138	1099,2	1091,8	128		31,1	99
C	120	13,8	8	109,3	871,1	865,5	98,3		31,1	99
				Total:	3006	2969	466			

FUENTE: Software CYMDIST

En la Tabla 17, se muestra los principales parámetros eléctricos de operación del alimentador 17QI010T13.

Tabla 17. Parámetros eléctricos normales del alimentador 17QI010T13

	Vbase	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	Cli. A. Ab.	Cargab	Fp
A	120	13,8	8	130,5	1039,4	1012	239,9	4471	31,5	97
B	120	13,8	8	144,7	1152,8	1112	301,3		31,5	97
C	120	13,8	8	134,6	1072,4	1036	276,9		31,5	97

Tabla (cont. 17)

Total: 3264 3160 818

FUENTE: Software CYMDIST

Identificación y ubicación de reconectores en los alimentadores

En la figura 42, se muestra la ubicación de los restauradores de cabecera y los que se pretenden ubicar a mitad de circuito coloreado de verde, mientras que los reconectores de transferencia están coloreados de amarillo y se puede visualizar lo coloreado de rojo a las interrupciones registradas en el periodo de estudio, en estado normal de operación de los alimentadores.

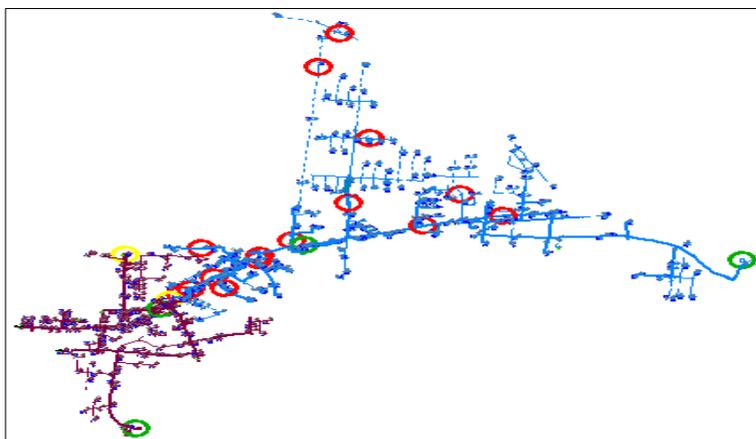


Figura 42. Identificación y ubicación de reconectores en los alimentadores 17PA011T01 y 17QI010T13

FUENTE: Software CYMDIST

Operaciones de transferencia del alimentador 17PA011T01 al 17QI010T13

En la figura 43, se muestra visualmente el recorrido del circuito 17PA011T01 que formará parte del circuito 17QI010T13 por acciones de transferencia.

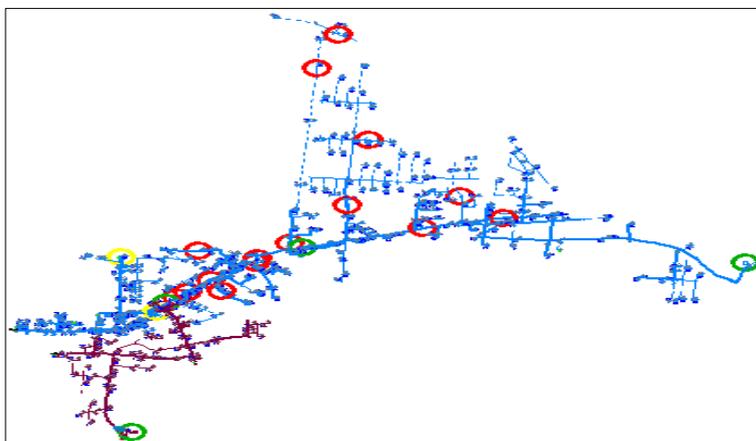


Figura 43. Alimentador 17PA011T01 transferido al 17QI010T13

FUENTE: Software CYMDIST

En la Tabla 18, se muestra los principales parámetros eléctricos en condiciones de transferencia del alimentador 17PA011T01.

Tabla 18. Parámetros eléctricos del alimentador 17PA011T01 transferido

	Vbase	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	Cli. A. Ab.	%Cargab	Fp
A	120	13,8	8	33,5	266,7	252	87,3	2047	12,7	95
B	120	13,8	8	56,2	447,9	437	96,8		12,7	97
C	120	13,8	8	37,1	295,9	286	76,4		12,7	97
Total:				1009	975	260				

FUENTE: Software CYMDIST

En la Tabla 19, se muestra los principales parámetros eléctricos en condiciones de transferencia del alimentador 17QI010T13.

Tabla 19. Parámetros eléctricos del alimentador 17QI010T13 en transferencia

	Vbase	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	Cli. A. Ab.	%Cargab	Fp
A	120	13,8	8	229,8	1830	1780	423,6	6888	49,9	97
B	120	13,8	8	227,2	1810	1772	366,8		49,9	98
C	120	13,8	8	208,3	1669	1627	325,0		49,9	98
Total:				5299	5181	1115				

FUENTE: Software CYMDIST

Operaciones de transferencia del alimentador 17QI010T13 al 17PA011T01

En la figura 44, se muestra visualmente el recorrido del circuito 17QI010T13 que formará parte del circuito 17PA011T01 por acciones de transferencia.

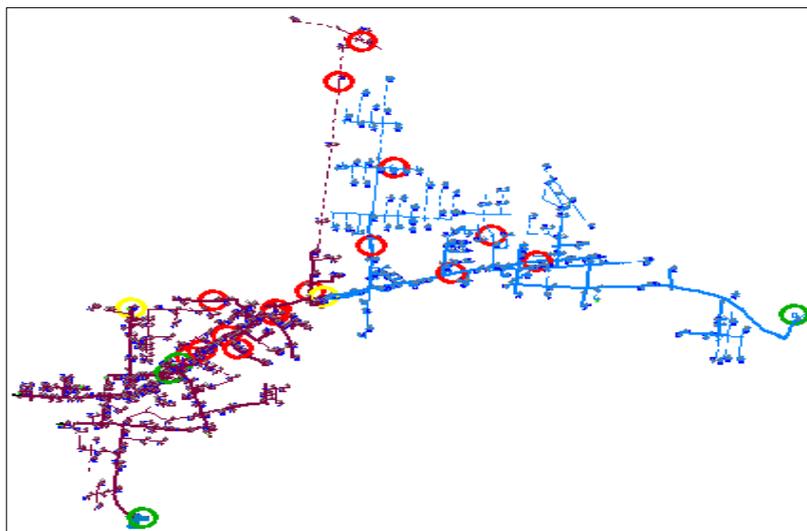


Figura 44. Alimentador 17QI010T13 transferido al 17PA011T01

FUENTE: Software CYMDIST

En la Tabla 20, se muestra los principales parámetros eléctricos en condiciones de transferencia del alimentador 17PA011T01.

Tabla 20. Parámetros eléctricos del alimentador 17PA011T01 en transferencia

	Vbase	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	Cli. A. Ab.	Cargab.	Fp
A	120	13,8	8	207,5	1653,6	1601	413,8	6080	46,9	97
B	120	13,8	8	200,3	1596,1	1572	276,2		46,9	98
C	120	13,8	8	187,3	1492	1466	276,8		46,9	98
Total:				4739	4639	967				

FUENTE: Software CYMDIST

En la Tabla 21, se muestra los principales parámetros eléctricos en condiciones de transferencia del alimentador 17QI010T13.

Tabla 21. Parámetros eléctricos del alimentador 17QI010T13 transferido

	Vbase	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	Cli. A. Ab.	Cargab.	Fp
A	120	13,8	8	54,0	430,1	424	73,2	2855	17,7	98
B	120	13,8	8	81,5	649,3	630	154,1		17,7	97
C	120	13,8	8	56,5	450,3	438	102,4		17,7	97
Total:				1529	1493	330				

FUENTE: Software CYMDIST

Circuitos ALIM-17PA011T04 y ALIM-17QI010T15

En la figura 45, se muestra el estado de operación normal de distribución primaria de los alimentadores mencionados, el circuito coloreado de verde es el perteneciente a la S/E Quito.

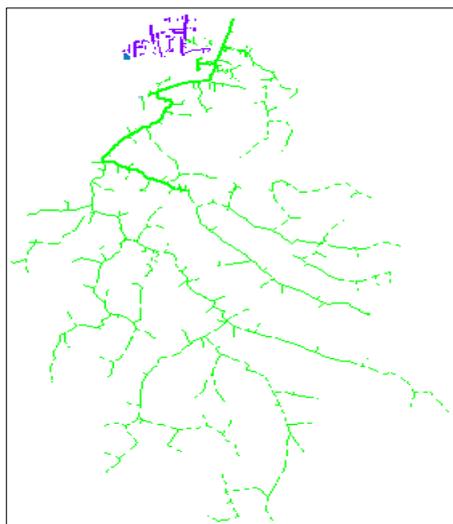


Figura 45. Distribución primaria normal alimentador 17PA011T04 y 17QI010T15

FUENTE: Software CYMDIST

Parámetros eléctricos de los alimentadores en condiciones normales de operación

En la Tabla 22, se muestra los principales parámetros eléctricos de operación del alimentador 17PA011T04.

Tabla 22. Parámetros eléctricos normales del alimentador 17PA011T04

	Vbase	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	Cli. A. Ab.	%Cargab	Fp
A	120	13,8	8	114	908	895	150,7	5938	37,9	99
B	120	13,8	8	85,7	682	675	104,2		37,9	99
C	120	13,8	8	167,7	1336	1310	262,1		37,9	98
Total:					2926	2880	517			

FUENTE: Software CYMDIST

En la Tabla 23, se muestra los principales parámetros eléctricos de operación del alimentador 17QI010T15.

Tabla 23. Parámetros eléctricos normales del alimentador 17QI010T15

	Vbase	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	Cli. A. Ab.	Cargab	Fp
A	117,7	13,5	7,8	62,1	485,6	466	136,9	3988	17,4	96
B	117,6	13,5	7,8	80,1	626,1	597	189,3		17,4	95
C	117,7	13,5	7,8	74,7	584,1	560	164,4		17,4	96
Total:					1696	1623	491			

FUENTE: Software CYMDIST

Identificación y ubicación de reconectores en los alimentadores

En la figura 46, se muestra la ubicación de los restauradores de cabecera y los que se pretenden ubicar a mitad de circuito coloreado de verde, mientras que los reconectores de transferencia están coloreados de amarillo y se puede visualizar lo coloreado de rojo a las interrupciones registradas en el periodo de estudio, en condiciones normales.

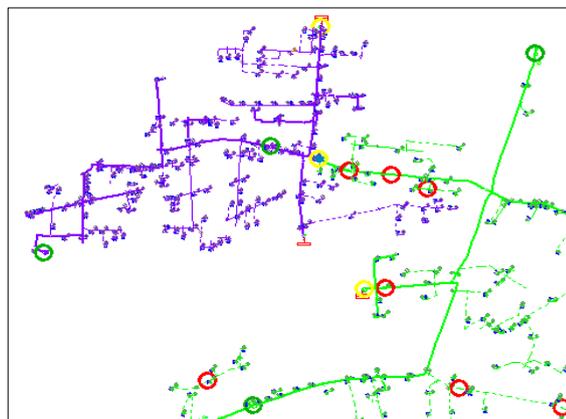


Figura 46. Identificación y ubicación de reconectores en los alimentadores 17PA011T04 y 17QI010T15

FUENTE: Software CYMDIST

Operaciones de transferencia del alimentador 17PA011T04 al 17QI010T15

En la figura 47, se muestra visualmente el recorrido del circuito 17PA011T04 que formará parte del circuito 17QI010T15 por acciones de transferencia.

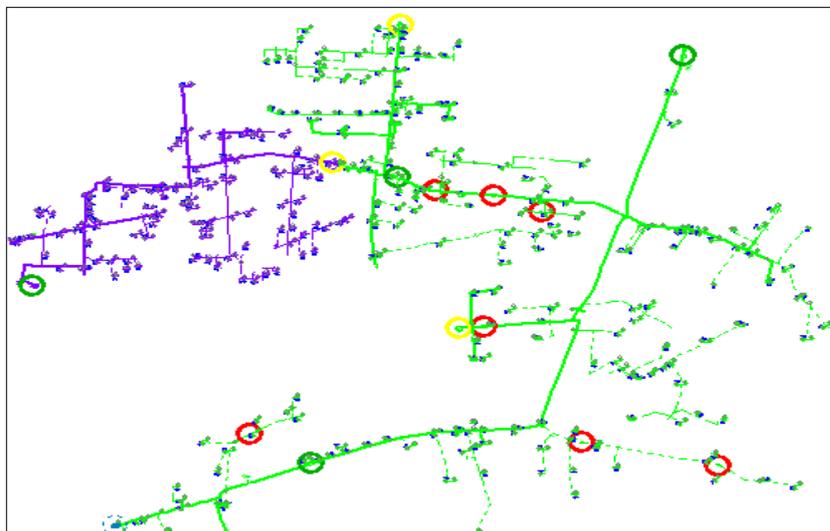


Figura 47. Alimentador 17PA011T04 transferido al 17QI010T15
FUENTE: Software CYMDIST

En la Tabla 24, se muestra los principales parámetros eléctricos en condiciones de transferencia del alimentador 17PA011T04.

Tabla 24. Parámetros eléctricos del alimentador 17PA011T04 transferido

	Vbase	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	Cli. A. Ab.	%Cargab	Fp
A	120	13,8	8	67,7	539,7	538	36,5	3796	19,5	99
B	120	13,8	8	23,8	189,5	188	24,5		19,5	99
C	120	13,8	8	86,5	689,1	687	58,2		19,5	99
Total:				1415	1413	70				

FUENTE: Software CYMDIST

En la Tabla 25, se muestra los principales parámetros eléctricos en condiciones de transferencia del alimentador 17QI010T15.

Tabla 25. Parámetros eléctricos del alimentador 17QI010T15 en transferencia

	Vbase	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	Cli. A. Ab.	Cargab.	Fp
A	117,7	13,5	7,8	110,1	860,4	823	250,9	6130	34,4	96
B	117,6	13,5	7,8	145	1133,5	1086	323,2		34,4	96
C	117,6	13,5	7,8	158,3	1237,2	1182	367,1		34,4	96
Total:				3231	3091	941				

FUENTE: Software CYMDIST

Operaciones de transferencia del alimentador 17QI010T15 al 17PA011T04

Debido al recorrido, topología de la red y a los puntos de transferencia entre los alimentadores existen 2 posibilidades para transferir carga.

- Transferir todo el circuito 17QI010T15 al circuito 17PA011T04
- Transferir un porcentaje de carga del circuito 17QI010T15 a 17PA011T04 y el segundo porcentaje del mismo circuito al alimentador Río verde, ya que la distribuidora pretende hacer transferencia de carga entre estos 2 alimentadores aprovechando que se prestan las condiciones, dejando así aislado de su fuente original al alimentador 17QI010T15.

Para aquello hay que tomar en cuenta las operaciones de maniobras en los restauradores al momento de la transferencia.

De acuerdo a la primera posibilidad

En la figura 48, se muestra visualmente el recorrido del circuito 17QI010T15 que formará parte del circuito 17PA011T04 por acciones de transferencia.

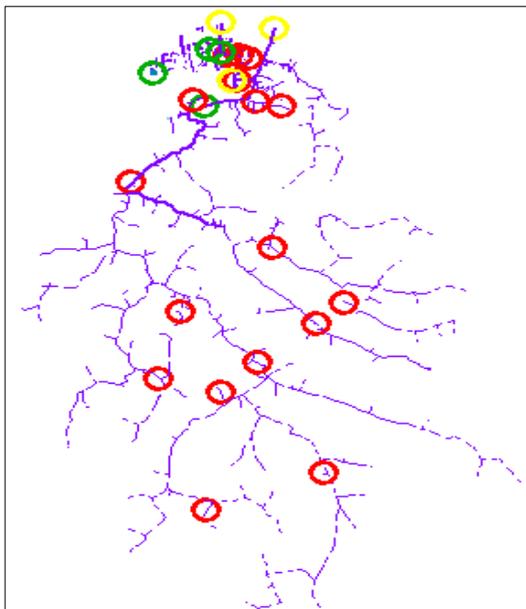


Figura 48. Alimentador 17QI010T15 transferido al 17PA011T04
FUENTE: Software CYMDIST

En la Tabla 26, se muestra los principales parámetros eléctricos en condiciones de transferencia del alimentador 17PA011T04.

