



# UNIVERSIDAD DE CUENCA

## FACULTAD DE INGENIERÍA

### ESCUELA DE ELÉCTRICA



## “DISEÑO DE ESQUEMAS DE AUTO-RECONEXIÓN PARA LA RESTAURACION DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE LA EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A.”

Tesis previa a la obtención del Título de  
Ingeniero Eléctrico

#### AUTORES:

Jorge Luis Balarezo Cobos  
Giovanny Rolando Pedroza Astudillo

#### DIRECTOR:

Ing. Juan Hernando Ugalde Delgado

#### TUTORES:

Ing. Sergio Zambrano  
Ing. Ramiro Ávila

Cuenca, Febrero de 2014



## RESUMEN

El principal objetivo de este trabajo de tesis es implementar una metodología holística orientada a mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.

Para lograr dicho objetivo proponemos el diseño de una metodología basada en esquemas de auto-reconexión para la restauración del servicio, denominados FLISR (Fault Location, Insulator and Service Restoration), a través de un modelo predictivo de confiabilidad (PRM), utilizando datos históricos de interrupciones, modelos de alimentadores de distribución y datos de carga de clientes y medidores.

El área de estudio consiste de cinco alimentadores aéreos los cuales representan alrededor de un 15% de la demanda total del sistema. Partimos de la calibración del modelo base, ajustando el PRM para que refleje la confiabilidad histórica del sistema, usando datos de interrupciones de cinco años atrás e indicadores de confiabilidad TTIK, FMIK, SAIDI y SAIFI. Es importante destacar que tasas de fallas y tiempos medios de reparación fueron asignados a los equipos (fusibles, interruptores, reconectores, etc.).

Como siguiente paso, identificamos un conjunto de proyectos a ser implementados, esto es, nuevos criterios de planificación, esquemas de protección de sobre corriente (despeje y conservación del fusible) y esquemas de automatización de la distribución (FLISR). Luego priorizamos la ejecución de estos proyectos de acuerdo a una medida de efectividad basada en SAIDI.

Finalmente realizamos un análisis beneficio/costo recomendando a CENTROSUR un portafolio de proyectos, con el fin de que elija las mejoras de la confiabilidad; mostrando las ventajas, versatilidad y potencialidad del PRM.

## PALABRAS CLAVES

CENTROSUR, FLISR, TTIK, FMIK, SAIDI, modelo predictivo, confiabilidad, auto-reconexión, restauración.



## ABSTRACT

The main purpose of this thesis work is to implement a holistic methodology oriented to improve the electric network reliability in CENTROSUR, the city of Cuenca-Ecuador local electricity provider.

To meet this goal we propose the design of a methodology based on self-healing schemes for restoration of service, known by the electric industry as FLISR (Fault Location, Insulator and Service Restoration) through a Predictive Reliability Model (PRM) using historical outage data, distribution feeder models and customer and feeder load data.

The study area considers five real distribution feeders, representing around the 15% of the total distribution system. We start from the definition of a customized calibration system model, constantly trying that PRM reflects the historical reliability, as a relevant purpose, using a five year historical outage data and reliability indices (TTIK, FMIK, SAIDI and SAIFI). It's also important to mention that failure rates and mean times to repair (MTTR) were assigned to the distribution equipment (fuses, breakers, reclosers, etc.).

As a next step, we identify a set of reliability improvement projects that need to be implemented, summarize as a new planning criteria, fuse-clearing and fuse-saving overcurrent protection schemes and distribution automation schemes. According to SAIDI final results, we prioritized the execution of the mentioned projects.

Finally, using these final results we have done a cost-benefit analysis, recommending to CENTROSUR a project portfolio to accomplish, in order to better its network reliability metrics, showing the advantages, versatility and potential of the proposed PRM.

## KEYWORDS:

CENTROSUR, FLISR, TTIK, FMIK, SAIDI, Predictive Model, self-healing, restoration.



## INDICE

<b>Listado de Figuras</b> .....	6
<b>Listado de Tablas</b> .....	8
<b>1. Introducción</b> .....	17
1.1 Antecedentes .....	18
1.2 Alcance .....	18
1.3 Justificación.....	19
1.4 Objetivos .....	20
1.4.1 Objetivo General.....	20
1.4.2 Objetivos Específicos.....	20
1.5 Organización del trabajo.....	20
<b>2 Confiabilidad en Sistemas de Distribución</b> .....	22
2.1 Introducción a las Redes Inteligentes .....	22
2.2 Indicadores de Confiabilidad .....	26
2.3 Causas de Interrupciones.....	31
2.4 Modelación del Sistema de Distribución .....	35
2.5 Cálculo de Confiabilidad en Sistemas de Distribución .....	43
<b>3 Selección de Alimentadores y Análisis Predictivo de Confiabilidad en el Área Piloto</b> .....	46
3.1 Selección del Área Piloto.....	46
3.1.1 Descripción del Sistema de Distribución de la CENTROSUR .....	46
3.1.2 Criterios de selección de alimentadores piloto .....	47
3.2 Determinación de los Índices de Confiabilidad .....	51
3.2.1 Calculo de los Índices de Confiabilidad.....	51
3.2.2 Método 2.5 beta .....	53
3.2.3 Indicadores objetivos del Área Piloto .....	54
3.3 Calibración del modelo .....	59
3.3.1 Módulo RAM del CYME [7] .....	59
3.3.2 Parámetros del Modelo predictivo de Confiabilidad.....	69
3.3.3 Calibración en el módulo RAM del CYME .....	71
<b>4 Diseño de Esquemas FLISR</b> .....	76
4.1 Esquema de Distribución.....	76
4.1.1 Respuesta a Contingencias en Alimentadores.....	76
4.1.2 Reconfiguración de Alimentadores.....	79
4.2 Mejora de la Confiabilidad .....	83



4.2.1 Dispositivos de protección .....	83
4.2.2 Dispositivos de recierre.....	84
4.2.3 Interruptores de Seccionamiento .....	88
4.2.4 Automatización .....	89
4.2.5 Indicadores de Falla (FPI).....	90
4.3 Especificaciones de esquemas FLISR .....	93
4.3.1 Mejora de la confiabilidad mediante esquemas FLISR.....	93
4.3.2 Habilidad de reconexión Automática en interruptores de circuito.....	95
4.3.3 Esquema de protecciones para reconectores .....	96
4.3.4 Utilización de reconexión monofásica y bloqueo trifásico.....	97
4.4 Resultados .....	98
4.4.1 Densidad de clientes.....	98
4.4.2 Equipos de reconexión y transferencia existentes.....	101
4.4.3 Alternativas y resultados .....	102
<b>5 Estudio costo/beneficio.....</b>	<b>114</b>
5.1 Análisis económico.....	114
5.1.1 Período de Recuperación .....	115
5.1.2 Valor presente neto.....	115
5.1.3 Tasa Interna de Retorno .....	116
5.1.4 Análisis Costo/Beneficio.....	117
5.2 Análisis marginal costo/beneficio.....	118
5.3 Resultados .....	120
5.3.1 Costos de los proyectos para la mejora de la confiabilidad del Sistema de Distribución.....	120
5.3.2 Análisis costo/beneficio para la mejora de la confiabilidad, con la alternativa 1, Esquema "Fuse Blowing" + "Fuse Saving".....	122
5.3.3 Análisis costo/beneficio para la mejora de la confiabilidad, con la alternativa 2. Esquema "Fuse Saving" .....	126
<b>6 Conclusiones y Recomendaciones .....</b>	<b>134</b>
<b>Bibliografía.....</b>	<b>137</b>
Anexos .....	139
Anexo 1.....	139
Anexo 2.....	148
Anexo 3.....	158
Anexo 4.....	165



## Listado de Figuras

Figura 2.1	Detección de fallas, aislamiento y restauración del servicio [1]	24
Figura 2.2	Índices SAIDI de distribuidoras norteamericanas	30
Figura 2.3	Índices SAIFI de distribuidoras norteamericanas	30
Figura 2.4	Registro de Interrupciones en barras	35
Figura 2.5	Sistema radial	44
Figura 2.6	Sistema mallado	44
Figura 2.7	Ejemplo de un sistema de tres ramales	45
Figura 3.1	Área de concesión de la CENTROSUR	46
Figura 3.2	Alimentadores piloto	50
Figura 3.3	Histograma aplicando el método 2.5 Beta	54
Figura 3.4	SAIFI	55
Figura 3.5	SAIDI	55
Figura 3.6	FMIK	56
Figura 3.7	TTIK	56
Figura 3.8	Índices de confiabilidad SAIFI y FMIK (eje izquierdo), SAIDI y TTIK (eje derecho)	58
Figura 3.9	Pestaña análisis del módulo RAM del CYMDIST	60
Figura 3.10	Pestaña parámetros del módulo RAM del CYMDIST	60
Figura 3.11	Pestaña dispositivos del módulo RAM del CYMDIST	62
Figura 3.12	Pestaña tiempo del módulo RAM del CYMDIST	64
Figura 3.13	Pestaña restablecimiento del módulo RAM del CYMDIST	65
Figura 3.14	Pestaña tormenta del módulo RAM del CYMDIST	67
Figura 3.15	Pestaña colores del módulo RAM del CYMDIST	68
Figura 3.16	Pestaña reportes del módulo RAM del CYMDIST	68
Figura 3.17	Cálculo de valores objetivos [8]	72
Figura 3.18	Resultados CYME [7]	74
Figura 4.1	Sistema de Distribución con respuesta a diferentes contingencias [4]	77
Figura 4.2	Restauración aguas arriba de una etapa [4]	80
Figura 4.3	Restauración aguas abajo de una etapa [4]	80
Figura 4.4	Restauración aguas arriba de dos etapas [4]	82
Figura 4.5	Restauración aguas abajo de dos etapas [4]	82
Figura 4.6	Fusión lateral puede reducir en gran medida el SAIFI del alimentador [4]	84
Figura 4.7	Ciclo de operación de un Reconectador	85
Figura 4.8	Secciones aéreas de línea pueden ser protegidas con reconectores [4]	86
Figura 4.9	Esquemas de protección cerca de la subestación con altas corrientes de falla [4]	87
Figura 4.10	Mejora mediante la colocación de seccionadores automáticos en la troncal principal del alimentador [4]	88
Figura 4.11	Eficacia de los interruptores de seccionamiento para la reducción del SAIDI [4]	89
Figura 4.12	Localización de la falla con el FPI [9]	91



Figura 4.13 FPI en SCADA [9] .....	92
Figura 4.14 Esquema utilizado en la automatización del área piloto [8] .....	94
Figura 4.15 Filosofía de protecciones utilizadas por distribuidoras [8].....	97
Figura 4.16 Carga Concentrada 0523.....	99
Figura 4.17 Carga concentrada 0525.....	99
Figura 4.18 Carga concentrada 0526.....	100
Figura 4.19 Carga concentrada 1421.....	100
Figura 4.20 Carga concentrada 1424.....	101
Figura 4.21 Ubicación final de reconectores existentes y esquemas FLISR en alimentador 0523 .....	104
Figura 4.22 SAIFI <sub>antes</sub> .....	105
Figura 4.23 SAIFI <sub>después</sub> .....	106
Figura 4.24 SAIDI <sub>antes</sub> .....	106
Figura 4.25 SAIDI <sub>después</sub> .....	106
Figura 4.26 SAIFI <sub>antes</sub> .....	110
Figura 4.27 SAIFI <sub>después</sub> .....	111
Figura 4.28 SAIDI <sub>antes</sub> .....	111
Figura 4.29 SAIDI <sub>después</sub> .....	111
Figura 5.1 Análisis del costo respecto a la mejora del SAIDI .....	124
Figura 5.2 Análisis del costo respecto a la mejora del SAIFI.....	125
Figura 5.3 Curva beneficio/costo.....	126
Figura 5.4 Análisis del costo respecto a la mejora del SAIDI .....	128
Figura 5.5 Análisis del costo respecto a la mejora del SAIFI.....	128
Figura 5.6 Curva beneficio/costo.....	129
Figura 5.7 Costo Acumulado vs Mejora de SAIDI. ....	131
Figura 5.8 Curva Costo vs. Beneficio.....	133



