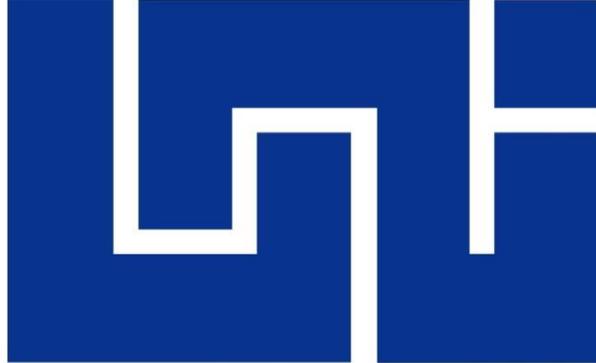


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA.  
FACULTAD DE ELECTROTECNIA Y COMPUTACIÓN.**



*Líder en Ciencia y Tecnología*

**TRABAJO MONOGRAFICO**

**GUIA PARA LA RECONFIGURACION DEL CIRCUITO DE MEDIA TENSION BATAHOLA 3050**

**PRESENTADO A LA UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA COMO REQUISITO PARA OPTAR  
AL TITULO DE INGENIERO ELÉCTRICO**

**Autor:**

**Br. Lixdamis Rangel Flores Castillo.**

**Br. Alba Martínez Zapata.**

**Tutor: Msc. Oscar Napoleón Martínez Zapata.**

**Managua, Agosto 2015.**



## AGRADECIMIENTOS.

**“Deseo agradecer con todo mi corazón a Dios el Señor Jesucristo por haberme brindado la vida y la sabiduría para poder terminar mi carrera”.**

*A la Empresa Dissnorte-Dissur por su colaboración para la realización de este trabajo de graduación.*

*A nuestro Tutor Msc. Oscar Napoleón Martínez por el asesoramiento de este trabajo, por su confianza y comprensión y al Ing. Luis Manuel Rodríguez por su apoyo y ejemplo no solo como lo que es un gran profesional sino también como una maravillosa persona*

*Y a todos los que hicieron posible y contribuyeron a la realización de este trabajo...*

*“Muchas Gracias”*



## RESUMEN.

La confiabilidad en sistemas de distribución, es una forma de brindar seguridad y tranquilidad a todos los que de una u otra forma se benefician del consumo de energía eléctrica, ya que se establecen índices de continuidad del servicio que hacen que las empresas distribuidoras Disnorte-Dissur se preocupen cada vez más por el servicio que están brindando, tratando de corregir futuras contingencias que afecten el funcionamiento de las redes de distribución.

Se presenta este trabajo una metodología de reconfiguración de redes de distribución, evaluada con un método Evolutivo aplicado a la minimización de índices de confiabilidad .Los índices de Confiabilidad propuestos contienen evaluación de índices de frecuencia y duración de falla, tanto por el lado del usuario y elementos de distribución de la red de afectados. Se muestra a través de diagramas unifilares, las configuraciones del circuito de distribución Batahola 3050.

Se desarrolla una guía técnica de reconfiguración, elaborada con la norma IEEE 1366 como una solución a las afectaciones que se encuentra sometido el circuito Batahola-3050, para localizar en cuales elementos del sistema se debe minimizar los índices de confiabilidad para así, alcanzar mayores niveles de disponibilidad de servicio de la red de distribución.

Como conclusión de la metodología y análisis de los resultados de la duración en horas de las interrupciones del circuito Batahola3050, se describen reconfiguraciones propuestas con sus maniobras para el circuito Batahola3050, para mejorar las condiciones de confiabilidad. Igualmente se implementan algunas recomendaciones de las nuevas configuraciones del circuito.

---

<sup>1</sup> Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica



## Tabla de contenido

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN.</b>	<b>1</b>
1.1	ANTECEDENTES.	3
1.1.1	ESTUDIOS DE RECONFIGURACION ELABORADO POR LA UNIVERSIDAD PONTIFICIA.	4
1.2	JUSTIFICACION.	4
1.3	ANALISIS DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION EN MT Y BT.	5
1.3.1	CARACTERISTICAS TOPOLOGICAS GENERALES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION.	6
1.3.2	SISTEMA TRIFASICO TETRAFILAR.	8
1.3.3	SISTEMA MONOFASICO TRIFILAR.	9
1.3.4	HIPOTESIS Y VARIABLES.	11
1.4	OBJETIVOS.	12
1.4.1	OBJETIVO GENERAL.	12
1.4.2	OBJETIVO ESPECÍFICOS.	12
1.5	CONTRIBUCIÓN DE LA TESIS.	13
1.6	ESTRUCTURA DE CONTENIDO.	14
<b>2</b>	<b>CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION.</b>	<b>15</b>
2.1	ASPECTOS REGULATORIOS ACORDE A LA NORMATIVA DEL SERVICIO ELECTRICO.	16
2.2	CONFIABILIDAD.	21
2.3	INDICES DE CONFIABILIDAD IEEE.	22
2.4	REDES DE DISTRIBUCION AEREAS.	25
2.4.1	REDES DE DISTRIBUCION SUBTERRANEAS.	26
2.4.2	CLASIFICACION DE LAS PERDIDAS DE ENERGIA ELECTRICA.	27
2.5	CARACTERISTICAS DE LA ARQUITECTURA DE RED DE MEDIA TENSION EN NICARAGUA.	28
2.5.1	TRONCAL.	25
2.5.2	LINEA DERIVADA Y SUBDERIVAD.	29
2.5.3	RACIMOS.	29
2.5.4	RED AEREA EN ANTENA.	30
2.5.5	RED AEREA APOYADA.	31
2.5.6	RED SUBTERRANEA.	31
2.5.7	PETALO.	32
2.5.8	PETALO APOYADO.	32



2.6	REPOTENCIACION DEL TENDIDO ELECTRICO.....	33
2.7	RECONFIGURACION DE CIRCUITO DE DISTRIBUCION.....	34
2.7.1	Finalidad de los Calculos de Reconfiguracion.....	35
2.7.2	Tecnicas de solucion de Reconfiguracion.....	36
2.7.3	Metodos de Reconfiguracion de Alimentadores.....	37
2.7.4	Metodo de Programacion Lineal.....	37
2.7.5	Metodos Heuristico de Optimizacion Civanlar.....	38
2.7.6	Beneficios de la Reconfiguracion en los Indices de Confiabilidad.....	41
<b>3</b>	<b>SUBESTACION BATAHOLA Y SUS CIRCUITOS DE DISTRIBUCION.....</b>	<b>42</b>
3.1	INFORMACION PROPORCIONADA POR EL AREA DE MANTENIMIENTO(DISSNORTE-DISSUR).....	43
3.2	DATOS DE SUPERVIOSRES DE MANTENIMIENTO DEL PLANTEL CONTECMA(DISNORTE-DISSUR).....	50
<b>4</b>	<b>MEMORIA DE CALCULO DEL CIRCUITO BATAHOLA 3050,CASO DE ESTUDIO.....</b>	<b>55</b>
4.1	DESCRIPCION TECNICA DE LOS CIRCUITOS DE LA SUBESTACION BATAHOLA.....	56
4.2	CARGABILIDAD ACTUAL DE LOS CIRCUITOS.....	58
4.3	EJEMPLO DE RECONFIGURACION.....	59
4.4	METODO EVOLUTIVO APLICADO A LA MINIMIZACION DE LOS INDICES DE CONFIABILIDAD.....	63
4.5	RADIALIDAD DE LA CODIFICACION.....	68
<b>5</b>	<b>ESTUDIO DE RECONFIGURACION DE BTH-3050.....</b>	<b>70</b>
<b>6</b>	<b>CIRCUITO BTH 3050 DE 14 PUNTOS DE CARGA,18 LINEAS,DOS SUBESTACIONES.....</b>	<b>74</b>
<b>7</b>	<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>88</b>
<b>8</b>	<b>RECOMENDACIONES DE TRABAJOS FUTUROS.....</b>	<b>89</b>
<b>9</b>	<b>REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....</b>	<b>90</b>
<b>10</b>	<b>ANEXO (GUIA DE REDES DE DISTRIBUCION EN MEDIA TENSION).....</b>	<b>95</b>
<b>11</b>	<b>ANEXO (PERDIDAS TECNICAS DEL CIRCUITO BTH-3050).....</b>	<b>113</b>
<b>12</b>	<b>ANEXO (PRESUPUESTO DEL CIRCUITO BTH-3050).....</b>	<b>XI</b>



## LISTA DE FIGURAS.

<i>Figura 1.1 Alimentador primario radial con interruptores de enlace y seccionadores.</i>	7
<i>Figura 1.2 Tipos de Conexiones</i>	8
<i>Figura 1.3 Sistema trifásico Tetrafilar</i>	8
<i>Figura 1.4 Sistema Monofásico Trifilar</i>	9
<i>Figura 1.5 Caracterización de las cargas del Sector Managua</i>	11
<i>Figura 1.6 Diagrama de Arquitectura de Red en Antena</i>	30
<i>Figura 1.7 Diagrama de configuración de red de Pétalo</i>	32
<i>Figura 1.8 Diagrama de configuración de red de Pétalo Apoyado</i>	32
<i>Figura 1.9 Técnicas de Reconfiguración de Alimentadores</i>	37
<i>Figura 1.10 Diagrama Unifilar de la IEEE de un sistema de 16 nodos</i>	39
<i>Figura 1.11 Ubicación Grafica acorde a la BDI de la Subestación Batahola</i>	57
<i>Figura 1.12 Diagrama del circuito BTH-3050 extraído de BDI</i>	57
<i>Figura 1.13 Ejemplo Efecto de reconfiguración en la confiabilidad</i>	59
<i>Figura 1.14 Circuito de ejemplo reconfigurado 1</i>	62
<i>Figura 1.15 Circuito de ejemplo reconfigurado 2</i>	62
<i>Figura 1.16 Codificación de vectores binarios</i>	68
<i>Figura 1.17 Ejemplo de árbol y Coarbol</i>	69
<i>Figura 1.18 Diagrama unifilar de Distribución BTH-3050</i>	74
<i>Figura 1.19 Sexta Reconfiguración</i>	76
<i>Figura 1.20 Análisis de soluciones</i>	87



## LISTA DE TABLAS.

<i>Tabla 1.1-Base de Datos de Transformadores BTH-3050,extraída de BDI</i>	43
<i>Tabla 1.2-VARIABLES Eléctricas del Circuito Batahola 3010</i>	51
<i>Tabla 1.3-VARIABLES Eléctricas del Circuito Batahola 3030</i>	52
<i>Tabla 1.4-VARIABLES Eléctricas del Circuito Batahola 3040</i>	52
<i>Tabla 1.5-VARIABLES Eléctricas del Circuito Batahola 3050</i>	53
<i>Tabla 1.6-VARIABLES Eléctricas del Circuito Batahola 3060</i>	53
<i>Tabla 1.7-VARIABLES Eléctricas del Circuito Batahola 3020</i>	54
<i>Tabla 1.8-Detalles adicionales de la demanda de la Subestación Batahola</i>	56
<i>Tabla 1.9-Inventario de los Circuitos de la Subestación Batahola</i>	58
<i>Tabla 1.10-Valores de <math>\lambda</math> y <math>r</math> de la figura 1.21</i>	60
<i>Tabla 1.11-Tabla de resultados de ejemplo</i>	61
<i>Tabla 1.12-Configuración Actual del BTH-3050</i>	71
<i>Tabla 1.13-Afectación de los puntos de carga del BTH-3050</i>	73
<i>Tabla 1.14-Sexta Opción Propuesta</i>	75
<i>Tabla 1.15-Sexta Reconfiguración Propuesta</i>	76
<i>Tabla 1.16-Primera Reconfiguración Propuesta</i>	77
<i>Tabla 1.17-Primera Opción Propuesta</i>	78
<i>Tabla 1.18-Segunda Reconfiguración Propuesta</i>	79
<i>Tabla 1.19-Segunda Opción Propuesta</i>	80
<i>Tabla 1.20-Tercera Reconfiguración Propuesta</i>	81
<i>Tabla 1.21-Tercera Opción Propuesta</i>	82
<i>Tabla 1.22-Cuarta Reconfiguración Propuesta</i>	83
<i>Tabla 1.23-Cuarta Opción Propuesta</i>	84
<i>Tabla 1.24-Quinta Reconfiguración Propuesta</i>	85
<i>Tabla 1.25-Quinta Opción Propuesta</i>	86
<i>Tabla 1.26-Puntos de Carga Alimentados Radialmente por el BTH-3050</i>	88
<i>Tabla 1.27-Presupuesto del Circuito BTH-3050</i>	XI



## LISTA DE ACRÓNIMOS.

<i>IEEE</i>	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers.</i>
<i>ASCR</i>	<i>Conductor de Aluminio Reforzado con Alma de Acero</i>
<i>SAIDI</i>	<i>Índice de Duración de Interrupción media del Sistema.</i>
<i>SAIFI</i>	<i>Frecuencia Media de Interrupción del Sistema.</i>
<i>ANSI</i>	<i>American National Standard Institute.</i>
<i>BDI</i>	<i>Base de datos de instalaciones.</i>
<i>FMIK</i>	<i>frecuencia media de interrupción por KVA afectados</i>
<i>TTIK</i>	<i>tiempo total de la interrupción por KVA afectados</i>
<i>SAIFI</i>	<i>Índice de frecuencia de interrupción media del sistema.</i>
<i>CAIDI</i>	<i>índice de duración de interrupción media de los usuarios</i>

## LISTA DE SÍMBOLOS.

<i>i</i>	<i>Denomina un suceso u interrupción</i>
<i>r<sub>i</sub></i>	<i>Tiempo de restauración por cada interrupción.</i>
<i>CMI</i>	<i>Minutos interrumpidos al cliente.</i>
<i>E</i>	<i>Evento o Suceso.</i>
<i>T</i>	<i>Total.</i>
<i>IM<sub>i</sub></i>	<i>Número de Interrupciones Momentáneas.</i>
<i>IM<sub>E</sub></i>	<i>Numero Momentáneo de sucesos Interrumpidos.</i>
<i>N<sub>mi</sub></i>	<i>Número de Clientes interrumpidos para cada evento momentánea durante el período</i>







# 1 Introducción

El instituto Nicaragüense de energía<sup>2</sup> [2], exige a la empresa distribuidora eléctrica Disnorte-Dissur que cumpla con la calidad y continuidad del Servicio Eléctrico para obtener una mayor eficiencia y confiabilidad del fluido Eléctrico. El objetivo principal de los índices de continuidad de la Normativa de Calidad del Servicio<sup>3</sup> es representar cuantitativamente la calidad del servicio a todos los usuarios del Sistema de Distribución

La elaboración de una guía para la reconfiguración del circuito de media tensión Batahola 3050 con lleva a la revisión del estándar IEEE 1366 [5] y la implementación de un método de reconfiguración<sup>4</sup> [5] [7], que sea capaz de encontrar la solución satisfactoria a la minimización de duración y número de interrupciones en el circuito de distribución llamado batahola 3050<sup>5</sup>, para minimizarlas de una manera eficaz y eficiente, ya que eliminarlas no es posible debido a la naturaleza de las mismas.

La compañía Disnorte-Dissur encargada de implementar mantenimientos y restablecimiento del servicio eléctrico en las redes de distribución, requiere la necesidad de mejorar sus índices de continuidad del circuito de distribución en media tensión Batahola 3050 de la subestación Batahola, tomando en cuenta como posibilidades de transferencia de carga ,planificando diseños de extensiones de red y retroalimentando por medio de interruptores tele controlados del circuito de la subestación Los Brasiles 3010, para minimizar el impacto de los fallos y duración de la interrupciones en este circuito. La mejor solución (óptimo global) a este problema de este circuito sería posible mediante un análisis exhaustivo del

---

<sup>2</sup> INE

<sup>3</sup> Resolucion- 016-INE-1999

<sup>4</sup> Institute of Electrical and Electronics Engineers

<sup>5</sup> Circuito de salida Aérea en Media tensión BTH3050 acorde a información aportada por la base de datos de instalaciones de la empresa Disnorte-Dissur



espacio de búsqueda, esto es, todas las posibles combinaciones de los estados de los interruptores. Esto no resultaría práctico, ya que el tiempo de análisis requerido sería excesivo, debido a la gran cantidad de interruptores que posee la red. Dentro de los aspectos clave de los indicadores referentes a la calidad del Suministro. Debe considerarse ampliar el número de indicadores de continuidad orientados al consumidor, es decir a los existentes FMIK, y TTIK<sup>6</sup> [2] proponemos agregar adicionalmente en la guía de reconfiguración de redes en media tensión los indicadores SAIFI, CAIDI, SAIDI,<sup>7</sup> reconocidos por la IEEE y orientados a la Confiabilidad de los circuitos de distribución y suministros eléctricos.

En la práctica, la reconfiguración de redes es un problema combinatorio de optimización no-lineal. Por lo tanto se quiere de un método evolutivo para hallar en forma eficaz y eficiente una configuración que minimice interrupciones y minimice los índices de continuidad del servicio eléctrico. El objetivo del estudio de reconfiguración del circuito batavola 3050 consiste en encontrar la estructura radial del sistema [1] de manera que favorezca la coordinación de protecciones, por lo tanto la red puede ser reconfigurada cambiando el estado de los interruptores y seccionadores, con lo que se reducen las interrupciones, mejore el perfil de tensión de los nodos de carga y se aumenta la confiabilidad del sistema, mientras se satisfacen todos los requerimientos de carga y se mantiene la radialidad

---

<sup>6</sup> FMIK: frecuencia media de interrupción por KVA afectados, TTIK: tiempo total de la interrupción por KVA afectados

<sup>7</sup> SAIFI, CAIDI: índice de duración de interrupción media de los usuarios, SAIDI: índice de duración de interrupción del sistema



## 1.1 Antecedentes.

La empresa de distribución Disnorte-Dissur ha venido desarrollando proyectos tales como [8]: mantenimientos, diseños de obras de redes protegidas, extensión de redes, repotenciación de circuitos, compensación de reactivos y algunos otros proyectos similares a los descritos anteriormente siempre con el objetivo de brindar un mejor servicio a sus clientes. Para controlar y analizar las interrupciones de los circuitos de distribución Disnorte-Dissur, ha implantado un Centro de operación de la red, encargado de operar las redes de distribución de las dos empresas Disnorte y Dissur el cual verifica la autenticidad de la falta del servicio por medio del sistema SGI<sup>8</sup> [31], el mismo está encargado de gestionar maniobras en la red de distribución para tener un mejor control en la determinación de las mismas. La función del SGI es gestionar la red, en tiempo real, además de esto nos brinda históricos de lo que ha sucedido en la red, duración de las interrupciones, con la base de datos que proporciona, se obtienen los índices de continuidad de los suministros que son calificados por el INE el cual es el que vela que la empresa de Disnorte-Dissur cumpla:

- a) La calidad de la tensión suministrada.
- b) La continuidad del servicio.

La Universidad Nacional de Ingeniería (UNI) ha realizado un esfuerzo por aumentar el nivel técnico y mejorar algunos parámetros de calidad en las redes de distribución eléctrica en Nicaragua por medio de Investigaciones monográficas tales como: Estudios de compensación de potencia Reactiva en los circuitos de Distribución Benjamín Zeledón 3010 y 3050<sup>9</sup> [28], utilizando equipos de Simulador de fallas<sup>10</sup> y Simulador de Estabilidad de sistemas eléctricos de potencia<sup>11</sup>.

<sup>8</sup> Sistema de Gestión de Incidencias

<sup>9</sup> Autor: Sebastián Dávila Carrillo, 27 de febrero de 1999

<sup>10</sup> Autor: Rene Gonzales Castellón, Tutor: Ing. Martin Morales

<sup>11</sup> Autor: Enrique Kuan Saunning



### **1.1.1 Estudio de Reconfiguración elaborado por la Universidad Pontificia Bolivariana de Medellín.**

Los estudios de reconfiguración de redes de distribución eléctrica en media tensión, principalmente son realizados por universidades extranjeras tales como la Universidad Politécnica Salesiana de Ecuador en el 2010 [6] y la Universidad Pontificia Bolivariana de Medellín en el 2013 [4], dichos resultados de reconfiguración se describen a continuación: se analizaron veintisiete (27) circuitos, de los cuáles se reconfiguraron diecinueve (19), y se proyectaron obras de redes de distribución aérea, 1,575 km de red a repotenciar su calibre, 1,642 km de red subterránea, 1 traslado de equipo de seccionamiento, 15 equipos nuevos de seccionamiento y 46 maniobras de apertura y cierre de seccionamiento, por lo tanto, aporta beneficios de seguridad en la operación y mejoramiento en la cargabilidad de los conductores del sistema de distribución.

## **1.2 Justificación**

Este estudio de reconfiguración contempla una guía con criterios técnicos e indicadores de confiabilidad [13] que se establecen producto de la revisión parcial de la norma 1366 de la IEEE vigente en la actualidad, para contribuir a una mejor continuidad en el servicio de energía eléctrica en el país.

Los aportes de guía para la reconfiguración de las redes de distribución eléctrica en media tensión son de tipo metodológico. Esto servirá principalmente para mejorar los índices de continuidad del circuito batahola 3050. Una preocupación por parte de la empresa de distribución de energía eléctrica es poder reducir las pérdidas de energía. Es importante saber que en todo sistema de electrificación ya sea rural o urbano producirá siempre pérdidas en algún punto del trayecto que comprende desde la subestación hasta llegar al último trayecto de línea por alimentar, de esto podemos mencionar que en la empresa de distribución Disnorte-Dissur presenta en el circuito batahola 3050 un total de 7.69% de



pérdidas en la distribución de Media Tensión, 3.30% de pérdidas en transformación y 0.44% en red de Baja Tensión [32].

Los criterios de Arquitectura de red en las muchas derivaciones no están siendo aplicados puesto que existen derivadas muy extensas en longitud y pequeñas en KVA instalados, de igual forma existen muchas derivaciones y Sub - derivaciones en las cuales no existen elementos de protección (Fusible), de igual manera sucede con muchos Transformadores exclusivos que se encuentran sobre dimensionados con respecto a la carga real lo que provoca un alto porcentaje de pérdidas en transformación, también hay caso como derivaciones que se encuentran dentro de la propiedad del cliente el cual con el tiempo ha realizado ampliación de la red sin informar a la empresa distribuidora, estos caso provocan perdidas no técnicas [32].

### **1.3 Análisis de los Sistemas de Distribución en MT Y BT**

Usualmente, todos los sistemas de distribución en Nicaragua incluyen niveles de tensión normalizados por la compañía Disnorte-Dissur en Managua que permiten el transporte de la energía eléctrica desde la salida de todas las barras de distribución primaria de las estaciones transformadoras de transmisión a distribución primaria, que vinculan la red de transmisión con la red primaria de distribución (en media tensión).

En Nicaragua a nivel regional [2], se extiende una red todavía de alta tensión (red de reparto) llamada troncal debido a que es el tramo de mayor capacidad que transmite la energía eléctrica desde la subestación de potencia a los ramales, los cuales son los alimentadores primarios energizados a través de la troncal en el cual van conectados los transformadores de distribución y los servicios particulares de los suministrados en media tensión. En particular los ramales son de calibre menor a la troncal pero la segunda difiere del ramal dado que los



calibres pueden ser desde ACSR<sup>12</sup> 1/0,3/0,4/0, 3336,356 y hasta 795 MCM, siempre variando a la densidad de la carga, generalmente están dentro del rango del voltaje de 138 kV- 69kv. Desde las subestaciones transformadoras de esta red cuelga a su vez una red de media tensión que se acerca al consumo más agregado. Los niveles de tensión nominal más utilizados en estas redes típicamente 7.6/13.2kv y 14.4/24.9kv [2]. Los transformadores de media/baja tensión se conectan a lo largo de la red para alimentar un conjunto de consumos finales, próximos unos de otros, por ejemplo dentro de población, o para alimentar un cliente final de algunas decenas o cientos de kW<sup>13</sup>. De los transformadores de distribución parten las líneas de la red BT<sup>14</sup> secundaria que llegan a los puntos de suministro de los clientes finales [14].

La red de BT está conformada por acometidas que salen del centro de transformadores, por lo tanto son circuito radiales aéreas o soterradas y llegan a los clientes finales. En Nicaragua, se tiene voltajes de 120/240,120/208,240/480 V entre fases y entre fase y neutro [2].

### 1.3.1 Características Tipológicas Generales del Sistema de Distribución

Topología: en la práctica los sistemas de distribución [7] están estructurados en forma radial debido a los siguientes criterios:

- Mayor economía en las protecciones.
- Fácil diseño.
- Menor dificultad de identificación de fallas.
- Se mejora el perfil de la tensión del sistema simplificando la operación de la red de distribución.

<sup>12</sup> Calibre de Aluminio con Alma de Acero

<sup>13</sup> Kilo Watt

<sup>14</sup> Baja Tensión

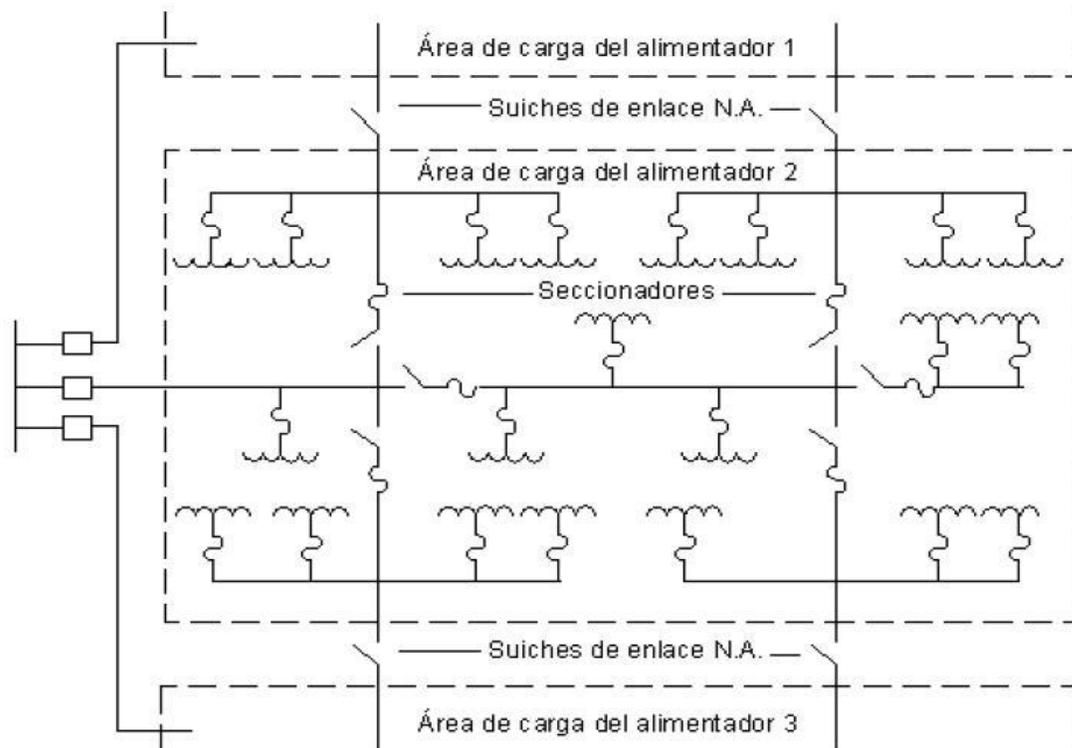


Figura 1.1 Alimentador primario radial con interruptores de enlace y seccionadores

La figura 1.1 muestra un alimentador primario modificado con seccionadores e interruptores de enlace [12] para proveer rápida restauración del servicio por interruptores de retroalimentación del alimentador primario.

Cada una de las modalidades del sistema radial será satisfactoria si la frecuencia de interrupciones es baja [12] y si existen formas de operar el sistema sin salidas planeadas a través de ITC<sup>15</sup> [24], por si las fallas temporales persisten, evitando que puedan afectar las cargas sensitivas.

- **Conexiones:** A continuación se muestra un esquema con las conexiones más comunes utilizadas en Nicaragua

<sup>15</sup> Interruptor Telecontrolado (Recloser)

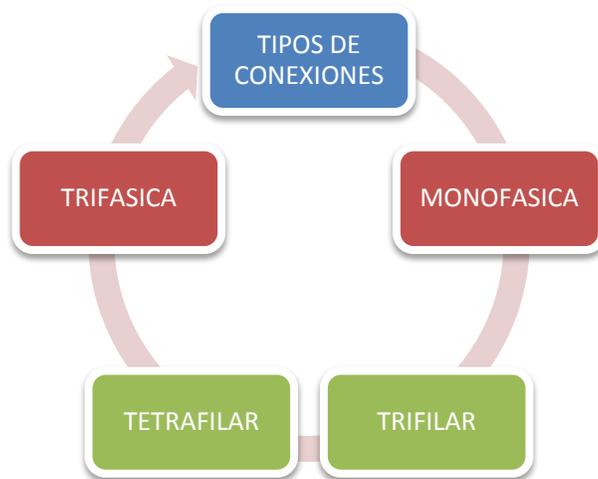


Figura 1.2 Tipos de Conexiones

### 1.3.2 Sistema Trifásico Tetrafilar.

Este sistema es ampliamente utilizado donde existen cargas trifásicas o monofásicas demasiado numerosas [12] (zonas de gran densidad de carga). Está conformado por 3 conductores con retorno ideal creándose un neutro físico que se lleva hasta la fuente como se muestra en la figura 1.3. Usado en redes de distribución residenciales y comerciales con gran densidad de carga y en sistemas industriales.