Tabla 26. Parámetros eléctricos del alimentador 17PA011T04 en transferencia

	Vbase	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	Cli. A.	Ab.	Cargab.	Fp
A	120	13,8	8	175,5	1398,5	1366	299,6	9926	54,9	97	
B	120	13,8	8	165,5	1318,4	1282	307,5		54,9	97	
C	120	13,8	8	243,1	1937,1	1883	453,8		54,9	97	
				Total:	4654	4531	1061				

FUENTE: Software CYMDIST

De esta manera el alimentador 17QI010T15 quedaría aislado de su fuente original.

De acuerdo a la segunda posibilidad

Se puede cubrir la carga requerida de este alimentador transfiriendo a dos fuentes distintas, la una es el circuito 17PA011T04 y la segunda es el alimentador Río verde perteneciente a la S/E La Cadena, ya que esta tiene la capacidad de 12,5 MVA suficiente para cubrir carga de otro circuito considerando que en estado normal de operación con sus tres circuitos requiere de 2,6 MVA aproximadamente.

En la figura 49, se muestra visualmente el recorrido del circuito 17QI010T15 coloreado de violeta puede formar parte del circuito Río verde por acciones de transferencia.

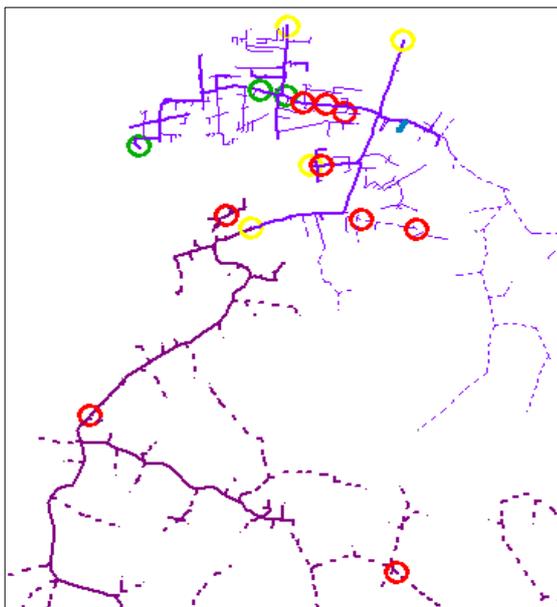


Figura 49. Alimentador 17QI010T15 transferido a 17PA011T01 y Río verde

FUENTE: Software CYMDIST

En la Tabla 27, se muestra los principales parámetros eléctricos en condiciones de transferencia del alimentador 17PA011T04.

Tabla 27. Parámetros eléctricos del alimentador 17PA011T04 en transferencia

	Vbase	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	Cli. A. Ab.	Cargab.	Fp
A	120	13,8	8	141	1123,2	1106	196,1	7669	44,1	98
B	120	13,8	8	129,1	1028,8	1009	202,7		44,1	98
C	120	13,8	8	195,6	1558,1	1526	311,5		44,1	98
Total:				3710	3641	710				

FUENTE: Software CYMDIST

En la Tabla 28, se muestra el porcentaje de carga y los principales parámetros eléctricos que se puede transferir al alimentador Río verde.

Tabla 28. Porcentaje del alimentador 17PA011T05 para transferir a Río verde

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	Cli. A. Ab.	Cargab.	Fp
A	117,1	13,4	7,8	35	272,4	256	92,4	2257	13,2	94
B	116,5	13,4	7,7	36,3	280,5	265	92,8		13,2	94
C	116,5	13,4	7,7	47	363,6	344	116,7		13,2	95
Total:				916	865	302				

FUENTE: Software CYMDIST

De esta manera el alimentador 17QI010T15 quedaría aislado de su fuente original.

Circuitos ALIM-17PA011T05 y ALIM-17QI010T15

En la figura 50, se muestra el estado de operación normal de distribución primaria de los alimentadores mencionados, el circuito coloreado de verde es el perteneciente a la S/E Quito.

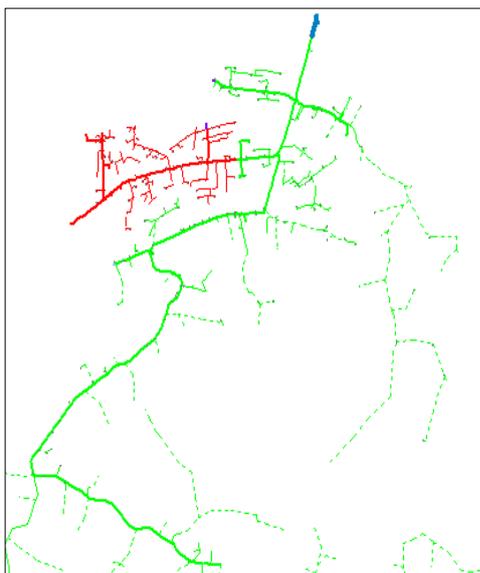


Figura 50. Distribución primaria normal alimentador 17PA011T05 y 17QI010T15

FUENTE: Software CYMDIST

Parámetros eléctricos de los alimentadores en condiciones normales de operación

En la Tabla 29, se muestra los principales parámetros eléctricos de operación del alimentador 17PA011T05.

Tabla 29. Parámetros eléctricos normales del alimentador 17PA011T05

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	Cli. A. Ab.	Cargab.	Fp
A	120	13,8	8	85,1	678,2	659	156,8	4293	19,2	97
B	120	13,8	8	54,6	434,9	431	61,9		19,2	99
C	120	13,8	8	74,9	596,4	591	82,7		19,2	99
				Total:	1708	1681	301			

FUENTE: Software CYMDIST

En la Tabla 30, se muestra los principales parámetros eléctricos de operación del alimentador 17QI010T15.

Tabla 30. Parámetros eléctricos normales del alimentador 17QI010T15

	Vbase	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	Cli. A. Ab.	Cargab	Fp
A	117,7	13,5	7,8	62,1	485,6	466	136,9	3988	17,4	96
B	117,6	13,5	7,8	80,1	626,1	597	189,3		17,4	95
C	117,7	13,5	7,8	74,7	584,1	560	164,4		17,4	96
				Total:	1696	1623	491			

FUENTE: Software CYMDIST

Identificación y ubicación de reconectores en los alimentadores

En la figura 51, se muestra la ubicación de los restauradores de cabecera y los que se pretenden ubicar a mitad de circuito coloreado de verde, mientras que los reconectores de transferencia están coloreados de amarillo y se puede visualizar lo coloreado de rojo a las interrupciones registradas en el periodo de estudio, en estado normal de operación de los alimentadores.

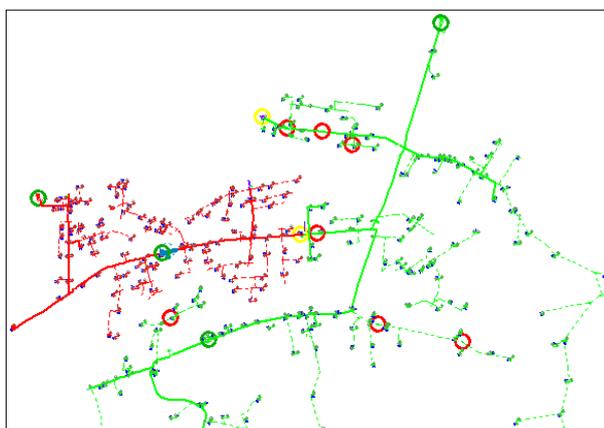


Figura 51. Identificación y ubicación de reconectores en los alimentadores 17PA011T05 y 17QI010T15

FUENTE: Software CYMDIST

Operaciones de transferencia del alimentador 17PA011T05 al 17QI010T15

En la figura 52, se muestra visualmente el recorrido del circuito 17PA011T05 que formará parte del circuito 17QI010T15 por acciones de transferencia.

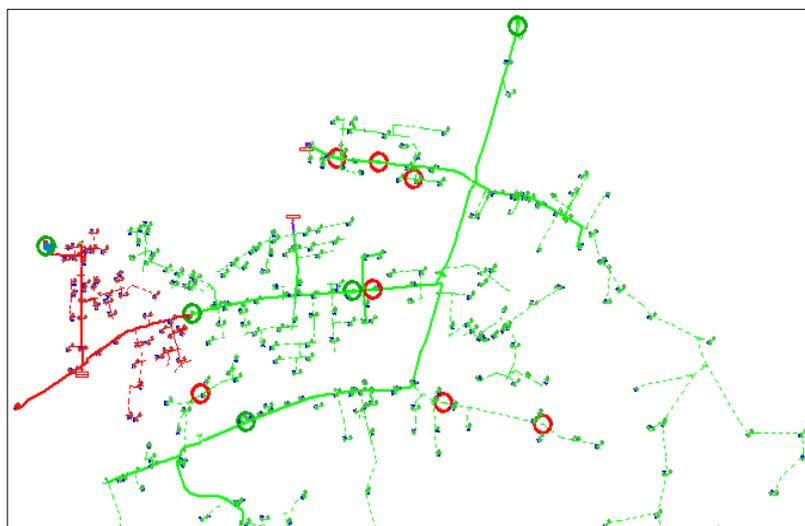


Figura 52. Alimentador 17PA011T05 transferido al 17QI010T15
FUENTE: Software CYMDIST

En la Tabla 31, se muestra los principales parámetros eléctricos en condiciones de transferencia del alimentador 17PA011T05.

Tabla 31. Parámetros eléctricos del alimentador 17PA011T05 transferido

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	Cli. A. Ab.	%Cargab	Fp
A	120	13,8	8	45,7	364	341	125,6	1769	10,3	94
B	120	13,8	8	10,3	81,7	80	18,2		10,3	97
C	120	13,8	8	42,4	338,1	329	79,4		10,3	97
Total:					782	750	223			

FUENTE: Software CYMDIST

En la Tabla 32, se muestra los principales parámetros eléctricos en condiciones de transferencia del alimentador 17QI010T15.

Tabla 32. Parámetros eléctricos del alimentador 17QI010T15 en transferencia

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	Cli. A. Ab.	Cargab.	Fp
A	117,6	13,5	7,8	102,6	801,9	783	172,3	6512	27,3	97
B	117,6	13,5	7,8	125,6	981,9	951	245,1		27,3	97
C	117,7	13,5	7,8	107,5	840,1	822	174,5		27,3	98
Total:					2623	2556	592			

FUENTE: Software CYMDIST

Operaciones de transferencia del alimentador 17QI010T15 al 17PA011T05

Debido al recorrido, topología de la red y a los puntos de transferencia entre los alimentadores existen 2 posibilidades para transferir carga.

- Transferir todo el circuito 17QI010T15 al circuito 17PA011T05
- Transferir un porcentaje de carga del circuito 17QI010T15 a 17PA011T05 y el segundo porcentaje del mismo circuito al alimentador Río verde, ya que la distribuidora pretende hacer transferencia de carga entre estos 2 alimentadores aprovechando que se prestan las condiciones, dejando así aislado de su fuente original al alimentador 17QI010T15.

Para aquello hay que tomar en cuenta las operaciones de maniobras en los restauradores al momento de la transferencia.

De acuerdo a la primera posibilidad

En la figura 53, se muestra visualmente el recorrido del circuito 17QI010T15 que formará parte del circuito 17PA011T05 por acciones de transferencia.

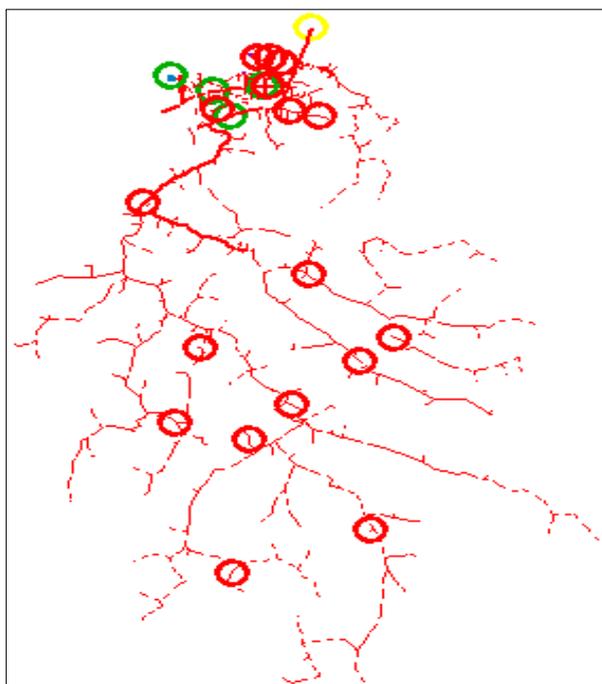


Figura 53. Alimentador 17QI010T15 transferido al 17PA011T05
FUENTE: Software CYMDIST

En la Tabla 33, se muestra los principales parámetros eléctricos en condiciones de transferencia del alimentador 17PA011T05.

Tabla 33. Parámetros eléctricos del alimentador 17PA011T05 en transferencia

	Vbase	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	Cli. A. Ab.	Cargab.	Fp
A	120	13,8	8	148,5	1183,4	1142	310,1	8281	34	96
B	120	13,8	8	135,6	1080,3	1047	269,7		34	97
C	120	13,8	8	150,4	1198,6	1169	262,9		34	98
Total:					3462	3358	843			

FUENTE: Software CYMDIST

De esta manera el alimentador 17QI010T15 quedaría aislado de su fuente original.

De acuerdo a la segunda posibilidad

Se puede cubrir la carga requerida de este alimentador transfiriendo a dos fuentes distintas, la una es el circuito 17PA011T05 y la segunda es el alimentador Río verde perteneciente a la S/E La Cadena.

En la figura 54, se muestra visualmente el recorrido del circuito 17QI010T15 coloreado de violeta puede formar parte del circuito Río verde por acciones de transferencia.

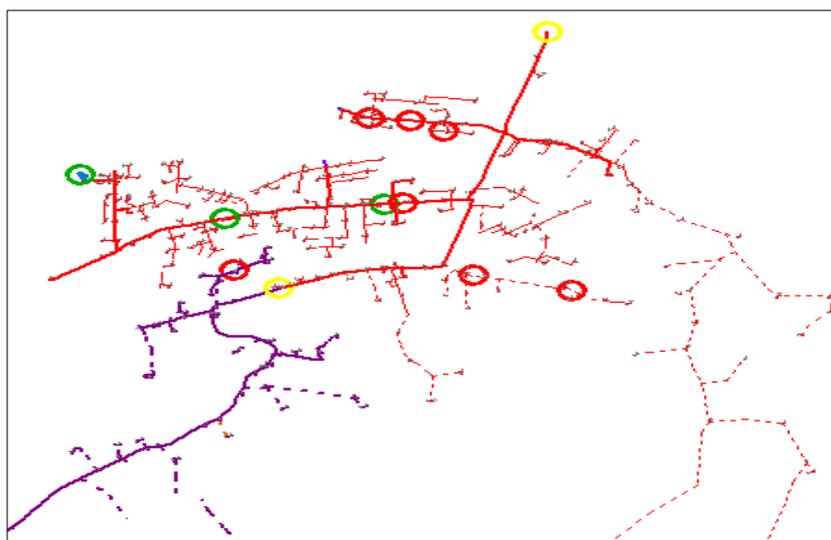


Figura 54. Alimentador 17QI010T15 transferido a 17PA011T05 y Río verde

FUENTE: Software CYMDIST

En la Tabla 34, se muestra los principales parámetros eléctricos en condiciones de transferencia del alimentador 17PA011T05.

Tabla 34. Parámetros eléctricos del alimentador 17PA011T05 en transferencia

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	Cli. A. Ab.	Cargab.	Fp
A	120	13,8	8	112,7	898	874	204,3	6024	25,4	97
B	120	13,8	8	98,4	784,4	768	162,7		25,4	99
C	120	13,8	8	102,7	818,2	808	127,6		25,4	98
				Total:	2499	2450	495			

FUENTE: Software CYMDIST

En la Tabla 35, se muestra el porcentaje de carga y los principales parámetros eléctricos que se puede transferir al alimentador Río verde.