## Listado de Tablas

Tabla 2.1 Límites para FMIK y TTIK según el CONELEC .....	29
Tabla 2.2 Registro de interrupciones (SRI) .....	33
Tabla 2.3 Aporte SAIDI de las diferentes causas de interrupciones .....	34
Tabla 2.4 Tasas de falla y tiempos de reparación aéreos por milla [3] .....	36
Tabla 2.5 Tasas de falla y tiempos de reparación aéreos en kilómetros [3] .....	37
Tabla 2.6 Tasas de falla y tiempos de reparación subterráneo por milla [3] .....	37
Tabla 2.7 Tasas de falla y tiempos de reparación subterráneo en kilómetros .....	37
Tabla 2.8 Tasas de falla y tiempos de reparación en equipos de distribución por milla .....	38
Tabla 2.9 Tasas de falla y tiempos de reparación en equipos de distribución en kilómetros .....	38
Tabla 3.1 Clasificación de alimentadores según el CONELEC .....	47
Tabla 3.2 Características de los alimentadores.....	48
Tabla 3.3 Índices de los alimentadores piloto.....	50
Tabla 3.4 Índices de Confiabilidad .....	51
Tabla 3.5 Indicadores de Confiabilidad aplicado metodología 2.5 beta- Interrupciones de Media Tensión No Programadas.....	55
Tabla 3.6 Media del año móvil .....	57
Tabla 3.7 Índices de Confiabilidad Anual Promedio del Área Piloto .....	59
Tabla 3.8 Parámetros de equipos del modelo predictivo de confiabilidad .....	70
Tabla 3.9 Calibración SAIFI .....	73
Tabla 3.10 Calibración SAIDI .....	74
Tabla 3.11 Valores esperados .....	75
Tabla 4.1 Reconectores y equipos de transferencia existentes.....	101
Tabla 4.2 Índices de confiabilidad inicial y final para el alimentador 0523 .....	107
Tabla 4.3 Índices de confiabilidad inicial y final para el alimentador 0525 .....	107
Tabla 4.4 Índices de confiabilidad inicial y final para el alimentador 0526 .....	107
Tabla 4.5 Índices de confiabilidad inicial y final para el alimentador 1421 .....	108
Tabla 4.6 Índices de confiabilidad inicial y final para el alimentador 1424 .....	108
Tabla 4.7 Índices de confiabilidad inicial y final para el alimentador 0523 .....	112
Tabla 4.8 Índices de confiabilidad inicial y final para el alimentador 0525 .....	112
Tabla 4.9 Índices de confiabilidad inicial y final para el alimentador 1421 .....	112
Tabla 4.10 Índices de confiabilidad inicial y final para el alimentador 1424 .....	113
Tabla 5.1 Valor Presente Neto del reconector monofásico.....	121
Tabla 5.2 Costos de proyectos para la mejora de la confiabilidad.....	122
Tabla 5.3 Proyecto de confiabilidad del Alimentador 1421 .....	123
Tabla 5.4 Proyectos de confiabilidad del Alimentador 1421 ordenados por el mayor beneficio de SAIDI .....	124
Tabla 5.5 Análisis costo/beneficio con la energía no Suministrada .....	126
Tabla 5.6 Proyecto de confiabilidad del Alimentador 1421 con la alternativa 2 .....	127





---

Tabla 5.7 Proyectos de confiabilidad del Alimentador 1421 con la alternativa 2 ordenados por el mayor beneficio SAIDI.....	127
Tabla 5.8 Análisis costo/beneficio con la energía no Suministrada de la alternativa 2 .....	128
Tabla 5.9 Total de los alimentadores del Área Piloto .....	129
Tabla 5.10 Estudio de costo de los alimentadores del Área Piloto .....	130
Tabla 5.11 Análisis económico con la Energía no Suministrada .....	132



Yo, Jorge Luis Balarezo Cobos, autor de la tesis “DISEÑO DE ESQUEMAS DE AUTO-RECONEXIÓN PARA LA RESTAURACION DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE LA EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A.”, reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de Ingeniero Eléctrico. El uso que la Universidad de Cuenca hiciere de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

Cuenca, Febrero de 2014

---

Jorge Luis Balarezo Cobos

0104590435



Yo, Jorge Luis Balarezo Cobos, autor de la tesis “DISEÑO DE ESQUEMAS DE AUTO-RECONEXIÓN PARA LA RESTAURACION DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE LA EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A.”, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, Febrero 2014

---

Jorge Luis Balarezo Cobos

0104590435



Yo, Giovanni Rolando Pedroza Astudillo, autor de la tesis “DISEÑO DE ESQUEMAS DE AUTO-RECONEXIÓN PARA LA RESTAURACION DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE LA EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A.”, reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de Ingeniero Eléctrico. El uso que la Universidad de Cuenca hiciere de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

Cuenca, Febrero de 2014

Giovanni Rolando Pedroza Astudillo

010520922-5



Yo, Giovanni Rolando Pedroza Astudillo, autor de la tesis “DISEÑO DE ESQUEMAS DE AUTO-RECONEXIÓN PARA LA RESTAURACION DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE LA EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A.”, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, Febrero 2014

Una firma manuscrita en tinta que dice "Giovanni Pedroza".

---

Giovanni Rolando Pedroza Astudillo

010520922-5



Esta Tesis ha sido desarrollada dentro del Convenio entre la Universidad de Cuenca y la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A



## AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer en primer lugar a Dios por haberme dado la vida, a mis padres Jorge y Rosa por todo el apoyo que me brindaron para salir adelante durante mi vida estudiantil, a mis hermanas que de una u otra manera me ayudaron a salir adelante, de igual manera al Ing. Juan Ugalde por ser el director de esta tesis, y a los Ingenieros Sergio Zambrano y Ramiro Ávila por el apoyo como tutores de este proyecto, ya que pusieron mucho esfuerzo para la realización de este trabajo.

JORGE

Gracias a Dios por darme la vida y no abandonarme en los momentos más difíciles. A mis padres Ángel y Leonor por su apoyo incondicional y estar a mi lado enseñándome a luchar por mis sueños. A mis hermanas y hermanos por su apoyo y fe en mí. A mis profesores que a lo largo de mi carrera han cultivado en mi conocimientos necesarios para mi desarrollo como profesional, en especial a mi director de tesis el Ing. Juan Ugalde y de igual manera a mis tutores de tesis el Ing. Sergio Zambrano y el Ing. Ramiro Ávila, quienes con dedicación y paciencia nos guiaron para la culminación de este proyecto.

GIOVANNY



## DEDICATORIAS

Quiero dedicar está a Dios, y de manera muy especial a mis queridos padres que estuvieron junto a mí en las buenas y en las malas, así como a mis hermanas, mi cuñado y mis sobrinas por motivarme a salir adelante.

JORGE

El presente proyecto quiero dedicar en primera instancia a Dios, por ser quien me puso en el lugar que estoy, de igual manera a mis padres, hermanos, hermanas, sobrinas; quienes me han brindado apoyo incondicional para poder culminar esta nueva etapa de mi vida, de igual manera le dedico a mi enamorada que ha sido mi compañía durante 5 años.

GIOVANNY





## “DISEÑO DE ESQUEMAS DE AUTO-RECONEXIÓN PARA LA RESTAURACION DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE LA EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A.”

### CAPITULO I

#### 1. Introducción

Actualmente la confiabilidad de un sistema de distribución es muy importante debido al crecimiento de cargas sensibles ante cortes de suministro de energía eléctrica, lo que conlleva varias consecuencias sociales y económicas cuando exista una interrupción del sistema.

El sistema de distribución es confiable cuando tiene la capacidad de proporcionar energía eléctrica a los clientes de forma ininterrumpida, pero esto no siempre es posible debido a que existen distintas interrupciones, algunas de estas son programadas, para realizar el mantenimiento, ampliaciones de la red y otras no programadas, debidas a eventos inesperados como cortocircuitos, derrumbes, descargas atmosféricas, etc.

Las fallas en el sistema de distribución ocurren con más frecuencia y causan más impacto que las fallas en el sistema de transmisión. Las estadísticas han reportado que alrededor del 80% de las interrupciones que producen la pérdida de servicio eléctrico ocurren debido a fallas en el sistema de distribución.

Por todo lo dicho, en este trabajo se pretende mejorar la continuidad del servicio, tratando de reducir el tiempo de las interrupciones, automatizando el sistema de distribución, que permita a la empresa controlar, coordinar y operar en tiempo real desde ubicaciones remotas los componentes de distribución.

Para conseguir una continuidad de servicio eléctrico, se requiere un análisis económico, aunque teóricamente sea posible alcanzar una continuidad de servicio el ciento por ciento, el costo para lograr este propósito será grande, con el inevitable aumento de las tarifas para los consumidores. Para esto, se debe buscar un equilibrio entre un buen nivel de confiabilidad y los costos para los consumidores.



## 1.1 Antecedentes

La CENTROSUR es responsable de la distribución y comercialización de energía dentro de su área de concesión que comprende las provincias de Azuay, Cañar y Morona Santiago. El servicio eléctrico, conforme a las exigencias regulatorias y los objetivos empresariales, debe cumplir con ciertos parámetros de confiabilidad y calidad, para ello debe contar con adecuados procesos y soluciones dentro de la planificación operacional, con el fin de tener un control oportuno al momento que se presenten fallas o interrupciones del servicio.

Una de las necesidades actuales de la Empresa es aprovechar al máximo las tecnologías de última generación para la automatización de las redes de distribución, tales como: reconectadores, reguladores, capacitores, seccionadores, interruptores, sensores de falla, medidores de tensión y corriente, etc. Para ello se requieren definir criterios de planificación, mediante diseños, especificaciones y aplicaciones de esquemas avanzados de la automatización de los alimentadores de distribución.

Esto permitirá en el corto plazo, ubicar de manera óptima equipos inteligentes, con capacidad de comandarlos remotamente desde un centro de supervisión y control, a través de sistemas avanzados tales como el SCADA (Supervisory Control and data Acquisition) y DMS (Distribution Management System); con el fin de obtener el mayor beneficio económico y brindar un servicio del suministro de energía más eficiente y confiable.

## 1.2 Alcance

El estudio comprende el diseño y especificación de uno de los esquemas más relevantes de la automatización de la distribución, denominado “Localización de Fallas, Aislamiento y Restauración del Servicio” (FLISR) con el objetivo de localizar y aislar automáticamente áreas de los alimentadores donde han ocurrido fallas y restaurar el servicio a clientes no afectados por las mismas.

Para ello se tomará un área piloto compuesta por cinco alimentadores representativos del cantón Cuenca, los cuales deben ser vecinos y estar interconectados entre sí, mediante dispositivos normalmente abiertos, además



que cuenten con dispositivos normalmente cerrados que permitan su reconfiguración durante condiciones normales de operación o emergencia. Esta área piloto está compuesta por alimentadores tipo urbano y rural.