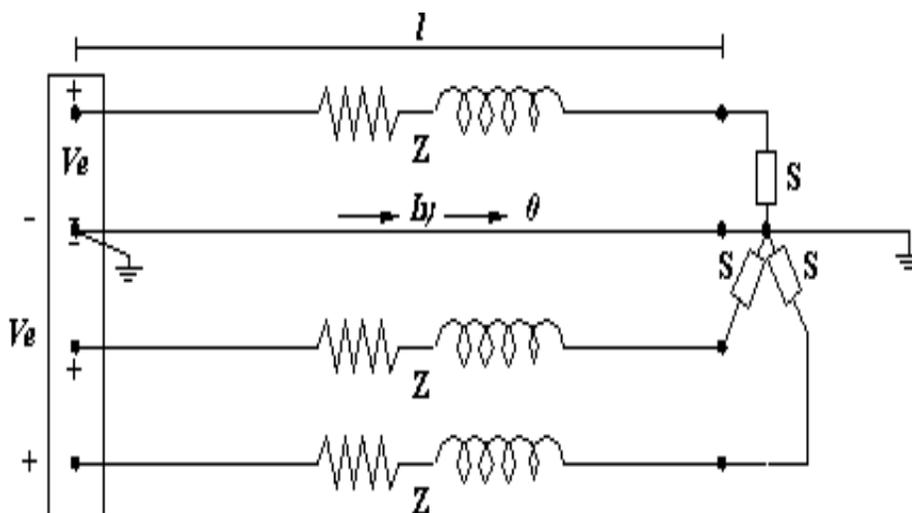


Figura 1.3 Sistema trifásico Tetrafilar.



### 1.3.3 Sistema Monofásico Trifilar.

Que se constituye como uno de los sistemas más usados para distribución y es casi exclusivo para zonas residenciales [12]. Este sistema puede ser conformado por 2 conductores con retorno ideal formando un neutro físico y llevándolo al punto de alimentación o fuente, tal como se muestra en la figura 1.4.

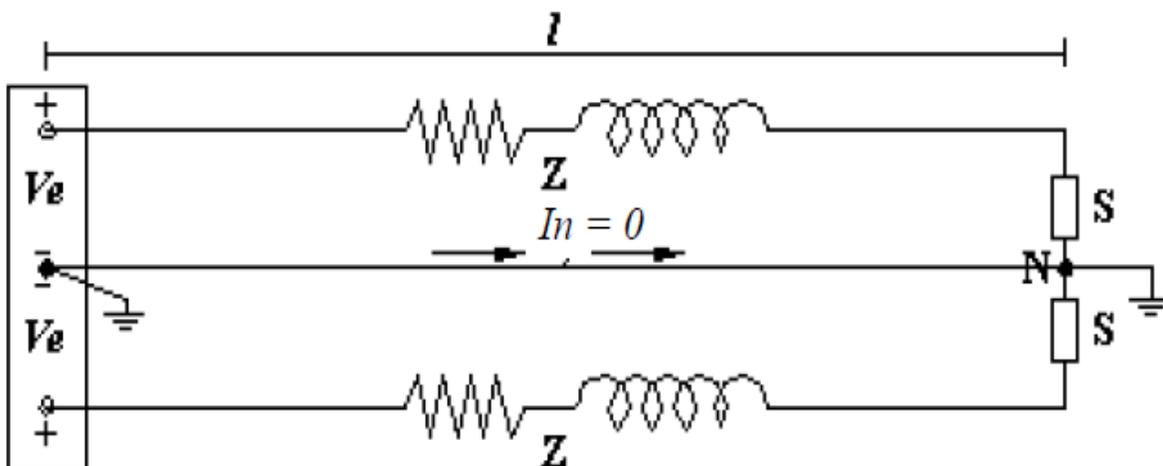


Figura 1.4 Sistema Monofásico Trifilar

### Naturaleza de las cargas del Sector Managua

- ❑ Contamos con 69 circuitos [15], de los cuales 7 superan los 100 Km y 30 los 15 MVA.
- ❑ El 87% de los clientes son residenciales y representan el 34% de la facturación.
- ❑ Es un sector con alto perfil residencial, comercial e industrial, según los Distritos donde se emplazan los suministros.
- ❑ Sector Managua tiene unas entradas mensuales de 151 Gwh, las cuales se distribuyen así: 18% SE- Altamira, 16% SE- Oriental, 9% SE- Batahola, 9% SE- Managua, 9% SE- Tipitapa, 8% SE- El periodista, 7% SE- Los Brasiles,



6% SE- Acahualinca, 6% SE- Portezuelo, 5% SE- Ticuantepe, 3% SE- San Rafael del Sur, 2% SE- Asososca y 2% SE- Montefresco.

- ❑ Sector Managua tiene unas pérdidas mensuales de 31.3 Gwh, las cuales se distribuyen así: 18% SE- Oriental, 15% SE- Batahola, 11% SE- Tipitapa, 11% SE- Altamira, 10% SE- Managua, 8% SE- Los Brasiles, 7% SE- Ticuantepe, 6% SE- Periodista, 6% SE- Acahualinca, 4% SE- San Rafael del Sur, 3% SE- Portezuelo, 2% SE- Asososca y 2% SE- Montefresco.
- ❑ En el sector tenemos 1,873 grandes clientes. En ellos se concentra el 56% de la facturación, siendo los principales CEMEX, Compañía Cervecera de Nicaragua, Coca-Cola, Astro Parque Industrial y HOLCIM.
- ❑ El Sector tiene 86,872 clientes de consumo fijo que representan el 25% de los clientes y el 3% de la facturación, lo que hace denotar la necesidad de ampliación de redes para brindar un servicio normalizado.  
En la siguiente imagen se aprecia la cobertura de los circuitos y sus consumos con respecto a su facturación del año 2013

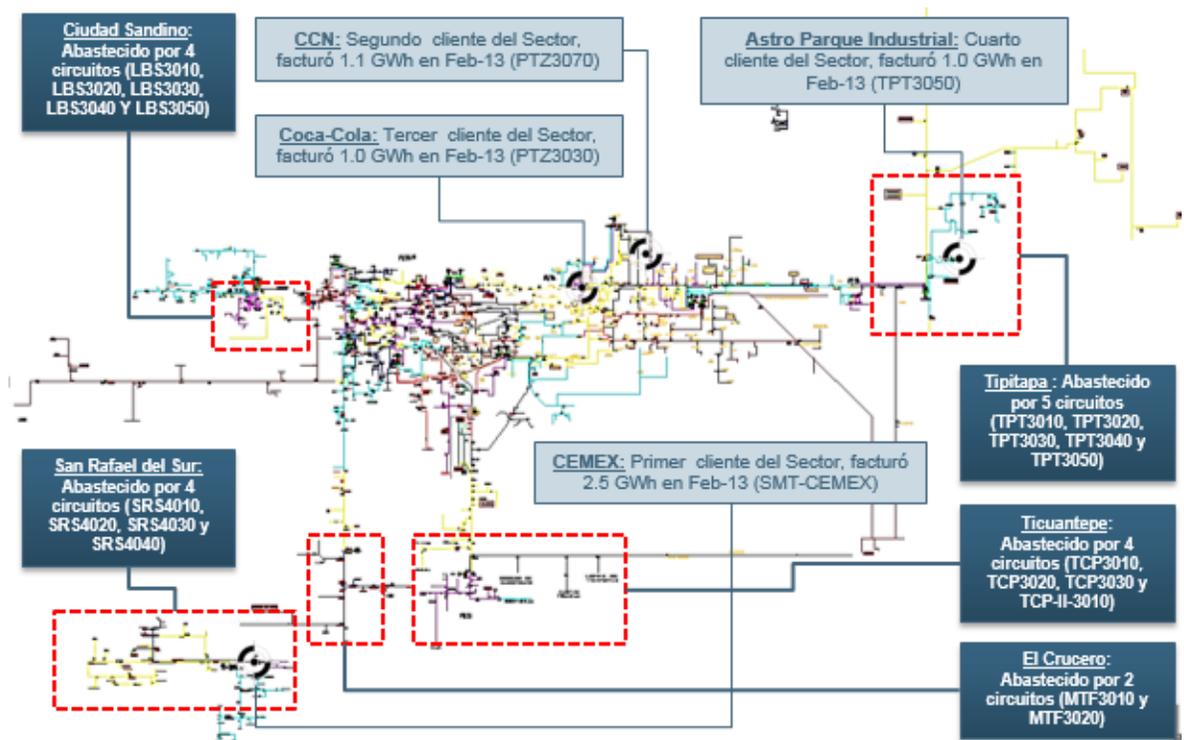


Figura1.5 Caracterización de las cargas del Sector Managua

### 1.3.4 Hipótesis y Variables

Una Guía para la Reconfiguración del Circuito de Media Tensión Batahola 3050, permitirá minimizar las interrupciones en este circuito de distribución eléctrica

**Variables:** Estándar IEEE 1366, Indicadores de Continuidad, Normativa del Servicio Eléctrico.



## 1.4 Objetivos

### 1.4.1 Objetivo General.

- ✚ Elaborar una Guía para la Reconfiguración del Circuito de Media Tensión Batahola 3050, implementando Indicadores de Operación

### 1.4.2 Objetivo Específicos.

- ✚ Implementar la minimización de los índices de confiabilidad SAIFI, SAIDI y CAIDI en la guía para la Reconfiguración del Circuito Batahola 3050
- ✚ Implementar la minimización de los índices de confiabilidad SAIFI, SAIDI y CAIDI en la guía para la Reconfiguración del Circuito Batahola 3050.



## 1.5 Contribución de la Tesis

El presente documento, tiene como objeto brindar información relacionada con el estado del arte de reconfiguración en sistemas de distribución eléctrica, basado en las norma IEEE 1366 para luego seleccionar las más adecuadas y poder establecer una guía que contenga criterios técnicos, y elementos necesarios para reconfigurar las redes de distribución de Media Tensión en Nicaragua.

La Metodología de la presente guía de reconfiguración puede ser aplicada en todas las circunstancias en las cuales se requiera la reconfiguración de una red de media tensión que implique a un sólo circuito de distribución de energía o que involucre varias subestaciones de energía.

El aporte Metodológico de este trabajo se refleja en el sentido de que logrando obtener una guía de reconfiguración de circuitos eléctricos, el suministro de energía será confiable, y los usuarios podrán desarrollar mejor sus procesos industriales, comerciales o residenciales.



## **1.6 Estructura de Contenido.**

El presente trabajo monográfico está estructurado en tres capítulos y sus anexos de la siguiente forma: en el primer capítulo se presenta la introducción del tema abordado en ésta monografía, donde se realiza una revisión general de los índices de confiabilidad a implementar en la guía redes de distribución en Media tensión y se aborda y analiza el estado del arte en la reconfiguración de las redes de distribución en materia de regulación de los índices de confiabilidad del estándar 1366 IEEE, expresándose un listado de métodos técnicos de reconfiguración heurísticos y un método evolutivo, con el propósito de citar las más adecuadas en esta Monografía para implementarla en la guía de reconfiguración de redes de distribución en Media tensión .En el Capítulo 2 se expresa la problemática actual de las interrupciones por cada centro de transformación en el circuito Batahola 3050,y se muestra las variables eléctricas totales de cada uno de los circuitos de la Subestación Batahola.En el capítulo 3 se expresa en la memoria de cálculo datos de la subestación batahola y del circuito Batahola 3050, análisis de resultados a través de tablas en Excel desarrolladas con las fórmulas de los índices de confiabilidad, basados en el estándar IEEE 1366 [13]. Finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones de este trabajo de investigación.



# CAPÍTULO 1

## Confiabilidad en Sistemas de Distribución.

En este capítulo se presenta el objetivo y la importancia de los índices de confiabilidad. La Confiabilidad en los últimos años se ha convertido en un tema de mucho interés de tomar en cuenta en un sistema eléctrico de potencia, debido a la afectación de fallas que tenga el sistema de distribución [7]. Otro motivo importante de señalar es la normativa que cubre el sector eléctrico regulatorio, teniendo mayor atención en el campo de la confiabilidad ya que se penaliza con fuertes sanciones<sup>7</sup> a la empresa distribuidora cuando no suministra un servicio confiable, es decir cuando existen fallas o interrupciones del suministro de energía eléctrica.

La confiabilidad en Sistemas de Distribución se menciona como la capacidad de un sistema de proporcionar un adecuado suministro de energía eléctrica [7], considerándose como una propiedad cualitativa más que cuantitativa. Aunque en la práctica se requiere tener una idea sobre el comportamiento de la red, para implementar una mejor toma de decisiones sobre el diseño y planificación de la red del suministro eléctrico.



## **2.1 Aspectos Regulatorios acorde a la Normativa del Servicio Eléctrico.**

Acorde a la resolución del Consejo de Dirección del Instituto Nicaragüense, No. 016-INE-1999 [2]. La cual establece, que el servicio eléctrico de distribución debe prestarse con Calidad, continuidad, y sin distorsiones que afecten la calidad del servicio al Usuario final, debiéndose, en todo caso, aplicar de descuentos tarifarios a la Empresa de Distribución, cuyo cálculo se basará en el perjuicio económico que le ocasiona al Cliente recibir un servicio en condiciones no satisfactorias.

El INE crea la normativa del Servicio de distribución, [2] para establecer obligaciones de cada Empresa de Distribución la cual será responsable de efectuar las mediciones correspondientes y el procesamiento de los datos recolectados. Los límites de la red de la Empresa de Distribución sobre la cual se calcularán los indicadores internos son, por un lado los terminales de cada alimentador de distribución primaria (en media tensión) en la estación transformadora de transmisión a distribución primaria, y por el otro, la salida a la red de distribución secundaria del transformador de rebaje hasta el punto de medición del cliente de tales servicios, tolerancias permisibles métodos de control, descuentos tarifarios, y o multas respecto de los siguientes parámetros:

- a) La calidad de la tensión suministrada.
- b) La continuidad del servicio.
- c) La calidad del Servicio Comercial.
- d) Descuentos tarifarios
- e) Sanciones y Penalidades
- f) Indicadores Calidad del Servicio. Etapa 1
- g) Indicadores Calidad del Servicio. Etapa 2



El objetivo del sistema de medición y control de la calidad del servicio eléctrico de distribución es que todo distribuidor disponga de un sistema auditable que permita el análisis y tratamiento de las mediciones realizadas para la verificación de la calidad del producto y del servicio técnico

### **1. Calidad de la Tensión Suministrada**

Las variaciones porcentuales de la tensión admitidas con respecto al valor nominal en el punto de suministro al cliente son las siguientes:

- Suministros desde la red primaria de distribución: - 6 % / + 6 %
- Suministros desde la red secundaria de distribución: - 8 % / + 8 %
- Suministros rurales: - 10 % / + 10 %

### **2. Continuidad del Servicio**

Los valores tope admitido para los índices de interrupción por kVA nominal instalado (frecuencia media de interrupción FMIK) y tiempo total de interrupción TTIK), por semestre en caso de fallas debidas a la red de Distribución (Media Tensión y/o Baja Tensión) son los siguientes:

a) Subetapa 1.

a.1.) FMIK  $\leq$  2,5 veces por semestre

a.2.) TTIK  $\leq$  7 horas por semestre

b) Subetapa 2.

b.1.) FMIK  $\leq$  2,1 veces por semestre

b.2.) TTIK  $\leq$  5,8 horas por semestre



c) Subetapa 3.

c.1.) FMIK <= 1,8 veces por semestre

c.2.) TTIK <= 4,6 horas por semestre

2. La energía no suministrada asociada al incumplimiento de los indicadores máximos, se calculará de acuerdo a lo siguiente:

a) Subetapa 1 / causas internas.

Si se excede FMIK:

- $ENS (kWh) = (FMIK \text{ registrado} - 2,5) * (TTIK/FMIK) \text{ registrado} * Pti.$

Donde Pti es el cociente entre la energía facturada por cada Empresa de Distribución en el semestre inmediato anterior al semestre controlado, y la cantidad total de horas del semestre correspondiente.

Si se excede TTIK:

- $ENS (kWh) = (TTIK \text{ registrado} - 7) * Pti.$

b) Subetapa 2 / causas internas.

Si se excede FMIK:

- $ENS (kWh) = (FMIK \text{ registrado} - 2,1) * (TTIK/FMIK) \text{ registrado} * Pti.$

Si se excede TTIK

- $ENS (kWh) = (TTIK \text{ registrado} - 5,8) * Pti.$

c) Subetapa 3 / causas internas.

Si se excede FMIK:

- $ENS (kWh) = (FMIK \text{ registrado} - 1,8) * (TTIK/FMIK) \text{ registrado} * Pti.$

Si se excede TTIK:

- $ENS (kWh) = (TTIK \text{ registrado} - 4,6) * Pti.$



3. Los descuentos tarifarios se determinarán sobre la base de la energía no suministrada. Cada KWh no suministrado a compensar se valorizará a 0,42 \$/KWh.

## **ANEXO TÉCNICO 2: ETAPA 2.**

### **I. Calidad de la Tensión Suministrada.**

1. Las variaciones porcentuales de la tensión admitidas con respecto al valor nominal en el punto de suministro al cliente son las siguientes:

- Suministros desde la red primaria de distribución: - 5 % / + 5 %
- Suministros desde la red secundaria de distribución: - 5 % / + 5 %
- Suministros rurales: - 8 % / + 8 %

### **II. Continuidad del Servicio.**

1. Los valores máximos admitidos para los indicadores de continuidad son los siguientes:

a) Frecuencia de interrupciones:

a.1.) Usuarios en Alta Tensión: 3 interrupciones /semestre

a.2.) Usuarios en Media Tensión: 4 interrupciones/semestre

a.3.) Usuarios en Baja Tensión (pequeñas y medianas demandas): 8 Interrupciones/semestre

a.4.) Usuarios en Baja Tensión (grandes demandas): 6 Interrupciones/semestre

b) Tiempo máximo de interrupción:

b.1.) Usuarios en Alta Tensión: 2 horas/Usuario semestre

b.2.) Usuarios en Media Tensión: 3 horas/Usuario semestre



b.3.) Usuarios en Baja Tensión (pequeñas y medianas demandas): 8 horas/Usuario semestre

b.4.) Usuarios en Baja Tensión (grandes demandas): 4 horas/Usuario semestre

2. La energía no suministrada asociada al incumplimiento de los indicadores máximos, se calculará de acuerdo a lo siguiente:

- $ENS \text{ (kWh)} = \text{SUMi} \text{ (EA/525.600 * Ki)}$

Dónde:

SUMi: Sumatoria de las “i” horas expresadas en minutos, en que el Usuario no tuvo servicio por encima de los límites aquí establecidos.

EA: Total de energía facturada al Usuario para el que se está calculando la bonificación, en los últimos doce (12) meses.

Ki: Factor representativo de las curvas de carga de cada categoría tarifaria. El mismo tendrá un valor dado para cada hora del día y será determinado por el INE luego que la Empresa de Distribución realice las mediciones y obtenga la curva de carga para cada categoría tarifaria durante la Etapa 1, de acuerdo a lo establecido en la presente Normativa.

3. Los descuentos tarifarios se determinarán sobre la base de la energía no suministrada.

Cada kWh no suministrado a compensar se valorizará:

- Tarifa pequeñas demandas: 0,50 U\$/kWh
- Tarifa medianas demandas: 0,70 U\$/kWh
- Tarifa grandes demandas: 1,00 U\$/kWh



## **2.2 Confiabilidad.**

La confiabilidad [29] es la probabilidad de que un sistema o un equipo, cumpla sus objetivos adecuadamente durante un período determinado de tiempo y bajo unas condiciones dadas de operación.

La esperanza para un usuario de disponer de un servicio continuo depende básicamente de las características físicas eléctrico y de las condiciones de operación del mismo, que dependen de los mismos consumos, factores climáticos, infraestructura existente, etc. Este nivel de confiabilidad debe responder a un compromiso entre las capacidades económicas de las partes involucradas, empresa y usuario.

Usualmente la confiabilidad [29] se expresa por medio de índices numéricos que describen la continuidad del servicio para el usuario. Estos índices se calculan a partir de valores históricos o estadísticas sobre tasas de falla y tiempos de reparación de los diferentes elementos que conforman el sistema de distribución, considerando lógicamente las características y configuración de la red.

La confiabilidad [29] del sistema se ve altamente favorecida cuando existe posibilidad de hacer transferencias de carga entre alimentadores y cuando el alimentador se diseña con varios tramos conectados entre sí mediante seccionadores. En el primer paso los consumidores sometidos a la interrupción pueden ser servidos de alimentadores adyacentes que dispongan de capacidad extra para tener el incremento de la carga.



## 2.3 Índices de Confiabilidad IEEE

Se expresan en la segunda parte de este capítulo los índices de confiabilidad que nosotros consideramos incluir en la presente Guía que más adelante en el transcurso de la Monografía mostraremos siempre con el objetivo de aportar beneficios económicos con respecto al uso de estos para cuantificar las pérdidas técnicas en las redes de distribución en el país.

El objetivo general de los índices de confiabilidad<sup>13</sup> es representar cuantitativamente la calidad del servicio suministrado a todos los usuarios del sistema de distribución. Estos se pueden separar en dos grupos. Índices del usuario e índices del sistema según el y según el sistema se puede identificar aquellos que indican la capacidad del sistema para reponerse de una anomalía y entregar toda la energía presupuestada.

A nivel mundial se maneja una gran cantidad de índices de confiabilidad reconocidos por la IEEE.

Este índice indica la duración total media de interrupción para el cliente durante un período predefinido de tiempo. Comúnmente se mide en minutos u horas de los clientes de interrupción. Matemáticamente, esto se da en la ecuación.

### 1. Índices orientados al consumidor

- ✚ 1.SAIFI [13], índice de interrupción media del sistema (System average interruption frequency index)

$$SAIFI = \frac{\text{Numero de interrupciones a los usuarios}}{\text{Numero Total de usuarios atendidos}} \quad (1)$$

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} \quad (1.1)$$



Dónde:

$N_i$ : es el número de usuarios del punto de carga  $i$

$\lambda_i$ : es la tasa de fallas del punto de carga  $i$

**2. SAIDI, índice de duración de interrupción del sistema\*system Average Interruption Duration Index):**

$$SAIDI = \frac{\text{Numero de duracion de las interrupciones}}{\text{Numero total de usuarios atendidos}} \quad (2)$$

$$SAID = \frac{\sum U_i \lambda_i N_i}{\sum N_i} \quad (2.1)$$

Dónde:

$N_i$ : es el número de usuarios del punto de carga  $i$

$U_i$ : ese tiempo de interrupción anual del punto de carga  $i$

**3. CAIDI, índice de duración de interrupción media de los usuarios**

$$CAIDI = \frac{\text{Suma de la durac de las interrupciones}}{\text{Numero total de usuarios afectados}} \quad (3)$$

$$CAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (3.1)$$



#### 4. Índice total duración media de interrupción del cliente

Este índice representa el promedio de tiempo total en el período de información que los clientes que en realidad experimentaron una interrupción quedaron sin electricidad. Este índice es un híbrido de CAIDI [13] y se calcula de manera similar, excepto que los clientes con múltiples interrupciones se cuentan una sola vez. Matemáticamente, esto se da en la Ecuación

$$CTAIDI = \frac{\text{Suma de duracion de las interrupciones al consumidor}}{\text{Numero total de usuarios afectados}} \quad (4)$$

Para calcular el índice, utilizar la ecuación:

$$CTAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{CN} \quad (4.1)$$

Los índices de confiabilidad de la IEEE mostrados anteriormente son útiles cuando se provee el historial de funcionamiento del sistema de distribución, pero en la práctica existen otros métodos para predecir y proyectar el comportamiento futuro de un sistema para tomar evaluaciones más acertadas.



## 2.4 Redes de Distribución Aéreas.

En esta modalidad los conductores [29] que comúnmente se utilizan son desnudos, van soportados a través de aisladores en crucetas metálicas, en postes fabricados en concreto o madera o metálicos en sistemas urbanos y rurales. Comparativamente las instalaciones aéreas tienen un menor costo inicial que las subterráneas (10 veces menos). Pero, están expuestas a un gran número de factores que pueden ocasionar muchas interrupciones en el servicio tales como:

- ✚ Descargas atmosféricas.
- ✚ Lluvias.
- ✚ Granizo.
- ✚ Vientos.
- ✚ Polvo.
- ✚ Temblores.
- ✚ Gases contaminantes.
- ✚ Contactos con ramas de árboles.
- ✚ Vandalismo.
- ✚ Choques de vehículos

Otras desventajas al comparar con el sistema de distribución subterráneo son:

- ✚ Poca estética.
- ✚ Menos confiabilidad.
- ✚ Menos seguridad (Peligro a los transeúntes)

Sin embargo, a pesar de las contingencias a las que pueden estar sometidas, las redes aéreas son las más utilizadas



Las redes aéreas tienen las siguientes ventajas:

- + Fácil mantenimiento.
- + Rápida localización de fallas.
- + Costo inicial bajo.
- + Costos de mantenimiento bajos.
- + Fácil diseño y construcción.

#### 2.4.1 Redes de distribución Subterráneas

Son empleadas en zonas donde por razones de urbanismo, de concentración de carga, congestión o condiciones de mantenimiento no es aconsejable el sistema aéreo [29]. Actualmente el sistema subterráneo es competitivo frente al sistema aéreo en zonas urbanas céntricas.

Desventajas:

- + Su alto costo inicial.
- + Dificultad para localizar las fallas cuando hay daño en el aislamiento.
- + Mantenimiento costoso y complicado.
- + Su diseño y construcción es complicado.

Respecto a la red aérea el sistema subterráneo resulta ser:

- + Más confiable.
- + De mejor estética.
- + Más seguro.

La razón de su alta confiabilidad radica en el hecho de que no se ve afectada por los factores mencionados para la red aérea.



## 2.4.2 Clasificación de las Pérdidas de Energía Eléctrica

Dependiendo de la naturaleza, sistema, nivel de voltaje o tipo de causa, las pérdidas de energía se pueden clasificarse en:

### Según su naturaleza

- ✚ Pérdidas técnicas de energía en los sistemas de transmisión y distribución.
- ✚ Pérdidas negras o en el recaudo de las empresas que por distintas causas no se factura o se subfacturan.

### Pérdidas en sistemas de distribución

- Pérdida en alimentadores primarios.
- Pérdidas en transformadores de distribución
- Pérdidas en redes secundarias.

### Según el tipo de carga

#### Pérdidas debidas a distintos fenómenos físicos

- Pérdidas por efecto Corona.
- Pérdidas por disipación térmica en líneas y transformadores
- Pérdidas por disipación térmica en el núcleo de transformadores.

#### Pérdidas por energía consumida pero no facturada (Pérdidas negras)

- Pérdidas por descalibración de contadores debido a uso o a fallas físicas.
- Pérdidas por descalibración fraudulenta de los contadores.
- Pérdidas por alteración fraudulenta de los circuitos de conexión a los contadores.



- Pérdidas por error en la lectura de los contadores y en el proceso de la facturación.
- Pérdidas por error en la facturación al estimar consumos sin contador de energía.
- Pérdidas por conexiones a la red sin autorización.

## **2.5 Características de la Arquitectura de red de Media Tensión en Nicaragua**

### **2.5.1 Troncal**

La Topología actual [24] con la cual cuentan los circuitos de distribución en el sector Managua ha sido definida por el documento de Arquitectura de red del vigente desde el año 2006 e implementada por la empresa Dissnorte-Dissur. Los Criterios descritos están aplicados a todos los elementos sometidos a las tensiones denominadas como media tensión (MT), es decir menos o igual a 36kv. La descripción de los elementos de la red es una línea con una gran extensión de derivaciones trifásicas, en los cuales se utilizan varios tipos de estructuras de concreto o madera, la red de distribución varía dependiendo de la tipología del terreno de la factibilidad de la colocación de la estructura, por lo general para la red urbana son de concreto y para el área rural de madera.

La línea troncal es trifásica y parte de la salida de la barra de BT de la subestación y constituye el eje eléctrico de una zona geográfica de distribución, en Managua los circuitos de distribución en algunos casos, son apoyados por otra línea eje de la misma o próxima subestación.

De la Troncal parten las líneas derivadas y las derivaciones hacia los transformadores de distribución, esta línea se puede reconocer por las siguientes características: es la línea que circula paralela a la carretera (esto aplica para las líneas rurales), la tronca puede enlazar con la misma u otra subestación, la carga



máxima de diseño de una línea troncal no debe superar los 400 A, y la carga máxima de diseño de una salida de subestación no superara los 10,000 kVA.

Los elementos de maniobra a instalarse en la troncal serán interruptores telecontrolados, sin embargo en caso de líneas de gran longitud y cargas reducidas en áreas de difícil acceso, se podrán intercalar seccionadores de accionamiento manual con el objetivo de dividir en dos o más tramos la sección de la troncal situada entre dos interruptores telecontrolados [24].