Tabla 35. Porcentaje del alimentador 17PA011T05 para transferir a Río verde

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	Cli. A. Ab.	Cargab.	Fp
A	117,1	13,4	7,8	35	272,4	256	92,4	2257	13,2	94
B	116,5	13,4	7,7	36,3	280,5	265	92,8		13,2	94
C	116,5	13,4	7,7	47	363,6	344	116,7		13,2	95
				Total:	916	865	302			

FUENTE: Software CYMDIST

De esta manera el alimentador 17QI010T15 quedaría aislado de su fuente original.

3.6. Análisis de los eventos de interrupciones con datos históricos de fallas registradas por la CNEL-EP UN. Santo Domingo desde el año 2014, y en base a ello determinar los índices de confiabilidad mediante el Software CYMDIST

En este apartado es posible determinar los índices orientados al consumidor y a la potencia y energía tales como el SAIFI, SAIDI, ENS, TIEPI Y NIEPI; es decir los índices de confiabilidad de los alimentadores de interés a nivel de media tensión.

A continuación se detalla la calibración o configuración de los principales parámetros eléctricos que refleja el sistema de distribución en el módulo de confiabilidad del Software *CYMDIST*, para obtener los indicadores básicos y por consiguiente los índices de confiabilidad del sistema de distribución.

En la figura 55, se muestra la pestaña análisis del Software *CYMDIST* en la cual tenemos la opción evaluación de la confiabilidad específicamente el módulo RAM; donde nos indica la opción de calibración ingresamos en esta para seleccionar el alimentador de interés que se requiere evaluar los indicadores básicos de confiabilidad (tasa de falla y tiempos de reparación) por medio del análisis histórico.

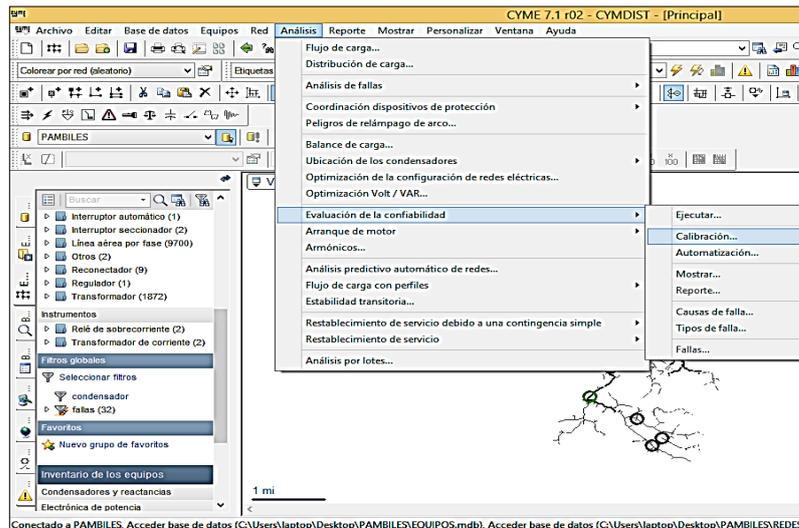


Figura 55. Configuración de la opción calibración en la evaluación de la confiabilidad
FUENTE: Software CYMDIST

En la figura 56, se muestra la pestaña análisis en la cual podemos seleccionar el alimentador de interés para determinar los indicadores de confiabilidad en base a los datos históricos registrados a partir del año 2014 hasta julio de 2017 por un periodo de 3.6 años, es preciso realizar estas configuraciones para cada alimentador de manera individual por el motivo de que todos presentarán diferentes resultados, es decir la tasa de falla y el tiempo de reparación varía entre alimentadores. En la pestaña calibración se puede establecer límites de tasas de fallas y tiempo de reparación en líneas aéreas si es que se dispone de estos datos, caso contrario se puede omitir. Tomamos en consideración el alimentador, la calibración en dependencia de los datos y el tiempo establecido.

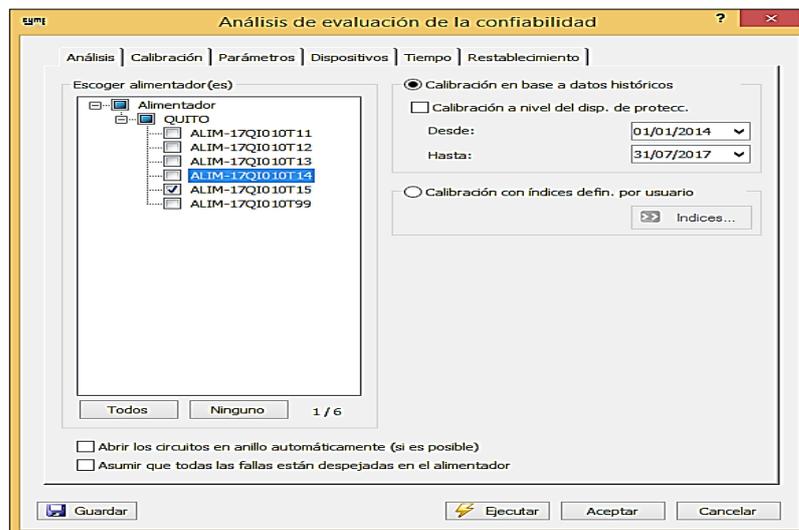


Figura 56. Selección del alimentador y del tiempo de análisis
FUENTE: Software CYMDIST

En la figura 57, se muestra la pestaña parámetros en la cual podemos establecer el porcentaje de distribución de fallas permanentes y temporales del alimentador seleccionado tanto para tramos trifásicos, bifásicos y monofásicos. Estos porcentajes son tomados en base al registro de los eventos de interrupciones experimentado por la distribuidora; en caso de no contar con la información de interrupciones se calibra estas configuraciones en base a los porcentajes de interrupciones publicadas en diferentes medios.

También se debe considerar la opción de carga en la cual se debe especificar el número de clientes por omisión o (por fase), este valor depende del tipo de alimentador, es decir, si su distribución primaria es a nivel de sectores urbanos o rurales; siendo en menor porción los clientes por fase en los sitios rurales debido a que las distancias que recorre a menudo son grandes para cubrir una carga relativamente pequeña en comparación a sitios urbanos.

Estos datos son tomados por separado para cada alimentador por los motivos ya señalados, para este caso indica que hay en promedio un total de 9 clientes por transformador; es decir alrededor de 3 clientes por fase.

Se debe tener presente que en la opción parámetros no se puede configurar los puntos indicados anteriormente para esta pestaña, por lo tanto, se debe acceder a la opción ejecutar e ingresar los valores deseados de distribución de fallas.

	Trifásica	Bifásica	Monofásica
Fallas permanentes (%)	80,0	5,0	15,0
Fallas temporales (%)	80,0	5,0	15,0

Figura 57. Configuración de la pestaña parámetros
FUENTE: Software CYMDIST

En la figura 58, se muestra la pestaña dispositivos la cual requiere de la calibración de cada uno de los componentes del sistema de distribución (tasa de falla, tiempo de reparación y tiempos de maniobras etc), para los equipos o dispositivos que no existen en los alimentadores del sistema de distribución se considera tomar los valores por defecto del programa, por las razones de que estos no influyen en los cálculos de confiabilidad debido a su ausencia en la red.

En lo que respecta a la calibración de tasas de fallas momentáneas, probabilidad de falla y tiempos de maniobras se asumirán de igual forma los valores por defecto del Software, considerando que la información proporcionada por la CNEL-EP sólo permite evaluar la tasa de falla permanente.

A su vez, para sustituir estos parámetros ausentes se puede complementar con datos de información sustentada en libros y publicaciones por otros autores o investigadores, para conseguir una buena aproximación en los resultados se recomienda utilizar el valor promedio tomando como base de 2 a 3 publicaciones.

Equipo	Tasa de fallas (int/año/mi)	Tasa de fallas momentáneas (int/año/mi)	Tiempo de reparación mayor (h)	Tiempo de reparación menor (h)	Pi
<input checked="" type="checkbox"/> Línea subterránea (tri)	0,1609344497	0,1609344497	18:00	0:00	11
<input checked="" type="checkbox"/> Línea subterránea (bi)	0,1609344497	0,1609344497	18:00	0:00	11
<input checked="" type="checkbox"/> Línea subterránea (mono)	0,1609344497	0,1609344497	18:00	0:00	11
<input checked="" type="checkbox"/> Línea aérea (tri)	0,0804672248	0,0804672248	8:00	0:00	11
<input checked="" type="checkbox"/> Línea aérea (bi)	0,0804672248	0,0804672248	8:00	0:00	11
<input checked="" type="checkbox"/> Línea aérea (mono)	0,0804672248	0,0804672248	8:00	0:00	11
<input checked="" type="checkbox"/> Fusible	0,004		1:00	0:00	11
<input checked="" type="checkbox"/> Reconectador	0,005	0,02	2:30	0:00	11
<input checked="" type="checkbox"/> Seccionador	0,004	0,02	1:00	0:00	11
<input checked="" type="checkbox"/> Interruptor seccionador	0,004	0,02	1:00	0:00	11
<input type="checkbox"/> Interruptor automático	0,01	0,02	2:00	0:00	11
<input type="checkbox"/> Interruptor automático de baja	0,002	0,02	2:00	0:00	11
<input type="checkbox"/> Otro	0	0	0:00	0:00	0

Figura 58. Configuración de la pestaña dispositivos
FUENTE: Software CYMDIST

En la figura 59, se muestra la pestaña tiempo en la cual podemos configurar los tiempos de duración de las interrupciones permanentes y momentáneas; siendo la duración máxima de 3 minutos para las interrupciones momentáneas y todas las interrupciones mayores a 3 minutos son consideradas permanentes, siendo estas las únicas consideradas para los cálculos de los índices de confiabilidad en sistemas de distribución.

El resto de parámetros de la misma pestaña deben ser configurados con los valores por defecto del programa, ya que esos tiempos de desplazamiento, de reparación y de maniobra están incluidos en los tiempos de la pestaña dispositivos.

Se debe tener presente que en la opción calibración no se puede configurar los puntos indicados anteriormente para esta pestaña, por lo tanto se debe acceder a la opción ejecutar e ingresar los parámetros deseados.

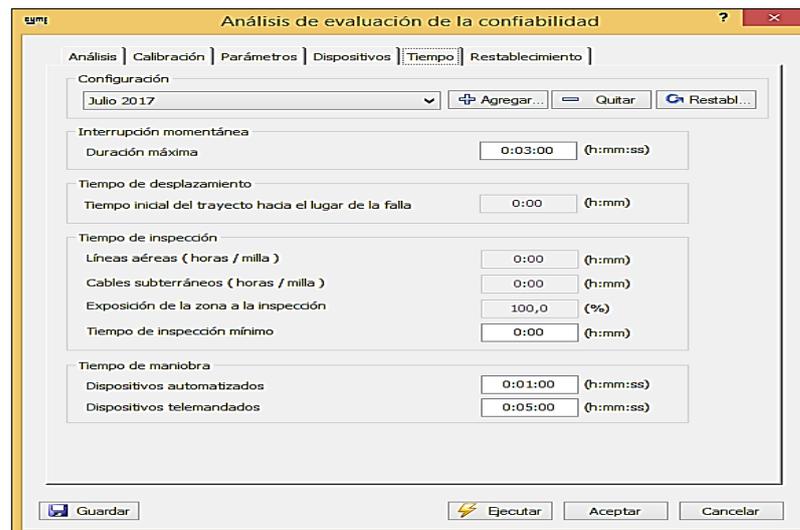


Figura 59. Configuración de la pestaña tiempo
FUENTE: Software CYMDIST

En la figura 60, se muestra la pestaña restablecimiento en la cual podemos configurar el restablecimiento aguas arriba del lugar donde se suscitó la falla.

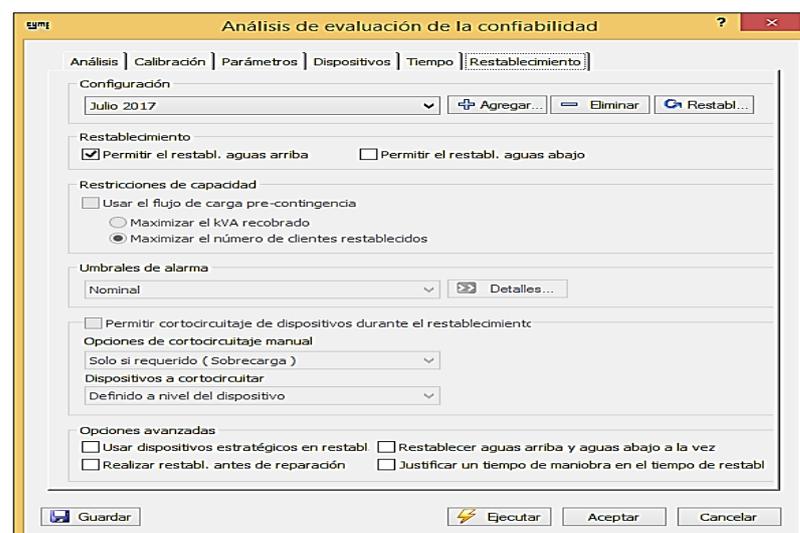


Figura 60. Configuración de la pestaña restablecimiento
FUENTE: Software CYMDIST

Como resultado de la configuración de los principales parámetros del sistema de distribución en el módulo de evaluación de confiabilidad de *CYMDIST*, se obtiene la sensibilidad (tasa de falla y tiempo de reparación) indicadores básicos de confiabilidad de cada alimentador sometido a estudio.

Una vez evaluado los puntos anteriores se procede con las siguientes actividades para obtener los índices básicos de confiabilidad; se debe plasmar la configuración en las siguientes pestañas de la opción ejecutar en el módulo de evaluación de confiabilidad en el Software *CYMDIST*, para obtener los resultados deseados por medio de la simulación.

Hay que tomar en consideración que las primeras 5 pestañas en la opción ejecutar ya se necesitó configurar anteriormente en la opción calibración que se requería para obtener la sensibilidad, es decir los indicadores básicos de confiabilidad (tasa de falla y tiempo de reparación); pero las pestañas parámetros y tiempo en la opción calibración no permite modificar por lo cual se debe configurar en la opción ejecutar como se lo mencionó en los puntos anteriores.

En la figura 61, se muestra la opción ejecutar en la evaluación de la confiabilidad de la pestaña análisis.

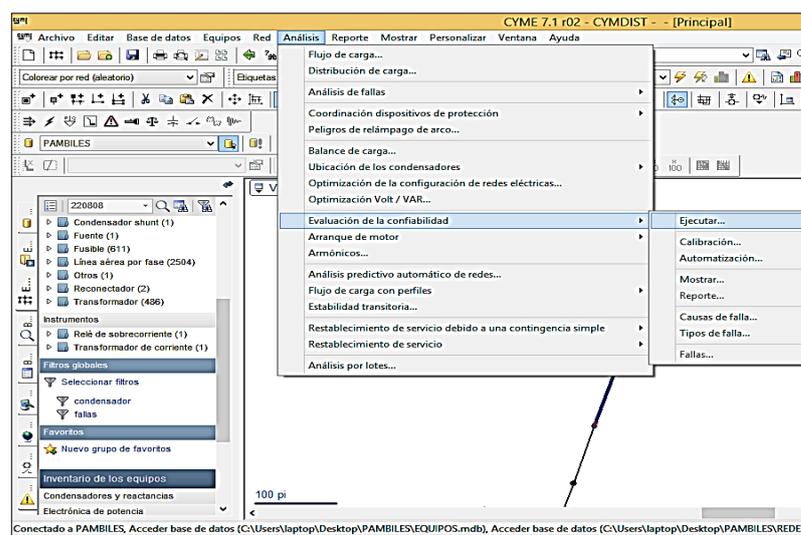


Figura 61. Configuración de la opción ejecutar en la evaluación de la confiabilidad
FUENTE: Software CYMDIST

En la figura 62, podemos visualizar todas las pestañas necesarias a configurar para obtener los índices básicos de confiabilidad orientados a los consumidores de un

sistema de distribución, sin embargo, hay que considerar que las primeras 5 opciones ya fueron configuradas en la opción calibración para determinar la sensibilidad del alimentador a evaluar.