### 1.3 Justificación

Una de las estrategias importantes que debe asegurar el sistema de distribución consiste en la mejora de la calidad del servicio, mediante un control de las interrupciones del suministro que afectan al consumidor final.

Con base a la importancia de los requerimientos de calidad y continuidad de servicio se ha visto la necesidad de diseñar y especificar esquemas de Auto-reconexión para las Redes de Distribución con el fin de disminuir el tiempo de fallas e interrupciones, utilizando equipos inteligentes de última generación con capacidad para soportar control remoto y adquisición de datos, tales como: reconectores, reguladores, capacitores, seccionadores, interruptores, sensores de falla, medidores de tensión y corriente, entre otros; para un mejor monitoreo al momento que se presente alguna anomalía en el sistema y pueda ser restaurado remotamente, sin la intervención del personal.

Por lo indicado, la función de auto-reconexión, consiste en restablecer automáticamente el servicio a la mayor cantidad de clientes lo más rápido posible, mientras los grupos de campo hacen las reparaciones necesarias. La aplicación clave de la Automatización de la Distribución (DA) para ser implementada a una red de distribución es la aplicación FLISR (Localización de fallas, aislamiento y Restauración de Servicio).

FLISR puede ejecutar automáticamente el plan para restaurar el servicio siempre que sea posible, por lo general en un tiempo muy corto después de la aparición de la falla ya que FLISR tiene el propósito de restaurar la energía en secciones sin falla de alimentadores, luego que una falla es detectada, identificada y aislada. Es decir sin FLISR, al menos parte del alimentador de distribución estará fuera de servicio hasta que los equipos de campo lleguen al lugar.



## 1.4 Objetivos

### 1.4.1 Objetivo General

Diseñar y especificar esquemas de Auto-reconexión para las Redes de Distribución de la CENTROSUR que permita disminuir el tiempo de interrupciones del suministro de energía eléctrica a los consumidores.

### 1.4.2 Objetivos Específicos

- Desarrollar un esquema; para el análisis predictivo de confiabilidad y adecuar los modelos en la herramienta de planificación.
- Realizar simulaciones para la ubicación óptima y combinación de equipos inteligentes.
- Estimar los costos y beneficios para cada uno de los esquemas de auto-reconexión del servicio.
- Establecer una metodología general para la Planificación de la Automatización de la Distribución de todo el sistema.

## 1.5 Organización del trabajo

Esta tesis está dividida en seis capítulos. A continuación se describe brevemente el contenido de cada uno de ellos.

### **CAPITULO 1:**

#### **Introducción**

Describe de manera general como se realizará esta tesis junto con los objetivos alcance y justificación.

### **CAPITULO 2:**

#### **Confiabilidad en sistemas de distribución**

Se describen métodos de estudio, históricos y predictivos de la confiabilidad en sistemas de distribución, así como la teoría de confiabilidad y las herramientas matemáticas necesarias para el cálculo de los mismos. Se desarrolla una sección introductoria sobre redes inteligentes, incluyendo sus principales esquemas (FLISR y otros).



## **CAPITULO 3:**

### **Análisis predictivo de confiabilidad en el área piloto**

Aquí seleccionaremos los alimentadores más representativos del sistema, para llegar a calibrar los mismos utilizando la herramienta CYMDIST.

## **CAPITULO 4:**

### **Diseño del esquema FLISR**

Utilizando la herramienta CYMDIST simularemos diferentes esquemas de auto-restauración, con la utilización de equipos inteligentes como SCADA y DMS.

## **CAPITULO 5:**

### **Estudio Costo/Beneficio**

Se analizarán los beneficios a obtenerse con la implementación de estos equipos avanzados, comparando con el costo que estos conllevan, analizando las ventajas y desventajas que se obtienen tanto para la Centrosur como empresa distribuidora de energía, como para sus usuarios.

## **CAPITULO 6:**

### **Conclusiones y Recomendaciones**

Se explicarán las conclusiones más relevantes del estudio y las recomendaciones para su implementación.



## CAPITULO II

### 2 Confiabilidad en Sistemas de Distribución

#### 2.1 Introducción a las Redes Inteligentes

Una de las características importantes de la red inteligente es su capacidad de auto-restauración. Esto no quiere decir que la red inteligente es capaz de reparar el equipo dañado y restaurar automáticamente el equipo al servicio. Más bien, la función de auto-restauración, es restaurar automáticamente el servicio a tantos clientes como sea posible sin tardar mucho tiempo, mientras los equipos de campo hacen las reparaciones necesarias.

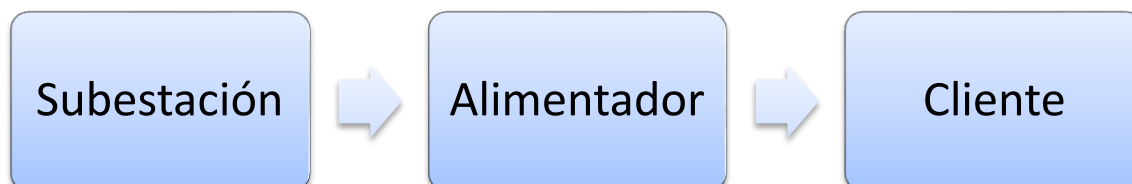
La auto-restauración en los sistemas de suministro de energía eléctrica es un concepto que permite la identificación y el aislamiento de fallas en los componentes del sistema y la restauración del servicio a los clientes, suministrando la energía por elementos en los que no exista falla. Esta actividad puede llevarse a cabo con poca o ninguna intervención humana, y tiene el objetivo de reducir al mínimo las interrupciones del servicio e incrementar la confiabilidad del sistema.

La auto-restauración del sistema de distribución se lleva a cabo a través de la Automatización de la Distribución (DA), específicamente a través de protecciones inteligentes y de dispositivos de conmutación que reduzcan el número de clientes interrumpidos en condiciones de contingencia para aislar automáticamente los componentes con fallas y realizar transferencias que permitan restaurar el servicio a los clientes, estas transferencias pueden llevarse a cabo a través de fuentes opcionales, que pueden ser alimentadores vecinos por ejemplo.

Se debe aclarar que la aplicación de la auto-restauración en los sistemas de distribución requiere que las redes se encuentren lo suficientemente flexibles como para adaptarse a la carga del sistema y cambiar condiciones de configuración (incluyendo modificar automáticamente las protecciones).

La Automatización de la distribución (DA) es un conjunto de tecnologías que permiten a una empresa eléctrica controlar de forma remota, coordinar y operar los componentes de distribución en un modo de tiempo real desde ubicaciones remotas.

La automatización de la distribución incluye:



Por lo tanto la automatización de la distribución es un mecanismo para restablecer el servicio a los clientes que se presentan en la parte sin falla del alimentador en un tiempo muy reducido, logrando así una mejora significativa de la confiabilidad del sistema de distribución, para el beneficio de estos clientes.

La automatización de la distribución incluye tres subsistemas principales:

Un sistema de información geoespacial (GIS) integrado con un sistema de gestión de interrupciones (OMS), que finalmente será sustituido en las redes inteligentes con un sistema de gestión de distribución (DMS). Estos sistemas trabajan juntos para automatizar la supervisión y control del sistema de distribución.

La aplicación clave de la automatización de la distribución para implementar en una red la auto-restauración es la aplicación del esquema FLISR.

El esquema FLISR, consiste en la utilización de equipos de protección avanzada y dispositivos de conmutación automática para localizar y aislar secciones de alimentación que se encuentren con fallas y poder restaurar el número máximo de clientes situados en las secciones no falladas. Se puede apreciar esto en la figura 2.1.



Figura 2.1 Detección de fallas, aislamiento y restauración del servicio [1]

**Beneficios del FLISR:**

**Beneficios funcionales**

- Mejora los índices de confiabilidad como el SAIDI y SAIFI.
- Reduce la energía no suministrada (kWh)
- Proporciona servicio de mejor calidad

**Beneficios monetarios:**

- Aumento de los ingresos (vender más energía)
- Reducir el costo de interrupción





La función de FLISR en un sistema de distribución es detectar automáticamente que se ha producido una falla, localizar la falla, abrir los interruptores que limitan el área fallada para aislar la sección dañada del alimentador, y luego cerrar otros interruptores (cuando sea posible) para restablecer el servicio a las secciones sin falla del alimentador, restaurando el servicio eléctrico a tantos clientes como sea posible. Esta técnica permite que todas estas acciones se efectúen sin intervención manual (control totalmente automático). Estos pasos se detallan a continuación:

1. **Detección de la falla:** FLISR sólo debe funcionar después de un cortocircuito (falla) en el propio alimentador o en las instalaciones que normalmente suministran la alimentación. FLISR no debe operar cuando un alimentador se desenergiza debido a conmutaciones manuales, o cualquier otra situación que no sea una falla.  
Para cumplir con este requisito, es necesario instalar uno o más sensores de falla que son necesarios para desencadenar el funcionamiento de FLISR.
2. **Ubicación de la Falla:** El siguiente paso es determinar la sección del alimentador que contiene la falla. Para este propósito, se divide a la red en secciones que están limitadas por interruptores controlados de forma remota. Cada interruptor incluye un circuito indicador que determina si la corriente de falla ha pasado recientemente a través del conmutador, y este indicara que hay una falla situada aguas abajo.
3. **Aislamiento de la Falla:** aquí se procede a abrir los interruptores de circuito necesarios para aislar la parte afectada por la falla.
4. **Restauración del Servicio:** Una vez que la sección dañada del alimentador está aislada, FLISR intenta restaurar el servicio a las secciones sin falla del alimentador de lo posible a través de alimentadores vecinos.



En la operación convencional es decir sin FLISR, hay una necesidad de investigar el lugar específico de la falla y realizar las respectivas maniobras de conmutación de forma manual para aislar la zona que se encuentra con la falla y restaurar el servicio a los clientes ubicados en las secciones de alimentación sin falla. Para esto, las llamadas de clientes problemáticos pueden ser de mucha ayuda. Por lo que al aplicar FLISR en el sistema de distribución permite detectar fallas y restaurar el servicio a los clientes afectados más rápido y con poca intervención humana.

## 2.2 Indicadores de Confiabilidad

La confiabilidad del sistema de distribución es un tema importante debido a su alto impacto en el costo de la electricidad y su alta relación con la satisfacción del consumidor.

Los alimentadores de los sistemas de distribución consisten de una troncal trifásica, de ramificaciones que nacen en la troncal y pueden ser monofásicas, bifásicas o trifásicas. Las ramificaciones pueden conectarse directamente a la troncal, pero es común protegerlas con fusibles o seccionadores automáticos.

La mayor cantidad de interrupciones del servicio eléctrico, que existen en un determinado periodo de tiempo, ocurren en el sistema de distribución debido a la gran cantidad de elementos involucrados y a la escasez de dispositivos de protección.

La Confiabilidad se define como el tiempo que un sistema brinda servicio sin interrupciones a los clientes, las interrupciones son la pérdida total o parcial del servicio de energía eléctrica y estas pueden ser momentáneas o sostenidas.

**Los índices de confiabilidad son los siguientes:**

**SAIFI:** (índice Promedio de Frecuencia de Interrupciones del Sistema), mide el número promedio de interrupciones experimentadas por los clientes, por ejemplo, cuantas interrupciones han afectado a un cliente promedio durante el periodo bajo estudio (por lo general en el lapso de un año). [2]



$$SAIFI = \frac{\text{Total Number of Customer Interrptions}}{\text{Total Number of Customers Served}}$$

$$SAIFI = \frac{\text{Número total de clientes interrumpidos}}{\text{Número total de clientes atendidos}}$$

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i}$$

Dónde  $\lambda_i$  es la tasa de fallas y  $N_i$  es el número de clientes atendidos en el punto de carga.