### 2.5.2 Línea derivada y subderivada

Las líneas derivadas [24] son aquellas líneas que parten de una troncal, es decir alimentan a las subderivadas y racimos. Estas líneas serán siempre abiertas, no teniendo ninguna otra posibilidad de alimentación desde otras líneas secundarias o principales y las subderivadas tiene su enlace en las líneas derivadas alimentando a los racimos. La potencia instalada por fase en las líneas derivadas monofásicas no podrá superar el 5% de la potencia total instalada en el circuito completo. La conexión de la línea derivada a la línea principal se podrá efectuar por medio de:

- ✚ ITC<sup>16</sup>
- ✚ Recerrador
- ✚ Seccionalizador o autoseccionador.

### 2.5.3 Racimos

Son grupos de transformadores monofásicos de distribución que comparten un elemento de protección y maniobra.

Las limitaciones de los Racimos son las siguientes:

---

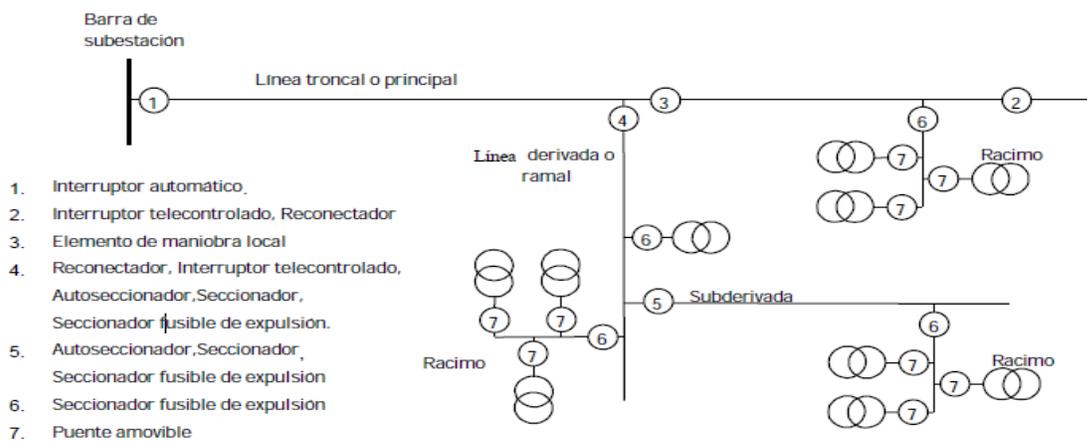
<sup>16</sup> Interruptor Telecontrolado



- ✚ Potencia máxima instalada de 200 kVA.
- ✚ máximo de 8 transformadores.

### 2.5.4 Red Aérea en Antena

Estas redes están formadas por líneas [24] que parten de una subestación y no tienen apoyo de ningún otro circuito. Estas redes son típicamente rurales.



**Figura 1.6 Diagrama de Arquitectura de red en Antena**

El diagrama de la red presentado en la figura muestra la arquitectura que se debería implementar en las zonas rurales. Si recorremos la salida se observa que, como criterio general, se instalará un interruptor con reenganche o un recerrador en la salida de la subestación. Con este equipo se filtran todas las fallas fugaces que, en el caso de las zonas rurales, representan un alto porcentaje del total de las fallas.

La Troncal es trifásica y no se instalarán nunca fusibles, se dividirá la línea principal instalando los correspondientes elementos de corte (interruptores telecontrolados y/o recerrador). En cada segmento se instalan elementos de maniobra de operación local, se procurará que entre dos interruptores telecontrolados la carga de las tres fases esté equilibrada. En ningún caso el desequilibrio total excederá del 15 %



Las líneas derivadas podrán ser trifásicas o monofásicas. En derivadas monofásicas los apoyos estarán preparados para admitir las tres fases, con el fin de limitar los desequilibrios, con la consiguiente reducción de pérdidas, la potencia instalada de una derivada monofásica no será superior al 5 % de la potencia instalada total de la salida.

### **2.5.5 Red Aérea apoyada**

Estas redes [24] son diferentes de las mencionadas en el punto anterior debido a que en la troncal puede apoyarse con otra línea troncal o cable cero, proveniente de otra subestación o de la misma, siendo estas redes típicamente urbanas. La capacidad de socorro de una troncal se expresa como la longitud máxima de la troncal que se puede alimentar desde la subestaciones en condiciones aceptables de la caída de tensión, sobrecarga, etc. (por ejemplo: 75% del tramo comprendido entre las dos subestaciones, si alimentamos desde la subestación 1). Cuando una derivada tenga una carga importante se permite el apoyo de la misma, preferentemente sobre el mismo circuito.

### **2.5.6 Red subterránea**

Estas redes de distribución [24] son típicamente urbanas, tienen la característica de tener cargas concentradas y tener menor extensión que las redes aéreas. La gran densidad que causan que estas redes existan en anillos entre salidas de subestaciones siendo siempre trifásicas, con excepción las derivadas en punta o en anillo alimentadas por transformadores monofásicos. Las estructuras de respaldo deben darse siempre por la troncal y se muestra a continuación:



### 2.5.7 Pétalo

Está formado [24] por dos líneas que, saliendo de una misma subestación, se cierran formando un bucle.

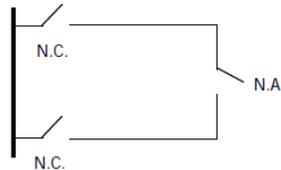


Figura1.7 Diagrama de configuración de red de Pétalo

Las funciones que cumple esta estructura son de socorro de los circuitos del pétalo ante fallo simple en un tramo, siendo N.C normalmente abierto y N,A ,normalmente cerrado.

### 2.5.8 Pétalo apoyado

Está formado por una línea<sup>3</sup> que partiendo de una subestación tiene un punto de conexión (normalmente abierto) con una línea de otra subestación.

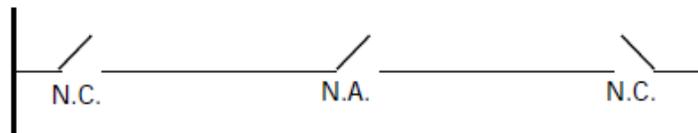


Figura1.8 Diagrama de configuración de red de Pétalo Apoyado<sup>24</sup>

Al igual que en el pétalo, la ocupación máxima de la red es del 50% de su capacidad nominal si se desea un efectivo socorro. El elemento de seccionamiento que permite el respaldo estará telecontrolado.



## **2.6 Repotenciación de Tendido Eléctrico**

La repotenciación del tendido Eléctrico se basa en el aumento del calibre del conductor de una línea, tomando en consideración la Norma de Proyecto Tipo, con el objetivo de conseguir una disminución en el costo de las pérdidas inherentes al flujo de potencia que la atraviesa. El costo del conductor que se va a instalar sumado al costo de la mano de obra requerida para la instalación, debe ser compensado con el ahorro propio de la reducción de las pérdidas de energía. En consecuencia, la decisión de repotenciar o no, es establecida por una relación beneficio/costo.

Para el estado actual del sistema de distribución, el cual pudo haber sido modificado por una o varias de las otras alternativas usadas para reducir pérdidas, el problema consiste en proponer una nueva configuración de calibres del conductor para cada segmento de los alimentadores, de tal forma que se minimicen los costos totales. Esa configuración presenta cambios en segmentos seleccionados de acuerdo con los criterios económicos mencionados y teniendo en cuenta las restricciones técnicas del sistema (capacidad de las líneas y límites de tensión en los nodos).

El objetivo consiste en minimizar los costos totales, los cuales corresponden a los costos de inversión para la repotenciación más los costos de las pérdidas de energía.



## 2.7 Reconfiguración de Circuitos de Distribución

La reconfiguración en circuitos de distribución es un proceso de transformación de la topología de una red eléctrica para obtener una configuración adecuada en la que se valore tanto la continuidad del servicio a los usuarios como la reducción de posibles pérdidas económicas por parte de la empresa distribuidora[16]. La reconfiguración de alimentadores, se basa en la modificación topología y transferencia de cargas desde alimentadores muy cargados hacia alimentadores con cargas menores, con el objetivo de mejorar la calidad y desempeño del servicio que se presta al consumidor [16].

La reconfiguración de alimentadores se realiza abriendo y cerrando dos tipos de seccionadores, interruptores u dispositivos de corte existentes en el sistema de distribución: de enlace y de seccionamiento. Un alimentador o parte del alimentador, puede transferírsele carga desde otro alimentador cerrando el dispositivo de enlace que los una y abriendo aperturando seccionamiento apropiado, para mantener la operación óptima de la red de media tensión. La transferencia de carga se decide debido a que las redes de distribución de algunos circuitos están siendo subutilizados, mientras otros se le suministra su capacidad máxima de cargabilidad de potencia [6].

El proceso de optimización debe contemplar parámetros en relación con la topología de la red de distribución, su confiabilidad y los costó y beneficios que se originaran al modificar tramos o la totalidad del a red [16]. Los métodos de optimización utilizados para resolver el problema de la reconfiguración se clasifican en dos tipos de acuerdo con las variables y algoritmos empleados :minimización de perdidas debido a efecto Joule en las líneas de distribución y optimización de otros métodos relacionados con la confiabilidad y tiempos de restauración del servicio, que disminuyen la cantidad de carga desatendida [16].



La reconfiguración del sistema es un proceso costoso y a su vez necesario si se quiere reducir el costo de capital y pérdidas asociadas. Dicha acción debe incentivarse a través de señales regulatorias para que su conversión sea en el momento en que los activos se hayan depreciado por completo, es decir que el momento oportuno para mejorar el sistema de distribución, es cuando finalice su vida útil [16].

### **2.7.1 Finalidad de los Cálculos de Reconfiguración**

Las pérdidas eléctricas en las redes se traducen directamente en un costo indeseado, costo que es posible disminuir [27]. La reconfiguración de redes de distribución es una útil y muy importante operación para reducir las pérdidas de potencia y mejorar la seguridad del sistema [27]. Las redes de distribución tienen dos tipos de interruptores:

- ✚ Los seccionadores, que son normalmente cerrados.
  
- ✚ Los Puntos frontera que son normalmente abiertos como circuitos de amarre cuando estos se encuentran en anillo ya sea conectar dos subestaciones o del a misma subestación
  
- ✚ Interruptores Tele Controlados, que son normalmente abiertos

Principalmente, estas redes están configuradas en forma radial, de manera de favorecer la coordinación de protecciones. Relacionando lo antes escrito, la red puede ser reconfigurada cambiando el estado de los interruptores y seccionadores, con lo que se reducen las pérdidas, mejora el perfil de tensión de los nodos de carga y se aumenta la confiabilidad del sistema, mientras se satisfacen todos los requerimientos de carga y se mantiene la radialidad. Entonces, la reconfiguración se implementa con el objetivo de lograr [27]:



- + equilibrio de cargas
- + servicio de reconexión luego de que ocurre una falla
- + minimización de la desviación de la tensión.

El objetivo de este trabajo es presentar una Guía que sea capaz de encontrar una solución satisfactoria al problema de reconfiguración de redes para la minimización de pérdidas de una manera eficaz y eficiente. Una gran cantidad de métodos han sido utilizados para resolver este problema con distintos grados de éxito.

### **2.7.2 Técnicas de solución de Reconfiguración.**

También se puede utilizar diferentes puntos de vista [6] para realizar la reconfiguración como parte del proceso de optimización del Sistema de distribución; entre estos se pueden señalar:

- + Reconfiguración de alimentadores primarios.
- + Balanceo de carga en los alimentadores primarios
- + Ubicación y tamaño de bancos de capacitores

Por lo tanto, el concepto de optimización [6] se fundamenta en los varios aspectos:

- + Minimizar las pérdidas de potencia
- + Minimizar las pérdidas de energía
- + Disminuir el grado de desbalance
- + Mejorar los perfiles de tensión.



### 2.7.3 Métodos de Reconfiguración de Alimentadores

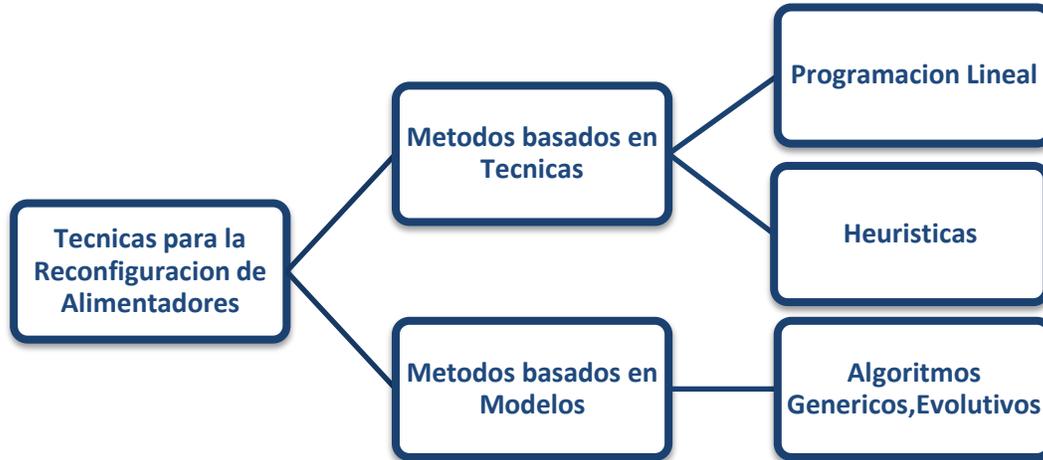


Figura1.9 Técnicas de Reconfiguración de Alimentadores

Existen varias técnicas que permiten alcanzar la solución del problema de reconfiguración de redes de distribución, pero en este capítulo solo plantearemos los métodos basados en programación lineal y los métodos de algoritmos genéricos y Heurísticos únicamente [6]. Existen dos tendencias principales para definir la reconfiguración de alimentadores las cuales son: la programación lineal y los métodos heurísticos.

### 2.7.4 Método de Programación Lineal.

Este método requiere una función objetivo lineal, lo cual es difícil de expresar las pérdidas de energía eléctrica en una función  $I^2R$ , siendo esta no lineal [6]:

La función objetivo se expresa de la siguiente forma:

$$\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n C^{ij} \leq X^i$$



Expresando las siguientes fórmulas como restricciones [6]:

$$\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n C^{ij} X^i$$

$$\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n C^{ij} = b^j$$

Explicando cada una de las variables a continuación mostradas [6]:

$a_i$ : Cantidad de potencia que suministra la fuente  $i$

$b_j$ : Cantidad de potencia que demanda la carga en el punto  $j$ .

$C_{ij}$ : Factor de costo

$X_{ij}$ : Potencia suministrada del nodo  $i$  al nodo  $j$

$N$ : Numero de fuentes

$m$ : Número de puntos de carga

### 2.7.5 Método Heurístico de Optimización Cinvanlar.

Es un método confiable y rápido debido a que disminuye la cantidad de flujos de carga que deben ser recorridos. Por esta razón se ha convertido en un método muy usado en la reconfiguración de alimentadores. Este método establece fórmulas para calcular el cambio de pérdidas cuando se hace la transferencia de carga entre alimentadores [6]:

$$\Delta P = Re \left\{ 2 \left[ \sum_{i \in D} l_i (E_m - E_n) * \right] + R_{lazo} \left[ \sum_{i \in D} l_i \right]^2 \right.$$

El significado de las variables es el siguiente:



D: Conjunto de cargas que se transfieren de un alimentador

m: Nodo de enlace que recibe carga

n: Nodo de enlace que cede carga

li: Corriente compleja en el nodo i

$R_{\text{jazo}}$ : Sumatoria de resistencias que conforman el lazo que se está analizando

.

$E_m$ : Componente de  $E_{\text{bus}} = E_{\text{bus}} I_{\text{bus}}$  corresponde al nodo m.

$E_n$ : Componente de  $E_{\text{bus}} = E_{\text{bus}} I_{\text{bus}}$  corresponde al nodo n.

Re {.,} , (.)\* , / , /: Operadores: parte real de conjugado y su magnitud.

Existen otros métodos que tienen una propuesta similar al método de Cinvanlar tales como: Baran, Wu que se basa en el intercambio de rama con el menor flujo de corriente para obtener una mayor reducción de pérdidas<sup>3</sup>, con metodologías de flujo de carga y restauración del servicio eléctrico

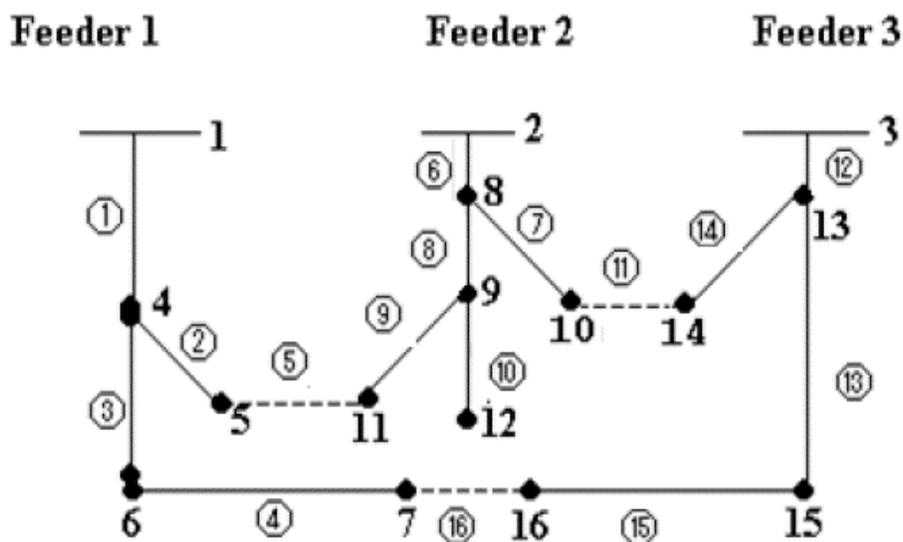


Figura 1.10 Diagrama unifilar de la IEEE de un sistema de 16 nodos

En la figura 1.10 se expresa el diagrama esquemático de un sistema de distribución utilizado para dar explicación al método Cinvanlar, en este ejemplo se



tienen 3 alimentadores de diferentes subestaciones de 13 nodos, 13 ramas de árbol, y 3 ramas de enlace<sup>6</sup>. Cada uno de los nodos representa la carga concentrada similar a una inyección de potencia, las líneas continuas interconectan los nodos, transportando la energía demanda y de esta manera se conforma el árbol para el sistema de las líneas punteadas representan líneas desenergizadas formando el coarbol. Cuando una rama del árbol se intercambia con una rama de coarbol, conservando la estructura radial [6], topología del sistema cambia, a esta maniobra se la conoce como reconfiguración de la red de distribución.

Las ramas punteadas, 5-11,10-14 y 7-16, representan enlaces de conexión entre los alimentadores y se asume que existen dispositivos de cortes de enlace normalmente abiertos en esas ramas. La carga en el nodo 1 puede ser transferida al Alimentador 1 cerrando el dispositivo de corte de enlace 5 y abriendo el dispositivo de corte seccionamiento 9. Concluyendo se puede calcular que existen más 15 opciones posibles de conmutación para el sistema del ejemplo, pero las demás se elimina porque causan que parte de un alimentador quede aislado.

Las técnicas heurísticas han sido propuestas para encontrar soluciones cercanas a la óptima con tiempos de cómputo rápidos. En las técnicas heurísticas los interruptores los clasifican en dos tipos: los de seccionamiento que se encuentran normalmente cerrados y los de frontera que son interruptores normalmente abiertos que separan un circuito de otro [3].



### **2.7.6 Beneficios de la Reconfiguración en los Índices de Confiabilidad.**

La reconfiguración de las redes tiene como fin establecer las reglas y criterios para el análisis y ordenamiento de la explotación de la red actual y de las redes que se planifiquen en el futuro, considerando los siguientes beneficios [6]:

- ✚ Reducción de pérdidas, de energía y potencia
- ✚ Ahorro de los Kw-h comprados a las empresas generadoras.
- ✚ Ahorro los Kw pico de potencia, se concentran en las demanda de hora máxima.
- ✚ Disminución en el nivel de utilización de los equipos permitiendo que su vida útil se extienda y se incremente el tiempo de remplazo [6]



## CAPÍTULO 2.

### SUBESTACION BATAHOLA Y SUS CIRCUITOS DE DISTRIBUCION

En este capítulo se presentantablas de registro de interrupciones por transformador extraídas de la BDI<sup>17</sup> del 2015 y se presenta un análisis en cuanto a la opinión de Ingenieros afines en el campo de mantenimiento del plantel Contecma, mostrando los consumos de las troncales de la subestación Batahola tales son: BTH3010,3020, 3030, 3040, 3050,3060 como parte del estudio. De igual forma se describe la información recopilada con aspectos variables técnicas de los circuitos de la subestación Batahola.

---

<sup>17</sup> Programa de gestión de base de datos de instalaciones y redes de distribución implantado por Disnorte-Dissur



### 3.1 Información proporcionada por el área de mantenimiento Disnorte-Dissur (Datos)

Disnorte-Dissur es una empresa privada, la cual tiene como funciones: la planificación técnica de mantenimiento preventivo, supervisión de obras eléctricas de desarrollo por sector, control de la energía y cumplimiento de las Normativas de Unión Fenosa y Normativa de calidad del servicio eléctrico que rigen la instalación, interconexión, operación y prestación de los Servicios [25]. Para conocer como Dissnorte-Dissur aborda el tema de las contingencias e interrupciones programadas, sea la causa por mantenimiento o incidencia en los circuitos primarios del circuito Batahola 3050, se examinó la base de datos BDI con el Ing. Byron Cano Sánchez encargado de Mantenimiento del Sector Managua y nos brindó un informe del mismo en formato Excel mostrado en la tabla 1.2. El proceso investigativo fue realizado en el mes de octubre 2014 a marzo 2015 por el área de mantenimiento, plantel Contecma.

Tabla 1.1 Base de datos de Interrupciones de Transformadores del BTH-3050 extraída de BDI

CONEXIONES ILEGALES POR CAMPAÑAS	CLIENTE/NOMBRE	POTENCIA INSTALADA EN KVA	CLIENTES	CONSUMO EN KWH(MAR/2015)	#INTERRUPCIONES DEL MES EN CURSO	#INTERRUPCIONES AL AÑO EN CURSO
0		100	7	12171	5	18
0	CRUZ ROJA ESPAÑOLA	37.5	1	2124	5	18
0		300	1	11200	5	18
0		50	8	6816	5	18
0		75	2	507	5	18
0		15	2	234	5	21
0		37.5	8	2018	5	21
		10	1	484		
17		50	79	11386	5	22
2		25	51	6325	5	21
0		15	2	627	5	21
0		25	12	5280	5	21
	PUNTO DE	25	1	177	5	21



	ENCUENTRO NEJAPA					
0		37.5	62	12924	5	21
	ENITEL MOVIL	10	1	1340		
1		25	0	0	5	18
0		10	2	1092	5	18
0	AUTO HOTEL NEJAPA	75	1	0	5	18
0		10	2	817	5	18
0		25	1	201	5	18
2		25	24	4579	5	18
0	HOTEL DE LAGNEAU	75	1	1514	5	18
5		25	36	5692	5	18
0	URBANIZACION MIRADOR DE TICOMO	50	4	1799	5	18
0		50	23	4153	5	18
	JOSE NARVAEZ	25	14	14036	5	18
	JOSE NARVAEZ	25	11	3183	5	18
2		25	87	11409	5	18
4		25	15	3282	5	18
		10	3	842	5	18
0		25	8	1603	5	18
6		15	3	1128	5	18
0	NELSON MORALES	25	1	193	5	17
0	MINST. CASTILLO DEL REY	150	5	5285	5	17
	UNIVERSIDAD MARTIN LUTERO	37.5	0	0	5	17
0		37.5	5	2689	5	17
	ENACAL	20	1	2859	5	17
0	QUINTA PERLA	37.5	3	582	5	17
	ASAMBLEA DE DIOS	37.5	2	332	5	17
0	IGLESIA ASAMBLEA DE DIOS	37.5	5	14744	5	17
	UNIVERSIDAD MARTIN LUTERO	15	15	3286	5	17
	ASAMBLEA DE DIOS	30	0	0	5	16
0		15	1	1459	5	17
0		25	16	3685	5	17



	MARISOL VARGAS	10	4	1398	5	19
0		50	10	2980	5	18
	URB. CEDRO GALAN	25	18	1540	5	18
0	NIC. CRISTIAN ACADEMY	87.5	2	1092	5	18
0		10	6	1077	5	19
1	ING. HELMUT LACAYO R.	10	1	128	5	18
0		25	10	2114	5	19
0	SRA. MARIA LUCRECIA LOVO	50	5	1757	5	18
0	SR. HELMUT LACAYO	37	2	1012	5	21
0		50	16	3916	5	19
0		15	8	3043	5	18
0		10	2	1265	5	18
1		15	3	938	5	19
0		10	9	1008	5	18
0	RANCHO PIBER NEJAPA	30	2	735	5	22
	PLANTEL SIPSA	15	1	95		
0	QUINTA ALLYSON	125	11	2804	5	18
		10	0	0	5	18
	NICARAGUA CRISTIAN ACADEMY	75	1	11580	5	18
0	DR. ROBERTO RIVERA	10	1	31	5	22
0	SOLUCIONES DE EMPAQUES	501	1	5308	5	19
		50	27	6897	5	19
0	ING. HELMUT LACAYO R.	50	10	2426	5	18
0	RADIO ABC	40	3	311	5	18
0	CANTERA	10	0	0	5	20
0	SRA. MARIA LUCRECIA LOVO	25	3	954	5	18
0	NORA ISABEL BOJORGE	25	4	779	5	18
0	QUINTA SANTA ROSA	10	0	0	5	20
	SR. HELMUT LACAYO	37.5	18	4738	5	21



0	SRA. MARIA LUCRECIA LOVO	25	2	1004	5	18
0	SR. ROGER SANDINO	25	2	363	5	18
7		25	20	2764	5	18
		10	2	460	5	18
0		25	3	662	5	20
	URBANIZ. BOSQUE DE MIRAFLORES	37.5	32	9787	5	19
0		10	7	6076	5	18
	ARCA DE NICARAGUA	10	3	1051		3
		10	1	41662	5	18
	INVERS. PARQUE KIMBERLY CLARK	150	0	0		
	CONDOMINIO LIZANO	25			0	0
0		25	2	176	5	20
0		37.5	6	1233	5	21
9		37.5	8	6424	5	18
	HELMUT LACAYO - EL CONVENTO	25	2	50		
	URB. CEDRO GALAN	50	19	2644	5	18
0		25	5	965	5	21
0		75	4	5605	5	18
	TALLER HELMUT CACAYO	37.5	8	2215	5	20
	URB. BOSQUE DE MIRAFLORES	25	15	5500		
		50	26	7167	5	19
7		50	128	14462	5	18
	FRACCIONAMIENTO TIEBAS	25	8	2248	5	18
0	URBANIZACION TIEBAS	15	3	852	5	19
0	MADERAS, S. A.	225	0	0	5	21
	PROPERTIES IPINSA	37.5	1	760		
	URBANIZ. BOSQUE DE MIRAFLORES	25	15	4695	5	19
0		25	47	7115	5	18
	UNILEVER	225	1	23100		
0	SR. ROGER	30	0	0	5	18



	SANDINO					
0		15	1	766	5	18
0		25	13	1677	5	18
	SR. ROGER SANDINO	15	1	448	5	19
	URB. BOSQUES DE MIRAFLORES	50	32	8897	5	19
0		25	2	316	5	19
	URBANIZACIÓN CANAL 2	37.5	0	0		
6		25	5	1291	5	18
0	RUTH SANCHEZ	15	5	689	5	18
	QUINTA MARITA	15	3	677	5	18
0		37.5	38	7101	5	18
0		10	0	0		3
0		50	2	107	5	19
0		25	1	572	5	20
0	SRA.MARIA LUCRECIA LOVO	50	3	1323	5	18
0		15	3	337	5	20
	CEDIS WALMART	300	0	0	5	22
0		15	1	165	5	18
0	VIVEROS LA PITAYA	25	0	0	5	18
	SRA. MAYRA REYES	25	1	38	5	19
0	ING.HELMUT LACAYO R.	50	9	1314	5	18
0		37.5	9	2565	5	18
		25	4	476		
0		25	3	3618	5	18
		15	0	0	5	19
	CONVENTO HERMANAS CLARISAS	45	1	223	5	18
	ENITEL MOVIL CHIQUILISTAGUA	10	4	888		
8		25	32	2326	5	19
	MARIO ALOIS STEG	50	1	370		
30		25	63	6365	5	19
	JOSE VALLEJOS	25	0	0	4	19
23		15	33	4222	4	19
10		50	43	6399	5	19