Por consiguiente se debe inspeccionar las pestañas restantes para registrar la información adecuada y requerida para obtener los resultados deseamos, bajo condiciones reales presentadas en la distribuidora.

El restablecimiento del servicio siempre busca dar continuidad desde la fuente original, por tal motivo se establece el restablecimiento aguas arriba de los sitios donde se produjo la falla o la interrupción.

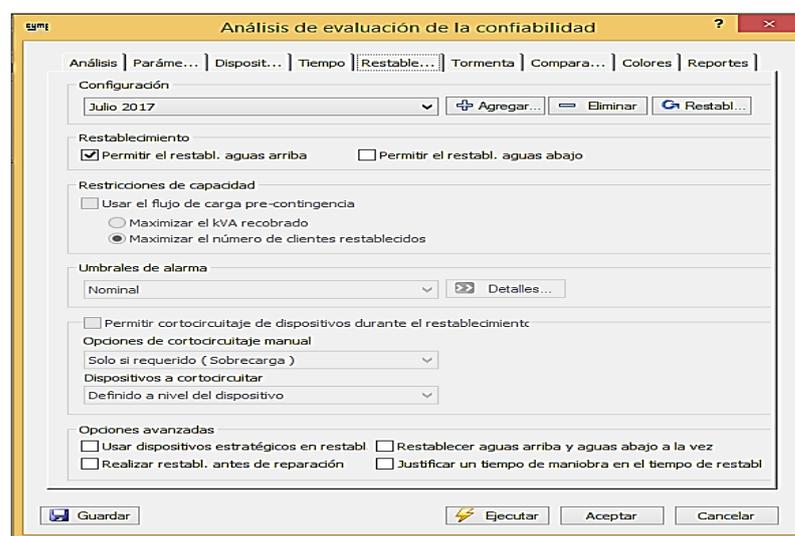


Figura 62. Pestañas a configurar para la evaluación de la confiabilidad
FUENTE: Software CYMDIST

En la figura 63, se muestra la pestaña tormenta en la cual se puede configurar los parámetros del porcentaje del año en que ocurren afectaciones climáticas; específicamente las descargas atmosféricas, se pudo deducir de los registros de eventos obtenidos de la distribuidora durante los 3.6 años que el porcentaje de las interrupciones provocadas por descargas atmosféricas son mínimas respecto a porcentaje global de interrupciones por lo cual se puede despreciar para los cálculos; en la configuración de esta pestaña se recomienda tomar los valores por defecto del programa, por lo general se sabe que en la época invernal se produce mayores interrupciones pero son derivadas por muchos factores como el viento, agua y vegetación.

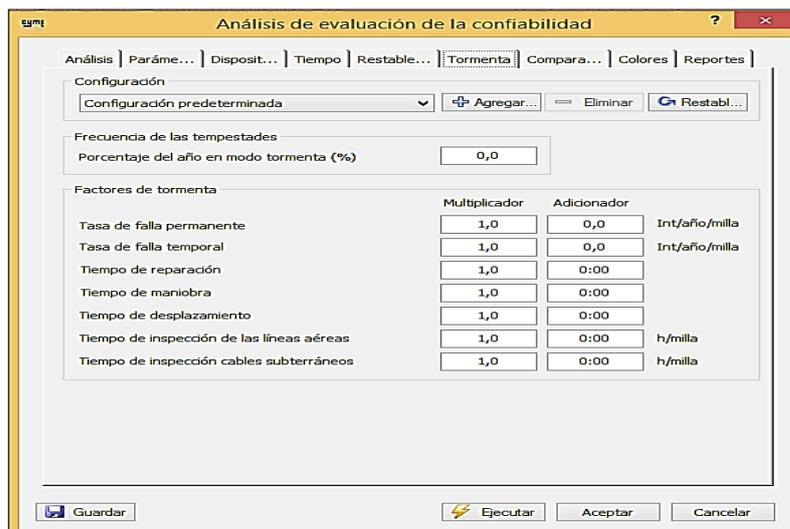


Figura 63. Configuración de la pestaña tormenta
FUENTE: Software CYMDIST

Las pestañas siguientes comparación y colores se pueden obviar si se desea ya que no son de interés o no influyen directamente para los cálculos de confiabilidad en sistemas de distribución, más bien pretenden dar una orientación visual de las consideraciones que se escojan de acuerdo a los resultados.

En la figura 64, se muestra la pestaña reportes la cual indica todos los parámetros relacionados a confiabilidad que presenta el Software, en esta debemos configurar de acuerdo a los resultados de interés o a las necesidades que deseamos analizar en una red eléctrica de distribución y desactivar el reporte de los índices que no se desea considerar en el análisis.



Figura 64. Configuración de la pestaña reportes
FUENTE: Software CYMDIST

3.7. Análisis de confiabilidad en un alimentador

En esta sección se toma como referencia un alimentador en un sistema radial de distribución primaria para la aplicación de la metodología de las principales variables para la obtención de los índices básicos de confiabilidad orientados al consumidor.

3.7.1. Alimentador La Lorena ALIM-17QI010T15

Corresponde a la subestación Quito, ubicada en la Vía Quito, perteneciente al área de concesión de la CNEL-EP UN. Santo Domingo abarca tanto un área geográfica urbana y rural por la distribución de su topología. La información del alimentador se obtuvo del programa de análisis de redes de distribución *CYMDIST* y del sistema de información geográfica GIS, disponibles en la empresa distribuidora.

En la Tabla 36, se muestra los datos obtenidos registrados por la distribuidora en base a afectaciones ocurridas en líneas aéreas indispensables para el análisis de confiabilidad para el alimentador seleccionado en estado actual de operación, es decir, antes de la modificación que tomará para el 2018; en la subsección 3.4.1 en la tabla 3 se presenta más detalles del mismo circuito.

Tabla 36. Datos y fallas registradas alimentador La Lorena

Tramo	Longitud, Km	Fallas, %	Fallas	Tramos	Tiempo, años	Carga, %	Tipo
1Ø	161,94	94,12					
2Ø	5,17	0	17	2478	3,6	Urbana 68 y Rural 32	Mixto
3Ø	16,3	5,88					
Total	183,41	100				100	

FUENTE: Software CYMDIST

En la Tabla 37, se muestra los resultados obtenidos del análisis de los índices de confiabilidad orientados al consumidor del programa de simulación *CYMDIST* durante el periodo de 3,6 años de interrupciones en líneas aéreas.

Tabla 37. Índices de confiabilidad alimentador La Lorena

Alimentador	SAIFI, int/clits-año	SAIDI, h/clits-año	ENS, kWh/año	TTIK, h/año	FMIK, int/año	Tasa de falla, Km	Tiempo reparación, h/int
Lorena	0,16	0,71	1664	0,75	0,18	0,026	0,49

FUENTE: Software CYMDIST

Los datos obtenidos en la tabla 38 son en base a los datos de la tabla 36 haciendo referencia sólo al alimentador La Lorena, con estos resultados podemos ver el grado de operatividad que presenta el circuito.

Carga conectada a lo largo del circuito la Lorena

En la figura 65, mediante la representación del eje (X) como potencia en (kW) y en el eje (Y) como la longitud total del alimentador en (ft), se muestra el descenso o el consumo que experimenta la potencia requerida por la carga conectada al circuito La Lorena desde el origen fuente en el sector urbano hasta el último tramo que recorre el mismo cubriendo sectores rurales, es decir, observamos el consumo de potencia requerida a lo largo del mismo por la carga, a medida que el alimentador entra al sector rural la carga absorbida es muy pequeña.

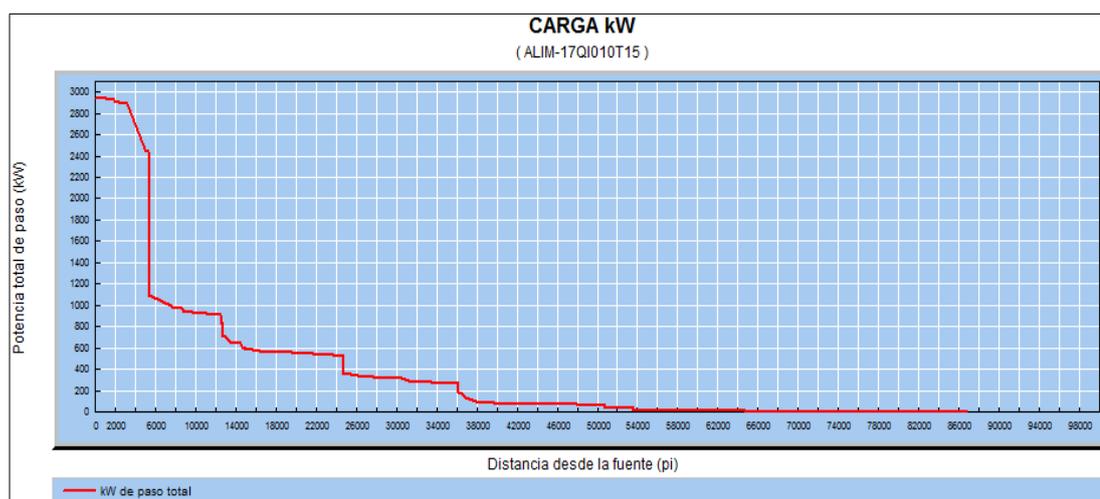


Figura 65. Demanda de potencia del circuito La Lorena
FUENTE: Software CYMDIST

En la Tabla 38, sección 4.2. Se muestra los principales índices de confiabilidad orientado a los consumidores evaluados en media tensión por medio de Software de análisis de sistemas de distribución *CYMDIST* en los alimentadores del área de concesión de la distribuidora de acuerdo a los datos obtenidos por medio de simulación del programa como se configuró y explicó en la sección 3.6.

IV. ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1. Antecedentes

En este capítulo se procede a describir el análisis de los resultados obtenidos de acuerdo a los objetivos declarados en el capítulo I, como consecuencia de la aplicación de la metodología empleada.

4.2. Análisis de los índices de confiabilidad obtenidos mediante el Software *CYMDIST* producto de los datos histórico de eventos registrados por la CNEL-EP UN. Santo Domingo desde el año 2014

En la Tabla 38, se muestra los índices de confiabilidad obtenidos de los alimentadores del área de concesión de la UN. Santo Domingo referente a fallas e interrupciones presentadas en las líneas aéreas en media tensión, es decir, a nivel de 13,8 kV y en 34,5 kV para la zona Norte; correspondiente desde enero del año 2014 a julio del año 2017 durante un tiempo de 3,6 años.

Tabla 38. Índices de confiabilidad de área de concesión de la distribuidora

Alimentador	Tipo	SAIFI, int/clits- año	SAIDI, h/clits- año	CAIDI, h/clits- inter	ENS, kWh/año	TTIK, h/año	FMIK, int/año	N° de fallas, int/año/Km	Tiempo de reparación, h/int	N° de fallas
Tandapi	Rural	1,78	4,29	2,42	2395	3,29	1,61	0,416	4,65	26
Chiguilpe	Mixto	0,52	2,76	5,27	845	2,66	0,51	0,028	5,47	5
Río Verde	Urbano	1,29	1,82	1,41	5376	1,79	1,32	0,612	0,42	14
Río Toachi	Urbano	1,04	27,20	26,19	99522	27,17	1,07	0,303	14,74	24
Santa Marta	Urbano	0,47	0,46	0,97	1455	0,42	0,47	0,282	0,20	10
Juan Eulogio	Urbano	6,84	2,65	0,39	12739	2,65	6,83	0,761	0,38	22

Tabla (cont. 38)

Quinde	Urbano	0,85	3,73	4,37	15322	2,98	0,73	0,654	1,53	16
Los Rosales	Urbano	0,66	1,17	1,79	3233	1,12	0,65	0,122	1,72	5
Nuevo Israel	Mixto	0,47	0,44	1,07	1085	0,51	0,47	0,027	1,05	12
Chone	Urbano	0,92	3,54	3,87	5344	3,27	0,95	0,248	3,68	6
Porvenir	Mixto	1,61	1,65	1,03	3851	2,11	1,95	0,132	1,03	18
Maicito	Mixto	2,14	4,67	2,18	20411	4,90	2,22	0,765	4,73	31
La Unión	Mixto	1,32	2,83	2,15	10138	2,55	1,26	0,063	2,17	11
Puerto Quito	Mixto	1,59	2,32	1,47	6268	2,56	1,65	0,441	8,00	11
La Concordia	Mixto	1,41	1,68	1,19	3097	1,60	1,40	0,118	8,00	13
Monterrey	Mixto	1,92	4,22	2,20	4829	3,00	1,83	0,076	2,22	14
Pepepan	Rural	0,67	1,56	2,33	3914	1,49	0,65	0,042	2,48	6
Palmares	Rural	1,74	2,17	1,25	1862	2,07	1,75	0,029	1,25	13
Jama	Urbano	0,26	0,66	2,63	447	0,60	0,23	0,005	0,28	2
Vía San Isidro	Rural	2,52	17,44	6,92	7478	11,29	2,40	0,086	6,95	14
Cojimies	Rural	4,52	10,16	2,25	28492	9,76	4,42	0,064	2,25	48
Pedernales Malecón	Urbano	3,16	18,14	5,74	9263	20,94	3,57	1,390	3,92	19
Pedernles Centro	Urbano	3,07	4,73	1,54	5846	4,70	3,01	0,512	1,55	14
Coaque	Mixto	1,74	5,58	3,20	7674	4,66	1,73	0,575	0,39	17
Patricia Pilar	Mixto	2,16	9,04	4,19	15108	6,58	1,56	0,476	2,50	10
La 14	Mixto	2,26	8,51	3,76	28498	8,28	2,22	0,524	2,45	25
Luz de América	Mixto	2,16	9,04	4,19	15108	6,58	1,56	0,230	4,30	25
Circuito 1	Mixto	1,75	11,19	6,38	41146	12,04	1,87	0,786	3,87	46
Circuito 3	Urbano	0,51	0,37	0,72	1021	0,36	0,49	0,088	0,68	5
Circuito 4	Urbano	2,37	1,67	0,71	5367	1,71	2,40	0,322	0,69	13
Circuito 5	Urbano	0,46	2,20	4,81	6723	2,13	0,44	0,037	5,00	11
Circuito 6	Mixto	1,68	4,04	2,40	14072	4,18	1,73	0,252	0,77	22
Sur	Urbano	1,12	2,52	2,25	7649	1,79	0,89	0,026	2,35	13
Las Mercedes	Mixto	0,51	2,28	4,46	1968	1,82	0,40	0,019	4,69	13

Tabla (cont. 38)

Centro	Urbano	1,59	7,85	4,94	39363	5,39	1,37	0,598	2,35	15
Vía Quito	Mixto	0,37	0,35	0,94	531	0,39	0,39	0,033	0,36	3
La Lorena	Mixto	0,16	0,71	4,52	1664	0,75	0,18	0,026	0,49	17
Puerto limón	Rural	0,35	2,04	5,79	2096	2,18	0,36	0,654	3,65	14
Bramadora	Rural	1,33	8,53	6,44	11758	7,71	1,19	0,543	3,50	12
San Isidro	Rural	2,20	26,82	12,17	49157	24,40	2,08	0,954	4,98	48
Flavio Alfaro	Rural	5,08	19,28	3,80	47860	21,68	5,48	0,998	3,69	107
Epacem	Rural	2,48	1,85	0,75	2985	1,28	1,70	0,069	0,74	19
Valle Hermoso	Rural	1,02	1,27	1,25	985	1,28	1,02	0,058	1,25	13

FUENTE: Software CYMDIST

Se presenta los índices de confiabilidad orientados a los consumidores del sistema de distribución en media tensión del área de concesión de la distribuidora en base a fallas e interrupciones registradas por la CNEL-EP en lo que respecta a líneas aéreas durante un periodo de 3.6 años considerado desde enero del año 2014 a julio del año 2017.