El número total de clientes interrumpidos son aquellos que tuvieron alguna interrupción en el servicio y el número total de clientes atendidos son todos los consumidores dentro del sistema de distribución.

**SAIDI:** (índice Promedio de Duración de Interrupciones del Sistema), mide la duración promedio de interrupción experimentada por los clientes, por ejemplo, cuantos minutos u horas un cliente promedio ha sido afectado por interrupciones durante el periodo bajo estudio (por lo general en el lapso de un año). [2]

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Customer Interruption Durations}}{\text{Total Number of Customers Server}}$$

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Duracion de la Interrupción por Cliente}}{\text{Numero Total de Clientes Atendidos}}$$

$$SAIFI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i}$$

Dónde  $U_i$  es el tiempo de interrupción anual y  $N_i$  es el numero de clients atendidos en el punto de carga.



**FMIK:** (Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal Instalado), representa la cantidad de veces que el kVA promedio sufrió una interrupción de servicio en un periodo determinado. También se denomina **NIEPI** (Número de Interrupciones Equivalentes de la Potencia Instalada) y se expresa en interrupciones/año:

$$FMIK = \frac{\sum kVAf_{s_i}}{kVA_{inst}}$$

Dónde:

$kVAf_{s_i}$ : es la cantidad de kVA nominales fuera de servicio durante cada una de las interrupciones  $i$ .

$kVA_{inst}$ : es la cantidad de kVA nominales instalados.

**TTIK:** (Tiempo Total de interrupción por kVA nominal Instalado), representa el tiempo medio en que el kVA promedio no tuvo servicio en un período determinado. También se denomina **TIEPI** (Tiempo de Interrupción Equivalente de Potencia Instalada) y se mide en horas/año.

$$TTIK = \frac{\sum kVAf_{s_i} \times T_{f_{s_i}}}{kVA_{inst}}$$

Dónde:

$kVAf_{s_i}$ : es la cantidad de kVA nominales fuera de servicio durante cada una de las interrupciones  $i$ .

$kVA_{inst}$ : es la cantidad de kVA nominales instalados.

$T_{f_{s_i}}$ : Es el tiempo fuera de servicio para la interrupción  $i$ .

La empresa distribuidora de energía deberá entregar informes de cada mes al CONELEC con los siguientes datos:

- Los registros de las interrupciones ocurridas.



- La cantidad y potencia de los transformadores de MV/BV que cada alimentador de MV tiene instalado, para una configuración de red normal.
- El valor de los índices obtenidos.

Los valores límites admisibles, que el CONELEC establece para los índices de calidad del servicio técnico se muestran en la tabla 2.1:

**Tabla 2.1 Límites para FMIK y TTIK según el CONELEC**

Indice	Lim FMIK	Lim TTIK
Red	4.0	8.0
Alimentador Urbano	5.0	10.0
Alimentador Rural	6.0	18.0

La confiabilidad promedio del área piloto de esta tesis será estimada mediante los valores de los índices de confiabilidad SAIDI y SAIFI. La principal ventaja de utilizar estos índices es que existe una base de datos extensa preparada por el Grupo de Trabajo de Confiabilidad de Distribución de IEEE que permite comparar la confiabilidad de CENTROSUR con la de un gran número de distribuidoras de Norte América. Otra ventaja de utilizar índices SAIDI y SAIFI es que existe literatura especializada abundante y reportes de experiencias y proyectos ejecutados por la industria con el objetivo de mejorar estos índices de confiabilidad. Además, estos índices tienen como base la confiabilidad promedio de los clientes servidos por la distribuidora. En cambio los índices TTIK y FMIK estiman la confiabilidad promedio por kVA instalado.

Una ventaja de utilizar los índices SAIDI y SAIFI se muestra en la Figura 2-2 y 2-3, que indica los índices de confiabilidad SAIDI y SAIFI de los sistemas de distribución de 90 distribuidoras norteamericanas (correspondientes al año 2011) en las que mediante encuestas ejecutadas por el Grupo de Trabajo de Confiabilidad de Distribución de IEEE, se realizó un análisis estadístico de estos resultados con los que podemos concluir que los índices SAIDI y SAIFI anuales de las distribuidoras ubicadas en el primer cuartil (aquellas con mejor

desempeño) es menor que 94 minutos/cliente y 0.83 interrupciones/cliente, respectivamente. Los índices mostrados en ambas figuras solamente toman en consideración interrupciones ocurridas en el sistema de distribución, estas son las interrupciones de interés para este estudio.

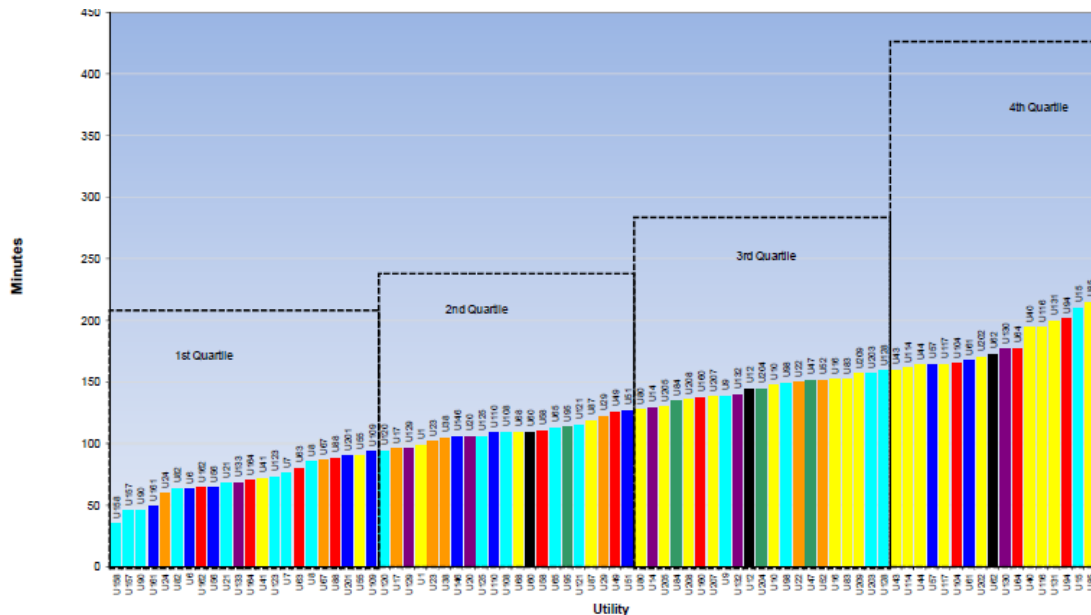


Figura 2.2 Índices SAIDI de distribuidoras norteamericanas

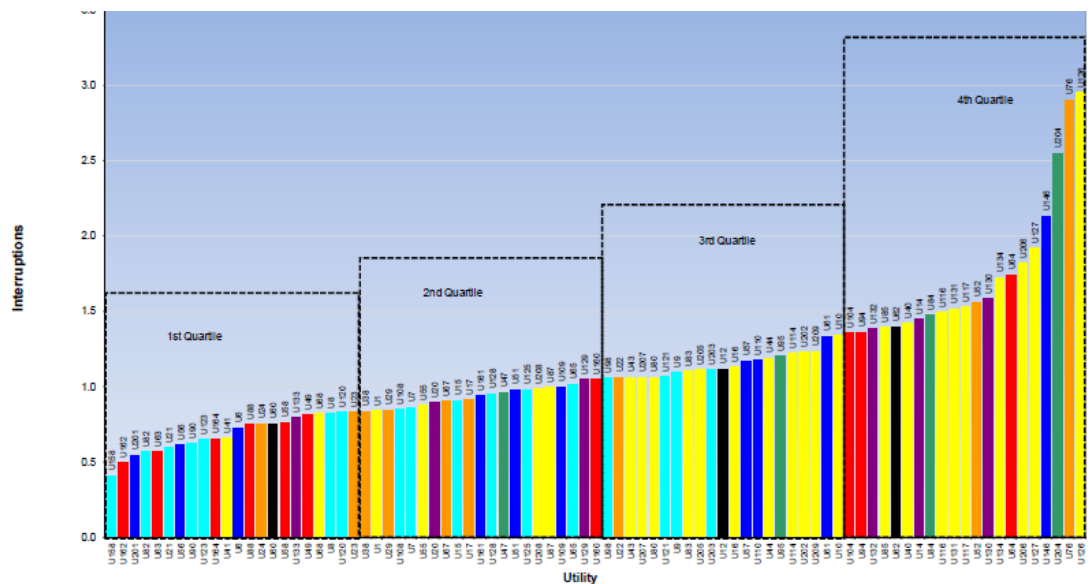


Figura 2.3 Índices SAIFI de distribuidoras norteamericanas



## 2.3 Causas de Interrupciones

Una interrupción es el corte parcial o total del suministro de energía eléctrica a los consumidores del sistema de distribución, con lo que se debe tener en cuenta la frecuencia de las interrupciones que es el número de veces, que en un periodo determinado se interrumpe el suministro de energía eléctrica a un consumidor.

Las interrupciones se clasifican en:

### Por su duración

Las interrupciones según su duración se clasifican en 2 grupos:

- las menores o iguales a tres minutos
- las mayores a tres minutos

Siendo las mayores a tres minutos las consideradas en el cálculo de los indicadores de la confiabilidad en el sistema de distribución.

### Por su origen

Las interrupciones según su origen se clasifican:

- Externas
- Internas Programadas
- Internas no Programadas.

### Por su causa

- **Internas No Programadas**, este tipo de interrupciones se clasifican en:
  - climáticas
  - ambientales
  - en la red
  - ocasionadas por terceros
- **Interrupciones Programadas**, las interrupciones programadas se clasifican en:
  - mantenimiento
  - ampliaciones



- otras causas
- **Interrupciones Externas**, las interrupciones externas se clasifican en:
  - Interrupciones ocasionadas por la actuación de los relés de baja frecuencia
  - Por motivos de fuerza mayor
  - Suscitados en el sistema de transmisión
  - Debidas a otras causas

## Por su alcance

Las interrupciones según su alcance están clasificadas en:

- General
- Puntual
- Ramal

En donde:

- **General** corresponde a todo el alimentador.
- **Puntual** a interrupciones de un transformador de MT/BT.
- **Ramal** a interrupciones de un tramo del alimentador.

En esta tesis se tomarán en cuenta las interrupciones ocurridas en el sistema de distribución con los siguientes aspectos:

- Media tensión (MT)
- Generales (G)
- Ramales (R)
- Internas no programadas (IN)

A continuación en la tabla 2.2 me muestra como el sistema de registro de interrupciones (SRI) de la CENTROSUR presenta las interrupciones, en este caso para el alimentador 0525 que tiene 9978 clientes, en el año 2013.