0		25	1	413	5	18
	MARY JANE	10	0	0	5	19
	HACIENDA CIPRES SALES	25	0	0	4	19
		60	4	984	5	18
15		10	7	1091	4	19
5		25	35	4360	5	18
0		100	3	1303	4	19
	ENACAL	125	1	50000	4	19
	CASA MANTICA-ALMACENADORA CHI	150				
15		25	38	4759	5	18
0		10	68	6660	5	18
	PABLO ANTONIO ACUÑA CERNA	10	4	430		
	SR. STEFAN GROEBER	15	1	124	4	19
4		15	1	336	5	20
	URBANIZACION BERTHA CALDERON	50				
		25	7	971		
0		10	3	666	5	18
7		25	22	4050	4	17
	TELEFONIA MOVISTAR	10	2	3608	5	18
	CONVENTO HERMANAS CLARISAS	50	12	1555	5	18
0	EMP. SERVICIOS DE CAPACITACION	15	0	0	5	18
13		15	11	1212	5	19
0		15	3	495	5	19
	SR.EDUARDO URCUYO LLANES	15	1	213	4	19
	LOTIFICACION LAS PITAHAYAS	25	1	286		
	RESID. SR HALLE Y KATY AUGUST	25	3	1416	4	17
20		15	21	2552	4	19
	LOTIFICACION LAS PITAHAYAS	25	5	611		



12		15	4	462	5	19
		25				
0		50	16	1624	5	22
0		25	1	1720	5	18
	ENACAL	125	1	57600	5	19
4		15	43	4524	5	19
0		100	1	3079	5	19
0		50	82	9783	5	18
9		25	21	2337	5	19
0		75	0	0	5	18
0		112.5	0	0	2	16
0		25	1	137	5	19
0		25	4	374	5	19
	JUAN JOSE ROA	10	1	43	5	19
0		100	1	2054	5	19
0		25	1	969	5	18
0		10	1	1125	5	19
0		10	1	0	5	19
0		15	3	478	5	19
0		75	2	1845	5	19
0		15	2	329	5	19
	CONDominio MONTE CRISTO	100	0	0		
	CONDominio MONTE CRISTO	100	0	0		
	CONDominio MONTE CRISTO	100	0	0		
	CONDominio MONTE CRISTO	100	1	9240		
	LIC. JORGE ESTRADA	15	0	0		
	ELECT. COMUNIDA TECOLOTE	10	0	0	5	22
	NORMAN LACAYO	25	1	83	5	25
0	MARIO FLORES	37.5	6	574	5	25
0		25	3	495	4	25
0		50	3	201	4	25
6		25	36	4235	5	25
		25	0	0		
0		50	11	1474	5	25
11		50	53	6956	5	25



0	MARVIN PEREZ MELENDEZ	25	7	1464	5	25
	EL TRANSITO - SR. ROGER SAENZ	50	5	233	5	25
0		25	9	1262	5	25
0		15	14	1256	5	25
0	RAFAEL ESPINOSA	25	6	609	5	25
	SR. JUAN CARRION	15	0	0	5	25
	SR. MANUEL MENDOZA	15	0	0		
0	RAFAEL ESPINOSA	25	0	0	5	25
0	MICIELY DE BIASE FRA	10	0	0	5	23
0	ENACAL	45	0	0	4	22
	ENITEL EL TRANSITO	10	1	2615	4	25
0		10	3	259	4	25
0	ROBERTO	10	5	277	4	25

### 3.2 Datos de supervisores de Mantenimiento Plantel Contecma (Disnorte-Dissur)

Inicialmente se contactó al Ing. Luis Manuel Rodríguez, Jefe encargado del área de distribución de Disnorte-Dissur, Plantel Contecma, ubicado en el Km 2 carretera Norte, el cual nos atendió y nos brindó ayuda para colaborar con información técnica para la realización de nuestro trabajo de investigación de la subestación Batahola y sus Circuitos en media tensión y él nos remitió con el Ing. Byron Cano Sánchez encargado de Mantenimiento del Sector Managua y nos brindó sus impresiones al respecto:

**“Con respecto a la topología de los circuitos estos son redes aéreas apoyadas (en anillo), es decir, la línea troncal se apoya con otra línea troncal o cable cero, perteneciente a otra subestación o a la misma. El Circuito Batahola 3050 tiene mayor afectación de interrupciones frecuentemente, debido a que existe una parte del tramo de red que no puede ser retroalimentado.**



Adicionalmente la información técnica brindada por el Ing. Luis Manuel fueron:

- 1. Variables Eléctricas en Media Tensión de los Circuitos de la Subestación Batahola: BTH 3010,3030, 3040, 3050,3060(corrientes trifásicas de la troncal, KVA totales y KW totales).**
- 2. Descripción de los consumidores en relación a sus respectivos Centros de Transformación de los circuitos de la subestación Batahola.**
- 3. Distancias de Tramo de los Centros de Transformación de cada uno de los circuitos.**
- 4. Diagramas Unifilares del circuito batahola 3050 y la Subestación Batahola.**
- 5. Interrupciones anuales del circuito BTH-3050**

En las siguientes tablas se muestra un resumen de las Variables Eléctricas de los circuitos de la subestación Batahola recopilados por Disnorte-Dissur mostrarse a continuación:

**Tabla 1.2 Variables Eléctricas del Circuito Batahola 3010**

<b>Hora Local</b>	<b>kW totales</b>	<b>kVA totales</b>	<b>I a mx</b>	<b>I b mx</b>	<b>I c mx</b>
2014-sep-01 00:00:00.000	2402.627686	2461.764404	99.704422	71.8731003	148.212372
2014-sep-01 00:15:00.000	2312.325195	2367.13501	97.3942413	69.9230804	143.351852
2014-sep-01 00:30:00.000	2286.140625	2344.880371	94.7160034	67.9210205	138.42186
2014-sep-01 00:45:00.000	2268.917725	2326.914795	93.0093842	67.4005127	136.02803
2014-sep-01 01:00:00.000	2247.922607	2302.342529	93.0909576	67.9909058	136.146347
2014-sep-01 01:15:00.000	2385.945801	2450.464355	92.2565842	115.356445	133.150543
2014-sep-01 01:30:00.000	2395.372803	2462.048096	90.3348389	89.6322327	132.737091
2014-sep-01 01:45:00.000	2350.520508	2417.406738	89.9033508	88.3104095	129.742859
2014-sep-01 02:00:00.000	2352.53125	2421.442871	89.4863434	87.9473724	130.029388
2014-sep-01 02:15:00.000	2305.170166	2371.823486	87.6820984	85.4399414	128.99646
2014-sep-01 02:30:00.000	2283.073975	2350.229736	87.2708206	86.309494	128.05101
2014-sep-01 02:45:00.000	2276.157715	2341.255371	86.3477325	84.8820038	127.39608



Tabla1.3 Variables Eléctricas del Circuito Batahola 3030

Hora Local	kW totales	kVA totales	I a mx	I b mx	I c mx
2014-sep-01 00:00:00.000	761.5598755	761.5656738	99.704422	71.8731003	148.212372
2014-sep-01 00:15:00.000	766.22052	766.2249756	97.3942413	69.9230804	143.351852
2014-sep-01 00:30:00.000	761.9115601	761.9790039	94.7160034	67.9210205	138.42186
2014-sep-01 00:45:00.000	754.1459961	754.2258301	93.0093842	67.4005127	136.02803
2014-sep-01 01:00:00.000	752.1356201	752.2521362	93.0909576	67.9909058	136.146347
2014-sep-01 01:15:00.000	738.1959839	738.2247925	92.2565842	115.356445	133.150543
2014-sep-01 01:30:00.000	738.34198	738.4002686	90.3348389	89.6322327	132.737091
2014-sep-01 01:45:00.000	718.3581543	718.3584595	89.9033508	88.3104095	129.742859
2014-sep-01 02:00:00.000	740.7039185	740.7765503	89.4863434	87.9473724	130.029388
2014-sep-01 02:15:00.000	718.9665527	718.9891357	87.6820984	85.4399414	128.99646
2014-sep-01 02:30:00.000	717.1376343	717.1398315	87.2708206	86.309494	128.05101
2014-sep-01 02:45:00.000	703.0557251	703.0571289	86.3477325	84.8820038	127.39608

Tabla1.4 Variables Eléctricas del Circuito Batahola 3040

Hora Local	kW totales	kVA totales	I a mx	I b mx	I c mx
2014-sep-01 00:00:00.000	3963.785889	4069.783447	197.277405	182.620148	147.750443
2014-sep-01 00:15:00.000	3904.587646	4015.623291	192.467484	178.186676	145.440445
2014-sep-01 00:30:00.000	3858.269531	3960.855469	187.821167	174.770218	143.544006
2014-sep-01 00:45:00.000	3830.854492	3940.606445	186.133804	172.492661	142.114044
2014-sep-01 01:00:00.000	3809.099609	3911.692627	185.622208	172.079514	140.738464
2014-sep-01 01:15:00.000	3795.313965	3898.805176	183.388626	168.941406	139.136124
2014-sep-01 01:30:00.000	3738.753906	3849.946777	181.090973	168.880783	139.105057
2014-sep-01 01:45:00.000	3712.689941	3829.185059	180.78833	167.295715	136.979172
2014-sep-01 02:00:00.000	3687.83252	3798.883789	177.476593	164.887848	136.236847



Tabla1.5 Variables Eléctricas del Circuito Batahola 3050

Hora Local	kW totales	kVA totales	I a mx	I b mx	I c mx
2014-sep-01 00:00:00.000	5133.197266	5426.371582	256.004639	222.918503	200.444397
2014-sep-01 00:15:00.000	5093.895996	5388.370605	253.340454	220.834656	199.745667
2014-sep-01 00:30:00.000	5036.95752	5339.696777	250.850204	220.293152	196.586075
2014-sep-01 00:45:00.000	5032.671387	5337.728027	249.775757	216.537994	196.469849
2014-sep-01 01:00:00.000	4939.255859	5245.5625	247.643448	215.505249	194.553406
2014-sep-01 01:15:00.000	4978.581543	5286.813477	248.273407	214.764771	192.806183
2014-sep-01 01:30:00.000	4954.276367	5256.8125	246.821609	213.46814	191.901443
2014-sep-01 01:45:00.000	4940.582031	5246.926758	244.295837	212.066208	190.164642
2014-sep-01 02:00:00.000	4899.429199	5201.505371	241.628525	210.757248	189.322998
2014-sep-01 02:15:00.000	4855.641602	5160.611816	243.054184	210.75737	188.662537
2014-sep-01 02:30:00.000	4771.939941	5042.774414	240.822998	208.950531	186.365585
2014-sep-01 02:45:00.000	4774.847656	5049.380371	239.789886	206.564056	184.875244
2014-sep-01 03:00:00.000	4794.867188	5073.20166	239.316666	206.059647	185.220291
2014-sep-01 03:15:00.000	4786.600586	5073.696777	238.54866	205.230545	185.269012
2014-sep-01 03:30:00.000	4782.553711	5055.85791	240.544983	207.245834	185.964645

Tabla1.6 Variables Eléctricas del Circuito Batahola 3060

Hora Local	kW totales	kVA totales	I a mx	I b mx	I c mx
2014-sep-01 00:00:00.000	773.7905273	872.2122192	28.861166	33.4925003	48.9813004
2014-sep-01 00:15:00.000	756.9108276	862.2340698	29.2137852	32.2819099	48.8021011
2014-sep-01 00:30:00.000	741.4500732	846.3390503	28.3949451	32.2088966	47.9980431
2014-sep-01 00:45:00.000	737.6422119	845.8949585	28.8090305	31.7359047	48.1441307
2014-sep-01 01:00:00.000	736.6884155	847.7479248	28.3750019	31.9378529	47.4729881
2014-sep-01	729.7764282	840.5009155	28.3056087	31.9547997	47.5417137



01:15:00.000					
2014-sep-01 01:30:00.000	733.0563965	844.5858765	27.7106838	31.7839603	47.0193748
2014-sep-01 01:45:00.000	708.8898926	822.293457	28.5031796	31.6776848	47.2108307
2014-sep-01 02:00:00.000	709.194519	825.1055298	28.0553799	30.7447548	47.0211258
2014-sep-01 02:15:00.000	722.8560791	836.1239624	27.6048317	31.7707062	46.4356689
2014-sep-01 02:30:00.000	743.3724976	861.8969116	27.9229774	32.0614929	47.0304756
2014-sep-01 02:45:00.000	714.3846436	817.2481689	27.5361118	31.2227726	46.4591255
2014-sep-01 03:00:00.000	710.6079102	815.2573853	27.2042599	31.2406406	45.1387405
2014-sep-01 03:15:00.000	703.3121948	801.0170288	27.2429657	30.7710609	45.3406563
2014-sep-01 03:30:00.000	704.3308716	806.3857422	27.3664017	30.4818459	45.663208

**Tabla1.7 Variables Eléctricas del Circuito Batahola 3020**

Hora Local	kWh	kVARh
2014-sep-01 00:00:00.000	776.4423218	197.596207
2014-sep-01 00:15:00.000	772.6764526	203.204956
2014-sep-01 00:30:00.000	759.0181885	199.855743
2014-sep-01 00:45:00.000	754.0443726	203.369324
2014-sep-01 01:00:00.000	737.2425537	197.324585
2014-sep-01 01:15:00.000	740.3241577	204.434799
2014-sep-01 01:30:00.000	728.9222412	200.400208



## **CAPÍTULO 3.**

### **4. MEMORIA DE CALCULO DEL CIRCUITO BATAHOLA 3050, CASO DE ESTUDIO**

Este capítulo se presenta la descripción técnica de la Subestación Batahola y el circuito BTH-3050 como caso de estudio, análisis de los resultados de las maniobras propuestas reconfiguración a través de un método Evolutivo, y resultados de la reconfiguración de minimización de los índices de confiabilidad propuestos, tablas de configuraciones arquitectura de red, mostrando diagramas unifilares detallados de la reconfiguración en los anexos como solución una vez llevado a cabo el estudio de reconfiguración del circuito Batahola 3050



#### 4.1 Descripción Técnica de los Circuitos de la Subestación Batahola

Se mostrara a través de tablas extraídas de la BDI aportadas por la Empresa Dissnorte-Dissur, detalles técnicos de la Demanda actual de la Subestación Batahola a continuación:

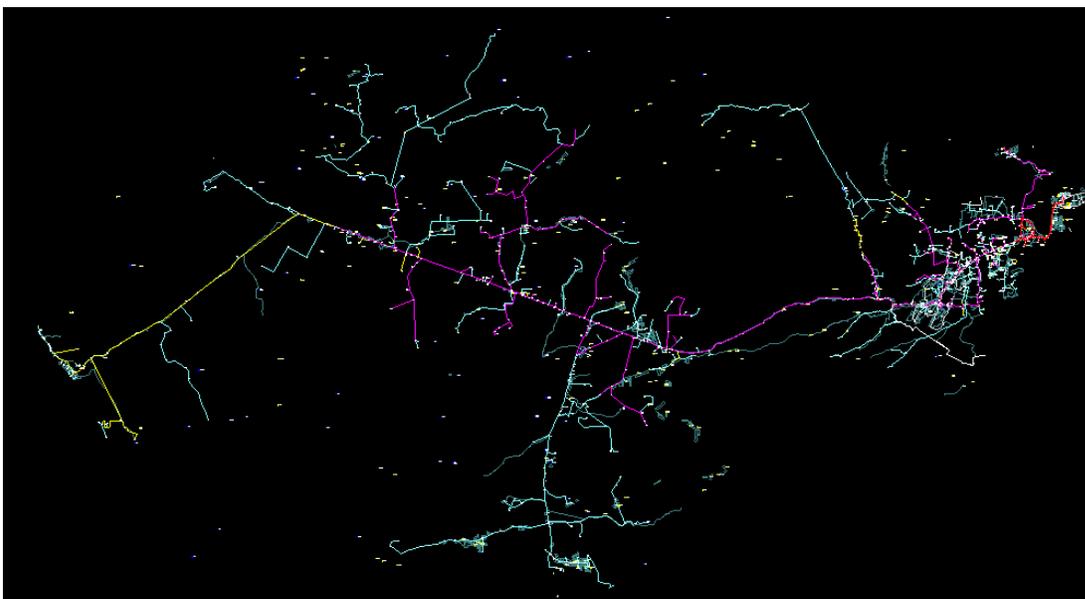
Tabla1.8 Detalles adicionales de la Demanda de la Subestación Batahola

Campo	Valor
Secuencia de Fase	RST
Fases	Salida de Media Tensión Aérea Soterrada
Código de Formulario	SMT-BTH3050
Matricula	BTH3050
Propiedad	DISNORTE
Potencia instalada en la Salida (kVA)	27814
Tensión en Servicio Normal (KV)	13.2 KV (MEDIA TENSION)
Fecha de puesta en servicio	1980
Cantidad de clientes	9023
Centro de responsabilidad (Gerencia)	ZONA MANAGUA
Código COR	DISNORTE / DISSUR
No. mesa responsable	S. MANAGUA NORTE
Entidad a la que se cede la línea	Disnorte
Nombre de SMT	CIRCUITO BTH3050
Descripción	SUBTERRANEO
Instalación origen (Subestación)	BTH SUBESTACION BATAHOLA
Celda de la que pertenece	BTH SUBESTACION BATAHOLA
Km de línea aérea	306.01
Km de línea subterránea	0.19
Cantidad de hilos	3 HILOS + NEUTRO (TRIFASICO)
Tipo de neutro	ALAMBRADO/CABLEADO



**Figura 1.11 Ubicación grafica acorde la BDI de la Subestación Batahola**

La subestación Batahola está ubicada Reparto Belmonte en el departamento de Managua, posee dos (2) transformadores uno de 15 MVA y el otro de 25 MVA con relación de transformación 138kV/13.8kV cada uno, los cuales alimentan cinco (6) circuitos con una longitud total de 462.34Km Totales de Línea sumados todos los circuitos. Actualmente siendo propiedad de Enatrel (Entresa).



**Figura 1.12 Diagrama del circuito BTH-3050 extraído de BDI**



Para conocer el estado actual de cargabilidad del Circuito Batahola 3050 se consultaron las bases de datos BDI, que contiene la potencia instalada de los circuitos y subestaciones de distribución que son monitoreados por el sistema de adquisición de datos<sup>18</sup>. Estos valores son mostrados en una hoja de cálculo en Excel aportado por la empresa Disnorte-Dissur detallando la cargabilidad del circuito Batahola3050 de la subestación Batahola siendo 27814 KVA totales y se encuentra en anillo con la subestación Los Brasiles.

#### 4.2 Cargabilidad Actual de los Circuitos

Los Circuito BTH 3010, 3030, 3040,3050 y 3060 serán analizados únicamente en este trabajo de topología de redes, mostrando en forma de tablas detalles adicionales a la demanda de cada circuito a continuación:

Tabla1.9 Inventario de los Circuitos de la Subestación Batahola

CIRCUITO	TIIFICACION DE CIRCUITOS	KV	KM LINEAS			TOTAL KM LINEAS	CANTIDAD DE TRAF0	CAPACIDAD TOTAL
			1Ø	2Ø	3Ø			
CIRCUITO BTH3010	URBANO	13.2	10.612	0.656	13.44	24.708	245	11294
CIRCUITO BTH3020	URBANO	13.2	5.561	1.397	14.431	21.389	343	21408
CIRCUITO BTH3030	URBANO	13.2	2.837	0	3.099	5.936	70	5726
CIRCUITO BTH3040	URBANO	13.2	26.572	1.379	16.462	44.413	338	14688
CIRCUITO BTH3050	RURAL	13.2	217.101	32.47	115.78	365.3538	1025	27589.1
CIRCUITO BTH3060	URBANO	13.2	3.017	0	3.951	6.968	75	7348.5

El circuito BTH-3050 tiene clientes industriales y comerciales los cuales son: Industrias Tip Top Km 27, carretera vieja a León, Chinampa, empresa Claro, etc.

<sup>18</sup> Sistema SCADA

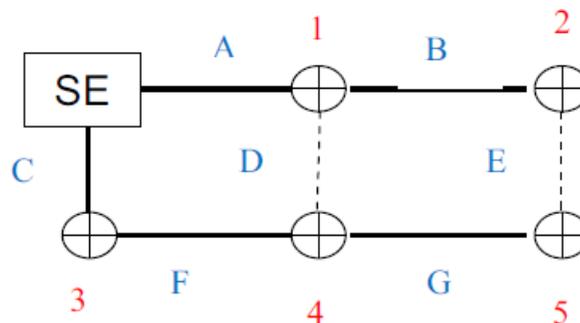


### 4.3 Ejemplo de Reconfiguración

La reconfiguración de un sistema de distribución como se había explicado anteriormente, consiste encontrar nuevas topologías y adaptarlas al sistema para observar su comportamiento. El principal objetivo a mostrar en el ejemplo es encontrar una topología en la que se reflejen mejoras que permitan suministrar un excelente servicio desde el punto de vista de la confiabilidad y tanto para la empresa distribuidora como para el consumidor final.

Considerando la reconfiguración como un problema de mayor complejidad tomando en cuenta todas las variables expuestas, se empleara un método sofisticado de cálculo para facilitar la búsqueda de la mejor topología que cumpla con todas las variables planteadas.

Cuando se reconfigura se puede cambiar drásticamente los valores de los índices de confiabilidad, debido a que la red varia su topología. Este fenómeno se explicara en el siguiente ejemplo:



**Figura1.13 Ejemplo de Efecto de reconfiguración en la confiabilidad**

La figura 1.25 es una red radial que opera en forma radial, con líneas A, B, C, D, E, F, G y puntos de carga 1, 2, 3,4 y 5.La configuración actual se representa por las líneas continuas. Las tasas de fallas y los tiempos de reparación asumidos en cada una de las líneas se muestran en la tabla 1.10



Línea	$\lambda$ (fallas/año)	r (horas)
A	0.15	5.0
B	0.20	6.0
C	0.10	7.0
D	0.30	4.0
E	0.15	6.0
F	0.25	5.0
G	0.20	8.0

Tabla 1.10 Valores de  $\lambda$  y r de la figura 1.21

La tasa de falla promedio en cada punto de carga aplicando la ecuación es:

$$\lambda_s = \sum_i \lambda_i$$

$$\lambda_1 = 0.15$$

$$\lambda_2 = 0.15 + 0.20 = 0.35$$

$$\lambda_3 = 0.10$$

$$\lambda_4 = 0.10 + 0.25 = 0.35$$

$$\lambda_5 = 0.10 + 0.25 + 0.20 = 0.55$$

Los tiempos anuales fuera de servicio en cada punto de carga acorde a la siguiente ecuación:

$$U_s = \sum_i \lambda_i r_i$$

$$U_1 = 0.15 * 5.0 = 0.75$$

$$U_2 = 0.15 * 5.0 + 0.2 * 6.0 = 1.95$$

$$U_3 = 0.10 * 7.0 = 0.70$$

$$U_4 = 0.10 * 7.0 + 0.25 * 5.0 = 1.95$$

$$U_5 = 0.10 * 7.0 + 0.25 * 5.0 + 0.2 * 8.0 = 3.55$$



Los tiempos de salida promedio en cada punto de carga se calcularan usando la siguiente ecuación:

$$r_s = \frac{U_s}{\lambda_s} = \frac{\sum \lambda_i r_i}{\sum \lambda_i}$$

$$r_1 = \frac{0.75}{\lambda_s} = 5$$

$$r_2 = \frac{1.95}{0.35} = 5.57$$

$$r_3 = \frac{0.70}{0.10} = 7.0$$

$$r_4 = \frac{1.95}{0.35} = 5.57$$

$$r_5 = \frac{3.55}{0.55} = 6.45$$

Los resultados anteriormente calculados se muestran en la siguiente tabla:

**Tabla 1.11** tabla de resultados de ejemplo

Punto de carga	$\lambda$ (fallas/año)	$r_i$ (horas)	$U_i$ (horas/año)
1	0.15	5.00	0.75
2	0.20	5.57	1.95
3	0.10	7.00	0.70
4	0.35	5.57	1.95
5	0.55	6.45	3.55

Si se reconfigurara la red se puede obtener la configuración que se muestra en la siguiente figura:

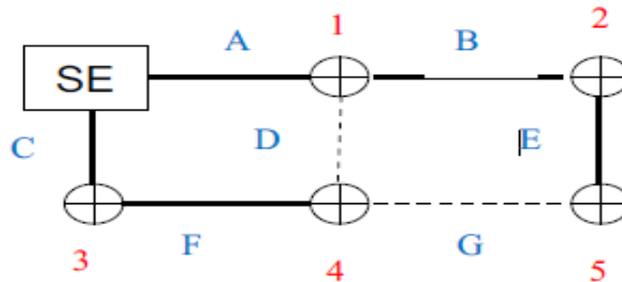


Figura 1.14 Circuito de ejemplo reconfigurado 1

En el siguiente caso los valores que cambiarían serían los que corresponden al punto de carga 5 ya que se conecta con la línea E en lugar de la línea F. Para esta configuración los valores de  $\lambda_r$  y U en el punto 5 disminuyen, permitiendo observar un efecto positivo de la reconfiguración al disminuir los índices de confiabilidad. Los nuevos valores serán:

$$\lambda_1 = 0.15 + 0.20 + 0.15 = 0.50 < 0.55$$

$$U_5 = 0.15 * 5.0 + 0.20 * 6.0 + 0.15 * 6.0 = 2.85 > 3.55$$

$$r_5 = \frac{2.85}{0.50} = 5.7 < 6.45$$

En el ejemplo anterior se pudo disminuir el valor de los índices de confiabilidad y por ende, los índices orientados al consumidor que se encuentran expresados en función de los mismos.

La configuración anterior fue apropiada para disminuir los índices de confiabilidad, pero también es posible encontrar redes que tengan un efecto totalmente contrario y los índices como consecuencia aumenten como en el siguiente caso

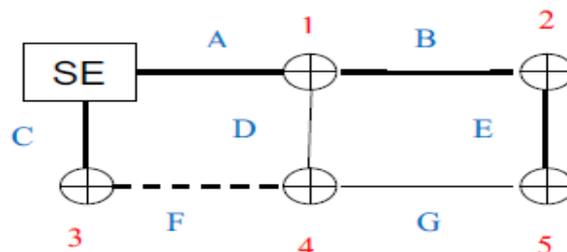


Figura 1.15 Circuito de ejemplo reconfigurado 2



$$\lambda_1 = 0.15 + 0.30 + 0.25 = 0.65 < 0.55$$

$$U_5 = 0.15 * 5.0 + 0.30 * 4.0 + 0.20 * 8.0 = 3.55 > 2.85$$

$$r_5 = \frac{3.55}{0.65} = 5.46 < 5.7$$

Comparando la reconfiguración de la figura 1.26 la figura 1.27, en el punto de carga 5, se observa que tanto la tasa de fallas como la indisponibilidad anual aumentaron, mientras que la tasa de reparación disminuyó, lo que permite demostrar que en una red se pueden encontrar topologías que pueden ser óptimas para algunos índices de confiabilidad mientras que para otros puede ser deficiente.

De lo anterior se puede concluir que de acuerdo a la configuración que presenta una red, los índices de confiabilidad asociados a ésta pueden aumentar o disminuir y teniendo una topología como la que presentan los sistemas de distribución en la que el número de posibles configuraciones es tan alto, el problema de hallar una red con los mejores índices de confiabilidad se torna altamente dificultoso.

#### 4.4 Método Evolutivo aplicado a minimización de índices de confiabilidad.

Los métodos evolutivos son una útil herramienta para resolver problemas complejos, (como lo es la reconfiguración de alimentadores en el sistema de distribución), para solucionar el problema de la minimización de índices de confiabilidad, como se mostrará en el transcurso de este capítulo.

Para cuantificar la confiabilidad del sistema de distribución se puede recurrir a los índices de confiabilidad IEEE recomendados en este Trabajo Monográfico, los cuales brindan suficiente información acerca del servicio suministrado, permiten modelar y comprender el desempeño de la red eléctrica, evaluar sus componentes



y servir de base para decisiones de inversión y automatización [4]. Para mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico de distribución, se ha recurrido a diferentes métodos, entre los que se destacan [35]:

- ✚ **La reducción de la tasa de fallos.**
- ✚ **La reducción del tiempo de afectación.**
- ✚ **La reducción de número de clientes afectados.**

#### **Reducción de la tasa de fallos:**

La reducción de la frecuencia de las interrupciones se puede conseguir a través del mejoramiento del sistema y sus componentes. Dichas medidas aumentan la confiabilidad, reduciendo la tasa de fallos y en consecuencia reduciendo todos los índices de continuidad global de la zona. Las medidas a tomar en las instalaciones para reducir la tasa de fallos pueden ser las siguientes:

- ✚ Mantenimiento preventivo y monitorización.
- ✚ Reposición preventiva de componentes que han alcanzado su vida útil.
- ✚ Cables aislados o semi-aislados en líneas aéreas.
- ✚ Recorte de la vegetación cerca y debajo de las líneas aéreas.
- ✚ Protecciones contra la invasión de animales en instalaciones.