Con lo cual podemos observar la frecuencia y la duración de las interrupciones ocurridas en los alimentadores, la cantidad de energía no suministrada a los usuarios, la cantidad de fallas por Km y el tiempo que la distribuidora requiere para extinguir el evento presentado, y de igual manera se presenta adicionalmente otros parámetros referentes a confiabilidad del sistema eléctrico.

4.3. Identificación de los parámetros eléctricos del sistema de distribución de los circuitos que pertenece a las Subestaciones Quito y Los Pambiles

A continuación se detalla las principales características eléctricas de operación tanto para la S/E Quito como para la S/E Los Pambiles de acuerdo a las nuevas modificaciones que se darán en el sistema eléctrico de distribución.

En la sección 3.4. y subsección 3.4.1. se encuentra detallado más ampliamente todas las características eléctricas de operación de forma individual por cada alimentador y para cada subestación sometida al presente estudio, con el propósito de dar una mejor facilidad para el análisis de cada circuito antes y posterior a la ocurrencia de una interrupción que conlleve a posible transferencia de carga.

En la Tabla 39, se muestra el resultado que tomará por las modificaciones los alimentadores de la S/E Quito, a consecuencia de la integración de la S/E Los Pambiles en el área de concesión de la CNEL-EP UN. Santo Domingo, la cual se puede evidenciar que presenta cuatro circuitos de distribución primaria a nivel de 13,8 kV.

Tabla 39. Parámetros eléctricos de operación de los alimentadores de la S/E Quito

Subestación	Alimentador	RMT 1Ø, Km	RMT 2Ø, Km	RMT 3Ø, Km	RMT Tot, Km	Cientes	%Cargab.	Potencia, kW	Potencia, kVA
Quito	Centro	12,65	1,08	11,0	24,7	4471	31,5	3610	3264
Quito	Las Mercedes	315,7	1,3	53,85	370.8	6008	51,2	3823	3956
Quito	Vía Quito	21,17	0,50	18,12	39,79	2636	20,6	1510	1530
Quito	La Lorena	150,41	4,49	14,08	169	3988	17,4	1623	1696

FUENTE: Software CYMDIST

Esta subestación posee alrededor de 17.000 abonados mayoritariamente de tipo comercial y residencial comprendido la gran mayoría en el sector urbano y un pequeño porcentaje a nivel rural, de igual manera se presenta el nivel de corriente de carga experimentada por cada circuito a lo largo de su recorrido e indica que está dentro del funcionamiento adecuado por lo cual se encuentran aptos para percibir un aumento de potencia eléctrica al momento de transferencias.

En la Tabla 40, se muestra el calibre del conductor que poseen los alimentadores de la S/E Quito con su capacidad máxima de soporte de corriente y el porcentaje actual de cargabilidad en operación normal, es decir, sin transferencias.

Tabla 40. Calibre y estado de conductores de los circuitos trifásicos de la S/E Quito

Alimentador	Calibre del conductor	Corriente máxima, A	Corriente de carga por fase, A	Cargabilidad conductor, %
Centro	ACSR. 266.8	460	144,7	31,46
Las Mercedes	ACSR. 4/0	357	182,8	51,20
Vía Quito	ACSR. 4/0	357	73,5	20,59
La Lorena	ACSR. 266.8	460	80,1	17,41

FUENTE: Software CYMDIST

En la Tabla 41, se muestra el estado en condiciones normales de operación de los alimentadores de la S/E Los Pambiles al momento de puesta en marcha, la cual se puede evidenciar que presenta cinco circuitos de distribución primaria a nivel de 13,8 kV.

Tabla 41. Parámetros eléctricos de operación de los alimentadores de la S/E Los Pambiles

Subestación	Alimentador	RMT 1Ø, Km	RMT 2Ø, Km	RMT 3Ø, Km	RMT Tot, Km	Cientes	%Cargab.	Potencia, kW	Potencia, kVA
Pambiles	17PA011T01	3,70	0,19	5,20	9,09	4464	31,1	2969	3006
Pambiles	17PA011T02	8,34	0,73	8,3	17,37	8683	50,4	4205	4354
Pambiles	17PA011T03	22,03	0,43	7,92	30,39	7466	25,1	2372	2407
Pambiles	17PA011T04	9,03	2,84	6,51	18,4	5938	37,9	2880	2926
Pambiles	17PA011T05	9,92	0,42	3,87	14,91	4293	19,2	1681	1708

FUENTE: Software CYMDIST

Esta subestación posee alrededor de 30.000 abonados mayoritariamente de tipo comercial y residencial comprendido en su totalidad en el sector urbano, de igual manera se presenta el nivel de corriente de carga experimentada por cada circuito a lo largo de su recorrido e indica que está dentro del funcionamiento adecuado por lo cual se encuentran aptos para percibir un aumento de potencia eléctrica al momento de transferencias.

En la Tabla 42, se muestra el calibre del conductor que poseen los alimentadores de la S/E Los Pambiles con su capacidad máxima de soporte de corriente y el porcentaje actual de cargabilidad en operación normal, es decir, sin transferencias.

Tabla 42. Calibre y estado de conductores de los circuitos trifásicos de la S/E Los Pambiles

Alimentador	Calibre del conductor	Corriente máxima, A	Corriente de carga por fase, A	Cargabilidad conductor, %
17PA011T01	ACSR. 266.8	460	130,5	31,1
17PA011T02	ACSR. 4/0	357	223,1	50,4
17PA011T03	ACSR. 266.8	460	111,3	25,1
17PA011T04	ACSR. 266.8	460	167,7	37,9
17PA011T05	ACSR. 4/0	357	85,1	19,2

FUENTE: Software CYMDIST

4.4. Análisis de las condiciones eléctricas que permitan realizar la transferencia de carga entre alimentadores de las Subestaciones Quito y Los Pambiles

Básicamente son algunas consideraciones que se debe tener presente en cada alimentador para hacer una transferencia de carga mediante un sistema anillo (lazo) entre circuitos trifásicos, tales como la potencia suministrada por el transformador de potencia de las subestaciones, secuencia de fases y el ángulo de desfaseamiento, calibre y capacidad de conductores, porcentaje de carga que se pretende transferir, también se debe tomar en cuenta las estadísticas de interrupciones registradas y de igual manera el valor de la corriente de cortocircuito que se puede generar en el circuito para establecer una coordinación de protecciones en los equipos de la red empleados.

En base a la Tabla 4, se puede evidenciar que el transformador de potencia de la S/E Quito trabaja a 10,446 MVA, o sea, se encuentra operando a un 65% de su capacidad en condiciones normales, es decir, a su mínima potencia 16 MVA, y se encuentra a un 52% de su capacidad máxima ya que este también puede operar en potencia de 20 MVA.

En base a la Tabla 10, se puede evidenciar que el transformador de potencia de la S/E Los Pambiles trabaja a 14,401 MVA, o sea, se encuentra operando a un 90% de su capacidad en condiciones normales, es decir, a su mínima potencia 16 MVA, y se

encuentra a un 60% de su capacidad máxima ya que este también puede operar en potencia de 24 MVA.

En la subsección 3.4.1. de acuerdo a los datos obtenidos de las características de operación de los transformadores de potencia de la S/E Quito y Los Pambiles en la Tabla 2 y 9 respectivamente, podemos observar que presentan iguales parámetros de funcionamiento tanto en el tipo de transformador, el tipo de conexión, ángulo de desfasamiento, frecuencia y disposición de sus fases. Los cuales, estos son los aspectos de mayor importancia a considerar para las operaciones de transferencia de carga.

En la sección 4.3. se especifican otros parámetros importantes como es el estado de los conductores de cada circuito en condiciones normales de operación.

De acuerdo a los datos anteriores se puede establecer que tanto la S/E Quito y Los Pambiles tienen la posibilidad para recibir o entregar potencia eléctrica entre los circuitos considerados para transferencia.

4.5. Determinación de los puntos óptimos para la ubicación de reconectores a mitad de los alimentadores de tal forma que se pueda realizar transferencia y mantener la continuidad del servicio

Para recibir todos los beneficios que un equipo restaurador dispone e incorporarlo en el sistema de distribución sin mayor dificultad se debe tener en cuenta las siguientes consideraciones tales como los tramos con mayor incidencia de eventos a través del historial de fallas consiguiendo que la mayoría de ellas residan aguas debajo del mismo, la cantidad de carga dispuesta aguas abajo del equipo con la intención de transferirla y el nivel de corriente de cortocircuito en el sitio seleccionado para establecer una adecuada coordinación de protecciones con los dispositivos presentes en el circuito.

4.5.1. Circuitos ALIM-17PA011T01 y ALIM-17QI010T13

En la figura 66, se muestra mediante la circunferencia coloreada de verde el poste en el tramo del circuito para la ubicación de los restauradores a mitad de circuito y los de reconectores de transferencia se representan mediante la circunferencia coloreada de amarilla.

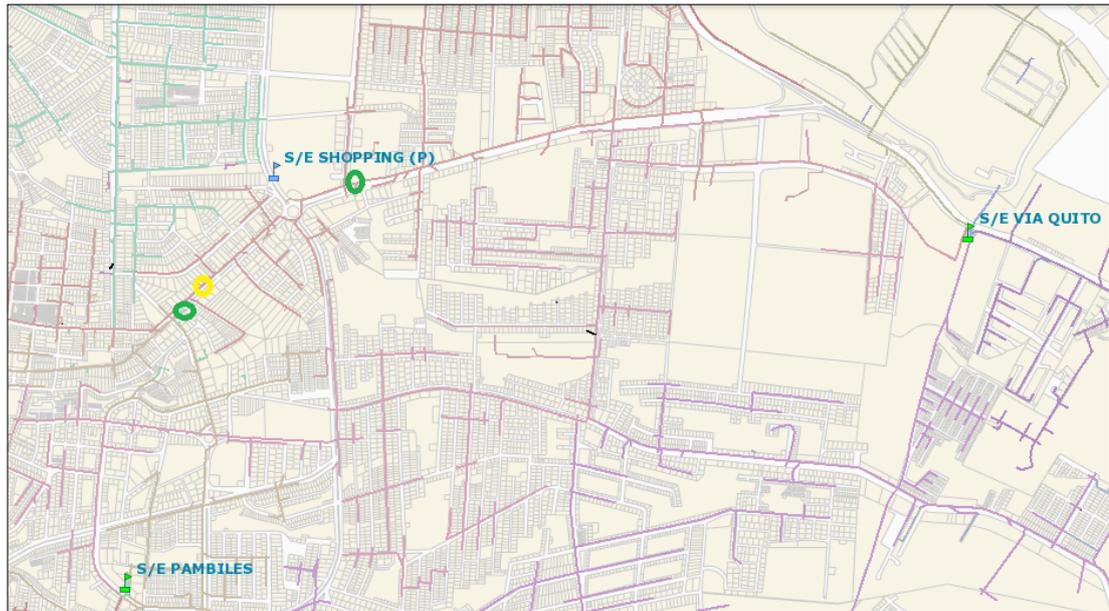


Figura 66. Puntos seleccionados para la ubicación del restaurador y para transferencia en los circuitos
FUENTE: Geoportal CNEL-EP

Circuitos ALIM-17PA011T04 y ALIM-17QI010T15

En la figura 67, se muestra mediante la circunferencia coloreada de verde el poste en el tramo del circuito para la ubicación de los restauradores a mitad de circuito y los de reconectores de transferencia se representan mediante la circunferencia coloreada de amarilla.

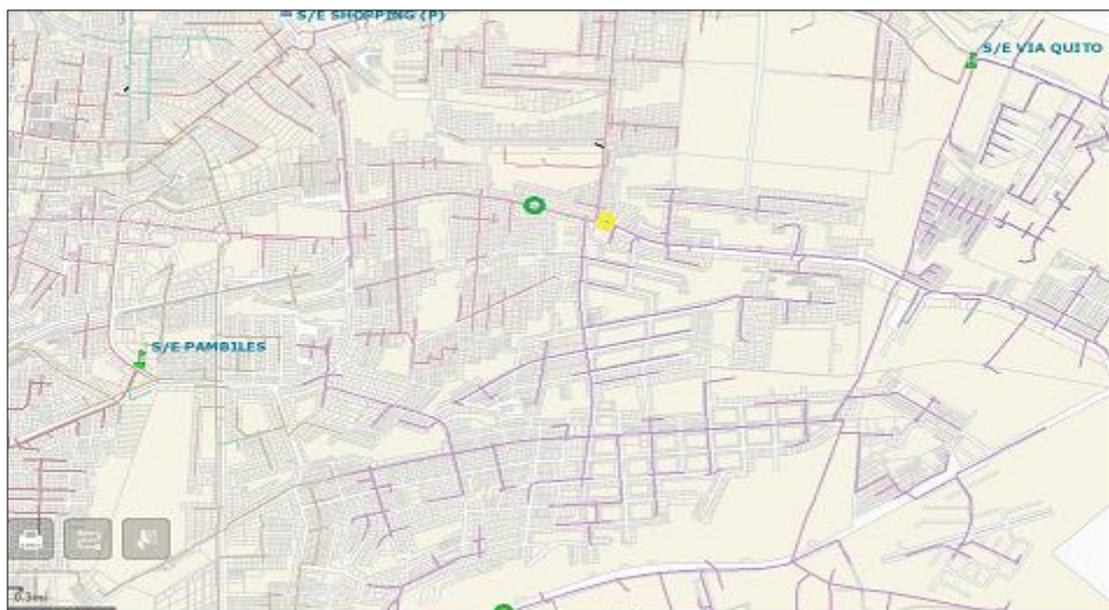


Figura 67. Puntos seleccionados para la ubicación del restaurador y para transferencia en los circuitos
FUENTE: Geoportal CNEL-EP

Circuitos ALIM-17PA011T05 y ALIM-17QI010T15

En la figura 68, se muestra mediante la circunferencia coloreada de verde el poste en el tramo del circuito para la ubicación de los restauradores a mitad de circuito y los de reconectores de transferencia se representan mediante la circunferencia coloreada de amarilla.

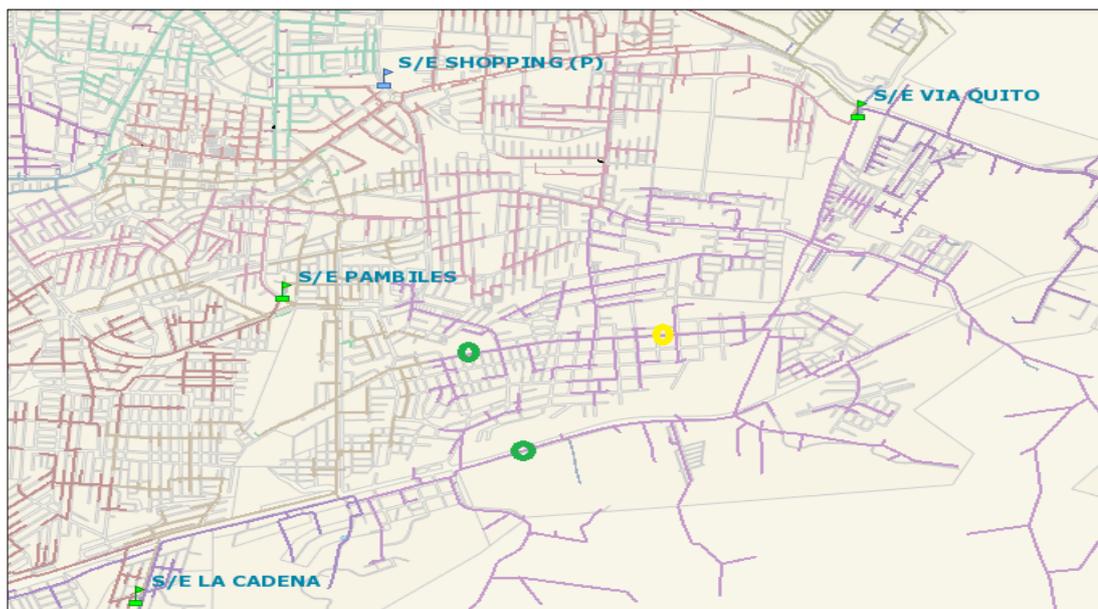


Figura 68. Puntos seleccionados para la ubicación del restaurador y para transferencia en los circuitos
FUENTE: Geoportal CNEL-EP

Es preciso señalar que no se puede obtener los resultados esperados por la implementación de los equipos restauradores en los circuitos trifásicos, es decir, sus operaciones de reconexión automática serán deshabilitadas ya que no es posible realizar una coordinación de protecciones entre el equipo a ubicar a mitad de circuito con el dispositivo existente en cabecera del alimentador.