**Tabla 2.2 Registro de interrupciones (SRI)**

Fecha de Desconexion	fecha de conexión	Fase	Tipo de falla	Tiempo	Causa	Cientes desconectados
04/01/2013 13:18	04/01/2013 16:08	C	M-R-IN	2,8333	RED\CORTOCIRCUITO	554
15/02/2013 15:59	15/02/2013 16:55	C	M-R-IN	0,9333	CLIMATICAS\TEMPESTAD O TORMENTA	510
15/02/2013 18:13	16/02/2013 14:15	C	M-R-IN	20,0333	CLIMATICAS\DESCARGAS ATMOSFERICAS	53
23/02/2013 6:47	23/02/2013 10:28	C	M-R-IN	3,6833	RED\CORTOCIRCUITO	16
13/03/2013 11:38	13/03/2013 14:20	A	M-R-IN	2,7000	RED\CORTOCIRCUITO	144
15/03/2013 19:39	16/03/2013 7:53	C	M-R-IN	12,2333	RED\CORTOCIRCUITO	53
16/03/2013 16:10	16/03/2013 17:47	BC	M-R-IN	1,6167	TERCEROS\RAMAS SOBRE LA RED	140
17/03/2013 15:14	17/03/2013 18:01	C	M-R-IN	2,7833	CLIMATICAS\DESCARGAS ATMOSFERICAS	554
21/03/2013 6:46	21/03/2013 8:10	C	M-R-IN	1,4000	CLIMATICAS\DESCARGAS ATMOSFERICAS	53
22/03/2013 16:23	22/03/2013 18:00	A	M-R-IN	1,6167	CLIMATICAS\DESCARGAS ATMOSFERICAS	350
24/03/2013 21:01	25/03/2013 10:14	ABC	M-R-IN	13,2167	TERCEROS\RAMAS SOBRE LA RED	1272
25/03/2013 16:38	25/03/2013 18:52	A	M-R-IN	2,2333	CLIMATICAS\DESCARGAS ATMOSFERICAS	315
02/04/2013 15:08	02/04/2013 16:16	C	M-R-IN	1,1333	CLIMATICAS\VIENTO	554
07/04/2013 6:40	07/04/2013 7:26	A	M-R-IN	0,7667	TERCEROS\RAMAS SOBRE LA RED	218
17/04/2013 16:13	17/04/2013 21:50	ABC	M-R-IN	5,6167	RED\CORTOCIRCUITO	1272
18/04/2013 13:23	18/04/2013 14:01	ABC	M-R-IN	0,6333	RED\CORTOCIRCUITO	1272
23/04/2013 14:20	23/04/2013 15:05	ABC	M-R-IN	0,7500	TERCEROS\CHOQUE	1276
23/04/2013 15:06	23/04/2013 18:30	ABC	M-R-IN	3,4000	TERCEROS\CHOQUE	669
01/05/2013 14:40	01/05/2013 17:16	A	M-R-IN	2,6000	CLIMATICAS\VIENTO	315
30/05/2013 18:13	30/05/2013 19:25	ABC	M-R-IN	1,2000	RED\FALLAS POR MANIOBRAS	1272
06/06/2013 0:55	06/06/2013 8:57	C	M-R-IN	8,0333	RED\CORTOCIRCUITO	246
06/06/2013 9:55	06/06/2013 12:15	C	M-R-IN	2,3333	RED\CORTOCIRCUITO	246
16/06/2013 10:58	16/06/2013 11:53	ABC	M-R-IN	0,9167	CLIMATICAS\VIENTO	250
24/06/2013 12:26	24/06/2013 12:42	ABC	M-R-IN	0,2667	RED\RECONECTADOR DEFECTUOSO	4157
28/06/2013 1:53	28/06/2013 7:44	AB	M-R-IN	5,8500	CLIMATICAS\VIENTO	214
04/07/2013 14:33	04/07/2013 15:48	A	M-R-IN	1,2500	CLIMATICAS\DESCARGAS ATMOSFERICAS	2441
04/07/2013 18:18	04/07/2013 20:58	C	M-R-IN	2,6667	CLIMATICAS\DESCARGAS ATMOSFERICAS	554
20/07/2013 8:25	20/07/2013 9:22	C	M-R-IN	0,9500	RED\CORTOCIRCUITO	246

En la siguiente tabla 2.3 se muestra el aporte de SAIDI por cada una de las causas de las interrupciones en los años respectivos, pero para el año 2013 es hasta el mes de agosto.

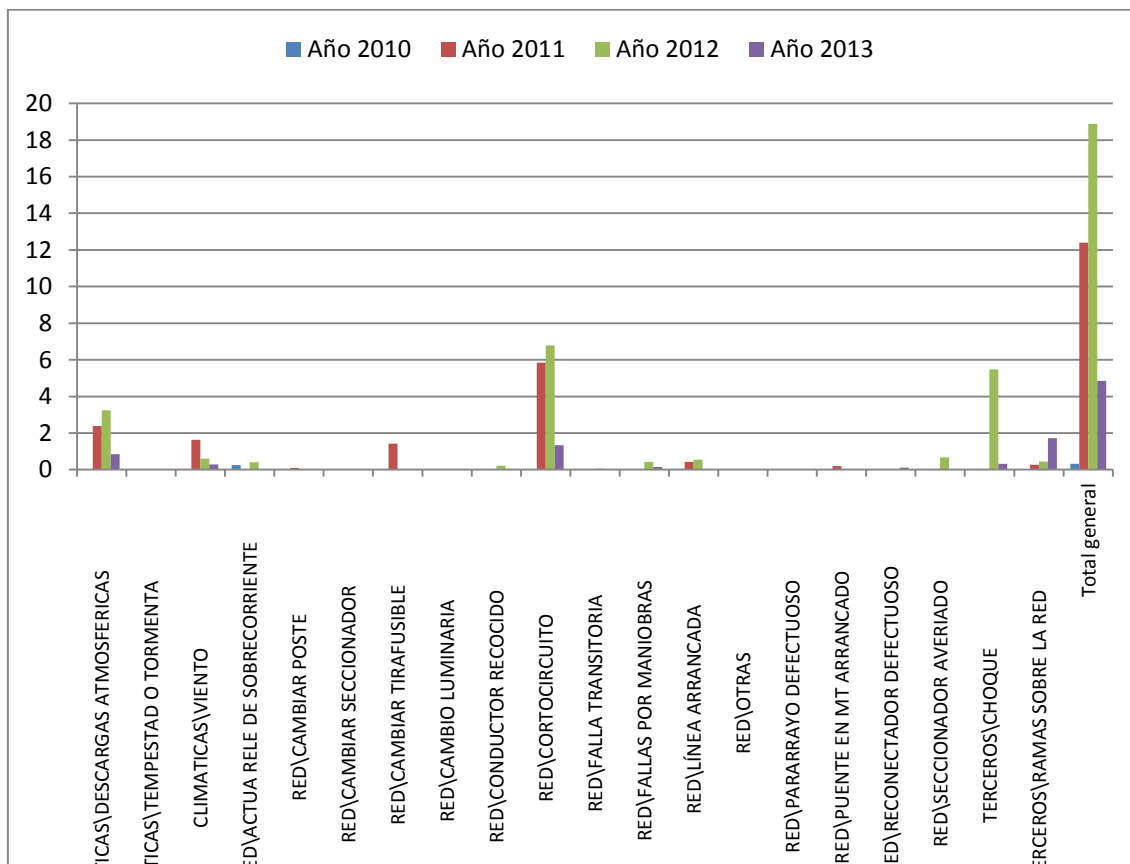


**Tabla 2.3 Aporte SAIDI de las diferentes causas de interrupciones**

Causa	Año 2010	Año 2011	Año 2012	Año 2013
CLIMATICAS\DESCARGAS ATMOSFERICAS		2,38296085	3,23373923	0,8494538
CLIMATICAS\TEMPESTAD O TORMENTA				0,04770495
CLIMATICAS\VIENTO		1,64017171	0,59320004	0,2934389
RED\ACTUA RELE DE SOBRECORRIENTE	0,25		0,41666666	
RED\CAMBIAR POSTE		0,09386651		
RED\CAMBIAR SECCIONADOR	0,00013363			
RED\CAMBIAR TIRAFUSIBLE	0,03333333	1,41666666		
RED\CAMBIO LUMINARIA			0,00160353	
RED\CONDUCTOR RECOCIDO			0,21442173	
RED\CORTOCIRCUITO		5,8492116	6,78520913	1,34292109
RED\FALLA TRANSITORIA		0,02953164	0,05935057	
RED\FALLAS POR MANIOBRAS		0,01666667	0,43222757	0,15297655
RED\LÍNEA ARRANCADA	0,03978753	0,43368911	0,54949221	
RED\OTRAS		0,01779916		
RED\PARARRAYO DEFECTUOSO		0,02469433		
RED\PUENTE EN MT ARRANCADO		0,19496893		
RED\RECONECTADOR DEFECTUOSO				0,11109775
RED\SECCIONADOR AVERIADO		0,01668671	0,67069554	
TERCEROS\CHOQUE		0,01666667	5,47147893	0,32387252
TERCEROS\RAMAS SOBRE LA RED		0,26347297	0,45064475	1,72430013
Total general	0,32325449	12,3970535	18,8787299	4,84576569



La figura 2.2 representa los valores de la tabla anterior en forma de barras:



**Figura 2.4 Registro de Interrupciones en barras**

## 2.4 Modelación del Sistema de Distribución

### Tasa de Falla

La tasa de falla ( $\lambda$ ) se define como la cantidad de veces que ocurre una falla en un equipo del sistema de distribución durante un determinado periodo de análisis. [3]

Se expresa en fallas/año, por lo que se puede decir que la tasa de falla es el número de fallas que experimentó el equipo durante un año.

### Tiempo de Reparación

El tiempo de reparación es el tiempo medio que tarda la empresa de distribución para restablecer el servicio eléctrico y regresar el sistema a las mismas condiciones de funcionamiento anteriores a la aparición de la falla; es decir, corresponde al tiempo promedio que tarda la empresa para eliminar la



falla, de forma tal que el sistema recupere todas las condiciones de funcionamiento antes de que ésta se produzca [3].

Generalmente se expresa en horas. El tiempo de reparación comprende la localización de la falla, la eliminación de la falla y el restablecimiento del servicio.

El tiempo de reparación se conoce también como MTTR (Mean Time To Repair). En distribución, es mejor hablar de tiempo de restablecimiento o restauración de servicio antes que tiempo de reparación, puesto que en el cálculo se consideran las interrupciones de servicio y una interrupción no siempre es producida por una falla en el sistema de distribución.

A continuación se muestra la tabla 2.4 con los datos de tasas de falla y tiempos de reparación para componentes de distribución aéreos por milla.

**Tabla 2.4 Tasas de falla y tiempos de reparación aéreos por milla [4]**

descripcion	$\lambda_p$ (por año)			MTTR (horas)		
	Low	Typical	High	Low	Typical	High
Lineas Aereas						
Troncal Principal	0,020	0,100	0,300	2,0	4,0	8,0
Lineas laterales	0,020	0,160	0,300	2,0	4,0	8,0
lineas secundarias	0,020	0,088	0,300	1,5	2,5	8,0
Transformador montado en poste	0,004	0,010	0,015	3,0	5,0	10,0
Interruptor de desconexion	0,004	0,014	0,140	1,5	4,0	12,0
cortacircuito	0,004	0,009	0,030	0,5	2,0	4,0
Reconectador	0,005	0,015	0,030	3,0	4,0	10,0
Condensador	0,011	0,020	0,085	0,5	1,5	4,0
Regulador	0,010	0,029	0,100	1,0	4,0	10,0

La tabla 2.5 muestra los mismos datos pasados a kilómetros:



**Tabla 2.5 Tasas de falla y tiempos de reparación aéreos en kilómetros [4]**

descripcion	$\lambda_p$ (por año)			MTTR (horas)		
	Low	Typical	High	Low	Typical	High
Lineas Aereas						
Troncal Principal	0,012	0,062	0,186	1,2	2,5	5,0
Lineas laterales	0,012	0,099	0,186	1,2	2,5	5,0
lineas secundarias	0,012	0,055	0,186	0,9	1,6	5,0
Transformador montado en poste	0,002	0,006	0,009	1,9	3,1	6,2
Interruptor de desconexion	0,002	0,009	0,087	0,9	2,5	7,5
cortacircuito	0,002	0,006	0,019	0,3	1,2	2,5
Reconectador	0,003	0,009	0,019	1,9	2,5	6,2
Condensador	0,007	0,012	0,053	0,3	0,9	2,5
Regulador	0,006	0,018	0,062	0,6	2,5	6,2

La tabla 2.6 muestra los datos de tasas de falla y tiempos de reparación para componentes de distribución subterráneo por milla.