#### **La reducción del tiempo de afectación:**

El tiempo de afectación se expresa principalmente el tiempo necesario para restablecer el suministro en la zona afectada por la interrupción. Debido a la configuración de la red, la zona afectada por la falla producida se puede aislar de la parte sana, desconectando la sección de la red que englobe esta zona. Esta medida no reduce el tiempo de afectación de la sección afectada, pero introduce una mejora substancial en tiempo para las partes de la red no afectadas



directamente por la falla, sobre todo, si la operación de la reconfiguración de la red está automatizada [7]. Además, si la reconfiguración se produce en un tiempo menor de tres minutos, la interrupción experimentada por el cliente no se considera una interrupción de larga duración. Estas medidas afectan principalmente a los índices que dependen del tiempo de interrupción.

Dicha reducción se puede conseguir actuando sobre las siguientes medidas:

- ✚ Automatización de las redes.
- ✚ Reconfiguración del sistema tras el fallo.
- ✚ Sistema de localización de fallos.
- ✚ Reducción del tiempo de respuesta.

#### **La reducción de número de clientes afectados:**

Por último, con la reducción de número de clientes o potencia interrumpida por cada falla se puede conseguir la disminución de todo tipo de índices de la zona. Esta reducción se puede lograr a través de las siguientes medidas:

Como se observa en los puntos planteados anteriormente, la reconfiguración es una alternativa para mejorar la confiabilidad de un sistema, y es necesario, por lo tanto, estudiar métodos que permitan seleccionar la mejor configuración de un sistema de distribución desde el punto de vista de la confiabilidad [7].

Se propone realizar una reconfiguración al Batahola-3050 a través del método evolutivo de optimización, para que mejore la confiabilidad del sistema de distribución mediante la reconfiguración de alimentadores primarios, es decir, encontrar la topología más conveniente para el sistema desde el punto de vista de la confiabilidad sin violar los límites operativos del sistema. Para esto, se planteará un modelo matemático de optimización que incorpore en la función objetivo la confiabilidad del sistema y en las restricciones la operación del mismo dentro de



sus límites operativos. La solución se buscará mediante un proceso de descomposición que incorpora la generación de la configuración, la evaluación de confiabilidad y la evaluación de la operación del sistema.

Como se mostró en el capítulo 2 de esta monografía, existen una variedad de índices de confiabilidad avalados por la IEEE, los cuales brindan al consumidor final información detallada para interpretar como es el servicio que se le está brindando. De estos índices los recomendados que pueden brindar mejor información son el SAIFI y SAIDI pues indican la frecuencia y la duración de las interrupciones, y serán los que se emplearan en el estudio de este trabajo.

La nueva topología debe cumplir las restricciones del sistema de distribución, estas son:

**Radialidad del sistema:** debido a que el sistema de distribución opera en forma radial, las topologías obtenidas deben cumplir con esta restricción que se puede expresar en una fórmula matemática:

$$\prod \beta_i = 1$$

$\beta_i$ : Se define para cada nodo e indica el número de trayectorias para llegar desde este hasta la subestación.

**Conexión de todos los nodos de la red:** la topología en investigación debe conectar todos los nodos sin dejar porciones aisladas:

$$\prod \alpha_i = 1 \forall i \in N$$

Dónde:

$\alpha_i$ : 1 si el nodo i esta energizado

$\alpha_i$ : 0 si el nodo esta desenergizadas



N: Conjunto de todos los nodos de la red

Para encontrar esta topología es necesario plantear una función objetivo para determinar cuáles topologías sirven, teniendo en cuenta las restricciones del sistema, continuación se expresa la fórmula:

Minimización (SAIFI+SAIDI)

$$= \min \left( \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} + \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} \right)$$

Dónde:

$N_i$ : número de usuarios del punto de carga  $i$

$\lambda_i$ : tasa de fallas del punto de carga  $i$

$U_i$ : Tiempo de interrupción anual del punto de carga

De acuerdo al método evolutivo empleado en este trabajo, la configuración del sistema de distribución se realizará a través de vectores binarios (cromosomas) que contengan la información de las líneas. Las líneas pueden o no estar presentes en la configuración, en el caso de que la línea exista, el valor que le corresponderá en su posición en el vector binario será "1" de lo contrario se le asignará el valor "0". El tamaño del vector binario será igual al número de líneas existentes en el sistema y de esta forma quedará correctamente representada la topología de la red. En la figura 1.28 se ilustra la codificación empleada.

En el ejemplo las líneas 6, 7, 8, 9 y 15 están inactivas, por lo tanto en las posiciones del vector se tiene un "0", como las demás líneas están activas, estas tendrán un valor de "1".

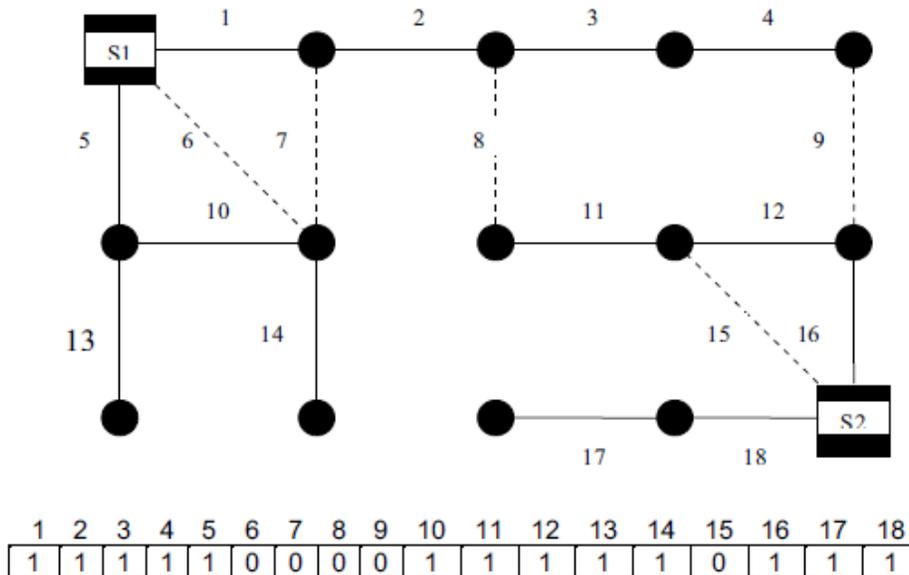


Figura 1.16 Codificación de vectores binarios

#### 4.5 Radialidad de la Codificación.

Al codificar el sistema de nodos se debe conservar la radialidad de la red [7], por lo tanto, en la reconfiguración se debe contar con líneas que conecte un nodo ya unido con otro no conectado. No se pueden emplear líneas que conectan nodos conectados o un nodo conectado a una subestación, debido a que se producirá una trayectoria en anillo cerrado, para facilitar el cálculo de la reconfiguración debemos conocer estos dos conceptos:

**Árbol:** contiene las líneas activas del sistema, que a su vez se conocen como ramas del mismo.

**Coarbol:** son las líneas inactivas del sistema, de tal manera que si se conectan al sistema, este dejaría de ser radial, debido a que estas líneas producen anillos de enlace en la estructura topología del sistema.



Expuesto lo anterior estos conceptos permiten que el sistema conserve la radialidad de la configuración, a continuación se muestra un ejemplo de árbol y coarbol.

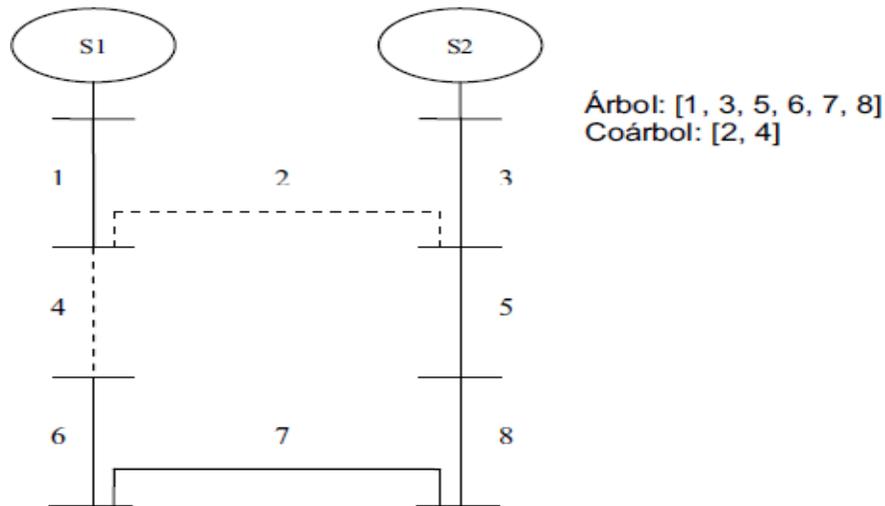


Figura 1.17 Ejemplo de árbol y Coarbol

## 5. Estudio de Reconfiguración del BTH-3050

El circuito BTH-3050 es un circuito retroalimentado a través de un seccionador de barra sólida como punto frontera abierto de la línea troncal del circuito LBS-3010 la subestación Los Brasiles, otros puntos frontera de alimentación en anillo es con el circuito BTH-3060 con el número de matrícula del seccionador de este último circuito SC-M1167 y el otro punto frontera con el seccionador SC-M2989 del circuito BTH-3040 ambos de la misma Subestación Batahola .El batahola 3050 se ha extraído con respecto a la BDI (base de datos de instalaciones) para obtener las derivaciones detallándose en la siguiente tabla 1.16 expresando las líneas de las derivaciones de distribución. En la tabla se expresan 14 puntos de carga denotados como barras de alimentación de los transformadores de distribución típicamente tipo poste. La configuración actual del circuito **BHT-3050** se representa por las derivaciones que inician de la troncal las cuales le llamaremos



en la tabla **líneas continuas**.  $S_1, S_2, S_3, S_4, S_5$ , hasta  $S_{18}$ . Las tasas de fallas y los tiempos de reparación asumidos en cada una de las líneas se muestran en la tabla 1.17

El estado de cada uno de los equipos de maniobra en para operación en el circuito de distribución se denotan por la C mayúscula de línea cerrada y A (abierto) mayúscula. Con los niveles fijados, el ordenamiento de las líneas aparece en la siguiente Tabla 1.12.

**Tabla 1.12 Configuración Actual del BTH-3050**

Líneas	$\lambda$ (fallas/año)	r (horas)	Estado
S1	0.12	6	Cerrado
S2	0.049	8.5	Abierto
S3	0.1	5	Cerrado
S4	0.015	10.3	Cerrado
S5	0.16	11.5	Cerrado
S6	0.22	12.3	Cerrado
S7	0.038	4	Abierto
S8	0.18	11.25	Cerrado
S9	0.19	12.5	Cerrado
S10	0.22	14	Cerrado
S11	0.01	6	Abierto
S12	0.19	8	Cerrado
S13	0.18	10	Cerrado
S14	0.18	7	Cerrado
S15	0.156	4.4	Cerrado
S16	0.16	5	Abierto
S17	0.2	8	Cerrado
S18	0.25	9.5	Cerrado

**NOTA: LAS INTERRUPCIONES SE OBTUVIERON DEL AÑO 2014 JUNTO CON LOS TIEMPOS ANUALES FUERA DE SERVICIO EN CADA PUNTO DE LA CARGA. SE EXTRAGERON DE LOS INFORMES DE APORTADOS POR DISNORTE-DISSUR [5] Y SE OBTUVO CON UN TOTAL DE 12 PUNTOS DE CARGA**



La tasa de falla promedio en el punto de carga 1 aplicando la ecuación es:

$$\lambda_s = \sum_i \lambda_i$$

$$\lambda_{s \text{ punto de carga 1}} = (S_1) 0.12$$

$$\lambda_{s \text{ punto de carga 2}} = (S_3) 0.1$$

$$\lambda_{s \text{ punto de carga 3}} = (S_3 + S_4) 0.1 + 0.015 = 0.115$$

Se suma una línea, debido a que está a como se muestra en 1.27 se inicia en la línea  $S_1$  tomando en cuenta si la falla está en el punto de carga 1 se tendría que desconectar la subestación para aislar la falla.

Se expresan los resultados de los cálculos siempre sumando las líneas en orden aguas arriba a sumar desde el punto donde se encuentra la falla.

Los tiempos anuales fuera de servicio en el punto de carga 1 aplicando la siguiente ecuación:

$$U_s = \sum_i \lambda_i r_i$$

$$U_1 = 0.12 * 6 = 0.72$$

$$U_2 = 0.1 * 5 = 0.50$$

$$U_3 = (0.1 * 5) + (0.015 * 10.3) = 0.65$$

$$U_4 = (0.1 * 5) + (0.015 * 10.3) + (0.16 * 11.5) = 2.49$$

Se efectúan los resultados de los cálculos de los tiempos anuales siempre multiplicando el resultado de los cálculos de la tasa de falla de cada punto de carga por el tiempo que estuvo fuera de servicio y luego si son varios puntos de carga se suman obteniéndose el tiempo anual fuera de servicio.

Los tiempos de salida promedio en el punto de carga 1 aplicando la siguiente ecuación:

$$r_s = \frac{U_s}{\lambda_s}$$



$$\text{tiempo de salida promedio en el punto de carga 1} = \frac{0.12 \cdot 6}{0.12} = 6$$

$$\text{tiempo de salida promedio en el punto de carga 2} = \frac{0.12 \cdot 6}{0.12} = 6$$

**NOTA: SE DIVIDE EL TIEMPO ANUAL FUERA DE SERVICIO ENTRE LA TASA DE FALLA PROMEDIO .CABE DESTACAR QUE LAS RECONFIGURACIONES A MOSTRARSE FUERON RESULTADO DE ANALISIS DE LAS POSIBLES MANIOBRAS TOMANDO EN CUENTA LA CONFIGURACION ACTUAL DE ESTE CIRCUITO DE DISTRIBUCION, PARA LUEGO HACER UN ANALISIS CON CALCULOS DE RECONFIGURACION CON TASAS DE FALLA Y TIEMPOS ANUALES FUERA DEL SERVICIO Y LUEGO CALCULAR LOS INDICES DE CONFIABILIDAD Y COMPARAR CONFIGURACIONES DIFERENCIANDO LA MINIMIZACION DE ESTOS INDICES .**

A continuación se muestran los resultados de la configuración actual del número de clientes con respecto a los puntos de carga (alimentadores del BTH-3050):

**Tabla 1.13 Afectación de los puntos de carga del BTH-3050**

Punto de carga	$\lambda$ (fallas/año)	rs(horas)	Us (Fallas horas/años)	Clientes
1	0.12	6	0.72	492
2	0.1	8.5	0.42	407
3	0.115	5.69	0.65	382
4	0.275	9.07	2.49	145
5	0.495	10.51	5.20	35
6	0.295	9.08	2.68	181
7	0.485	10.42	5.05	73
8	0.705	11.54	8.13	46
9	0.276	5.85	2.67	308
10	0.466	6.48	4.19	206
11	0.646	7.25	5.99	119
12	0.276	5.10	1.41	462
13	0.476	6.32	3.01	91
14	0.726	7.412	5.38	74

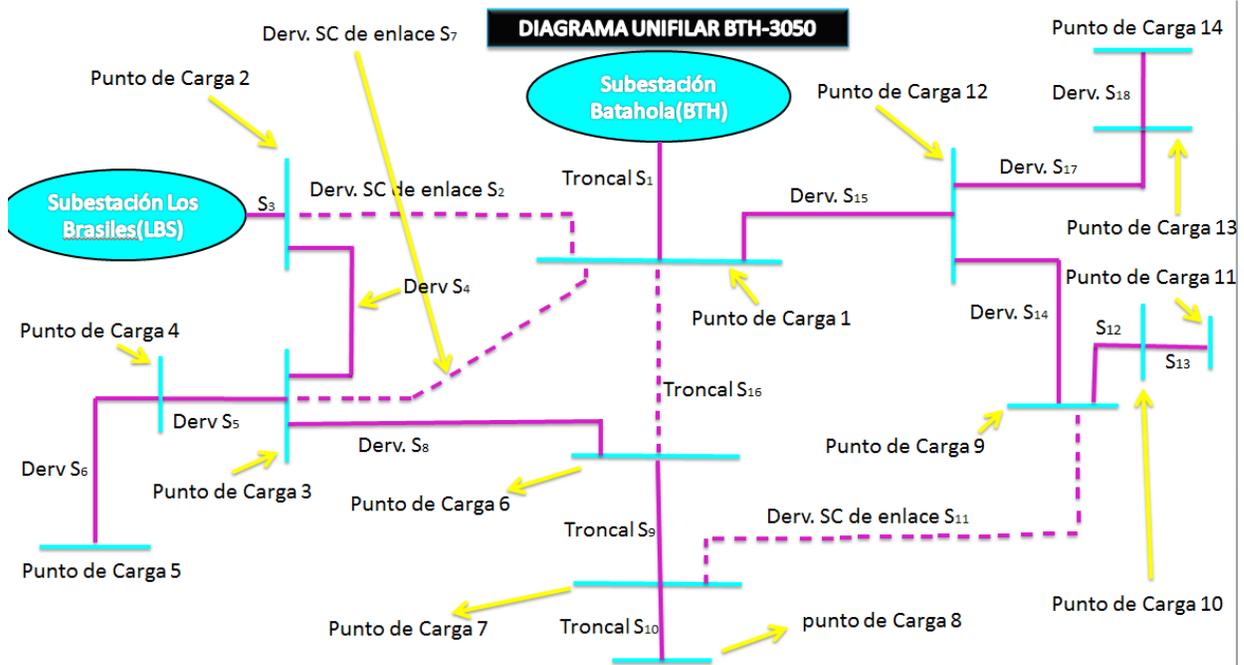
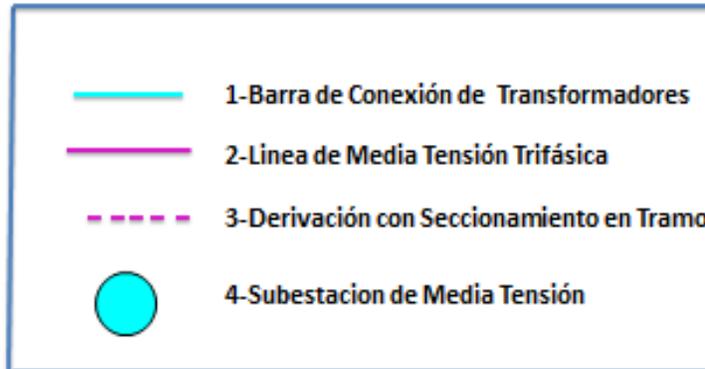


Figura 1.18 Diagrama unifilar de Distribución BTH-3050

**SIMBOLOGIA DEL DIAGRAMA UNIFILIAR DEL BTH-3050**



**6. Circuito BTH-3050 de 14 puntos de carga ,18 Líneas y dos Subestaciones**

En la configuración actual el circuito **BTH-3050** se expresan con los siguientes índices:

**SAIFI de 0.266fallas/año**

**SAIDI = 2.08 horas/año**



- ✚ CAIDI de: 7.8 horas/año
- ✚ Árbol: S<sub>1</sub>, S<sub>3</sub>, S<sub>4</sub>, S<sub>5</sub>, S<sub>6</sub>, S<sub>7</sub>, S<sub>8</sub>, S<sub>9</sub>, S<sub>10</sub>, S<sub>12</sub>, S<sub>13</sub>, S<sub>14</sub>, S<sub>15</sub>, S<sub>17</sub>, S<sub>17</sub>
- ✚ Coarbol: S<sub>2</sub>, S<sub>7</sub>, S<sub>11</sub>, S<sub>16</sub>
- ✚ Regulacion: 14 nodos

Minimizando el índice SAIDI se obtuvo los siguientes resultados en la séptima reconfiguración:

- ✚ SAIFI: 0.39 fallas/año.
- ✚ SAIDI: 2.001 horas/año
- ✚ CAIDI: 5.10 horas/año
- ✚ Árbol: S<sub>1</sub>, S<sub>3</sub>, S<sub>4</sub>, S<sub>5</sub>, S<sub>6</sub>, S<sub>8</sub>, S<sub>10</sub>, S<sub>11</sub>, S<sub>12</sub>, S<sub>13</sub>, S<sub>14</sub>, S<sub>15</sub>, S<sub>17</sub>
- ✚ Coarbol: S<sub>2</sub>, S<sub>7</sub>, S<sub>9</sub>, S<sub>16</sub>
- ✚ Regulacion: 14 nodos

A continuación se muestran los resultados de la opción 7 de configuración propuesta ante situaciones de interrupciones de afectación por falla ya sea por vandalismo, daños en el aislamiento, etc., del número de clientes con respecto a los puntos de carga (alimentadores del BTH-3050):

Tabla 1.14 Sexta Opción Propuesta

Punto de carga	$\lambda$ (fallas/año)	rs(horas)	Us (Fallas horas/años)	Clientes
1	0.12	6	0.72	565
2	0.1	5	0.50	334
3	0.115	5.69	0.65	309
4	0.275	9.07	2.49	145
5	0.495	10.51	5.20	35
6	0.295	9.08	2.68	108
7	0.466	5.85	2.73	73
8	0.686	8.46	5.81	46
9	0.456	5.85	2.67	381
10	0.646	6.48	4.19	206
11	0.826	7.25	5.99	119
12	0.636	5.10	1.41	535
13	0.836	6.32	3.01	91
14	1.086	7.412	5.381	74



Aunque esta opción de SAIDI minimiza el índice a diferencia de las opciones anteriores, se obtuvieron índices

Tabla 1.15 Sexta Reconfiguración Propuesta

Líneas	$\lambda$ (fallas/año)	r (horas)	Estado
S1	0.12	6	Cerrado
S2	0.049	8.5	Abierto
S3	0.1	5	Cerrado
S4	0.015	10.3	Cerrado
S5	0.16	11.5	Cerrado
S6	0.22	12.3	Cerrado
S7	0.038	4	Abierto
S8	0.18	11.25	Cerrado
S9	0.19	12.5	Abierto
S10	0.22	14	Cerrado
S11	0.01	6	Cerrado
S12	0.19	8	Cerrado
S13	0.18	10	Cerrado
S14	0.18	7	Cerrado
S15	0.156	4.4	Cerrado
S16	0.16	5	Abierto
S17	0.2	8	Cerrado
S18	0.25	9.5	Cerrado

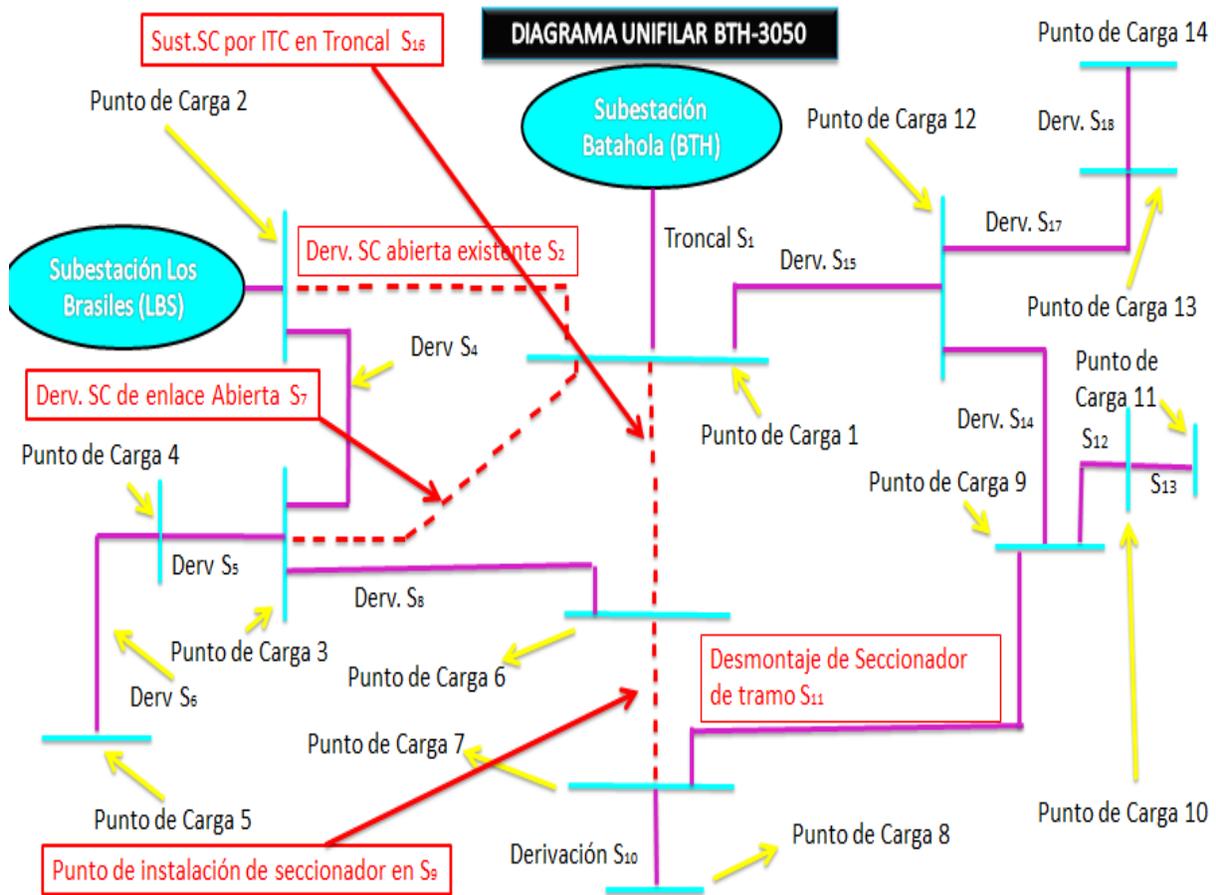


Figura 1.19 Sexta Reconfiguración

Minimizando el índice SAIFI se obtuvo los siguientes resultados en la primera reconfiguración:

- ✚ **SAIFI: 0.27 fallas/año.**
- ✚ **SAIDI: 2.06 horas/año**
- ✚ **CAIDI: 7.49 horas/año**
- ✚ **Árbol: S<sub>1</sub>, S<sub>3</sub>, S<sub>4</sub>, S<sub>5</sub>, S<sub>6</sub>, S<sub>9</sub>, S<sub>10</sub>, S<sub>12</sub>, S<sub>13</sub>, S<sub>14</sub>, S<sub>15</sub>, S<sub>16</sub>, S<sub>17</sub>, S<sub>18</sub>**
- ✚ **Coarbol: S<sub>2</sub>, S<sub>7</sub>, S<sub>8</sub>, S<sub>11</sub>**
- ✚ **Regulacion: 14 nodos**



Con esta opción se buscó minimizar el SAIFI (índice de frecuencia de interrupción media del sistema), pero se mantuvo este índice en la **primera reconfiguración a 0.27 fallas/año a diferencia de 0.26 fallas/año de la configuración actual del circuito**, por lo tanto, únicamente se plantea como solución la séptima reconfiguración configuración de secuencia de maniobras en la red de distribución.