Para una adecuada operación de los reconectores ante la presencia de fallas aguas abajo de los mismos debe existir una selectividad de activación entre ellos, es decir, debe establecerse un tiempo apropiado que está comprendido entre el rango de 260 *ms* a 300 *ms* que representa de 0,26 *s* a 0,30 *s*.

Esto depende del valor de corriente de cortocircuito que presentan los tramos a lo largo del recorrido del circuito, debido a que estas dos S/E se encuentran ubicadas cerca de los puntos de entrega por parte del transmisor “TRANSELECTRIC” poseen valores

elevados de corriente de cortocircuito en comparación a otras subestaciones que están a mayor distancia de los puntos de entrega en el área de concesión de la CNEL-EP Santo Domingo.

A consecuencia de aquello esto dificulta la coordinación de operación entre los dispositivos, por lo que se deberá emplear a estos equipos como un interruptor normal, ya que un reconectador es considerado como interruptor con posibilidades de operaciones para la reconexión. A diferencia de las subestaciones Quevedo, Concordia, Valle Hermoso entre otras si es posible realizar la coordinación de protecciones en los equipos debido a que su corriente de cortocircuito es baja ya que se encuentran ubicadas a mayor distancia de los puntos de entrega.

En la figura 69, se muestra los valores de corriente de cortocircuito del alimentador centro (ALIM-17QI010T13) en la barra a nivel 13,8 kV para constatar lo mencionado, de la imposibilidad para la coordinación de protecciones en los circuitos por medio de los equipos; siendo similar la misma situación para el resto de alimentadores comprendidos en el estudio.

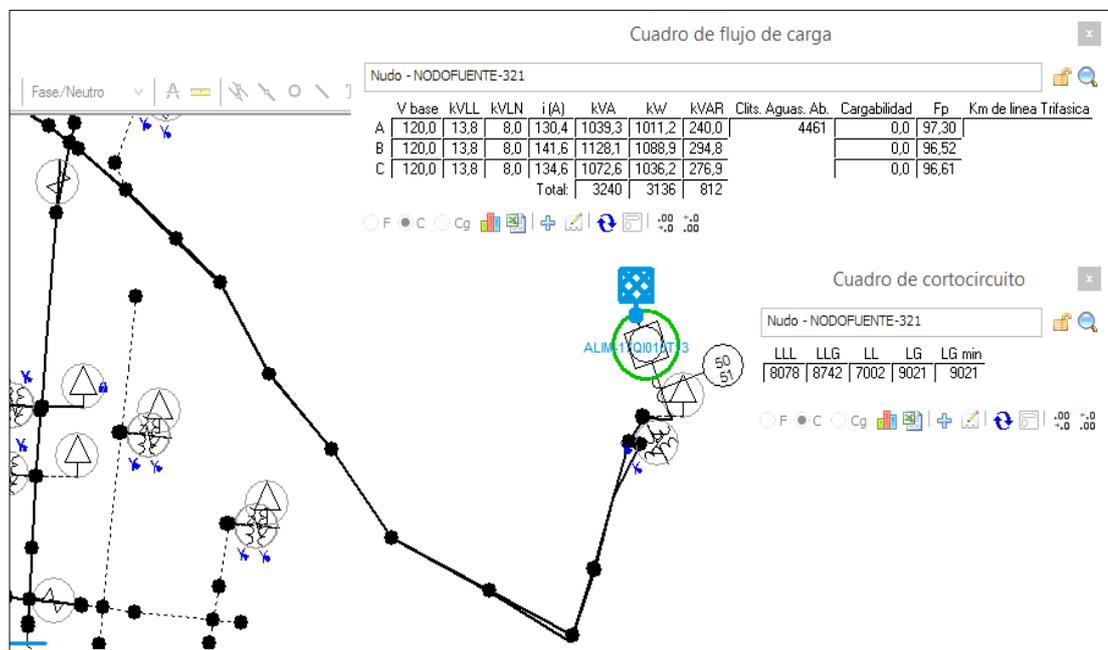


Figura 69. Corriente de cortocircuito en cabecera
FUENTE: Software CYMDIST

En la Tabla 43, se muestra los valores de corriente de cortocircuito en la barra de 13,8 kV en todos los tipos de falla, de la S/E Quito.

Tabla 43. Corriente de cortocircuito a nivel de cabecera del alimentador Centro

Corriente LLL, A	Corriente LLG, A	Corriente LL, A	Corriente LG, A
8078	8742	7002	9021

FUENTE: Software CYMDIST

En la figura 70, se muestra el valor de corriente de cortocircuito que presenta el tramo seleccionado a la altura del sitio a ubicar el restaurador a mitad de alimentador.

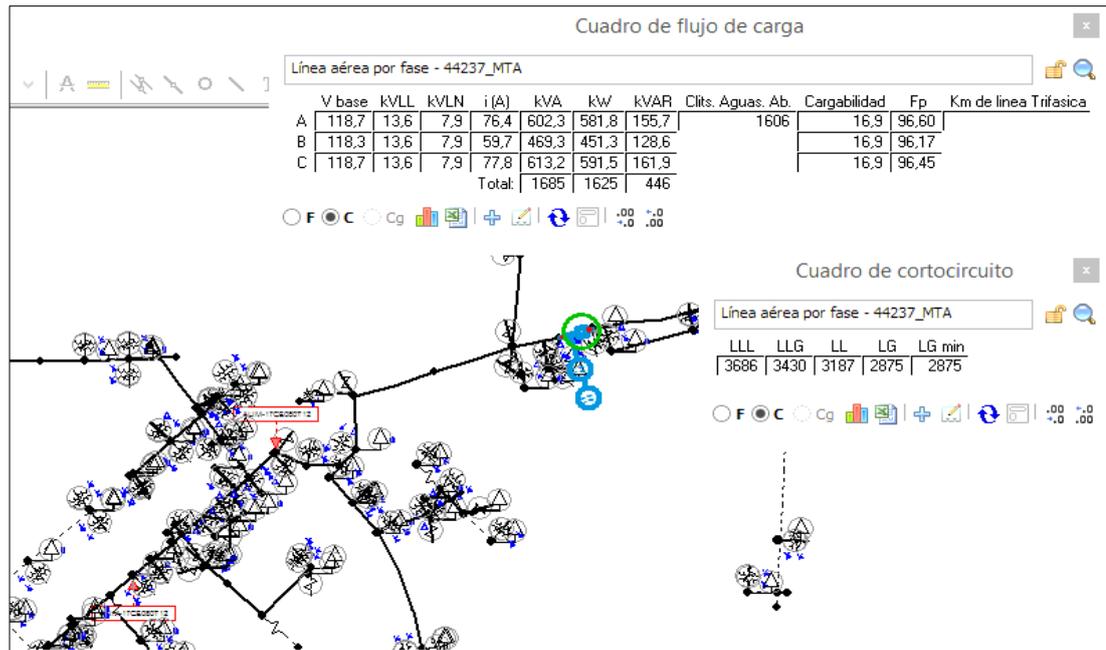


Figura 70. Corriente de cortocircuito a mitad del circuito

FUENTE: Software CYMDIST

En la Tabla 44, se muestra los valores de corriente de cortocircuito a la altura del tramo a ubicar el restaurador en todos los tipos de falla, de la S/E Quito.

Tabla 44. Corriente de cortocircuito a mitad del alimentador Centro

Corriente LLL, A	Corriente LLG, A	Corriente LL, A	Corriente LG, A
3686	3430	3187	2875

FUENTE: Software CYMDIST

En la Tabla 45 se muestra los ajustes del restaurador de cabecera coordinado con los equipos de la subestación.

Tabla 45. Ajustes del restaurador de cabecera

Protección	TAP, A	DIAL	Curva
51	350	0,12	IEC VI
51N	240	0,18	IEC VI

FUENTE: Área de protecciones CNEL-EP

En la Tabla 46, se muestra los ajustes que tomará el restaurador a ubicar en la mitad del circuito, de acuerdo a los datos de operación del alimentador.

Tabla 46. Ajustes del restaurador a mitad del circuito

Protección	TAP, A	DIAL	Curva
51	125	0,10	IEC VI
51N	40	0,18	IEC VI

FUENTE: El Autor

En la gráfica 71, se muestra el resultado de la coordinación de protecciones para fase entre el restaurador ubicado en cabecera con el que se pretende ubicar a media línea en el alimentador Centro (ALIM-17QI010T13) correspondiente a la S/E Quito, una vez calibrado los parámetros de protecciones que debería tener el dispositivo a ubicar.

Como podemos evidenciar el tiempo de activación o selectividad de operación entre los restauradores es aproximadamente 123 ms, lo cual no cumple con el tiempo adecuado para una correcta funcionalidad de los mismos; sin embargo, para tratar de conseguir el tiempo adecuado se podría optar por seleccionar otro punto aguas abajo ya que la corriente de cortocircuito va disminuyendo a medida que se aleja de la fuente siempre y cuando exista una carga considerable a resguardar, pero en este caso no permite ni en el último tramo de dicho circuito por las razones dadas anteriormente.

No es posible la coordinación de fase entre estos dispositivos.

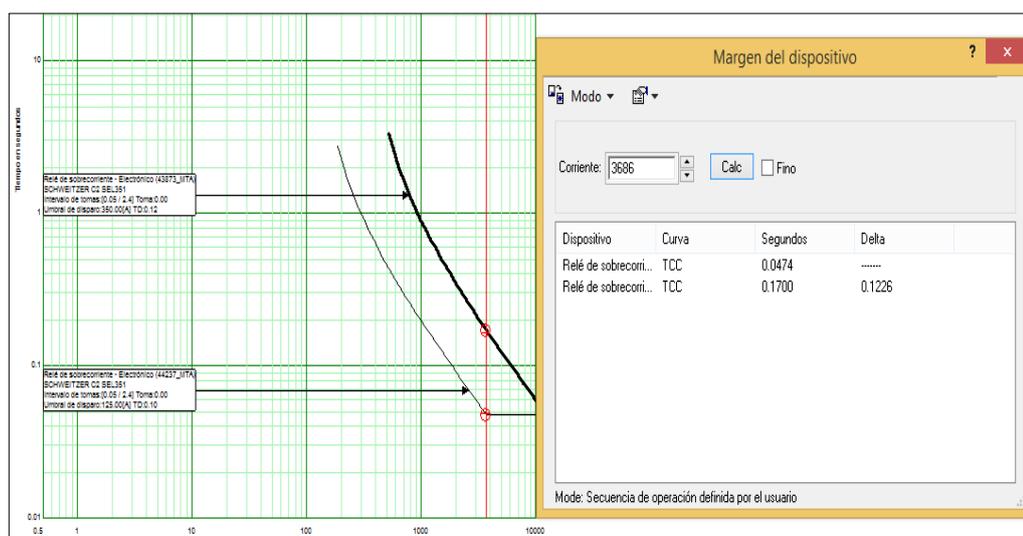


Figura 71. Resultado de coordinación de fase

FUENTE: Software CYMDIST

En la gráfica 72, se muestra el resultado de la coordinación de protecciones para neutro entre el restaurador ubicado en cabecera con el que se pretende ubicar a media línea en el alimentador Centro (ALIM-17QI010T13) correspondiente a la S/E Quito, una vez calibrado los parámetros de protecciones que debería tener el dispositivo a ubicar.

Como podemos evidenciar el tiempo de activación o selectividad de operación entre los restauradores es 198 ms, lo cual no cumple con el tiempo adecuado para una correcta funcionalidad de los mismos; presenta la misma situación que para fase.

No es posible la coordinación para el neutro entre estos dispositivos.

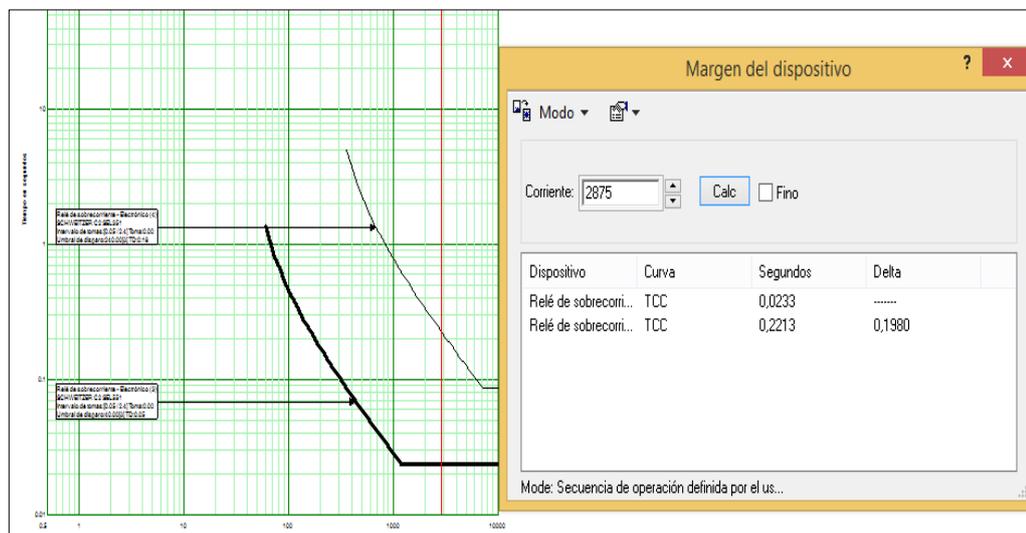


Figura 72. Resultado de coordinación para el neutro

FUENTE: Software CYMDIST

4.6. Especificación de los equipos a emplear y las maniobras a realizar para la transferencia de carga entre alimentadores de las subestaciones Quito y Los Pambiles

En la sección 2.14. y en la subsección 2.14.1. se encuentra detallado más ampliamente los equipos que implementará la CNEL-EP en su sistema de distribución en toda el área de concesión incluido la zona Norte, los cuales realizan operaciones de reconexión en los alimentadores ante la presencia de fallas, seccionan el circuito y permite transferir carga de forma automática entre ellos ante anomalías o actividades de mantenimiento; de una forma rápida eficiente y segura siendo posible realizar maniobras de forma local, también de manera remota desde el Centro de Operaciones y Control gracias a la factibilidad de ser integrados por vía SCADA.

Básicamente para realizar una transferencia de carga entre 2 alimentadores trifásicos se requiere de la operatividad de los restauradores ubicados en media línea si se pretende transferir un porcentaje considerable de carga de algún circuito específico, pero si se pretende transferir toda la carga de un circuito a otro se debe maniobrar en los reconectores de cabecera del alimentador. Para cualquiera de los 2 casos anteriores de igual manera se necesita de la intervención de los reconectores de transferencia ubicados entre 2 circuitos trifásicos los cuales permiten la comunicación eléctrica entre ellos, que en condiciones normales del sistema permanecen abiertos al momento de maniobrar y cerrar sus contactos permitirán la circulación del flujo eléctrico en cualquier dirección en que se transfiera la carga.

4.6.1. Maniobras para transferencia en los circuitos ALIM-17PA011T01 y ALIM-17QI010T13

Las operaciones en la operatividad de los equipos restauradores pueden hacerse de dos maneras distintas, la primera es de forma local, y la segunda de forma remota desde el Centro de Operaciones y Control de la CNEL-EP. Santo Domingo, estas posibilidades presentan tanto los reconectores ubicados a fin de línea y los que se van a ubicar a mitad de circuito.

- ***Operaciones de transferencia del alimentador 17PA011T01 al 17QI010T13***

Abrir el reconector que deberá ubicarse a mitad del alimentador en las coordenadas X: 704048 y Y: 9971940 del circuito 17PA011T01, para aislar los tramos aguas abajo.

Cerrar el reconector de transferencia ubicado en las coordenadas X: 704097 y Y: 9972012, que es el encargado de comunicar eléctricamente a los dos circuitos trifásicos de esta manera el circuito 17QI010T13 será el que alimente la carga desconectada dando continuidad del servicio.