**Tabla 2.6 Tasas de falla y tiempos de reparación subterráneo por milla [4]**

descripcion	$\lambda_p$ (por año)			MTTR (horas)		
	Low	Typical	High	Low	Typical	High
Lineas Subterraneas						
Cable Primario	0,003	0,070	0,587	1,5	10,0	30,0
Cable Secundario	0,005	0,100	0,150	1,5	10,0	30,0
Conectores	0,00006	0,0006	0,001	1,0	4,5	8,0
Empalmes de cables	0,00006	0,030	0,159	0,5	2,5	8,0
Transformadores	0,001	0,010	0,050	4,0	6,5	7,8
interruptores	0,001	0,003	0,005	0,8	2,5	5,0

En la tabla 2.7 muestra la tabla 2.6 en kilómetros:

**Tabla 2.7 Tasas de falla y tiempos de reparación subterráneo en kilómetros**

descripcion	$\lambda_p$ (por año)			MTTR (horas)		
	Low	Typical	High	Low	Typical	High
Lineas Subterraneas						
Cable Primario	0,002	0,044	0,365	0,9	6,2	18,6
Cable Secundario	0,003	0,062	0,093	0,9	6,2	18,6
Conectores	0,000	0,000	0,001	0,6	2,8	5,0
Empalmes de cables	0,000	0,019	0,099	0,3	1,6	5,0
Transformadores	0,001	0,006	0,031	2,5	4,0	4,8
interruptores	0,001	0,002	0,003	0,5	1,6	3,1

A continuación la tabla 2.8 muestra valores de tasas de falla y tiempos de reparación por milla de algunos equipos de distribución.



**Tabla 2.8 Tasas de falla y tiempos de reparación en equipos de distribución por milla**

descripcion	$\lambda_p$ (por año)			MTTR (horas)		
	Low	Typical	High	Low	Typical	High
Transformadores de Potencia						
Menores a 25MVA	0,015	0,04	0,070	15	40	85
Mayores a 25 MVA	0,010	0,03	0,060	15	70	170
Disyuntores	0,001	0,01	0,030	2,5	12	80
Desconectores	0,004	0,01	0,160	1,5	4	12
Transformadores de Media	0,000	0,01	0,003	4	4	24
Aisladores	0,001	0,01	0,038	2	4	36

En la tabla 2.9 muestra la tabla 2.8 en kilómetros:

**Tabla 2.9 Tasas de falla y tiempos de reparación en equipos de distribución en kilómetros**

descripcion	$\lambda_p$ (por año)			MTTR (horas)		
	Low	Typical	High	Low	Typical	High
Transformadores de Potencia						
Menores a 25MVA	0,009	0,02	0,044	9	25	53
Mayores a 25 MVA	0,006	0,02	0,037	9	44	106
Disyuntores	0,001	0,01	0,019	2	7	50
Desconectores	0,002	0,01	0,099	1	2	7
Transformadores de Media	0,000	0,01	0,002	2	2	15
Aisladores	0,001	0,01	0,024	1	2	22

Se puede decir que la confiabilidad de un sistema de distribución se ve descrita por el promedio de las veces que se ve afectado el sistema (número de cortes del servicio durante un año) y sus probables duraciones (tiempo que tarda la empresa en restablecer el servicio, es decir el tiempo que toma en detección de la falla, corrección de la falla y el restablecimiento del servicio). En otras palabras, en sistemas de distribución la confiabilidad es realmente evaluada en términos de la cantidad de fallas y la duración de las mismas.

Dentro del sistema de distribución, el objetivo principal de un estudio de confiabilidad es obtener índices que reflejen la calidad del servicio (SAIFI y SAIDI) que presenta el sistema tanto para el operador, comercializador, distribuidor y para el consumidor.



## IMPORTANCIA DEL ESTUDIO DE LA CONFIABILIDAD EN DISTRIBUCIÓN

El estudio de confiabilidad en sistemas de distribución es importante porque permite [5]:

- **Analizar y mejorar el funcionamiento del sistema:** El estudio de confiabilidad ayuda a identificar las zonas más problemáticas en función de la frecuencia con que se presentan las fallas así como la duración de las mismas. Un análisis de varias alternativas de mejora puede llevarse a cabo con el propósito de identificar donde se requiere una mayor inversión para mejorar el funcionamiento general del sistema, de manera que la empresa de distribución obtenga el máximo beneficio económico.
- **Incrementar la satisfacción de los consumidores:** El análisis de confiabilidad ayuda a identificar puntos de carga donde exista poca confiabilidad, por lo que es necesario tomar acciones que permitan asegurar que los consumidores queden satisfechos con la calidad del servicio.
- **Proporcionar una herramienta para la expansión del sistema:** Todo crecimiento en el sistema requiere un análisis. Se pueden cuantificar y comparar varias alternativas de tal manera que se escoja la mejor opción en función de un análisis costo – beneficio.
- **Planificar el mantenimiento y ubicación de recursos:** Debido a que los sistemas de distribución están conformados por miles de componentes que tienden a fallar y requieren mantenimiento es conveniente ubicar adecuadamente los recursos de los que dispone la empresa de distribución. El Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad es una técnica que las empresas de distribución utilizan para planificar el mantenimiento y ubicar sus recursos (personal, materiales, etc.) en base a los requerimientos de confiabilidad empleando varios programas de mantenimiento.



- **Satisfacer requerimientos regulatorios:** El análisis de la confiabilidad permite a las empresas de distribución estudiar su desempeño de tal manera que se minimice el riesgo de penalizaciones.

## **Estudio Histórico de Confiabilidad**

Muchas empresas de distribución almacenan información de los eventos que ocurren en el sistema. Estos como ya se ilustra un ejemplo incluyen un historial de fallas, que comprende detalles de tiempos de falla y sus consecuencias en términos de carga interrumpida, requerimientos de personal y recursos monetarios para la restauración del servicio y el tiempo necesario para la reparación [5].

El estudio histórico implica la utilización de esta información para determinar índices de confiabilidad que permitan estudiar el funcionamiento pasado del sistema de distribución [3]. Es decir calcular los índices como el SAIF, SAIDI, FMIK y TTIK. Estos índices obtenidos de este análisis se emplean por las empresas de distribución para identificar áreas que no han tenido un funcionamiento adecuado en el pasado reciente. También proporciona una estimación de la ubicación de recursos hecha en los años previos.

## **Datos requeridos para el Estudio Histórico de Confiabilidad**

Para calcular los índices de confiabilidad las empresas de distribución requieren grandes bases de datos detalladas y que incluyan información acerca de la ubicación, fecha en que se produjo la falla, el equipo que falló, así como el número de consumidores interrumpidos. También se requieren registros acerca del tiempo de restauración de servicio de los consumidores afectados, el tiempo de reparación y reemplazo del equipo que falló y sobretodo la causa de la interrupción. Es necesario también registrar eventos donde el servicio fue restaurado en etapas debido a maniobras y reconfiguración del sistema de distribución.[4]





Con el propósito de calcular los índices, se requiere la siguiente información de cada evento:

- **Causa de la interrupción:** se debe especificar las causas que provocaron la interrupción, tales como falla interna de los equipos, fallas por condiciones climáticas, vegetación, animales, errores de operación, etc. pueden utilizarse para analizar los motivos por los que ocurren la mayoría de las interrupciones y tomar acciones necesarias para disminuir las mismas.
- **Equipo que falló:** el registro del equipo que falló permite determinar la tasa de falla de equipos como transformadores, reconectadores, seccionadores, etc. y determinar si pueden realizarse mejoras o reparaciones mediante labores de mantenimiento.
- **Condiciones climáticas predominantes durante el evento:** Los eventos pueden clasificarse en base a condiciones climáticas que prevalecen en el sistema para analizar el efecto del clima en las interrupciones de los consumidores e identificar acciones correctivas cuando se presenten condiciones climáticas extremas.
- **Duración del evento:** esto sirve de ayuda para determinar la proporción de fallas sostenidas y fallas transitorias.
- **Ubicación:** Los índices se calculan en base a zonas, centros de servicio, subestaciones, alimentadores con el propósito de comparar el funcionamiento del sistema y planificar mejoras futuras.

## Estudio Predictivo de Confiabilidad

Mientras el estudio histórico constituye la base que permite comprender las condiciones en el pasado y en el presente del sistema de distribución, el



método predictivo se utiliza para determinar la respuesta del sistema a varias alternativas de mantenimiento y mejoras.

El estudio predictivo involucra el uso de datos históricos de fallas para elaborar modelos que puedan predecir de manera probabilística la ocurrencia de fallas, por lo que se utilizan técnicas matemáticas y algoritmos que permitan simular la operación del sistema de distribución y de esa manera se pueda llevar a cabo un pronóstico de cómo será el funcionamiento a futuro del sistema [4].

De esta manera, el análisis predictivo sirve para determinar los índices de confiabilidad del sistema en el futuro cercano realizando un análisis de contingencias. Su aplicación radica en el estudio de mejoras obtenidas a partir de diferentes estrategias de planificación y operación de tal manera que sirva como una herramienta en la toma de decisiones [5].

## **Datos requeridos para el Estudio Predictivo de Confiabilidad**

Todo estudio predictivo de confiabilidad requiere información correspondiente a [5]:

- **Topología de la red:** Es necesaria la información acerca de cómo los diferentes componentes están interconectados en el sistema de distribución así como información relacionada con los consumidores, puntos de carga y su clasificación. La información en general se presenta en forma de números de identificación que permiten distinguir los componentes, sus componentes aguas arriba y aguas abajo, información de carga como carga conectada en kW y número de consumidores conectados y el tipo de carga (residencial, comercial, industrial, etc.).
- **Información de fallas:** La información relativa a las fallas de los componentes individuales es requerida para establecer un historial de fallas de cada equipo del sistema de distribución. Esta información es en



general, la más difícil y la más crítica de obtener. Es necesario clasificar correctamente cada falla junto con el tiempo de ocurrencia y su causa explícita. Este aspecto puede llegar a convertirse en algo muy importante cuando se pueden producir fallas debido a varias razones distintas. La información que enlista el tiempo de falla exacto de un equipo y la causa de esta puede utilizarse para desarrollar modelos de falla y obtener tasas de falla.