Tabla 1.16 Primera Reconfiguración Propuesta

Líneas	$\lambda$ (fallas/año)	r (horas)	Estado
S1	0.12	6	Cerrado
S2	0.049	8.5	Abierto
S3	0.1	5	Cerrado
S4	0.015	10.3	Cerrado
S5	0.16	11.5	Cerrado
S6	0.22	12.3	Cerrado
S7	0.038	4	Abierto
S8	0.18	11.25	Abierto
S9	0.19	12.5	Cerrado
S10	0.22	14	Cerrado
S11	0.01	6	Abierto
S12	0.19	8	Cerrado
S13	0.18	10	Cerrado
S14	0.18	7	Cerrado
S15	0.156	4.4	Cerrado
S16	0.16	5	Cerrado
S17	0.2	8	Cerrado
S18	0.25	9.5	Cerrado

A continuación se muestran los resultados de la opción 1 de reconfiguración propuesta ante la frecuencia de interrupción media del sistema:



Tabla 1.17 Primera Opción Propuesta

Punto de carga	$\lambda$ (fallas/año)	rs(horas)	Us (Fallas horas/años)	Cientes	Cientes
1	0.12	6	0.72	673	30
2	0.1	5	0.5	226	25
3	0.115	5.69	0.65	201	56
4	0.275	9.07	2.49	145	110
5	0.495	10.51	5.20	35	35
6	0.28	5.43	1.52	181	108
7	0.47	8.29	3.90	73	27
8	0.69	10.11	6.98	46	46
9	0.276	5.85	2.67	308	102
10	0.466	6.48	4.19	206	87
11	0.646	7.25	5.99	119	119
12	0.276	5.10	1.41	462	63
13	0.476	6.32	3.01	91	17
14	0.726	7.412	5.381	74	74

Minimizando el índice CAIDI (índice de duración de interrupción de los usuarios) se obtuvo los siguientes resultados en la séptima reconfiguración:

- ✚ SAIFI: 0.39 fallas/año.
- ✚ SAIDI: 2.001 horas/año
- ✚ CAIDI:5.10 horas/año
- ✚ Árbol:  $S_1, S_3, S_4, S_5, S_6, S_8, S_{10}, S_{11}, S_{12}, S_{13}, S_{14}, S_{15}, S_{17}$
- ✚ Coarbol:  $S_2, S_7, S_9, S_{16}$
- ✚ Regulacion:14 nodos

Con esta opción al minimizar el CAIDI (índice de duración de interrupción media de usuarios), se observó una reducción del CAIDI en la séptima reconfiguración a diferencia de la configuración actual del circuito, se puede decir que se minimizaron ambos índices con la séptima reconfiguración la cual expresa valores aceptables. A continuación se muestran las tablas de resultados del estudio de confiabilidad de la **segunda reconfiguración de maniobra en la red con un SAIFI de 0.29 fallas/año y un SAIDI de 7.66 horas/años.**



Tabla 1.18 Segunda Reconfiguración Propuesta

Líneas	$\lambda$ (fallas/año)	r (horas)	Estado
S1	0.12	6	Cerrado
S2	0.049	8.5	Abierto
S3	0.1	5	Cerrado
S4	0.015	10.3	Cerrado
S5	0.16	11.5	Cerrado
S6	0.22	12.3	Cerrado
S7	0.038	4	Abierto
S8	0.18	11.25	Abierto
S9	0.19	12.5	Cerrado
S10	0.22	14	Cerrado
S11	0.01	6	Cerrado
S12	0.19	8	Cerrado
S13	0.18	10	Cerrado
S14	0.18	7	Cerrado
S15	0.156	4.4	Cerrado
S16	0.16	5	Abierto
S17	0.2	8	Cerrado
S18	0.25	9.5	Cerrado

Tabla 1.19 Segunda Opción Propuesta

Punto de carga	$\lambda$ (fallas/año)	rs(horas)	Us (Fallas horas/años)	Clientes
1	0.12	6	0.72	673
2	0.1	5	0.50	226
3	0.115	5.69	0.65	201
4	0.275	9.07	2.49	145
5	0.495	10.51	5.20	35
6	0.656	7.78	2.68	108
7	0.466	5.85	5.05	181
8	0.686	8.46	8.13	46
9	0.276	5.85	2.67	489
10	0.466	6.48	4.19	206
11	0.646	7.25	5.99	119
12	0.276	5.10	1.41	643
13	0.476	6.32	3.01	91
14	0.726	7.412	5.38	74



En estas configuraciones nuevamente se encontró aumentos en los índices poco acertados a los esperados para las reconfiguraciones obteniendo un SAIFI de 0.33 y un SAIDI de 2.51

A como se especificó en la Introducción se tomaron en cuenta datos del Circuito y Analizarlos con las formulas del Método de Reconfiguración Evolutivo

Tabla 1.20 Tercera Reconfiguración Propuesta

Líneas	$\lambda$ (fallas/año)	r (horas)	Estado
S1	0.12	6	Cerrado
S2	0.049	8.5	Abierto
S3	0.1	5	Cerrado
S4	0.015	10.3	Cerrado
S5	0.16	11.5	Cerrado
S6	0.22	12.3	Cerrado
S7	0.038	4	Abierto
S8	0.18	11.25	Abierto
S9	0.19	12.5	Cerrado
S10	0.22	14	Cerrado
S11	0.01	6	Cerrado
S12	0.19	8	Cerrado
S13	0.18	10	Cerrado
S14	0.18	7	Abierto
S15	0.156	4.4	Cerrado
S16	0.16	5	Cerrado
S17	0.2	8	Cerrado
S18	0.25	9.5	Cerrado

Con la tercera reconfiguración se obtuvo:

✚ SAIFI: 0.33 fallas/año.

✚ SAIDI: 2.51 horas/año

✚ CAIDI: 7.48 horas/año

✚ Árbol: S<sub>1</sub>, S<sub>3</sub>, S<sub>4</sub>, S<sub>5</sub>, S<sub>6</sub>, S<sub>9</sub>, S<sub>10</sub>, S<sub>11</sub>, S<sub>12</sub>, S<sub>13</sub>, S<sub>15</sub>, S<sub>16</sub>, S<sub>17</sub>, S<sub>18</sub>

✚ Coarbol: S<sub>2</sub>, S<sub>7</sub>, S<sub>8</sub>, S<sub>14</sub>



Tabla 1.21 Tercera Opción Propuesta

Punto de carga	$\lambda$ (fallas/año)	rs(horas)	Us (Fallas horas/años)	Clientes	Clientes
1	0.12	6	0.72	673	30
2	0.1	5	0.5	226	25
3	0.115	5.69	0.65	201	56
4	0.275	9.07	2.49	145	110
5	0.495	10.51	5.20	35	35
6	0.28	5.43	1.52	489	108
7	0.47	8.29	3.90	381	27
8	0.69	10.11	6.98	46	46
9	0.48	8.24	3.96	308	102
10	0.67	8.17	5.48	206	87
11	0.85	8.56	7.28	119	119
12	0.276	5.10	1.41	154	63
13	0.476	6.32	3.01	91	17
14	0.726	7.412	5.381	74	74

Cuarta reconfiguración se obtuvo un SAIFI de 0.37 y un SAIDI de 3.03

Tabla 1.22 Cuarta Reconfiguración Propuesta

Líneas	$\lambda$ (fallas/año)	r (horas)	Estado
S1	0.12	6	Cerrado
S2	0.049	8.5	Abierto
S3	0.1	5	Cerrado
S4	0.015	10.3	Cerrado
S5	0.16	11.5	Cerrado
S6	0.22	12.3	Cerrado
S7	0.038	4	Abierto
S8	0.18	11.25	Abierto
S9	0.19	12.5	Cerrado
S10	0.22	14	Cerrado
S11	0.01	6	Cerrado
S12	0.19	8	Cerrado
S13	0.18	10	Cerrado
S14	0.18	7	Cerrado
S15	0.156	4.4	Abierto
S16	0.16	5	Cerrado



S17	0.2	8	Cerrado
S18	0.25	9.5	Cerrado

Con la cuarta reconfiguración:

✚ SAIFI: 0.37 fallas/año.

✚ SAIDI: 3.03 horas/año

✚ CAIDI: 7.99 horas/año

✚ Árbol: S<sub>1</sub>, S<sub>3</sub>, S<sub>4</sub>, S<sub>5</sub>, S<sub>6</sub>, S<sub>9</sub>, S<sub>10</sub>, S<sub>11</sub>, S<sub>12</sub>, S<sub>13</sub>, S<sub>14</sub>, S<sub>16</sub>, S<sub>17</sub>, S<sub>18</sub>

✚ Coarbol: S<sub>2</sub>, S<sub>7</sub>, S<sub>8</sub>, S<sub>15</sub>

Tabla 1.23 Cuarta Opción Propuesta

Punto de carga	$\lambda$ (fallas/año)	rs(horas)	Us (Fallas horas/años)	Clientes
1	0.12	6	0.72	673
2	0.1	5	0.50	226
3	0.115	5.69	0.65	201
4	0.275	9.07	2.49	145
5	0.495	10.51	5.20	35
6	0.28	5.43	1.52	643
7	0.47	9.20	4.60	535
8	0.69	10.11	6.98	46
9	0.48	8.24	3.96	462
10	0.67	8.17	5.48	206
11	0.85	8.56	7.28	119
12	0.66	7.90	5.22	154
13	0.86	7.92	6.82	91
14	1.11	8.279	9.190	74

Quinta reconfiguración se obtuvo un SAIFI de 0.31 y un SAIDI de 2.08



Tabla 1.24 Quinta Reconfiguración Propuesta

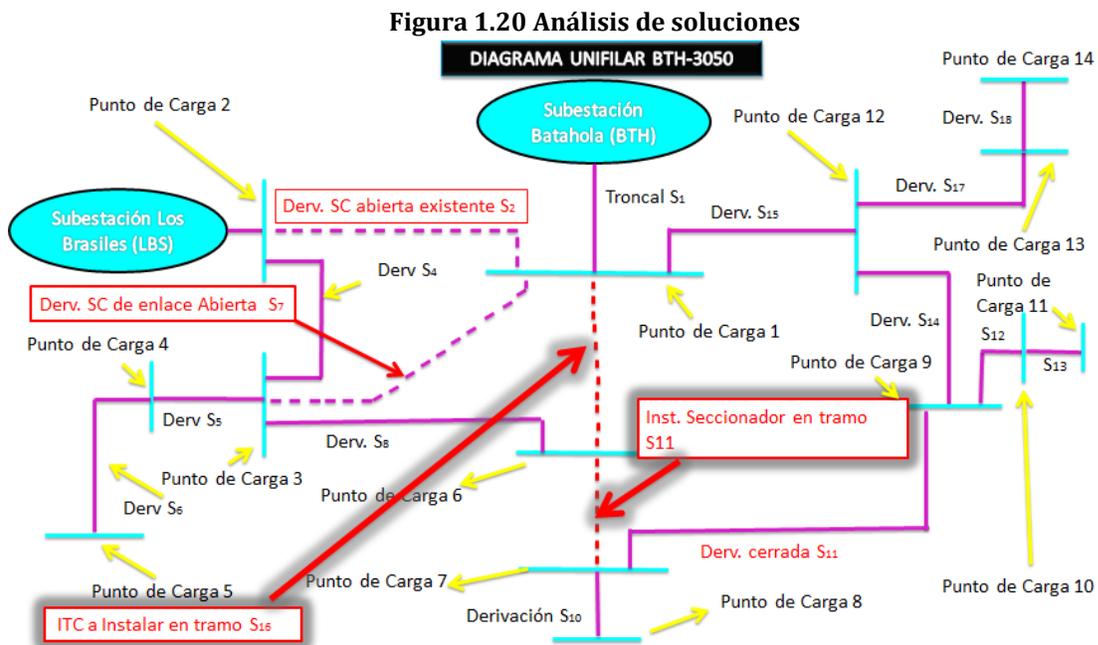
Líneas	$\lambda$ (fallas/año)	r (horas)	Estado
S1	0.12	6	Cerrado
S2	0.049	8.5	Abierto
S3	0.1	5	Cerrado
S4	0.015	10.3	Cerrado
S5	0.16	11.5	Cerrado
S6	0.22	12.3	Cerrado
S7	0.038	4	Abierto
S8	0.18	11.25	Abierto
S9	0.19	12.5	Abierto
S10	0.22	14	Cerrado
S11	0.01	6	Cerrado
S12	0.19	8	Cerrado
S13	0.18	10	Cerrado
S14	0.18	7	Cerrado
S15	0.156	4.4	Cerrado
S16	0.16	5	Cerrado
S17	0.2	8	Cerrado
S18	0.25	9.5	Cerrado

Tabla 1.25 Quinta Opción Propuesta

Punto de carga	$\lambda$ (fallas/año)	rs(horas)	Us (Fallas horas/años)	Clientes
1	0.12	6	0.72	673
2	0.1	5	0.5	226
3	0.115	5.69	0.65	201
4	0.275	9.07	2.49	145
5	0.495	10.51	5.20	35
6	0.28	5.43	1.52	108
7	0.466	5.85	2.73	73
8	0.686	8.46	5.81	46
9	0.456	5.85	2.67	381
10	0.646	6.48	4.19	206
11	0.826	8.56	7.28	119
12	0.276	5.10	1.41	535
13	0.476	6.32	3.01	91
14	0.726	7.412	5.381	74



A partir de este resultado se obtiene la configuración de la figura 1.28 como la configuración alternativa ya que la minimización del índice SAIDI con respecto al índice actual es mucho más pequeña que la reducción que se obtuvo del CAIFI observándose mejoras significativas con respecto al índice de la red en su configuración inicial, aunque es necesario implementar propuestas de instalación de 2 equipos nuevos equipos de seccionamiento sustituyendo el seccionador existente en el punto de la troncal  $S_{16}$  por un Interruptor Telecontrolado e instalando un seccionador en el tramo  $S_{11}$ , en la siguiente figura:



En la imagen se muestran dos puntos de seccionamiento en una línea Troncal dejando el circuito Batahola 3050 configurado radialmente y alimentando los puntos de carga: 1, 7,8, 9, 10, 11, 13,14 los cuales corresponden a los puntos de carga de los transformadores de distribución con la séptima reconfiguración alimentando 1555 clientes.



Tabla 1.26 Puntos de Carga Alimentados Radialmente por el BTH 3050

Punto de carga	$\lambda$ (fallas/año)	rs(horas)	Us (Fallas horas/años)	Clientes	Clientes
1	0.2	3.6	0.72	30	30
7	0.636	14.35	2.73	73	27
8	0.636	30.56	5.81	46	46
9	0.636	14.03	2.67	381	102
10	0.636	22.03	4.19	206	87
11	0.636	31.51	5.99	119	119
13	0.636	300.64	3.01	91	17
14	0.636	538.140	5.381	74	74

Los resultados de éste no varían en gran magnitud con respecto al actual sistema, debido a que sólo dos tramos se plantea instalar 2 seccionadores por lo tanto se comprobó como la reconfiguración de alimentadores primarios tiene un impacto directo en la confiabilidad y continuidad del servicio.



## 7. Conclusiones

En este trabajo se desarrolló el estudio de reconfiguración con un Método Evolutivo, planteando como función objetivo implementar en la guía que se mostrara en los anexos las fórmulas de los índices IEEE en conjunto para calcular los índices mostrando resultados acertados con respecto al número de usuarios minimizando a través de las maniobras de la sexta reconfiguración la implementación de 2 puntos de automatización del sistema a través de dos interruptores telecontrolados de cabecera en la línea Troncal.

La elección del Método Evolutivo en la guía para la reconfiguración del Circuito de Media Tensión batahola 3050 se desarrolló basándose en reducción de interrupciones a través de índices de operación, tales fueron: SAIFI SAIDI Y CAIDI para una segura restauración del servicio en caso de fallas

En la guía se muestra el método heurístico y programación lineal siendo estos de utilidad tomando en consideración si se tienen los datos de cargabilidad del circuito a reconfigurar para optimizarlo aplicando flujos de carga para minimización de pérdidas.

La minimización que expresaron los índices SAIDI, SAIFI, CAIDI con llevo a estimar y determinar el tiempo que tomaría al circuito BTH-3050 aislar fallas y mejorar las condiciones de operación



## 8. Recomendaciones de Trabajos Futuros

Como recomendaciones para trabajos a futuro, se podrán realizar los siguientes estudios:

- ✚ Teniendo en cuenta el crecimiento de la demanda en un período de 15 años, explorar la posibilidad de conexión a través de la construcción de una nueva subestación, que contemple construir un tramo red para disponer de transferencia de carga al circuito batahola, lo cual sería también una ventaja para al tener mejores índices de cargabilidad,.
- ✚ Esta metodología puede ser aplicada en forma general en la revisión de la confiabilidad de circuitos de sistemas de distribución y hacer análisis de maniobras calculando reconfiguraciones de redes en media y baja tensión.



## 9 Referencia Bibliográfica

[1] Reconfiguración de redes eléctricas de media tensión utilizando técnicas evolutivas. Dr.Ing.Jorge Mendoza Baeza. Grupo Investigación CORE - PUCV.

[http://sites.ieeechile.cl/sb-pucv/wp-content/uploads/2009/10/Jorge\\_Mendoza.pdf](http://sites.ieeechile.cl/sb-pucv/wp-content/uploads/2009/10/Jorge_Mendoza.pdf)

[2] Resolución 016-INE-1999 Normativa de calidad del servicio

Vinculo:<http://www.mem.gob.ni/media/resolucion%20016-INE-1999%20normativa%20de%20calidad%20del%20servicio.pdf>

[3] Estado del Arte en reconfiguración de sistemas de distribución

Vinculo:

<http://bibliotecadigital.univalle.edu.co/bitstream/10893/1370/6/Estado%20del%20arte%20en%20reconfiguracion%20de%20sistemas%20de%20distribucion.pdf>

[4] Estudio de Redistribución de redes de Media Tensión en las subestaciones Caldas, Ancón Sur e Itagüí mediante el uso de herramientas computacionales y propuesta para reconfiguración topológica, Universidad Pontificia Bolivariana, Medellín, Colombia 2013,Vinculo:

<http://repository.upb.edu.co:8080/jspui/bitstream/123456789/1143/1/TESIS.pdf>

[5] Informe de indicadores de Continuidad del Servicio INE 2014

[6] Monografía: Estudio de reconfiguración y optimización de los alimentadores de la subestación Machala perteneciente a la Corporación Nacional de electricidad S.A - Regional el Oro.

Vinculo:<http://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/311/14/UPS-CT001899.pdf>

[7] Mejoramiento en la calidad de los sistemas de distribución mediante reconfiguración de circuitos primarios, Autor: Alonso González Arias

Vinculo:<http://repositorio.utp.edu.co/dspace/bitstream/11059/1043/1/621312G643mc.pdf>

[8]Modelo de administración de proyectos de electrificación rural en Nicaragua incluyendo la generación en sistemas aislados Autor: *N Blanco, O Salazar*;E

Vinculo:<http://www.revistas.uni.edu.ni/index.php/Nexo/article/view/66>

[9] J.C Wang, H.D.CHIANG, G.RDARLING, an efficient algorithm for real-time network reconfiguration in large scale unbalanced distribution systems IEEE Transaction on Power Systems Vol.11February 1996.

[10] Guía Para la Elaboración de Protocolos de monografías. Universidad Nacional de Ingeniería.

[11] Sistemas Corporativos, Dissnorte-Dissur.

[12] Samuel Ramírez castaño. Redes de distribución de energía, universidad nacional de Colombia-tercera edición –Manizales.



[13] IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices Std 1366™-2003(Revision of IEEE Std 1366-1998),IEEE-ANSI, Working Group on System Design, Transmission and Distribution Committee, ISBN 0-7381-3890-8 SS951.

[14] Redes Eléctricas de Distribución Profesor Carlos Pérez Méndez, Resúmenes 7/04/2010.

[15] Informe Dissnorte-Dissur Seguimiento Operativo, Sector Managua, 08 de abril del 2013.

[16] Estudio de distribución de media tension en las subestaciones Caldas, Ancón Sur e Itagüí de EPM mediante el uso de Herramientas Computacionales y Propuesta para la Reconfiguración Topológica.

Vinculo:<http://repository.upb.edu.co:8080/jspui/bitstream/123456789/1143/1/TESIS.pdf>.

[17] Comparación de Métodos de Análisis de confiabilidad aplicados a sistemas eléctricos industriales, Eduardo Hernández Martínez, Instituto de Investigaciones Eléctricas.

Vinculo:[http://www.reliabilityweb.com/excerpts/excerpts\\_espanol/sistemas\\_electricos.pdf](http://www.reliabilityweb.com/excerpts/excerpts_espanol/sistemas_electricos.pdf)

[18] Evaluación de Confiabilidad en Sistemas de Distribución, Pontificia Universidad Católica de Chile, autor: Aldo Gary Arriagada Mass.

Vinculo:<http://web.ing.puc.cl/~power/paperspdf/aarriagada.pdf>

[19] Radial Distribution Network Reconfiguration for Loss Reduction and Load Balancing using Plant Growth Simulation Algorithm, International Journal on Electrical Engineering and Informatics - Volume 2, Number 4, 2010,autores: P. V. V. Rama Rao and S. Sivanagaraju

Vinculo:<http://www.ijeei.org/docs-12972898314d255ce982460.pdf>

[20] Power Distribution Network Reconfiguration for Bounded Transient Power Loss Zhihao Li, Chenye Wu, *Student Member, IEEE*

[21] A New Mathematic Algorithm to Analyze Power Distribution Systems With Active Compensation and Nonlinear Loads, IEEE TRANSACTIONS ON Power Delivery, Vol. 23, no. 4, October 2008, José Mahomar, Luis Morán, *Fellow, IEEE*, Johan Guzmán, *Member, IEEE*.

[22] Ingeniería Triple E S.A.C

Vinculo:<http://ing-triplee.com/?cars=bancos-de-compensacion-reactiva-para-baja-y-media-tension>.

[23] IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems, IEEE Std 519-1992(Revision of IEEE Std 519-1981) ISBN 1-55937-239-7.

[24] Curso de Mantenimiento de Obras, 2.2. Arquitectura de Red, 26 de enero del 2003, Unión Fenosa internacional

[25] Informe Anual 2008, Unión Fenosa internacional

Vinculo:<http://www.disnorte-dissur.com.ni/informacion-de-acceso-publico.html>

[26] Informe de Operación de Red, Dissnorte-Dissur, Despacho Eléctrico, Diciembre 2013.

[27] Reconfiguration of Electrical Networks by an Ant Colony Optimization Algorithm, Divya M, Bindu R.

Vinculo:[http://www.ijarcce.com/upload/2013/october/13-o-divya\\_m\\_-\\_Ant\\_Colony\\_Optimization\\_Method.pdf](http://www.ijarcce.com/upload/2013/october/13-o-divya_m_-_Ant_Colony_Optimization_Method.pdf)



- [28] Preliminar de Resumen de Monografías de Eléctrica, Vinculo  
<http://www.simulacionco.uni.edu.ni/doc/programa%20de%20monografias/Preliminar%20de%20resumen%20de%20monografias%20de%20electrica.pdf>
- [29] Apuntes Generales sobre Redes Eléctricas de Distribución, Carlos Mario RíosSerna, Universidad Pontifica Bolivariana de Medellín, 1998.
- [30] Presentación de planificación de despacho Eléctrico: Circuito con demanda de 7 MW, 30/01/15
- [31] Aplicaciones Tecnico-Economicas del Sistema de Gestión de Incidencias en las distribuidoras de Electricidad de Oriente y Occidente S.A, Universidad de San Carlos de Guatemala  
Vinculo: [http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08\\_0504\\_EA.pdf](http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_0504_EA.pdf)
- [32]Informe de Pérdidas Técnicas BTH3050 elaborado por el área de Planificación de Disnorte-Dissur



# ANEXOS.

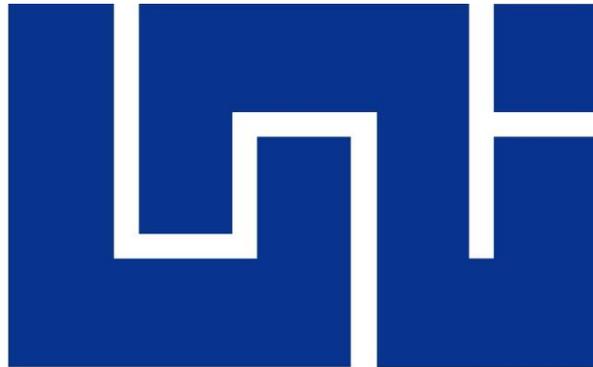


# ANEXO.

(Guía para la Reconfiguración del Circuito  
Batahola 3050 de Media Tensión)



GUIA PARA LA RECONFIGURACION  
DEL CIRCUITO BATAHOLA 3050  
DE MEDIA TENSION



*Líder en Ciencia y Tecnología*

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIRÍA.  
FACULTAD DE ELECTROTECNIA Y COMPUTACIÓN.

**Autores:**

- Br. Lixdamis Rangel Flores Castillo.
- Br. Alba Martínez Zapata.

Managua, julio 2015



## RESUMEN

El presente documento, tiene como objeto brindar información relacionada con el estado del Arte de Reconfiguración en sistemas de distribución eléctrica, basado en las normas que poseen algunos países extranjeros tales como: Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica (IEEE) y la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) para luego seleccionar las más adecuadas y poder establecer una guía que contenga criterios técnicos, normas y elementos necesarios para reconfigurar las redes de distribución en Nicaragua.

La metodología de la presente guía de reconfiguración puede ser aplicada en todas las circunstancias en las cuales se requiera la reconfiguración de una red de media tensión que implique a un sólo circuito de distribución de energía o que involucre varias subestaciones de energía.

El aporte metodológico de este trabajo se refleja en el sentido de que logrando obtener una guía de reconfiguración de circuitos eléctricos, el suministro de energía será confiable, y los usuarios podrán desarrollar mejor sus procesos industriales, comerciales o residenciales.



## Índices de Confiabilidad IEEE

El objetivo general de los índices de confiabilidad es representar cuantitativamente la calidad del servicio suministrado a todos los usuarios del sistema de distribución. Estos se pueden separar en dos grupos. Índices del usuario e índices del sistema según el usuario se tienen todos aquellos que representan los momentos sin suministro eléctrico y según el sistema se puede identificar aquellos que indican la capacidad del sistema para reponerse de una anomalía y entregar toda la energía presupuestada.

Este índice indica la duración total media de interrupción para el cliente durante un período predefinido de tiempo. Comúnmente se mide en minutos u horas de los clientes de los clientes de interrupción. Matemáticamente, esto se da en la ecuación.

### 1. Índices orientados al consumidor

#### ✚ 1.SAIFI [13], índice de interrupción media del sistema (System average interruption frequency index)

$$SAIFI = \frac{\text{Numero de interrupciones a los usuarios}}{\text{Numero Total de usuarios atendidos}} \quad (1)$$

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} \quad (1.1)$$

Dónde:

$N_i$ : es el número de usuarios del punto de carga  $i$

$\lambda_i$ : es la tasa de fallas del punto de carga  $i$

#### ✚ 2.SAIDI, índice de duración de interrupción del sistema\*system Average Interruption Duration Index):



$$SAIDI = \frac{\text{Numero de duracion de las interrupciones}}{\text{Numero total de usuarios atendidos}} \quad (2)$$

$$SAID = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} \quad (2.1)$$

Dónde:

$N_i$ : es el número de usuarios del punto de carga  $i$

$U_i$ : ese tiempo de interrupción anual del punto de carga  $i$

### ✚ 3. CAIDI, índice de duración de interrupción media de los usuarios

$$CAIDI = \frac{\text{Suma de la durac de las interrupciones}}{\text{Numero total de usuarios afectados}} \quad (3)$$

$$CAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{\sum N_i} = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (3.1)$$

### ✚ 4. Índice total duración media de interrupción del cliente

Este índice representa el promedio de tiempo total en el período de información que los clientes que en realidad experimentaron una interrupción quedaron sin electricidad. Este índice es un híbrido de CAIDI [13] y se calcula de manera similar, excepto que los clientes con múltiples interrupciones se cuentan una sola vez. Matemáticamente, esto se da en la Ecuación



$$CTAIDI = \frac{\text{Suma de duracion de las interrupciones al consumidor}}{\text{Numero total de usuarios afectados}} \quad (4)$$

Para calcular el índice, utilizar la ecuación:

$$CTAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{CN} \quad (4.1)$$

Los índices de confiabilidad se calculan en sistemas existentes en donde se tiene datos de los consumidores y un amplio historial de interrupciones del sistema de distribución. Existen muchos métodos de reconfiguración conocidos pero únicamente en esta guía especificaremos 3 muy acertados e implementados en algunas universidades extranjeras [6].

### Método de Programación Lineal.

Este método requiere una función objetivo lineal, lo cual es difícil de expresar las pérdidas de energía eléctrica en una función  $I^2R$ , siendo esta no lineal [6]:

La función objetivo se expresa de la siguiente forma:

$$\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n C^{ij} \leq X^i$$

Expresando las siguientes fórmulas como restricciones [6]:

$$\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n C^{ij} X^i$$

$$\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n C^{ij} = b^j$$

Explicando cada una de las variables a continuación mostradas [6]:



$a_i$ : Cantidad de potencia que suministra la fuente  $i$

$b_j$ : Cantidad de potencia que demanda la carga en el punto  $j$ .

$C_{ij}$ : Factor de costo

$X_{ij}$ : Potencia suministrada del nodo  $i$  al nodo  $j$

$N$ : Numero de fuentes

$m$ : Número de puntos de carga

### Método Heurístico de Optimización Cinvanlar.

Es un método confiable y rápido debido a que disminuye la cantidad de flujos de carga que deben ser recorridos. Por esta razón se ha convertido en un método muy usado en la reconfiguración de alimentadores. Este método establece fórmulas para calcular el cambio de pérdidas cuando se hace la transferencia de carga entre alimentadores<sup>6</sup>:

$$\Delta P = Re \left\{ 2 \left[ \sum_{i \in D} l_i \right] (E_m - E_n) * \right\} + R_{lazo} \left[ \sum_{i \in D} l_i \right]^2$$

El significado de las variables es el siguiente:

$D$ : Conjunto de cargas que se transfiere de un alimentador

$m$ : Nodo de enlace que recibe carga

$n$ : Nodo de enlace que cede carga

$l_i$ : Corriente compleja en el nodo  $i$

$R_{lazo}$ : Sumatoria de resistencias que conforman el lazo que se está analizando



$E_m$ : Componente de  $E_{bus} = E_{bus} I_{bus}$  corresponde al nodo m.

$E_n$ : Componente de  $E_{bus} = E_{bus} I_{bus}$  corresponde al nodo n.

Re {·}, (·)\*, /, /: Operadores: parte real de conjugado y su magnitud.