- ***Operaciones de transferencia del alimentador 17QI010T13 al 17PA011T01***

Abrir el reconector que deberá ubicarse a mitad del alimentador en las coordenadas X: 704026 y Y: 9972448 del circuito 17QI010T13, para aislar los tramos aguas abajo.

Cerrar el reconectador de transferencia ubicado en las coordenadas X: 704097 y Y: 9972012, que es el encargado de comunicar eléctricamente a los dos circuitos trifásicos de esta manera el circuito 17PA011T01 será el que alimente la carga desconectada dando continuidad del servicio.

Maniobras para transferencia en los circuitos ALIM-17PA011T04 y ALIM-17QI010T15

- ***Operaciones de transferencia del alimentador 17PA011T04 al 17QI010T15***

Abrir el reconectador que deberá ubicarse a mitad del alimentador en las coordenadas X: 705345 y Y: 9971643 del circuito 17PA011T04, para aislar los tramos aguas abajo.

Cerrar el reconectador de transferencia ubicado en las coordenadas X: 705592 y Y: 9971584, que es el encargado de comunicar eléctricamente a los dos circuitos trifásicos de esta manera el circuito 17QI010T15 será el que alimente la carga desconectada dando continuidad del servicio.

Para transferir carga del alimentador 17QI010T15 existe dos posibilidades tales como las que se mencionó en la subsección 3.5.1.

- ***Operaciones de transferencia del alimentador 17QI010T15 al 17PA011T04***

De acuerdo a la primera posibilidad

Abrir el reconectador que se ubica en la cabecera del alimentador del circuito 17QI010T15, para aislar los tramos aguas abajo desde su fuente original.

Cerrar el reconectador de transferencia ubicado en las coordenadas X: 705592 y Y: 9971584, que es el encargado de comunicar eléctricamente a los dos circuitos trifásicos de esta manera el circuito 17PA011T04 será el que alimente la carga desconectada dando continuidad del servicio.

De acuerdo a la segunda posibilidad

Abrir el reconectador que se ubica en la cabecera del alimentador del circuito 17QI010T15, para aislar los tramos aguas abajo desde su fuente original.

Abrir el reconectador que deberá ubicarse a mitad del alimentador en las coordenadas X: 705230 y Y: 9969927 del circuito 17QI010T15, para aislar los tramos aguas abajo.

Cerrar el reconectador de transferencia ubicado en las coordenadas X: 705592 y Y: 9971584, que es el encargado de comunicar eléctricamente a los dos circuitos trifásicos de esta manera el circuito 17PA011T04 será el que alimente la carga desconectada dando continuidad del servicio.

Cerrar el reconectador de transferencia ubicado en las coordenadas X: 704305 y Y: 9969554, que es el encargado de comunicar eléctricamente al circuito río verde y 17QI010T15, de esta manera el circuito río verde será el que alimente la carga desconectada dando continuidad del servicio.

Maniobras para transferencia en los circuitos ALIM-17PA011T05 y ALIM-17QI010T15

- ***Operaciones de transferencia del alimentador 17PA011T05 al 17QI010T15***

Abrir el reconectador que deberá ubicarse a mitad del alimentador en las coordenadas X: 704855 y Y: 9970564 del circuito 17PA011T05, para aislar los tramos aguas abajo.

Cerrar el reconectador de transferencia ubicado en las coordenadas X: 705873 y Y: 9970699, que es el encargado de comunicar eléctricamente a los dos circuitos trifásicos de esta manera el circuito 17QI010T15 será el que alimente la carga desconectada dando continuidad del servicio.

Para transferir carga del alimentador 17QI010T15 existe dos posibilidades tales como las que se mencionó en la subsección 3.5.1.

- ***Operaciones de transferencia del alimentador 17QI010T15 al 17PA011T05***

De acuerdo a la primera posibilidad

Abrir el reconectador que se ubica en la cabecera del alimentador del circuito 17QI010T15, para aislar los tramos aguas abajo desde su fuente original.

Cerrar el reconectador de transferencia ubicado en las coordenadas X: 704305 y Y: 9969554, que es el encargado de comunicar eléctricamente a los dos circuitos trifásicos de esta manera el circuito 17PA011T05 será el que alimente la carga desconectada dando continuidad del servicio.

De acuerdo a la segunda posibilidad

Abrir el reconectador que se ubica en la cabecera del alimentador del circuito 17QI010T15, para aislar los tramos aguas abajo desde su fuente original.

Abrir el reconectador que deberá ubicarse a mitad del alimentador en las coordenadas X: 705230 y Y: 9969927 del circuito 17QI010T15, para aislar los tramos aguas abajo.

Cerrar el reconectador de transferencia ubicado en las coordenadas X: 705873 y Y: 9970699, que es el encargado de comunicar eléctricamente a los dos circuitos trifásicos de esta manera el circuito 17PA011T05 será el que alimente la carga desconectada dando continuidad del servicio.

Cerrar el reconectador de transferencia ubicado en las coordenadas X: 704305 y Y: 9969554, que es el encargado de comunicar eléctricamente al circuito Río verde y 17QI010T15, de esta manera el circuito río verde será el que alimente la carga desconectada dando continuidad del servicio.

4.7. Análisis de los efectos que se produce en el sistema eléctrico al transferir la carga entre alimentadores

En esta sección se describirá el estado de operación que presentarán los circuitos alimentadores y los transformadores de las subestaciones bajo efecto de transferencias, en la sección 4.3. se especificó el estado de operación actual en condiciones normales de los transformadores.

Cabe señalar que las operaciones de transferencia a menudo se dan en horarios de demanda media y mínima, así de esta manera disminuyen los porcentajes obtenidos en este apartado motivo por el cual aún se convierten más confiables las operaciones de transferencia.

4.7.1. Circuitos ALIM-17PA011T01 y ALIM-17QI010T13

Transferencia del alimentador 17PA011T01 al 17QI010T13

Al efectuar esta operación de transferencia el alimentador 17QI010T13 requiere de 2000 kVA adicionales para cubrir la carga transferida, con lo cual llegaría el transformador a trabajar al 77,5 % de su mínima capacidad o sea de los 16 MVA.

El conductor trabajará a un 50 % de su cargabilidad.

Transferencia del alimentador 17QI010T13 al 17PA011T01

Al efectuar esta operación de transferencia el alimentador 17PA011T01 requiere de 1735 kVA adicionales para cubrir la carga transferida, con lo cual llegaría el transformador a trabajar al 100 % de su mínima capacidad o sea de los 16 MVA, y en su capacidad máxima o sea a 24 MVA trabajará al 67,2 %.

El conductor trabajará a un 47 % de su cargabilidad.

Circuitos ALIM-17PA011T04 y ALIM-17QI010T15

Transferencia del alimentador 17PA011T04 al 17QI010T15

Al efectuar esta operación de transferencia el alimentador 17QI010T15 requiere de 1535 kVA adicionales para cubrir la carga transferida, con lo cual llegaría el transformador a trabajar al 74,9 % de su mínima capacidad o sea de los 16 MVA.

El conductor trabajará a un 35 % de su cargabilidad.

Transferencia del alimentador 17QI010T15 al 17PA011T04

De acuerdo a la primera posibilidad

Al efectuar esta operación de transferencia el alimentador 17PA011T04 requiere de 2930 kVA adicionales para cubrir la carga transferida, con lo cual llegaría el transformador a trabajar al 108 % de su mínima capacidad o sea de los 16 MVA, y en su capacidad máxima o sea a 24 MVA trabajará al 72,2 %.

El conductor trabajará a un 55 % de su cargabilidad.

De acuerdo a la segunda posibilidad

Al efectuar esta operación de transferencia el alimentador 17PA011T04 requiere de 784 kVA adicionales para cubrir la carga transferida, con lo cual llegaría el transformador a trabajar al 95 % de su mínima capacidad o sea de los 16 MVA, y en su capacidad máxima o sea a 24 MVA trabajará al 63,3 %.

El conductor trabajará a un 44 % de su cargabilidad.

Circuitos ALIM-17PA011T05 y ALIM-17QI010T15***Transferencia del alimentador 17PA011T05 al 17QI010T15***

Al efectuar esta operación de transferencia el alimentador 17QI010T15 requiere de 927 kVA adicionales para cubrir la carga transferida, con lo cual llegaría el transformador a trabajar al 71 % de su mínima capacidad o sea de los 16 MVA.

El conductor trabajará a un 27 % de su cargabilidad.

Transferencia del alimentador 17QI010T15 al 17PA011T05***De acuerdo a la primera posibilidad***

Al efectuar esta operación de transferencia el alimentador 17PA011T05 requiere de 1700 kVA adicionales para cubrir la carga transferida, con lo cual llegaría el transformador a trabajar al 100 % de su mínima capacidad o sea de los 16 MVA, y en su capacidad máxima o sea a 24 MVA trabajará al 67 %.

El conductor trabajará a un 34 % de su cargabilidad.

De acuerdo a la segunda posibilidad

Al efectuar esta operación de transferencia el alimentador 17PA011T05 requiere de 790 kVA adicionales para cubrir la carga transferida, con lo cual llegaría el transformador a trabajar al 95 % de su mínima capacidad o sea de los 16 MVA, y en su capacidad máxima o sea a 24 MVA trabajará al 63,3 %.

El conductor trabajará a un 25 % de su cargabilidad.

De acuerdo a los datos obtenidos se puede establecer que en todas las operaciones de transferencia entre los circuitos en ningún caso se da la posibilidad de sobrecargar los conductores de los alimentadores ni los transformadores de las subestaciones, ya que el análisis está dado por la distribución de carga en condiciones de demanda máxima, o sea está reflejado a los máximos niveles de operación que pudiesen llegar a requerir estos circuitos.

Sin embargo, sí se diera el caso de hacer una transferencia de carga en horarios de demanda máxima la subestación Los Pambiles sería la única que podría operar con su transformador por encima del 100% de su capacidad, requiriendo de esta operación se debería considerar un tiempo prudente para la transferencia.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- Mediante el análisis de confiabilidad usando el Software *CYMDIST* efectuado a partir de los datos registrados en un periodo de 3,6 años, se puede observar el impacto que se genera en los consumidores respecto a las afectaciones presentadas en las líneas aéreas debido a los tiempos de reparación que conlleva las mismas, por lo tanto, se requiere disminuir estos tiempos y la frecuencia con la implementación de equipos de seccionamiento, protección y transferencia de carga en el sistema eléctrico.
- Otra manera para disminuir el tiempo de reparación ante diversas fallas presentadas en el sistema eléctrico se debe tener un control más preciso del tiempo que toman las diversas reparaciones por diferentes escenarios, esto ayudaría a vigilar a los móviles para mejorar en la reacción que estos tienen para restablecer el servicio en menor tiempo posible, o a su vez, aumentar la cantidad de personal dedicados a estas actividades.
- Se determinó el estado de operación de las características eléctricas del sistema de distribución de las subestaciones mencionadas, en base a la distribución de carga en condiciones de demanda máxima por medio del Software *CYMDIST*, el cual presenta resultados confiables apegados a la realidad a la que están trabajando actualmente.
- El estado de operación de los circuitos y del transformador de potencia de las subestaciones Quito y Los Pambiles en condiciones normales de funcionamiento, y por sus valores de cargabilidad actuales están aptos para recibir o entregar potencia eléctrica hacia otro circuito por circunstancias de transferencias de carga.
- Las características eléctricas más importantes consideradas para efectuar una transferencia de carga tales como el tipo de transformador su conexión, ángulo de desfase y frecuencia, secuencia de fases, al igual que la capacidad de

los conductores y los transformadores aún están en un límite bajo presentada en cada subestación permitiendo realizar esta acción.

- Los puntos seleccionados en los circuitos trifásicos para ubicar reconectores permiten transferir el porcentaje de carga considerado sin ningún inconveniente, es decir, no hay riesgo de sobrecargar a los transformadores de potencia de las subestaciones ni que los conductores trabajen a su límite máximo.
- Luego de seleccionar los puntos óptimos para ubicar los reconectores a mitad de circuito se estableció que la mayor cantidad de incidencias de fallas residan aguas abajo del equipo por ubicar.
- Para el caso de los alimentadores pertenecientes a la subestación Quito los puntos seleccionados para la ubicación de los reconectores, están tomados en base a la cantidad de fallas registradas en el alimentador y el porcentaje de carga a transferir, ya que la corriente de cortocircuito es muy elevada en esta subestación, y por lo tanto en sus alimentadores, siendo así muy difícil establecer la coordinación de protecciones apropiada en estos equipos.
- Para el caso de los alimentadores pertenecientes a la subestación Los Pambiles los puntos seleccionados para la ubicación de los reconectores, están tomados en base al porcentaje de carga a transferir, debido a que esta es una subestación nueva por lo que no registra fallas, y presenta el mismo caso de la elevada corriente de cortocircuito que la subestación Quito.
- Puesto que las maniobras de transferencia de carga se van a realizar en secciones con circuitos trifásicos en los dos alimentadores, entonces los restauradores automáticos permitirán mejorar la confiabilidad en el sistema eléctrico, brindando la continuidad del servicio ante fallas momentáneas, y permitiendo que ante una falla permanente la menor cantidad de usuarios presencien una desconexión y de esta manera disminuye el tiempo y la frecuencia de las interrupciones experimentada por los usuarios pueden ser implementados usando ya sea reconectores o seccionadores bajo carga automáticos, no obstante conjuntamente con el personal de CNEL se ha creído importante tomar en cuenta que ya existen equipos reconectores instalados en otros circuitos

para realizar esta función, a más de que los reconectores constituyen dispositivos más robustos (poseen un mayor número de operaciones); motivos por el cual se ha recomendado el uso de reconectores para este proyecto.

- Debido a la incapacidad para establecer una correcta coordinación de protecciones entre el reconector ubicado en la cabecera y el equipo reconector que se desea instalar a mitad del alimentador por la alta corriente de cortocircuito que se produce en los alimentadores, no es posible que estos elementos actúen como equipos de protección, es decir, las posibilidades de autorecierre serán deshabilitadas (protecciones referente a corriente), por lo tanto operará como un interruptor comandado automáticamente que permite aislar el circuito aguas abajo del mismo para realizar transferencias de carga a otro alimentador de manera automática mediante el reconector de transferencia.
- La información del estado de los equipos restauradores se puede obtener y controlar por vía SCADA desde el Centro de Operaciones y Control de la distribuidora, ya que poseen la capacidad para ser integrados de esta manera se reduce el tiempo de actuación frente a cualquier acontecimiento presentado en el sistema eléctrico.
- Para transferir carga de su fuente original hacia una fuente alterna se deberá aislar el tramo con anomalía abriendo el restaurador ubicado a mitad de circuito y luego cerrar el reconector de transferencia para comunicar eléctricamente el tramo seleccionado a la fuente alterna.
- De acuerdo a los resultados arrojados por las operaciones de transferencia corriendo el flujo de potencia en el Software *CYMDIST*, se puede evidenciar que al transferir carga del alimentador 17QI010T13 (Circuito Centro) al 17PA011T01 (Circuito Pambiles), del alimentador 17QI010T15 (Circuito La Lorena) al 17PA011T04 (Circuito Pambiles) en su primera y segunda posibilidad y del alimentador 17QI010T15 (Circuito La Lorena) al 17PA011T05 (Circuito Pambiles) en su primera y segunda posibilidad son los únicos casos donde el transformador de potencia trabaja alrededor del 100% en su mínima capacidad que este puede entregar, los conductores no presentan ningún

inconveniente por estas acciones; resaltando que el análisis se efectuó en condiciones de demanda máxima.

- Para el resto de operaciones de transferencia se puede evidenciar que al transferir del alimentador 17PA011T04 al 17QI010T15 y del alimentador 17PA011T05 al 17QI010T15 los resultados son más confiables en base a la capacidad de los transformadores de potencia y de los conductores de los circuitos.