- **Tiempo de reparación:** Cada interrupción permanente o falla en un sistema de distribución requiere de personal de la empresa para que repare o reemplace el o los equipos que ocasionaron la interrupción y restaurar el sistema a su estado original. El tiempo requerido para identificar y reparar una falla en el sistema es importante en la determinación de cuantos consumidores se quedaron sin servicio así como en el despacho del personal de la empresa para solucionar el problema en el menor tiempo posible.
- **Tiempo de maniobras:** La utilización de seccionadores e interruptores permite mejorar la confiabilidad de un grupo de consumidores. El tiempo de maniobra es el tiempo requerido para reconocer la falla, identificar el seccionador más cercano a la falla y hacer que opere, de tal manera que las maniobras realizadas en el sistema permitan una restauración más rápida del servicio en áreas donde no se produjo la falla.

## 2.5 Cálculo de Confiabilidad en Sistemas de Distribución

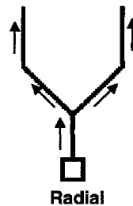
### Sistemas de Distribución Radiales

La mayoría de los sistemas de distribución son de tipo radiales, es decir que tienen sólo una ruta entre cada cliente y la subestación. La energía fluye por una sola trayectoria, y en el caso de que se interrumpa el flujo de energía, queda completamente desenergizado puesto que no hay otro camino para retroalimentación.

El sistema de distribución radial es muy utilizado puesto que tiene dos grandes ventajas:

- Es menos costosa que otros tipos de sistemas
- Es mucho más simple en la planificación, diseño y operación

En la figura 2.5 se observa el diseño de un sistema radial.

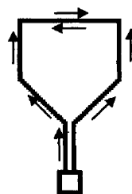


**Figura 2.5 Sistema radial**

La confiabilidad de un sistema de distribución radial es baja, debido a que como existe un solo camino para el flujo de energía, en el momento que ocurra una falla, se debe aislar toda el área del alimentador, para proceder a reparar la falla y restaurar el servicio a todo el alimentador.

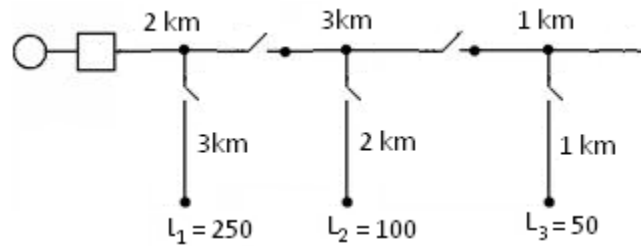
En cambio en sistemas de distribución en malla se tienen otros caminos para el flujo de corriente, en este tipo de sistemas la confiabilidad mejora, puesto que existe la posibilidad de aislar la parte fallada y restaurar el servicio por alimentadores vecinos a las partes que se encuentran sin falla.

En la figura 2.6 se observa el diseño de un sistema mallado.



**Figura 2.6 Sistema mallado**

Por ejemplo para determinar los índices de confiabilidad del sistema de la Figura 2.7 [3].



**Figura 2.7 Ejemplo de un sistema de tres ramales**

Tenemos un sistema que consta del alimentador, tiene tres ramales, con un número de clientes de 250, 100 y 50 respectivamente. La tasa de falla del alimentador primario es de 0.10 f/km-año, de los ramales es de 0,25 f/km-año, el tiempo de reparación del alimentador es de 3 horas y en los ramales es de 1 hora, con un tiempo de seccionamiento manual de 0,50 horas.

Primero se calcula la tasa de falla en el alimentador primario y en los ramales, multiplicando la tasa de falla dada anteriormente por la longitud respectiva del alimentador. Se hace lo mismo con el tiempo de reparación, donde se considera el tiempo de seccionamiento para la restauración del servicio en el alimentador primario. A continuación se calcula la indisponibilidad multiplicando cada tasa de falla por su correspondiente tiempo de reparación. El siguiente paso es determinar resultados parciales por ramales utilizando los datos del número de consumidores, tasa de falla y tiempo de reparación, los cuales luego se suman para determinar los índices orientados al consumidor.

Este ejemplo es sencillo para realizarlo de forma manual, debido a que tiene pocos elementos y clientes, es por esta razón que para sistemas más grandes como el de 5 alimentadores que conforman el área piloto de esta tesis, se utiliza un programa informático para encontrar los índices de confiabilidad.

**CAPITULO III**

**3 Selección de Alimentadores y Análisis Predictivo de Confiabilidad en el Área Piloto**

En la primera sección de este capítulo se realizará la selección de los alimentadores que servirán como referencia (alimentadores piloto) para proceder aplicar FLISR. Más adelante se indicará la metodología que se utilizará para realizar los cálculos de los índices de confiabilidad para después calibrar el modelo.

**3.1 Selección del Área Piloto**

**3.1.1 Descripción del Sistema de Distribución de la CENTROSUR**

La Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. (CENTROSUR) tiene un área de concesión que abarca las provincias de Azuay, Cañar y Morona Santiago, con una cobertura de 28962 km<sup>2</sup> que representa el 11.3% del territorio Ecuatoriano.



**Figura 3.1 Área de concesión de la CENTROSUR**

La empresa cuenta con 16 subestaciones con niveles de tensión de 69/22 y 69/13.8 kV. Existe un total de 53 alimentadores, de los cuales 34 operan a 22 kV, 7 operan a 13.8 kV, 9 operan a 6.3 kV y 1 es expreso. Del total de alimentadores 33 son urbanos y 20 rurales.



3.1.2 Criterios de selección de alimentadores piloto

Para la selección de los alimentadores se tendrá en cuenta ciertos puntos:

**Tipo:** El Consejo Nacional de Electrificación (CONELEC), que es el ente regulador del sector eléctrico en el Ecuador, ha clasificado a los alimentadores como urbanos y rurales a partir de la relación entre la potencia instalada en el alimentador (en kVA) y su longitud (en km). El criterio de clasificación de alimentadores según el CONELEC se muestra en la Tabla 3.1. [6]

**Tabla 3.1 Clasificación de alimentadores según el CONELEC**

Tipo de alimentador	Carga (kVA/km)
rural	< 50 kVA/km
urbano	≥ 50 kVA/km

**Índices de Confiabilidad:** se analizarán el FMIK y el TTIK, y se dará prioridad a los alimentadores que no cumplan con la regulación CONELEC 004/01 [13], que establece límites para el FMIK y el TTIK. Los límites de FMIK y TTIK se muestran en la tabla 2.1.

**Potencia Instalada:** Los alimentadores en los que se realizarán los estudios de confiabilidad serán aquellos más representativos dentro del sistema de distribución en cuanto a la cantidad de kVA instalados. La Tabla 3.2 muestra los alimentadores de la CENTROSUR cada uno con su potencia instalada en kVA.

**Número de Consumidores:** Los alimentadores que servirán de referencia en el estudio de confiabilidad serán aquellos más representativos dentro del sistema de distribución en lo que respecta al número de consumidores. La Tabla 3.2 muestra los alimentadores de la CENTROSUR cada uno con su diferente número de clientes.

**Longitud y Topología:** Los alimentadores piloto deberán abarcar una longitud promedio y tener una topología común con el resto de alimentadores del



sistema de distribución, de tal manera que no sean muy extensos ni muy reducidos en cuanto a su longitud.

**Tipo de Consumidores:** Los alimentadores se elegirán en función de la cantidad de consumidores de cada tipo: residencial, comercial, industrial y otros, por cuanto una interrupción que afecte a un consumidor de tipo residencial no tiene el mismo impacto para el usuario desde el punto de vista económico que una interrupción que afecte a un consumidor de tipo industrial.

**Área de Servicio:** La CENTROSUR tiene dos Direcciones de Distribución, una ubicada en la ciudad de Cuenca (DIDIS) y otra en la provincia de Morona Santiago (DIMS). Los alimentadores seleccionados se ubicarán cerca de la ciudad de Cuenca. Esto descarta los de Morona Santiago.

En la Tabla 3.2 se muestra las características de los diferentes alimentadores.

**Tabla 3.2 Características de los alimentadores**

Alim	Tipo	FMIK	TTIK	kVA instalados	Clientes
0101	Urbano	2,09	5,08	4.190	3.801
0102	Urbano	2,15	6,14	4.818	2.289
0103	Urbano	0,25	0,40	2.465	2.248
0104	Urbano	5,99	9,80	4.515	4.676
0201	Urbano	5,48	13,75	3.428	1.973
0202	Urbano	2,41	5,79	4.720	2.041
0203	Urbano	2,18	4,66	3.042	2.468
0204	Urbano	2,68	6,45	6.940	1.317
0205	Urbano	3,66	6,64	5.283	1.850
0321	Rural	8,63	25,81	22.076	15.747
0322	Urbano	0,89	1,48	8.775	4.795
0323	Urbano	7,81	14,65	24.305	15.329
0324	Urbano	2,50	3,27	8.833	6.484
0325	Urbano	5,58	4,44	9.755	8.184
0421	Urbano	9,26	26,97	17.443	152
0422	Urbano	3,48	7,45	19.280	3.746
0423	Urbano	16,65	31,47	11.710	10.735
0424	Urbano	9,57	13,34	10.399	4.523
0425	Urbano	2,00	11,10	8.500	5
0426	Urbano	3,00	12,94	13.500	16
0427	Urbano	12,14	36,37	12.995	8.836
0521	Rural	9,79	37,92	19.321	11.289





<b>0522</b>	Urbano	3,10	5,70	9.730	5.960
<b>0523</b>	Urbano	20,04	37,43	24.989	18.876
<b>0524</b>	Urbano	2,67	3,77	20.573	14.009
<b>0525</b>	Rural	13,88	28,93	11.073	9.978
<b>0526</b>	Urbano	4,58	15,61	18.982	11.666
<b>0721</b>	Urbano	7,52	30,01	6.953	5.184
<b>0722</b>	Urbano	9,34	15,63	14.032	5.680
<b>0723</b>	Urbano	5,63	28,77	8.540	6.466
<b>0921</b>	Rural	4,79	3,39	7.633	8.918
<b>1221</b>	Urbano	7,20	13,62	13.635	5.625
<b>1222</b>	Rural	16,03	9,51	15.147	9.444
<b>1421</b>	Rural	13,73	30,07	8.854	5.049
<b>1422</b>	Rural	5,48	21,82	9.159	8.043
<b>1423</b>	Rural	13,81	31,10	7.508	6.471
<b>1424</b>	Rural	1,08	1,58	10.416	4.887
<b>1521</b>	Rural	4,60	6,32	12.531	16.240
<b>1522</b>	Urbano	4,20	7,04	9.140	7.550
<b>1523</b>	Urbano	4,20	9,45	14.188	8.608
<b>1821</b>	Rural	12,37	6,91	5.458	6.116
<b>1822</b>	Rural	4,66	3,55	6.518	5.724
<b>1823</b>	Rural	13,83	18,54	7.339	6.750
<b>1824</b>	Urbano	3,03	2,20	6.240	4.485
<b>2111</b>	Urbano	12,32	22,11	5.745	4.124
<b>2112</b>	Rural	12,94	22,48	5.793	4.376
<b>2113</b>	Rural	17,74	32,18	9.421	7.054
<b>2211</b>	Rural	28,94	32,16	4.250	3.776
<b>2212</b>	Rural	24,88	26,50	2.339	1.732
<b>2311</b>	Rural	9,02	25,67	1.837	1.398
<b>2312</b>	Rural	14,94	78,52	2.776	2.098

Como podemos observar en la Tabla 3.2, existen alimentadores que tienen indicadores FMIK y TTIK que exceden los límites de la regulación del CONELEC\_004\_01 (Tabla 2.1), por lo tanto conjuntamente con nuestros tutores de la CENTROSUR optamos por seleccionar alimentadores de la subestación cinco “S/E 05” y de la subestación catorce “S/E 14”, compuesto de cinco alimentadores aéreos, entre urbanos y rurales, representativos en cuanto a demanda y tipo de cargas, vecinos con puntos de transferencia. Los alimentadores que se escogieron para el estudio son el 0523, 0525, 0526, 1421 y 1424.