Existen otros métodos que tienen una propuesta similar al método de Cinvanlar tales como: Baran, Wu que se basa en el intercambio de rama con el menor flujo de corriente para obtener una mayor reducción de pérdidas<sup>3</sup>, con metodologías de flujo de carga y restauración del servicio eléctrico

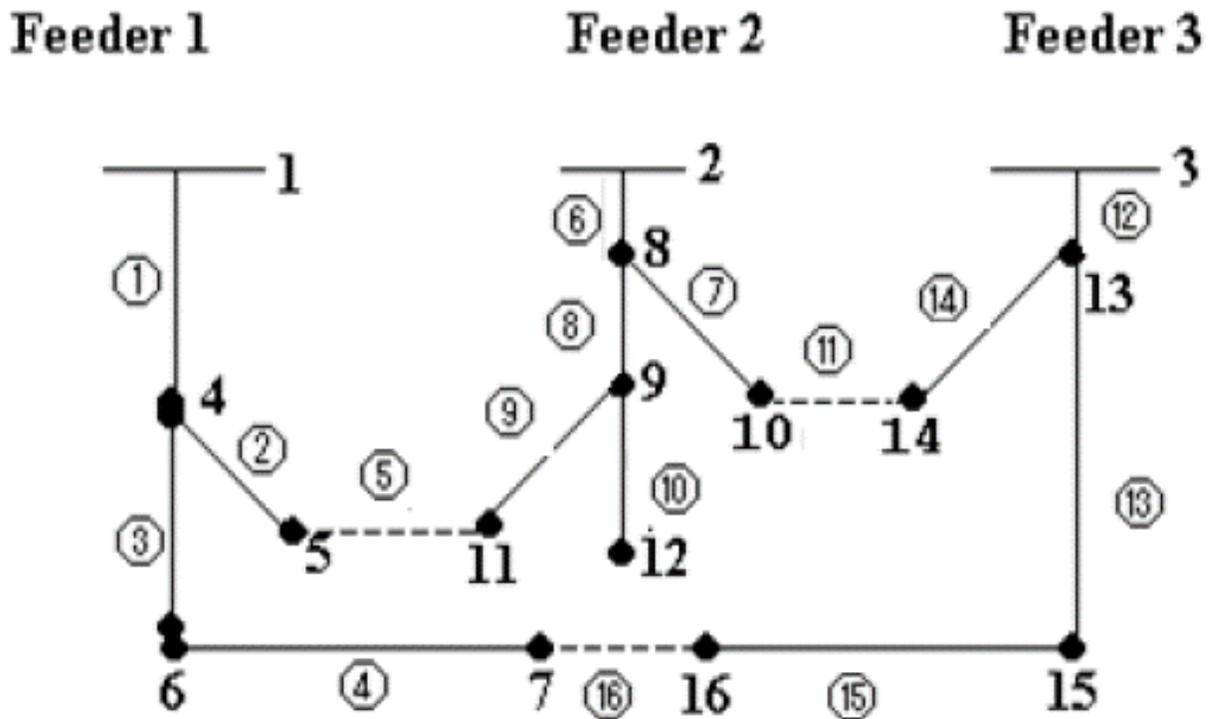


Figura1.10 Diagrama unifilar de la IEEE de un sistema de 16 nodos

En la figura 1.10 se expresa el diagrama esquemático de un sistema de distribución utilizado para dar explicación al método Cinvanlar, en este ejemplo se tienen 3 alimentadores de diferentes subestaciones de 13 nodos, 13 ramas de árbol, y 3 ramas de enlace<sup>6</sup>. Cada uno de los nodos representa la carga concentrada similar a una inyección de potencia, las líneas continuas interconectan los nodos, transportando la energía demanda y de esta manera se



conforma el árbol para el sistema de las líneas punteadas representan líneas desenergizadas formando el coarbol. Cuando una rama del árbol se intercambia con una rama de coarbol, conservando la estructura radial [6], topología del sistema cambia, a esta maniobra se la conoce como reconfiguración de la red de distribución.

Las ramas punteadas, 5-11,10-14 y 7-16, representan enlaces de conexión entre los alimentadores y se asume que existen dispositivos de cortes de enlace normalmente abiertos en esas ramas. La carga en el nodo 1 puede ser transferida al Alimentador 1 cerrando el dispositivo de corte de enlace 5 y abriendo el dispositivo de corte seccionamiento 9. Concluyendo se puede calcular que existen más 15 opciones posibles de conmutación para el sistema del ejemplo, pero las demás se elimina porque causan que parte de un alimentador quede aislado.

Las técnicas heurísticas han sido propuestas para encontrar soluciones cercanas a la óptima con tiempos de cómputo rápidos. En las técnicas heurísticas los interruptores los clasifican en dos tipos: los de seccionamiento que se encuentran normalmente cerrados y los de frontera que son interruptores normalmente abiertos que separan un circuito de otro [3].

### **Método Evolutivo aplicado a minimización de índices de confiabilidad.**

Los métodos evolutivos son una útil herramienta para resolver problemas complejos, (como lo es la reconfiguración de alimentadores en el sistema de distribución), para solucionar el problema de la minimización de índices de confiabilidad, como se mostrará en el transcurso de este capítulo.

Para cuantificar la confiabilidad del sistema de distribución se puede recurrir a los índices de confiabilidad IEEE recomendados en este Trabajo Monográfico, los cuales brindan suficiente información acerca del servicio suministrado, permiten



modelar y comprender el desempeño de la red eléctrica, evaluar sus componentes y servir de base para decisiones de inversión y automatización. Para mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico de distribución, se ha recurrido a diferentes métodos, entre los que se destacan [7]:

- ✚ **La reducción de la tasa de fallos.**
- ✚ **La reducción del tiempo de afectación.**
- ✚ **La reducción de número de clientes afectados.**

#### **Reducción de la tasa de fallos:**

La reducción de la frecuencia de las interrupciones se puede conseguir a través del mejoramiento del sistema y sus componentes. Dichas medidas aumentan la confiabilidad, reduciendo la tasa de fallos y en consecuencia reduciendo todos los índices de continuidad global de la zona. Las medidas a tomar en las instalaciones para reducir la tasa de fallos pueden ser las siguientes:

- ✚ Mantenimiento preventivo y monitorización.
- ✚ Reposición preventiva de componentes que han alcanzado su vida útil.
- ✚ Cables aislados o semi-aislados en líneas aéreas.
- ✚ Recorte de la vegetación cerca y debajo de las líneas aéreas.
- ✚ Protecciones contra la invasión de animales en instalaciones.

#### **La reducción del tiempo de afectación:**

El tiempo de afectación se expresa principalmente el tiempo necesario para restablecer el suministro en la zona afectada por la interrupción. Debido a la configuración de la red, la zona afectada por la falta producida se puede aislar de la parte sana, desconectando la sección de la red que englobe esta zona. Esta medida no reduce el tiempo de afectación de la sección afectada, pero introduce



una mejora substancial en tiempo para las partes de la red no afectadas directamente por la falla, sobre todo, si la operación de la reconfiguración de la red está automatizada [7]. Además, si la reconfiguración se produce en un tiempo menor de tres minutos, la interrupción experimentada por el cliente no se considera una interrupción de larga duración. Estas medidas afectan principalmente a los índices que dependen del tiempo de interrupción.

Dicha reducción se puede conseguir actuando sobre las siguientes medidas:

- ✚ Automatización de las redes.
- ✚ Reconfiguración del sistema tras el fallo.
- ✚ Sistema de localización de fallos.
- ✚ Reducción del tiempo de respuesta.

#### **La reducción de número de clientes afectados:**

Por último, con la reducción de número de clientes o potencia interrumpida por cada falla se puede conseguir la disminución de todo tipo de índices de la zona. Esta reducción se puede lograr a través de las siguientes medidas:

Como se observa en los puntos planteados anteriormente, la reconfiguración es una alternativa para mejorar la confiabilidad de un sistema, y es necesario, por lo tanto, estudiar métodos que permitan seleccionar la mejor configuración de un sistema de distribución desde el punto de vista de la confiabilidad [7].

Se propone realizar una reconfiguración al BTH-3050 a través del método evolutivo de optimización, para que mejore la confiabilidad del sistema de distribución mediante la reconfiguración de alimentadores primarios, es decir, encontrar la topología más conveniente para el sistema desde el punto de vista de la confiabilidad sin violar los límites operativos del sistema. Para esto, se planteará un modelo matemático de optimización que incorpore en la función objetivo la



confiabilidad del sistema y en las restricciones la operación del mismo dentro de sus límites operativos. La solución se buscara mediante un proceso de descomposición que incorpora la generación de la configuración, la evaluación de confiabilidad y la evaluación de la operación del sistema.

Como se mostró en el capítulo 2 de esta monografía, existen una variedad de índices de confiabilidad avalados por la IEEE, los cuales brindan al consumidor final información detallada para interpretar como es el servicio que se le está brindando. De estos índices los recomendados que pueden brindar mejor información son el SAIFI y SAIDI pues indican la frecuencia y la duración de las interrupciones, y serán los que se emplearan en el estudio de este trabajo.

La nueva topología debe cumplir las restricciones del sistema de distribución, estas son:

**Radialidad del sistema:** debido a que el sistema de distribución opera en forma radial, las topologías obtenidas deben cumplir con esta restricción que se puede expresar en una fórmula matemática:

$$\prod \beta_i = 1$$

$\beta_i$ : Se define para cada nodo e indica el número de trayectorias para llegar desde este hasta la subestación.

**Conexión de todos los nodos de la red:** la topología en investigación debe conectar todos los nodos sin dejar porciones aisladas:

$$\prod \alpha_i = 1 \forall i \in N$$

Dónde:



$\alpha_i$  : 1 si el nodo  $i$  esta energizado

$\alpha_i$  : 0 si el nodo esta desenergizadas

$N$ : Conjunto de todos los nodos de la red

Para encontrar esta topología es necesario plantear una función objetivo para determinar cuáles topologías sirven, teniendo en cuenta las restricciones del sistema, continuación se expresa la fórmula:

Minimización (SAIFI+SAIDI)

$$= \min \left( \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} + \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} \right)$$

Dónde:

$N_i$ : número de usuarios del punto de carga  $i$

$\lambda_i$ : tasa de fallas del punto de carga  $i$

$U_i$ : Tiempo de interrupción anual del punto de carga

De acuerdo al método evolutivo empleado en este trabajo, la configuración del sistema de distribución se realizará a través de vectores binarios (cromosomas) que contengan la información de las líneas. Las líneas pueden o no estar presentes en la configuración, en el caso de que la línea exista, el valor que le corresponderá en su posición en el vector binario será "1" de lo contrario se le asignará el valor "0". El tamaño del vector binario será igual al número de líneas existentes en el sistema y de esta forma quedará correctamente representada la topología de la red. En la figura 1.24 se ilustra la codificación empleada.

En el ejemplo las líneas 6, 7, 8, 9 y 15 están inactivas, por lo tanto en las posiciones del vector se tiene un "0", como las demás líneas están activas, estas tendrán un valor de "1".

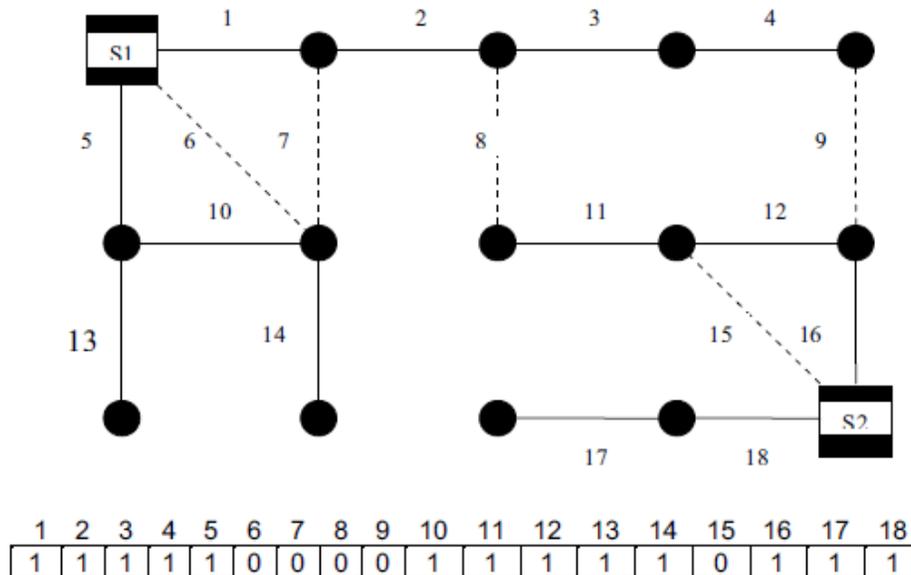


Figura1.24 Codificación de vectores binarios

### Radialidad de la Codificación.

Al codificar el sistema de nodos se debe conservar la radialidad de la red [7], por lo tanto, en la reconfiguración se debe contar con líneas que conecte un nodo ya unido con otro no conectado. No se pueden emplear líneas que conectan nodos conectados o un nodo conectado a una subestación, debido a que se producirá una trayectoria en anillo cerrado, para facilitar el cálculo de la reconfiguración debemos conocer estos dos conceptos:

**Árbol:** contiene las líneas activas del sistema, que a su vez se conocen como ramas del mismo.

**Coarbol:** son las líneas inactivas del sistema, de tal manera que si se conectan al sistema, este dejaría de ser radial, debido a que estas líneas producen anillos de enlace en la estructura topología del sistema.



Expuesto lo anterior estos conceptos permiten que el sistema conserve la radialidad de la configuración, a continuación se muestra un ejemplo de árbol y coarbol.

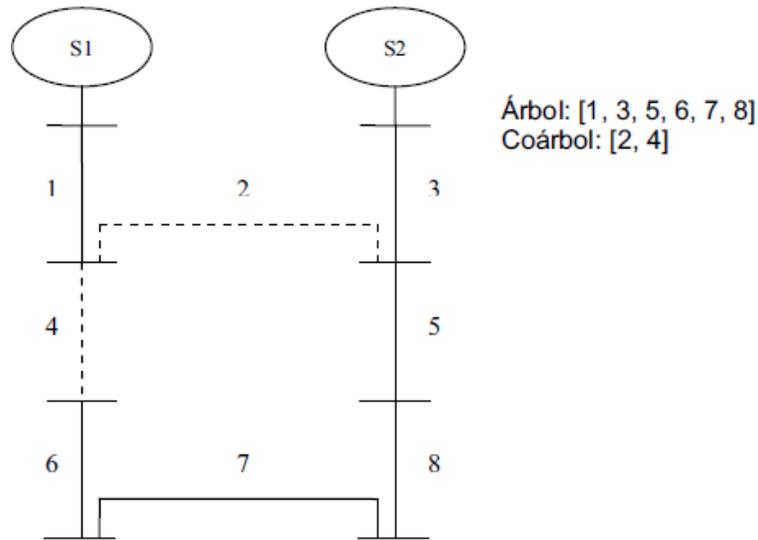


Figura1.25 Ejemplo de árbol y Coarbol

A continuación se detalla un ejemplo del Método Evolutivo expresando en la figura 1.21 el estado de los elementos de un sistema de distribución:

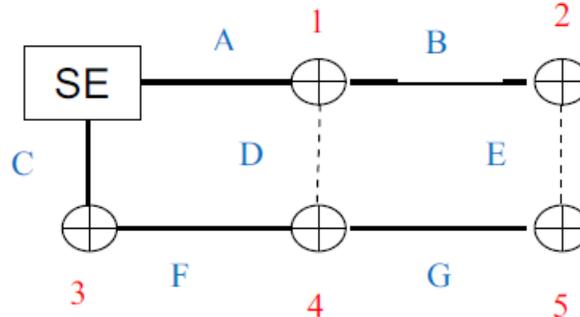


Figura1.21 Ejemplo de Efecto de reconfiguración en la confiabilidad

La figura 1.25 es una red radial que opera en forma radial, con líneas A, B, C, D, E, F, G y puntos de carga 1, 2, 3,4 y 5.La configuración actual se representa por las líneas continuas. Las tasas de fallas y los tiempos de reparación asumidos en cada una de las líneas se muestran en la tabla 1.10



Línea	$\lambda$ (fallas/año)	r (horas)
A	0.15	5.0
B	0.20	6.0
C	0.10	7.0
D	0.30	4.0
E	0.15	6.0
F	0.25	5.0
G	0.20	8.0

Tabla 1.10 Valores de  $\lambda$  y r de la figura 1.21

La tasa de falla promedio en cada punto de carga aplicando la ecuación es:

$$\lambda_s = \sum_i \lambda_i$$

$$\lambda_1 = 0.15$$

$$\lambda_2 = 0.15 + 0.20 = 0.35$$

$$\lambda_3 = 0.10$$

$$\lambda_4 = 0.10 + 0.25 = 0.35$$

$$\lambda_5 = 0.10 + 0.25 + 0.20 = 0.55$$

Los tiempos anuales fuera de servicio en cada punto de carga acorde a la siguiente ecuación:

$$U_s = \sum_i \lambda_i r_i$$

$$U_1 = 0.15 * 5.0 = 0.75$$

$$U_2 = 0.15 * 5.0 + 0.2 * 6.0 = 1.95$$

$$U_3 = 0.10 * 7.0 = 0.70$$

$$U_4 = 0.10 * 7.0 + 0.25 * 5.0 = 1.95$$

$$U_5 = 0.10 * 7.0 + 0.25 * 5.0 + 0.2 * 8.0 = 3.55$$

Los tiempos de salida promedio en cada punto de carga se calcularan usando la siguiente ecuación:



$$r_s = \frac{U_s}{\lambda_s} = \frac{\sum \lambda_i r_i}{\sum \lambda_i}$$

$$r_1 = \frac{0.75}{\lambda_s} = 5$$

$$r_2 = \frac{1.95}{0.35} = 5.57$$

$$r_3 = \frac{0.70}{0.10} = 7.0$$

$$r_4 = \frac{1.95}{0.35} = 5.57$$

$$r_5 = \frac{3.55}{0.55} = 6.45$$

Los resultados anteriormente calculados se muestran en la siguiente tabla:

Punto de carga	$\lambda$ (fallas/año)	$r_i$ (horas)	$U_i$ (horas/año)
1	0.15	5.00	0.75
2	0.20	5.57	1.95
3	0.10	7.00	0.70
4	0.35	5.57	1.95
5	0.55	6.45	3.55

Tabla 1.11 tabla de resultados de ejemplo

Si se reconfigurara la red se puede obtener la configuración que se muestra en la siguiente figura:

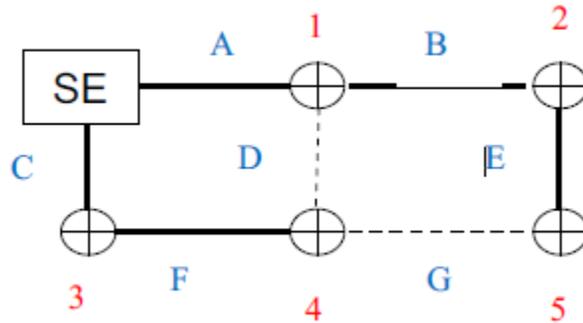


Figura 1.22 Circuito de ejemplo reconfigurado 1

En el siguiente caso los valores que cambiarían serían los que corresponden al punto de carga 5 ya que se conecta con la línea E en lugar de la línea Para esta configuración los valores de  $\lambda_r$  y U en el punto 5 disminuyen, permitiendo observar un efecto positivo de la reconfiguración al disminuir los índices de confiabilidad. Los nuevos valores serán:

$$\lambda_1 = 0.15 + 0.20 + 0.15 = 0.50 < 0.55$$

$$U_5 = 0.15 * 5.0 + 0.20 * 6.0 + 0.15 * 6.0 = 2.85 > 3.55$$

$$r_5 = \frac{2.85}{0.50} = 5.7 < 6.45$$

En el ejemplo anterior se pudo disminuir el valor de los índices de confiabilidad y por ende, los índices orientados al consumidor que se encuentran expresados en función de los mismos.

La configuración anterior fue apropiada para disminuir los índices de confiabilidad, pero también es posible encontrar redes que tengan un efecto totalmente contrario y los índices como consecuencia aumenten como en el siguiente caso

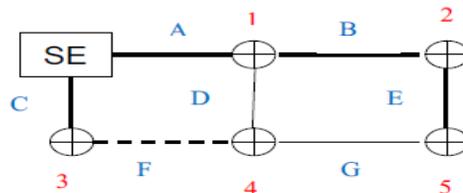


Figura 1.23 Circuito de ejemplo reconfigurado 2



$$\lambda_1 = 0.15 + 0.30 + 0.25 = 0.65 < 0.55$$

$$U_5 = 0.15 * 5.0 + 0.30 * 4.0 + 0.20 * 8.0 = 3.55 > 2.85$$

$$r_5 = \frac{3.55}{0.65} = 5.46 < 5.7$$

Comparando la reconfiguración de la figura 1.26 la figura 1.27, en el punto de carga 5, se observa que tanto la tasa de fallas como la indisponibilidad anual aumentaron, mientras que la tasa de reparación disminuyó, lo que permite demostrar que en una red se pueden encontrar topologías que pueden ser óptimas para algunos índices de confiabilidad mientras que para otros puede ser deficiente.

De lo anterior se puede concluir que de acuerdo a la configuración que presenta una red, los índices de confiabilidad asociados a ésta pueden aumentar o disminuir y teniendo una topología como la que presentan los sistemas de distribución en la que el número de posibles configuraciones es tan alto, el problema de hallar una red con los mejores índices de confiabilidad se torna altamente difícil.



# ANEXO

## (PERDIDAS TECNICAS DEL CIRCUITO BTH-3050)



## 1. CARACTERÍSTICAS Y DATOS TÉCNICOS GENERALES DEL CIRCUITO

El circuito BTH 3050 se prolonga geográficamente sobre la carretera vieja entre Managua y León, Iniciando en la Subestación Batahola ubicada en el reparto Belmonte, frente a Cruz Roja Nicaragüense y prolongándose su troncal hasta el Km. 42.7, cuenta con un total de 25 derivadas, siendo las mas importantes las que abastecen el poblado de Villa Carlos Fonseca, El Transito, El Covanic, Chiquilistagua, Santa Lucia, Nejapa Sur, al igual la que abastece el Planetarium. Los Sectores que alimentan son Semi-Rural, con importantes urbanizaciones construidas en la última década y su máxima concentración de carga está sobre la línea troncal y en las derivaciones mencionadas con anterioridad.

El nivel de tensión primario nominal es 7.6/13.8 kV y el inventario de las instalaciones es el siguiente:

Red primaria total: 291.61 km

Trifásico : 110.95 km

Bifásico : 27.21 km

Monofásico : 153.45 km

Centros de Transformación: 667

Transformadores: 811

KVA instalados: 21,393.00

Luminarias: 577

Clientes: 6,098



## 2. CARACTERÍSTICAS ELECTRICAS DEL CIRCUITO

La extracción promedio de los últimos meses (Octubre, Noviembre y Diciembre del año 2014) es de 1.88 GWh/Mes y la demanda promedio en los escalones horarios es la siguiente: (Datos obtenidos con los registros del mes de Octubre a Diciembre/2014)

Demanda promedio horas de madrugada: 2.76 MW

Demanda promedio horas resto: 2.30 MW

Demanda promedio horas pico: 2.87 MW

Siendo las demandas extremas las siguientes:

Demanda mínima: 2.85 MW

Demanda máxima: 5.13 MW

## 3. METODOLOGÍA DE CÁLCULO

Pérdidas técnicas en red primaria: Cálculo manual, por concentración de carga por segmentos, considerando inicialmente la demanda Máxima y posterior la demanda promedio en el mes de Diciembre 2014.

Pérdidas técnicas en transformadores: Se aplica la pérdida kWh por KVA para pérdidas del hierro en 744 horas al mes, mas kWh de pérdida promedio del cobre por KVA por cargabilidad por tiempo del mes tomado como referencia.

El alumbrado público se calculó considerando inventario de luminarias existente en BDI, esto multiplicado por la potencia de c /u y la cantidad de horas de uso, la resultante se multiplica por el 15 % que es la energía pérdida en balastro.



Pérdidas técnicas en red secundaria: La diferencia entre la extracción total del circuito menos las pérdidas técnicas en red primaria, menos las pérdidas técnicas en transformadores, menos las pérdidas en el balastro de las luminarias de alumbrado público, resulta ser la energía "puesta en red secundaria"

Se calcula la corriente en base a la potencia promedio por cliente en el mes, se asume una resistencia de conductor secundario promedio entre el # 1/0 ACSR y el # 2 ACSR, (Barra), en la acometida secundaria de alimentación individual se tomó una resistencia promedio en base al conductor de mas utilización el # 6 ACSR. Se asumen 120 metros de distancia física por cliente entre el CT y el punto de medida (promedio por cliente). En síntesis se calcula las pérdidas por transportar la energía "puesta en red secundaria" prorrateada entre todos los clientes como si todos estuvieran a una distancia de 120 mts. de los CT's.

#### 4. RESULTADOS

Los resultados de los cálculos utilizando los registros del mes de Diciembre/06 como referencia son los siguientes:

Extracciones totales en KWh ( Diciembre 06 )	2,268,870.00
Pérdidas técnicas en red primaria ( KWh )	174,495.21
Pérdidas técnicas en transformadores ( KWh )	69,156.43
Pérdidas técnicas en balastro A. Público ( Kwh. )	1,448.57
Pérdidas técnicas en red secundaria ( KWh )	8,822.76
Pérdidas técnicas totales ( KWh )	253,922.98
% Pérdidas técnicas totales Vs. Extracciones totales	11.50 %

**Fuente: BDI (base de datos de instalaciones)**



## 5. OBSERVACIONES

En la facturación del circuito BTH-3050 se observa un alto número de cliente con facturación "0" (153 en total, 3.07 % del total de clientes), al igual un alto número de clientes refacturados (15 en total, 0.22 % del total de clientes), de igual manera existe una diferencia entre los clientes asociados en BDI 6,098 y los que el SGC reporta facturación 4,971 siendo de 1,127 clientes sin reporte de facturación, debido en gran medida a Nises dados de baja. El 92.92 % de los usuarios poseen tarifa domiciliar, el 2.65 % son clientes con tarifa, Jubilados, Iglesias asentamientos, y el 4.43 % son cliente con tarifas comercial y riego entre otros. Para observar detalles ver Anexos.