RECOMENDACIONES

- Para el presente proyecto se ha considerado la cantidad de abonados que pueden resultar desabastecidos en caso de una falla, no obstante, el nivel de corriente de cortocircuito para poder establecer una apropiada coordinación y/o selectividad de los mismos ante fallas y por último una cantidad de carga considerable a salvaguardar y transferir por el equipo, sin embargo, estos tres factores es algo difícil de conseguir en un mismo sitio del circuito, por ello se debe tomar otras opciones como retroceder o avanzar a lo largo del circuito disminuyendo o aumentando la carga y la cantidad de fallas suscitadas.
- Por cuanto las operaciones de transferencia de carga en su mayor parte van a ser realizadas de forma manual por parte de un operador desde el Centro de Operaciones Control de la distribuidora, se recomienda complementar el estudio con el análisis de un sistema automático o semiautomático de transferencias, para minimizar el riesgo de errores humanos al realizar las operaciones.
- Analizar la posibilidad de emplear interbloqueos entre los diferentes elementos del sistema mediante lógicas de control descentralizadas.
- Se recomienda realizar un análisis económico de para la implementación del proyecto.
- Dado que la subestación Los Pambiles entrará en operación en el presente año, se sugiere complementar este estudio con datos estadísticos reales que serán tomados durante los primeros meses de operación de la subestación.

REFERENCIAS

- Arriagada, A. (1994). Evaluación de confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución. Santiago de Chile.
- Ayre, J. (2005). Evaluación de la confiabilidad mediante el método de modo de fallas y ubicación óptima de seccionadores en una red de distribución eléctrica. Lima.
- Billinton, R., & Allan, R. (1994). Reliability evaluation of power systems. New York.
- Blacio, D., & Zaruma, J. (2012). Análisis de confiabilidad del sistema de distribución de la empresa eléctrica regional centrosur. (págs. 9, 11, 13, 18, 64). Cuenca, Ecuador.
- Cayo, C., Alonso, L., Guanoluisa, E., & Santiago, B. (2015). Análisis de confiabilidad de sistemas de distribución eléctrica con penetración de generación distribuida (Bachelor's thesis).
- Chalá, T., & Víctor, G. (2012). Análisis en los primarios de distribución de las subestaciones: no. 02, no. 10, no. 12, no. 32 y no. 53 pertenecientes a la Empresa Eléctrica Quito SA para reducir pérdidas (Bachelor's thesis).
- Chamorro, C. (2017). Localización óptima de reconectores con criterios de confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución radial. Quito, Ecuador
- Chusin, L., & Escobar, B. (2015). Análisis de confiabilidad de sistemas de distribución eléctrica con penetración de generación distribución . Quito, Ecuador .
- CONELEC, 0.-0. (2001). Calidad del servicio eléctrico en distribución. Quito, Ecuador.
- Coronel, M. (2015). Evaluación de confiabilidad y ubicación óptima de reconectores en sistemas eléctricos de distribución radial. Guayaquil, Ecuador.
- Cruz, C. (2015). Diseño de la coordinación del sistema de protecciones eléctricas en los alimentadores interconectados urbanos de la EERSA. Quito, Ecuador .
- CYME, 5.04(2012). Manual de análisis básico de CYMDIST- Guía de usuario. Canadá & Estados Unidos.
- Guato, C., & Hidalgo, A. (2013). Mejoramiento del sistema de protecciones de los alimentadores primarios de las S/E Puyo y Mushullacta pertenecientes a la empresa eléctrica Ambato S. A. Quito, Ecuador
- Juarez, J. (1995). Sistemas de distribución de energía eléctrica. Distrito Federal, México.

- Lino, V., & Jaramillo, J. (2016). Aplicacion de la lógica difusa para la transferencia de carga entre redes trifásicas de media tensión. La Libertad, Ecuador.
- Peña Ochoa, G. T., & Ramírez Vargas, J. N. (2012). Reconfiguración y optimización de los alimentadores primarios de la subestación obrapía y San Cayetano pertenientes a la EERSSA (Bachelor's thesis).
- Pulgarín et al, C. (2013). Localización óptima de reconectores normalmente abiertos para transferencia de carga. Pereira, Colombia
- Ramírez, M. (2004). Redes de distribución de energía. Manizales, Colombia
- Rivas, C. (2013). Manual de operacion, programacion y pruebas electricas del reconector automático trifasico, tipo intemperie, 630 a, 27 kV, acero inoxidable, marco schneider nu-lec, serie U, caja de control flex-vue.
- Robalino, R. (2016). Propuesta de metodología para mejorar la confiabilidad de los alimentadores primarios aéreos de la zona de Ambato. Quito, Ecuador.
- Tafolla, R. (2014). Consideraciones generales para optimizar el diseño electromecánico de subestaciones de transmisión. México D. F.

ANEXOS

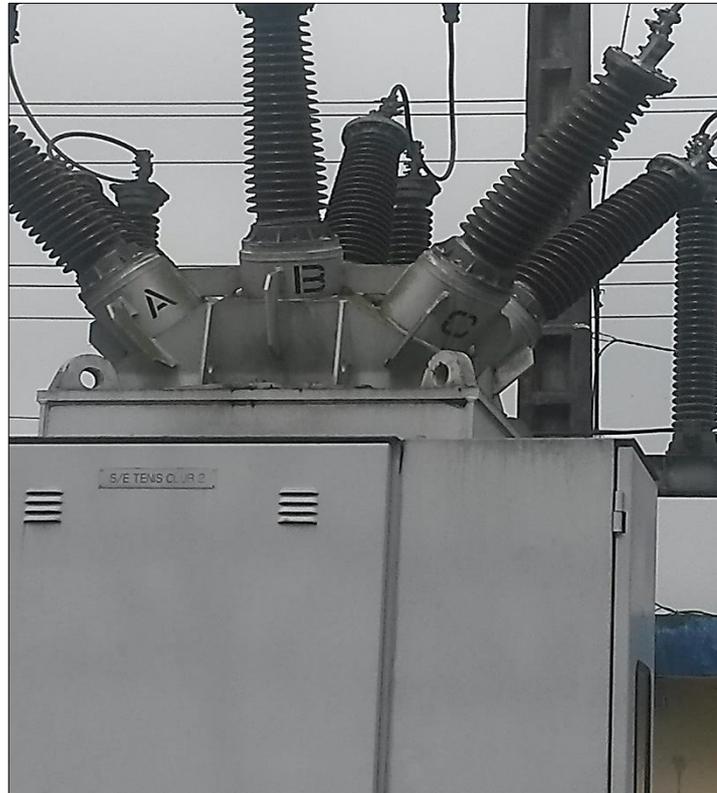
Anexo 1. Subestación Quito CNEL-EP UN. Santo Domingo



Anexo 2. Subestación Los Pambiles CNEL-EP UN. Santo Domingo

Anexo 3. Disposición de fases de los circuitos de las Subestaciones

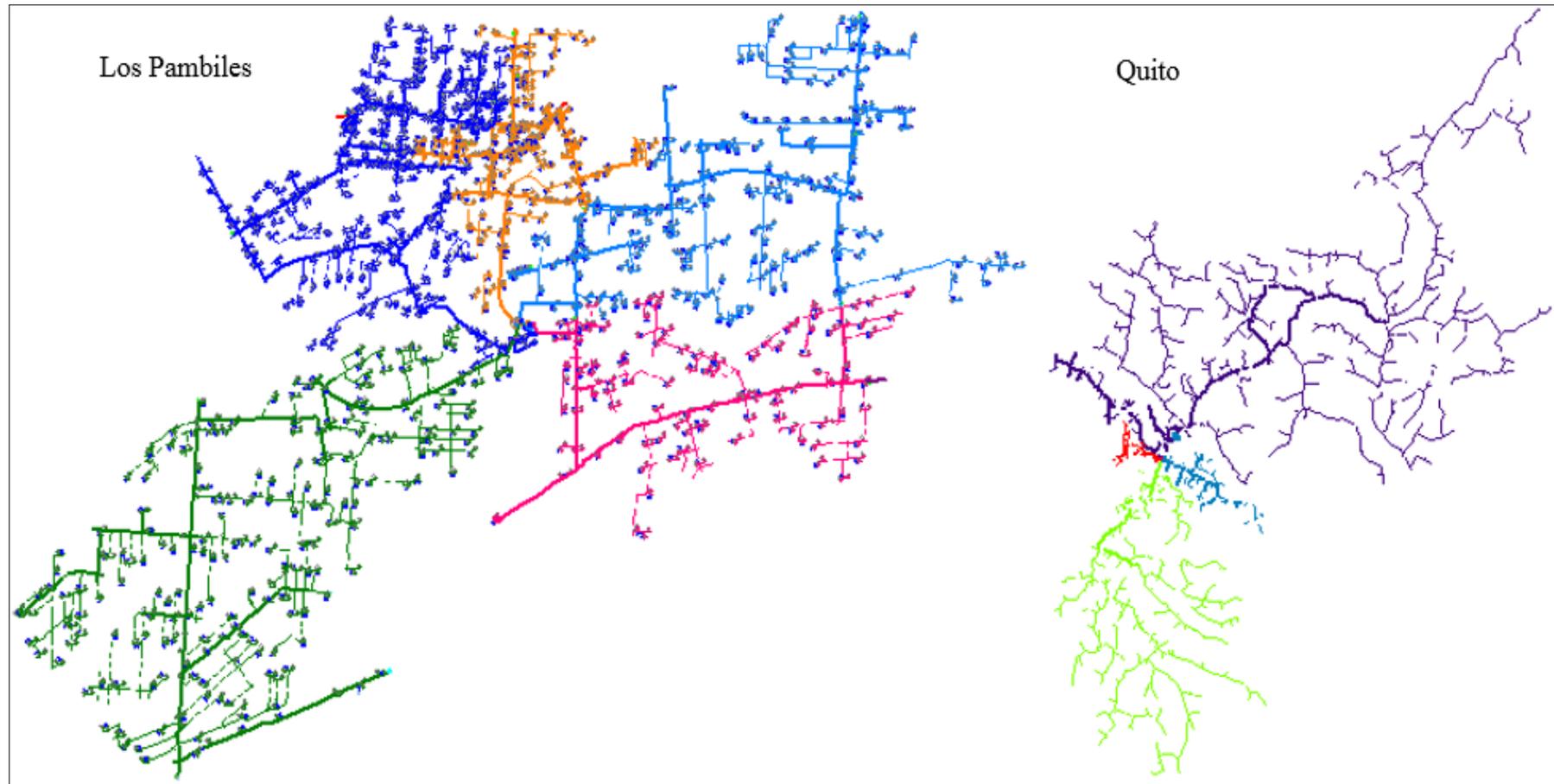
Subestación Quito



Subestación Los Pambiles



Anexo 4. Distribución primaria del sistema eléctrico de la subestaciones Quito y Los Pambiles, los cuales se muestran por separado para tener una mejor claridad de su recorrido de la cantidad de alimentadores que posee cada una, cada alimentador se distingue por colores diferentes.



Anexo 5. Resultados arrojados por el Software *CYMDIST* de los índices de confiabilidad perteneciente al alimentador Centro S/E Quito.

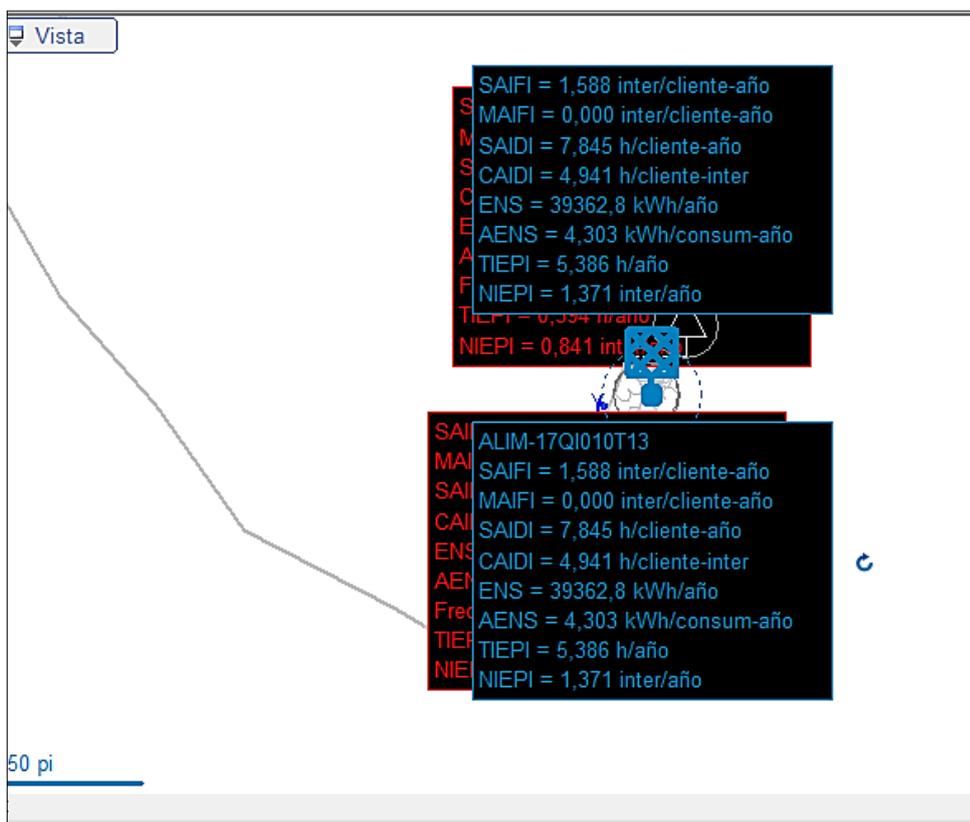
Detalles de los parámetros calibrados

Líneas aéreas

Calibrado	Red	Tasa de fallas (int/año/mi)	Tasa de fallas momentáneas (int/año/mi)	Tiempo de reparación (h/int)
<input checked="" type="checkbox"/>	ALIM-17QI010T13	0,9620941948569	0,006295162744889	2,346471385782

Líneas subterráneas

Calibrado	Red	Tasa de fallas (int/año/mi)	Tasa de fallas momentáneas (int/año/mi)	Tiempo de reparación (h/int)
<input checked="" type="checkbox"/>	ALIM-17QI010T13	0,197932609997	0,1608340717029	17,99710659074



Anexo 6. Reconectador tipo NOVA F6 adquiridos por la distribuidora de (COOPER Power Systems)



Anexo 7. Especificaciones técnicas reconector tipo NOVA

	Descripción	NOVA 27	NOVA 38
	CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS		
1	Voltaje nominal (KV)	27	38
2	Corriente nominal (A)	630	630
3	Tensión de prueba en seco 60Hz, 1 minuto.(KV)	60	70
4	Tensión de prueba en húmedo 60Hz, 10 segundos. (KV)	50	60
5	Tensión soportada al impulso tipo rayo, BIL, (KV)	125 o 150	170
6	Corriente de ruptura de cortocircuito (kA)	12.5	12.5
7	Frecuencia nominal de operación (Hz)	60	60
8	Vida mecánica (operaciones de C-O)	10000	10000
9	Tiempo de cierre (ms)	45	45
10	Tiempo de apertura (ms)	35	35
11	Tipo de mecanismo de actuación	Actuador magnético	Actuador magnético
	NORMAS Y CERTIFICACIONES		
12	Normas de fabricación ANSI/IEEE	C37.60	C37.60
13	Certificaciones ISO	ISO 9001	ISO 9001
	CARACTERÍSTICAS FÍSICAS		
14	Bushings con Aisladores resistentes a los rayos UV.	Material en resina epóxica	Material en resina epóxica
15	Material del tanque	Aluminio o Acero Inoxidable	Aluminio o Acero Inoxidable
16	Línea de fuga de los aisladores (mm)	770 o 950	950
17	Indicador mecánico de posición abierto/cerrado	Visible desde el suelo	Visible desde el suelo
18	Mecanismo manual de operación del recloser para apertura	Operación con pértiga	Operación con pértiga
19	Temperatura de operación (°C)	-40 a+55	-40 a+55
20	Peso (Kg)	91 o 101	101

Anexo 8. Pruebas realizadas a los equipos reconectores tipo NOVA F6 adquiridos por la distribuidora

Maleta de prueba



Control del equipo



Anexo 9. Familia de curvas de tiempo corriente IEC VI, disponible en los equipos