Las pérdidas globales de dicho circuito en el mes de Diciembre 2014 fueron de 2,268,867 kWh equivalente al 64.04 % de la extracción total del circuito, si restamos las pérdidas técnicas que son 253,922.98 kWh equivalentes al 11.50 %, podemos decir que el porcentaje de la energía perdida es el 52.54 % equivalente a 2,014,944.02 kWh considerándose como perdidas no técnicas

Resumen Perdidas Técnicas BTH-3050		
Conceptos	Perdidas en KWH	% de Perdidas
Perdidas en RMT	174,495.21	7.69%
Perdidas en Transformación	69,156.43	3.30%
Perdidas Balastro AP	1,448.57	0.06%
Perdidas en RBT	8,822.76	0.44%
<b>Perdidas Totales</b>	<b>253,922.98</b>	<b>11.50%</b>

**DATOS GENERALES SMT BTH-3050**

<b>Extraccion SMT</b>	<b>Unidad de Medidas</b>	<b>2268,870.00</b>	<b>Base de Calculo</b>
Potencia Maxima	KW	5,130.00	
Factor de Demanda		0.26	$((\text{Poten. Máx}/\text{F.P}) / (\text{Poten. Insta}))$
Factor de Carga		0.59	$(\text{Extrac SMT}/744) / \text{Poten. Máx}$
Factor de Potencia		0.91	
Corriente Max	AMPERIOS	236.13	$\text{Pot. Máx} / (\text{Nivel Tensión} * \text{FP} * 1.73)$
Potencia Instalada	KVA	21,393.00	
Potencia Utilizada maxima	KVA	5,637.36	$(\text{Poten. Max}/\text{F.P})$
Longitud del CTO	KM	291.62	
Longitud Troncal	KM	39.98	
Longitud Derivadas	KM	251.65	$\text{Long CTO} - \text{Long Troncal}$
Centros De Transformación	UNIDADES	667	
Cantidad de Trafos	UNIDADES	811	
Cantidad de Clientes	UNIDADES	6,098	
Cantidad de Clientes Activos	UNIDADES	4,972	



Cantidad de Clientes Inactivos	UNIDADES	1,126	Cant. Client-Cant. Client Act
Clientes con medición primaria	UNIDADES	3	
Cantidad de clientes netos	UNIDADES	6,095	Cant.Client-Client con Med. Prim
Luminarias	UNIDADES	577	
Nivel de Tension	kV	13.8	

**Perdidas Técnicas Red de Media Tensión Circuito BTH-3050**

Conceptos	Nombre de la derivada	Potencia Instalada (KVA) C	Factor de Demanda D	Factor de Potencia E	Potencia Utilizada Max KVA (C*D) F	Potencia Maxima KW (F*E) G	I x I (Amperios) (F*1000/KV)*(F*1000/KV) H	Impedancia (ohm/km) I	Longitud (Km) J
Derivada 01	FU1-BTH3050	217.50	0.26	0.91	57.56	52.38	5.81	0.5243	0.72
Derivada 02	FU51-BTH3050	1,355.00	0.26	0.91	358.58	326.31	225.59	0.4160	5.95
Derivada 03	FU3-BTH3050	1,424.00	0.26	0.91	376.84	342.92	249.15	0.5253	1.10
Derivada 04	FU4-BTH3050	778.50	0.26	0.91	206.02	187.48	74.47	0.5253	0.80
Derivada 05	FU5-BTH3050	200.00	0.26	0.91	52.93	48.16	4.91	0.5253	0.13
Derivada 06	FU7-BTH3050	807.50	0.26	0.91	213.69	194.46	80.12	0.5253	1.95
Derivada 07	FU6-BTH3050	155.00	0.26	0.91	41.02	37.33	2.95	0.5253	0.99
Derivada 08	FU9-BTH3050	1,172.50	0.26	0.91	310.28	282.36	168.91	0.5253	3.08
Derivada 09	FU12-BTH3050	65.00	0.26	0.91	17.20	15.65	0.52	0.5253	0.96
Derivada 10	TR482-BTH3050	362.50	0.26	0.91	95.93	87.30	16.15	0.4160	0.60
Derivada 11	FU15-BTH3050	780.00	0.26	0.91	206.41	187.84	74.75	0.5253	0.77



Derivada 12	FU18-BTH3050	465.00	0.26	0.91	123.05	111.98	26.57	0.6621	2.91
Derivada 13	FU21-BTH3050	145.00	0.26	0.91	38.37	34.92	2.58	0.6621	0.94
Derivada 14	FU22-BTH3050	342.50	0.26	0.91	90.64	82.48	14.41	0.6621	3.32
Derivada 15	FU24-BTH3050	150.00	0.26	0.91	39.70	36.12	2.76	0.8343	0.27
Derivada 16	FU26-BTH3050	320.00	0.26	0.91	84.68	77.06	12.58	0.8343	2.09
Derivada 17	FU32-BTH3050	110.00	0.26	0.91	29.11	26.49	1.49	1.3278	1.50
Derivada 18	FU33-BTH3050	105.00	0.26	0.91	27.79	25.29	1.35	0.8343	0.51
Derivada 19	FU28-BTH3050	495.00	0.26	0.91	130.99	119.20	30.11	0.6621	10.00
Derivada 20	FU34-BTH3050	287.50	0.26	0.91	76.08	69.23	10.16	0.6621	3.09
Derivada 21	FU35-BTH3050	40.00	0.26	0.91	10.59	9.63	0.20	0.8343	2.28
Derivada 22	FU37-BTH3050	1,610.00	0.26	0.91	426.06	387.72	318.49	0.6621	6.64
Derivada 23	FU43-BTH3050	442.50	0.26	0.91	117.10	106.56	24.06	0.6621	3.47
Derivada 24	FU40-BTH3050	535.00	0.26	0.91	141.58	128.84	35.17	0.6621	1.77
Derivada 25	FU46-BTH3050	947.50	0.26	0.91	250.74	228.17	110.31	1.3178	2.16
<b>TOTAL</b>		<b>13,312.50</b>							<b>58.00</b>

Pérdidas Técnicas Red de Media Tensión Circuito BTH-3050				
Perdidas Max kWh (3(H*I*J)/1000) K	Pocentaje de Perdidas (%) (K/(total extracción) L	Factor de Carga (%) M	Factor Carga/Perdidas % (0.7*M*M+0.3*M) N	Perdidas Mes Kwh ((K*N)/744) O
0.01	0.000000%	59.4%	42.6%	2.08
1.68	0.000069%	59.4%	42.6%	530.55
0.43	0.000018%	59.4%	42.6%	136.79
0.09	0.000004%	59.4%	42.6%	29.73



0.00	0.000000%	59.4%	42.6%	0.32
0.25	0.000010%	59.4%	42.6%	77.98
0.00	0.000000%	59.4%	42.6%	1.46
0.82	0.000034%	59.4%	42.6%	259.67
0.00	0.000000%	59.4%	42.6%	0.25
0.01	0.000001%	59.4%	42.6%	3.83
0.09	0.000004%	59.4%	42.6%	28.73
0.15	0.000006%	59.4%	42.6%	48.64
0.00	0.000000%	59.4%	42.6%	1.53
0.10	0.000004%	59.4%	42.6%	30.10
0.00	0.000000%	59.4%	42.6%	0.59
0.07	0.000003%	59.4%	42.6%	20.85
0.01	0.000000%	59.4%	42.6%	2.81
0.00	0.000000%	59.4%	42.6%	0.55
0.60	0.000025%	59.4%	42.6%	189.40
0.06	0.000003%	59.4%	42.6%	19.74
0.00	0.000000%	59.4%	42.6%	0.36
4.20	0.000174%	59.4%	42.6%	1,330.40
0.17	0.000007%	59.4%	42.6%	52.52
0.12	0.000005%	59.4%	42.6%	39.16
0.94	0.000039%	59.4%	42.6%	298.33
<b>9.81</b>	<b>0.000%</b>			<b>3,106.4</b>

PERDIDAS TECNICAS RED BAJA TENSION CIRCUITO BTH-3050

Conceptos A	Factor Potencia B	Consumo Promedio Cliente kWh ((extracción total- perdidas de MT+Transf.+AP))/total de clientes) C	Potencia Promedio Cliente kW (C/744) D	I x I (Amperios) (D*1000/V)*(D*1000/V) E	Impedancia (ohm/km) F	Longitud ( Kilometros) G	Pérdidas Promedio en cada hora por cliente kWh (3(E*F*G)/1000) H	Total Pérdidas Mes kWh (H*744)*total clientes*factor de facturación I
LINEAS SECUNDARIAS	0.91	330.25	0.444	3.42	0.74	0.07	0.00053	2,410.62
ACOMETIDAS 3 HILOS	0.91	330.25	0.444	3.42	2.1135	0.05	0.00072	144.9
ACOMETIDAS 2 HILOS	0.91	330.25	0.444	13.68	2.1135	0.05	0.00145	6267.2

**TOTAL**

**0.00270**

**8,822.8**

**Extracción\_SMT**

2268,870.00

**0.44%**

**Extracción\_MP**

10,866.00

**Extracción\_NETA**

2258,004.00



PERDIDAS TECNICAS RED MEDIA TENSION CIRCUITO BTH-3050							
Conceptos	Nombre de la derivada	Potencia Instalada (KVA) C	Factor de Demanda D	Factor de Potencia E	Potencia Utilizada Max KVA (C*D) F	Potencia Maxima KW (F*E) G	I x I (Amperios) (F*1000/KV)*(F*1000/KV) H
Troncal 01	FUN1-BTH3050	4,662.00	0.26	0.91	1,233.72	1,122.69	2,670.45
Troncal 02	FU25-BTH3050	7,610.50	0.26	0.91	2,014.00	1,832.74	7,116.51
Troncal 03	SC3-BTH3050	9,558.50	0.26	0.91	2,529.50	2,301.85	11,225.87
Troncal 04	TR81-BTH3050	17,788.50	0.26	0.91	4,707.44	4,283.77	38,879.36
Troncal 05	SC4-BH3050	20,103.00	0.26	0.91	5,319.93	4,841.14	49,654.91
Troncal 06	SMT-BTH3050	21,393.00	0.26	0.91	5,661.31	5,151.79	56,232.04
<b>TOTAL</b>							

PERDIDAS TECNICAS RED MEDIA TENSION CIRCUITO BTH-3050							
I x I (Amperios) (F*1000/KV)*(F*1000/KV) H	Impedancia (ohm/km) I	Longitud (Km) J	Perdidas Max kWh (3(H*I*J)/1000) K	Pocentaje de Perdidas (%) (K/(total extracción) L	Factor de Carga (%) M	Factor Carga/Perdidas % (0.7*M*M+0.3*M) N	Perdidas Mes Kwh ((K*N)/744) O
2,670.45	0.3304	11.86	31	0.001302%	59.4%	42.6%	9,942.79
7,116.51	0.3304	1.26	9	0.000369%	59.4%	42.6%	2,814.98
11,225.87	0.3304	11.06	123	0.005105%	59.4%	42.6%	38,977.47
38,879.36	0.3304	2.05	79	0.003277%	59.4%	42.6%	25,021.40
49,654.91	0.3304	0.94	46	0.001909%	59.4%	42.6%	14,575.13
56,232.04	0.3304	4.54	253	0.010485%	59.4%	42.6%	80,057.07
		<b>31.70</b>	<b>541.13</b>	<b>0.022%</b>			<b>171,388.8</b>

# **ANEXO**

**(PRESUPUESTO DEL CIRCUITO BTH-3050)**

Se elaboró el presupuesto basándose en las Normas dos normas vigentes en el país, tales son: Enel y Proyecto Tipo, tomando la reconfiguración del circuito de Media Tensión únicamente.

PUNTO	EXISTE	INSTALAR	REMOCIONAR	PRECIO TOTAL
PE	1) PC-40 PIES	1) POSTE HORMIGON PRET CENTRIF/VIBRADO 500 DAN 14 M	1) PC-40 PIES	C\$ 972.90
	C7-M	1) PASO AEREO-SUBTERRANEO TRIFÁSICO FIN DE LÍNEA 4/0 AWG	C7-M	C\$ 1,032.40
		DERIVACIÓN TRIFÁSICA, CON SECC. Y PROTEC., ACSR 366 MCM		C\$ 962.37
		PUESTA A TIERRA CON ANILLO CERRADO EN POSTE DE HORMIGÓN HASTA 14 M		C\$ 142.49
		9) METRO DE TENDIDO DE LINEA TRIF. SIMPLE CIRC. ACSR 336MCM Y NEUTRO 4/0		C\$ 105.57
P1	1) PC-40 PIES	1) POSTE HORMIGON PRET CENTRIF/VIBRADO 500 DAN 14 M	1) PC-40 PIES	C\$ 972.90
	LB-602/C--G-105	1) ARMADO DOBLE CIRC. TRIF. PROLONGACIÓN DE LÍNEA, ACSR 366 MCM	LB-602/C	C\$ 425.90
		DOS TRAFOS MONOF. AUTOP. SOBRE POSTE, 120-240 V - 2 X 50 kVA		C\$ 1,944.09
		PUESTA A TIERRA CON ANILLO CERRADO EN POSTE DE HORMIGÓN HASTA 14 M		C\$ 142.49
		20) METRO DE TENDIDO DE LINEA TRIF. SIMPLE CIRC. ACSR 336MCM Y NEUTRO 4/0		C\$ 234.60
P2	1) PC-40 PIES	1) POSTE HORMIGON PRET CENTRIF/VIBRADO 500 DAN 14 M	1) PC-40 PIES	C\$ 972.90
	LB-602/C	ARMADO DOBLE CIRC. TRIF. ALINEACIÓN Y ÁNGULO <5°, ACSR 366 MCM	LB-602/C	C\$ 278.45
		PUESTA A TIERRA EN POSTE DE HORMIGÓN DE HASTA 14 M		C\$ 54.34
		HORMIGONADO P/APOYO 500 DAN		C\$ 103.50
		20) METRO DE TENDIDO DE LINEA TRIF. SIMPLE CIRC. ACSR 336MCM Y NEUTRO 4/0		C\$ 234.60



P2.1	1) PC-35 PIES	1)POSTE HORMIGON PRET CENTRIF/VIBRADO 300 DAN 12 M	1) PC-35 PIES	C\$ 569.25
	A-6/LB-611/C	ARMADO SIMPLE CIRC. MONOFASICO PROLONGACIÓN DE LINEA, ASCR 1/0 AWG	A-6/LB-611/C	C\$ 96.24
		ARMADO DOBLE CIRC. TRIF. ÁNG. 60 A 90° (DOS POSTES), ASCR 266 MCM		C\$ 761.04
		PUESTA A TIERRA EN POSTE DE HORMIGÓN DE HASTA 10 M		C\$ 42.44
		3) METRO DE TENDIDO DE LINEA TRIF. SIMPLE CIRC. ASCR 336MCM Y NEUTRO 4/0		C\$ 5.18
P2.2	1) PC-35 PIES	1)POSTE HORMIGON PRET CENTRIF/VIBRADO 300 DAN 12 M	1) PC-35 PIES	C\$ 569.25
	A-5	ARMADO SIMPLE CIRC. MONOFASICO FIN DE LINEA	A-5	C\$ 77.75
		PUENTE SIMPLE CONEXION BT TRAF0 MONOF. TIPO POSTE 37.5 KVA		Cor754.666
		TRAF0 1F CONV. TP 37.5 KVA 14.4/24.9KV 120/240V		Cor.14327.799
		1)PUESTA A TIERRA CON ANILLO CERRADO EN POSTE DE HORMIGÓN HASTA 12 M		C\$ 142.49
P3	1) PC-40 PIES	1) POSTE HORMIGON PRET CENTRIF/VIBRADO 500 DAN 14 M	1) PC-40 PIES	C\$ 972.90
	LB-602/C	ARMADO DOBLE CIRC. TRIF. ALINEACIÓN Y ÁNGULO <5°, ASCR 366 MCM		C\$ 278.45
		67) METRO DE TENDIDO DE LINEA TRIF. SIMPLE CIRC. ASCR 336MCM Y NEUTRO 4/0		C\$ 785.91
		PUESTA A TIERRA EN POSTE DE HORMIGÓN DE HASTA 14 M		C\$ 54.34
P4	Cs-3	ANCLAJE TRIF C/SECCIONAMIENTO 13,2 KV ASCR 336 MCM	Cs-3	C\$ 12,325.30
P5	MT-304/C	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIF. ANGULO 60 A 90°, ASCR 336 AWG	MT-304/C	C\$ 2,666.28



P6	MT-304/C	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIF. ANGULO 60 A 90°, ACSR 336 AWG	MT-304/C	C\$ 2,666.28
P7	MT-304/C	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIF. ANGULO 60 A 90°, ACSR 336 AWG	MT-304/C	C\$ 2,666.28
P8	MT-316/C	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG Y DERIV TRIF, CON SECC. Y PROTEC., 13,2 KV, ACSR 4/0 AWG	MT-316/C	C\$ 10,273.14
P9	Cs-3	ANCLAJE TRIF C/SECCIONAMIENTO 13,2 KV ACSR 336 MCM	Cs-3	C\$ 12,325.30
P10	MT-304/C	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIF. FIN LINEA, ACSR 4/0 AWG Y ARM SIMP. CIRC. TRIF. ANCL. Y ANG. 30-60° CAMBIO ACSR	MT-304/C	C\$ 8,332.59
P11	MT-302/C	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIF. FIN LINEA, ACSR AWG	MT-302/C	C\$ 3,566.30
P12	MT-307/C		MT-307/C	C\$ 5,078.26
P13	MT-310/C	ARM SIMPLE CIRC. TRIF. ANCLAJE Y ANG. 30 A 60°, ACSR 4/0 AWG	MT-310/C	C\$ 4,800.70
P14	MT-302/C	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ANGULO 5 A 30°, ACSR 4/0 AWG	MT-302/C	C\$ 4,171.64
P15	MT-302/C		MT-302/C	
P16	MT-316/C		MT-316/C	
P17	MT-307/C	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIF. FIN LINEA, ACSR AWG	MT-307/C	C\$ 3,566.30
P18	MT-307/C	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG	MT-307/C	C\$ 1,165.17
P19	C-1	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG Y DERIVACION TRIFASICA RIGIDA Y ANCLAJE TRIFAQSICO CON SECC. Y PROTECC.	C-1	C\$ 17,473.23
P20	C2-1	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ANGULO 5 A 30°, ACSR 4/0 AWG	C2-1	C\$ 4,171.64
P21	C-2	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG Y DERIV TRIF, CON SECC. Y PROTEC., 13,2 KV, ACSR 4/0 AWG	C-2	C\$ 10,273.14



P22	C7-2	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ANGULO 5 A 30°, ACSR 4/0 AWG	C7-2	C\$ 4,171.64
P23	C-2	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ANGULO 5 A 30°, ACSR 4/0 AWG	C-2	C\$ 4,171.64
P24	C-1	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ANGULO 5 A 30°, ACSR 4/0 AWG	C-1	C\$ 4,171.64
P25	C-1	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ANGULO 5 A 30°, ACSR 4/0 AWG	C-1	C\$ 4,171.64
P26	C1	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO 5°-30°, ACSR 4/0 AWG Y DERIV TRIF RIGIDA 13,2 KV, ACSR 4/0 AWG, ANCLAJE TRIF CON SECC	C1	C\$ 16,308.07
P27	C-8	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, PASO AEREO-SUBTERRANEO C/MP	C-8	C\$ 14,949.15
P28	C-8	PASO AEREO-SUBTERRANEO TRIFASICO FIN DE LINEA 13,2 KV 336 AWG	C-8	C\$ 13,783.98
P29	A-1	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG	A-1	C\$ 1,165.17
P30	A-1	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG	A-1	C\$ 1,165.17
P31	A-1	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG	A-1	C\$ 1,165.17
P32	C-1	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIF. ANGULO 60 A 90°, ACSR 336 AWG	C-1	C\$ 2,666.28
P33	C-1	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG	C-1	C\$ 1,165.17
P34	C-45	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ANG 5°-30°, ACSR 4/0 AWG Y DERIV TRIF RIGIDA 13,2 KV, ACSR 4/0 AWG	C-45	C\$ 8,154.41
P35	C-2	PASO AEREO-SUBTERRANEO TRIFASICO FIN DE LINEA 13,2 KV 336 AWG	C-2	C\$ 13,783.98
P36	MT-310/C	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIF. ANGULO 60 A 90°, ACSR 336 AWG	MT-310/C	C\$ 2,666.28



P37	MT-307/C	PASO AEREO-SUBTERRANEO TRIFASICO FIN DE LINEA 13,2 KV 336 AWG	MT-307/C	C\$ 13,783.98
P38	MT-302/C	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ANG 5°-30° , ACSR 4/0 AWG Y DERIV TRIF RIGIDA C/ SECC Y PROTECC 13,2 KV, ACSR 4/0 AWG	MT-302/C	C\$ 13,279.61
P39	MT-304/C	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIF. ANGULO 60 A 90°, ACSR 336 AWG	MT-304/C	C\$ 2,666.28
P40		ARM SIMPLE CIRCUITO TRIF. ANGULO 60 A 90°, ACSR 336 AWG		C\$ 2,666.28
P41	MT-302/C	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ANGULO 5 A 30°, ACSR 4/0 AWG	MT-302/C	C\$ 4,171.64
P42	MT-308/C	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIF. ANGULO 60 A 90°, ACSR 336 AWG	MT-308/C	C\$ 2,666.28
P43	MT-104/C	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ANGULO 5 A 30°, ACSR 4/0 AWG	MT-104/C	C\$ 4,171.64
P44	MT-106/C	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ANGULO 5 A 30°, ACSR 4/0 AWG	MT-106/C	C\$ 4,171.64
P45	MT-105/C	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG	MT-105/C	C\$ 1,165.17
P46	MT-102/C	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG	MT-102/C	C\$ 1,165.17
P47	MT-104/C	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIF. FIN LINEA, ACSR AWG	MT-104/C	C\$ 3,566.30
P48	MT-102/C	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ANGULO 5 A 30°, ACSR 4/0 AWG	MT-102/C	C\$ 4,171.64
P49	MT-101/C	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG Y DERIV MONOF RIGIDA ACSR 4/0 Y 1/0 AWG	MT-101/C	C\$ 1,981.42
P50	MT-105/C	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG	MT-105/C	C\$ 1,165.17
P51	MT-102/C	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIF. FIN LINEA, ACSR AWG	MT-102/C	C\$ 3,566.30



P52	MT-104/C	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG Y DERIV TRIF RIGIDA, ACSR 4/0 AWG 13,2 Y 24,9 KV Y ARM SIMPLE CIRCUITO TRIF. PROLONGACION DE LINEA, ACSR 4/0 AWG	MT-104/C	C\$ 6,022.05
P53	MT-101/C	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIF. FIN LINEA, ACSR AWG Y DERIV TRIF, CON SECC. Y PROTEC., 13,2 KV, ACSR 4/0 AWG	MT-101/C	C\$ 12,674.28
P54	MT-105/C	PRIVADO.	MT-105/C	
P55	C-2	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIF. FIN LINEA, ACSR AWG	C-2	C\$ 3,566.30
P56	C7-1	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG Y DERIV TRIF, CON SECC. Y PROTEC., 13,2 KV, ACSR 4/0 AWG	C7-1	C\$ 10,273.14
P57	A-1	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG	A-1	C\$ 1,165.17
P58	A-5	PASO AEREO-SUBTERRANEO TRIFASICO FIN DE LINEA 13,2 KV 336 AWG	A-5	C\$ 13,783.98
P59	MT-316/C	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG	MT-316/C	C\$ 1,165.17
P60	MT-316/C	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG Y DERIV TRIF, CON SECC. Y PROTEC., 13,2 KV, ACSR 4/0 AWG	MT-316/C	C\$ 10,273.14
P61	MT-301/C	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG Y DERIV TRIF, CON SECC. Y PROTEC., 13,2 KV, ACSR 4/0 AWG	MT-301/C	C\$ 10,273.14
P62		ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG Y DERIV TRIF, RIGIDA 13,2 KV, ACSR 4/0 AWG		C\$ 5,147.94
P63	MT-307/C	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIF. FIN LINEA, ACSR AWG	MT-307/C	C\$ 3,566.30
P64	MT-310/C	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG	MT-310/C	C\$ 1,165.17
P65	MT-301/C	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIF. ANGULO 60 A 90°, ACSR 336 AWG	MT-301/C	C\$ 2,666.28



P66		ARM SIMPLE CIRCUITO TRIF. FIN LINEA, ACSR AWG		C\$ 3,566.30
P67	MT-301/C	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG Y DERIV TRIF, CON SECC. Y PROTEC., 13,2 KV, ACSR 4/0 AWG	MT-301/C	C\$ 10,273.14
P68	MT-310/C	PASO AEREO-SUBTERRANEO TRIFASICO FIN DE LINEA 13,2 KV 336 AWG	MT-310/C	C\$ 13,783.98
P69	MT-310/C	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIF. FIN LINEA, ACSR AWG	MT-310/C	C\$ 3,566.30
P70	MT-310/C	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG Y DERIV TRIF, CON SECC. Y PROTEC., 13,2 KV, ACSR 4/0 AWG	MT-310/C	C\$ 10,273.14
P71	MT-316/C	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG	MT-316/C	C\$ 1,165.17
P72	MT-307/C	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG	MT-307/C	C\$ 1,165.17
P73	MT-304/C	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIF. ANGULO 60 A 90°, ACSR 336 AWG	MT-304/C	C\$ 2,666.28
P74	MT-307/C	PASO AEREO-SUBTERRANEO TRIFASICO FIN DE LINEA 13,2 KV 336 AWG	MT-307/C	C\$ 13,783.98
P75	MT-310/C	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ANGULO 5 A 30°, ACSR 4/0 AWG	MT-310/C	C\$ 4,171.64
P76	C7-M	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG Y DERIV TRIF, CON SECC. Y PROTEC., 13,2 KV, ACSR 4/0 AWG	C7-M	C\$ 10,273.14
P77	MT-307/C	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG	MT-307/C	C\$ 1,165.17
P78	MT-310/C	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG	MT-310/C	C\$ 1,165.17
P79	MT-301/C	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG	MT-301/C	C\$ 1,165.17
P80	MT-301/C	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG	MT-301/C	C\$ 1,165.17



P81	MT-304/C	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIF. ANGULO 60 A 90°, ACSR 336 AWG	MT-304/C	C\$ 2,666.28
P82	C7-M	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ANGULO 5 A 30°, ACSR 4/0 AWG	C7-M	C\$ 4,171.64
P83	C-1	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG	C-1	C\$ 1,165.17
P84	C-8	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG Y PASO AEREO-SUBTERRANEO TRIFASICO FIN DE LINEA 13,2 KV 336 AWG	C-8	C\$ 14,949.15
P85	C-8	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIF. FIN LINEA, ACSR AWG	C-8	C\$ 3,566.30
P86	C-1	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ANG 5°-30°, ACSR 4/0 AWG Y DERIV MONOF RIGIDA 13,2 KV, ACSR 4/0 AWG	C-1	C\$ 4,987.89
P87	C-1	ARM SIMPLE CIRC. MONOFASICO FIN DE LINEA	C-1	C\$ 738.81
P88	MT-316/C	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG	MT-316/C	C\$ 1,165.17
P89	MT-304/C	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG Y DERIV TRIF, CON SECC. Y PROTECC., 13,2 KV, ACSR 4/0 AWG	MT-304/C	C\$ 10,273.14
P90	MT-316/C	ARM SIMPLE CIRC. TRIF. ANCLAJE Y ANG. 30 A 60°, ACSR 4/0 AWG	MT-316/C	C\$ 4,800.70
P91	MT-302/C	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ANG 5°-30°, ACSR 4/0 AWG Y DERIV TRIF RIGIDA C/ SECC Y PROTECC 13,2 KV, ACSR 4/0 AWG	MT-302/C	C\$ 13,279.61
P92	MT-301/C	ARM SIMPLE CIRC. TRIF. ANCLAJE Y ANG. 30 A 60°, ACSR 4/0 AWG	MT-301/C	C\$ 4,800.70
P93	MT-307/C	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG	MT-307/C	C\$ 1,165.17
P94	MT-302/C	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG	MT-302/C	C\$ 1,165.17
P95	MT-301/C	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG	MT-301/C	C\$ 1,165.17



P96	MT-316/C	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG Y DERIV MONOF RIGIDA ACSR 4/0 Y 1/0 AWG	MT-316/C	C\$ 1,981.42
P97	MT-304/C	ARM SIMPLE CIRC. MONOF. ALINEACION Y ANGULO < 5°, ACSR 4/0 AWG	MT-304/C	C\$ 761.26
P98	MT-105/C	ARM SIMPLE CIRC. MONOF. ALINEACION Y ANGULO < 5°, ACSR 4/0 AWG	MT-105/C	C\$ 761.26
P99	A-6	ARM SIMPLE CIRC. TRIF. ANCLAJE Y ANG. 30 A 60°, ACSR 4/0 AWG	A-6	
P100	A-2	ARM SIMPLE CIRC. MONOF. ALINEACION Y ANGULO < 5°, ACSR 4/0 AWG	A-2	C\$ 761.26
P101	A-1	ARM SIMPLE CIRC. MONOF. ALINEACION Y ANGULO < 5°, ACSR 4/0 AWG	A-1	C\$ 761.26
P102	A-1	ARM SIMPLE CIRCUITO MONOF ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG Y DERIV MONOF RIGIDA ACSR 4/0 Y 1/0 AWG	A-1	C\$ 1,577.51
P103	A-4	ARM SIMPLE CIRC. MONOF. ALINEACION Y ANGULO < 5°, ACSR 4/0 AWG	A-4	C\$ 761.26
P104	A-5	ARM SIMPLE CIRC. MONOFASICO FIN DE LINEA	A-5	C\$ 738.81
P105	A-1	ARM SIMPLE CIRC. MONOF. ALINEACION Y ANGULO < 5°, ACSR 4/0 AWG	A-1	C\$ 761.26
P106	A-2-1	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ANGULO 5 A 30°, ACSR 4/0 AWG	A-2-1	C\$ 4,171.64
P107	A-5	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIF. FIN LINEA, ACSR AWG	A-5	C\$ 3,566.30
P108	A-1	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG Y DERIV MONOF RIGIDA ACSR 4/0 Y 1/0 AWG	A-1	C\$ 1,981.42
P109	A-2	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG	A-2	C\$ 1,165.17
P110	A-5	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG	A-5	C\$ 1,165.17
P111	C-1	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG	C-1	C\$ 1,165.17



P112	C-1	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIF. FIN LINEA, ACSR AWG	C-1	C\$ 3,566.30
P113	C-1	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG Y DERIV MONOF RIGIDA ACSR 4/0 Y 1/0 AWG	C-1	C\$ 1,981.42
P114	C-1	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG	C-1	C\$ 1,165.17
P115	C-2-1	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ANGULO 5 A 30°, ACSR 4/0 AWG	C-2-1	C\$ 4,171.64
P116	C-2-1	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG	C-2-1	C\$ 1,165.17
P117	C-4	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ANGULO 5 A 30°, ACSR 4/0 AWG	C-4	C\$ 4,171.64
P118	C-45	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ANGULO 5 A 30°, ACSR 4/0 AWG	C-45	C\$ 4,171.64
P119	C-6	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIF. FIN LINEA, ACSR AWG	C-6	C\$ 3,566.30
P120	C-7	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG Y DERIV MONOF RIGIDA ACSR 4/0 Y 1/0 AWG	C-7	C\$ 1,981.42
P121	A-5	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG	A-5	C\$ 1,165.17
P122	A-6	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG	A-6	C\$ 1,165.17
P123	A-1	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIF. FIN LINEA, ACSR AWG	A-1	C\$ 3,566.30
P124	A-1	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG	A-1	C\$ 1,165.17
P125	A-1	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIF. ANGULO 60 A 90°, ACSR 336 AWG	A-1	C\$ 2,666.28
P126	A-6	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG Y DERIV MONOF RIGIDA ACSR 4/0 Y 1/0 AWG	A-6	C\$ 1,981.42
P127	A-6	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIF. FIN LINEA, ACSR AWG	A-6	C\$ 3,566.30
P128	A-2	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIF. FIN LINEA, ACSR AWG	A-2	C\$ 3,566.30



P129	A-1	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG	A-1	C\$ 1,165.17
P130	A-1	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG	A-1	C\$ 1,165.17
P131	A-1	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG	A-1	C\$ 1,165.17
P132	A-1	ARM SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO ALIN. Y ANG. < 5°, ACSR 4/0 AWG	A-1	C\$ 1,165.17

Tabla 1.27 Presupuesto del Circuito Batahola 3050