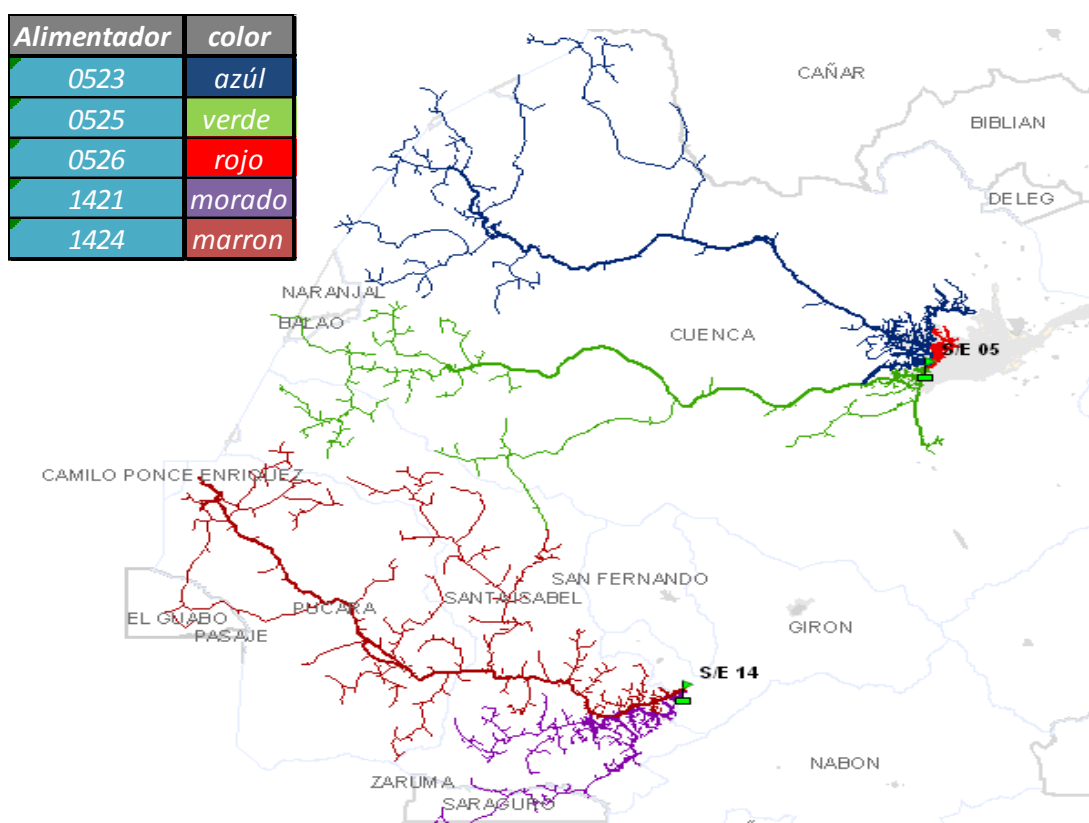
### Datos de los alimentadores del Área Piloto

En la Tabla 3.3 que se indica a continuación, se muestran los datos de los alimentadores seleccionados para el mejoramiento de SAIFI y SAIDI mediante esquemas de automatización FLISR. Los datos se obtuvieron en la CENTROSUR.

**Tabla 3.3 Índices de los alimentadores piloto<sup>1</sup>**

Alim	Tipo	FMIK	TTIK	kVA instalados	Clientes
0523	Urbano	20,04	37,43	24.989	18.876
0525	Rural	13,88	28,93	11.073	9.978
0526	Urbano	4,58	15,61	18.982	11.666
1421	Rural	13,73	30,07	8.854	5.049
1424	Rural	1,08	1,58	10.416	4.887

A continuación se muestra una figura con los alimentadores piloto.



**Figura 3.2 Alimentadores piloto**

<sup>1</sup> Los valores en rojo indican que exceden los límites de la regulación del CONELEC. El alimentador 1424 es relativamente nuevo y no cuenta con mucha estadística para reflejar los indicadores de calidad.



### 3.2 Determinación de los Índices de Confiabilidad

#### 3.2.1 Cálculo de los Índices de Confiabilidad

Se procedió a tomar registros de las interrupciones del SRI para la determinación de los índices de confiabilidad SAIFI, SAIDI, CAIDI, FMIK y TTIK. Para el cálculo de estos indicadores se utilizó el estándar 1366 “IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices” edición 2003 ya descrito en el capítulo anterior, considerando únicamente Interrupciones “No programadas” de “Media Tensión” para cada uno de los alimentadores; de igual manera se utilizó la Regulación CONELEC 004/001 para la Calidad del Servicio.

En la siguiente tabla se muestra el cálculo de los indicadores de toda la red de la CENTROSUR enfocados en el año 2012.

**Tabla 3.4 Índices de Confiabilidad**

2012						
Alim	Tipo	SAIFI	SAIDI[horas]	CAIDI[horas]	FMIK	TTIK[horas]
0101	Urbano	2,0	5,1	2,5	2,09	5,08
0102	Urbano	2,0	5,8	2,9	2,15	6,14
0103	Urbano				0,25	0,40
0104	Urbano	3,8	7,5	2,0	5,99	9,80
0201	Urbano	6,5	13,6	2,1	5,48	13,75
0202	Urbano	2,1	4,5	2,1	2,41	5,79
0203	Urbano	1,0	4,4	4,4	2,18	4,66
0204	Urbano	1,7	5,7	3,4	2,68	6,45
0205	Urbano	2,6	6,4	2,5	3,66	6,64
0321	Rural	12,0	28,5	2,4	8,63	25,81
0322	Urbano	3,5	1,9	0,5	0,89	1,48
0323	Urbano	11,4	8,3	0,7	7,81	14,65
0324	Urbano	4,9	0,7	0,1	2,50	3,27
0325	Urbano	6,4	3,6	0,6	5,58	4,44
0421	Urbano	8,8	11,2	1,3	9,26	26,97



0422	Urbano	3,9	7,2	1,9	3,48	7,45
0423	Urbano	11,0	20,9	1,9	16,65	31,47
0424	Urbano	5,6	6,4	1,1	9,57	13,34
0425	Urbano				2,00	11,10
0426	Urbano				3,00	12,94
0427	Urbano	12,0	15,0	1,3	12,14	36,37
0521	Rural	10,0	32,5	3,3	9,79	37,92
0522	Urbano	2,7	2,3	0,9	3,10	5,70
0523	Urbano	21,8	31,6	1,4	20,04	37,43
0524	Urbano	4,5	2,9	0,7	2,67	3,77
0525	Rural	14,4	18,9	1,3	13,88	28,93
0526	Urbano	4,8	3,0	0,6	4,58	15,61
0721	Urbano	1,0	1,2	1,2	7,52	30,01
0722	Urbano	12,2	16,1	1,3	9,34	15,63
0723	Urbano	5,3	31,5	6,0	5,63	28,77
0921	Rural	5,1	1,3	0,3	4,79	3,39
1221	Urbano	15,8	19,8	1,2	7,20	13,62
1222	Rural	25,0	8,7	0,3	16,03	9,51
1223	Rural					
1421	Rural	8,0	6,3	0,8	13,73	30,07
1422	Rural	4,2	3,8	0,9	5,48	21,82
1423	Rural	12,0	5,1	0,4	13,81	31,10
1424	Rural	3,0	1,3	0,4	1,08	1,58
1521	Rural	12,5	2,0	0,2	4,60	6,32
1522	Urbano	8,0	2,4	0,3	4,20	7,04
1523	Urbano	6,0	4,3	0,7	4,20	9,45
1821	Rural	18,2	5,5	0,3	12,37	6,91
1822	Rural	4,0	0,5	0,1	4,66	3,55
1823	Rural	32,1	15,0	0,5	13,83	18,54
1824	Urbano	2,4	1,2	0,5	3,03	2,20
2111	Urbano	4,1	1,2	0,3	12,32	22,11
2112	Rural	3,5	1,5	0,4	12,94	22,48



2113	Rural	8,1	5,6	0,7	17,74	32,18
2125						
2211	Rural	5,7	3,9	0,7	28,94	32,16
2212	Rural	4,1	4,9	1,2	24,88	26,50
2311	Rural	3,9	8,1	2,1	9,02	25,67
2312	Rural	5,3	9,2	1,7	14,94	78,52
<b>Red</b>		<b>9,5</b>	<b>10,5</b>	<b>1,1</b>	<b>8,05</b>	<b>8,27</b>

### 3.2.2 Método 2.5 beta

El Método 2.5 Beta del estándar IEEE 1366 permite excluir eventos mayores de la estadística de interrupciones, para los cuales el sistema de distribución no fue diseñado. Las empresas pueden hacer uso de sus metodologías tradicionales, en las cuales cada empresa considera la inclusión de un grupo de diferentes eventos, y comparar sus resultados con los obtenidos en base al Método Beta, para efectos de benchmarking o evaluación comparativa. Este método está basado en el parámetro beta log normal. [4]

El Método 2.5 Beta distingue tanto los días en que ocurren eventos normales, como aquellos que existen grandes eventos. A continuación se detallaran los puntos necesarios para la exclusión de Grandes Eventos usando el Método 2.5 Beta:

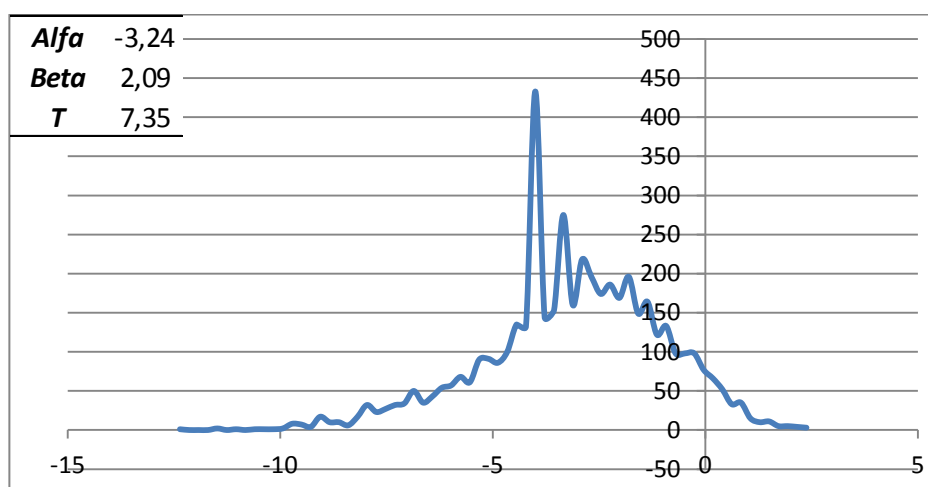
- a) Recopilar información histórica de los últimos 5 años, incluyendo el dato diario de SAIDI.
- b) Separar de la muestra los días que no tienen interrupciones.
- c) Obtener el logaritmo natural de los datos de SAIDI.
- d) Calcular “α” alfa, que equivale al valor medio de los logaritmos naturales calculados en c).
- e) Calcular “β” beta, que corresponde a la desviación estándar de los logaritmos naturales calculados en c).
- f) Calcular el valor límite de días con grandes eventos:  

$$T = \exp(\alpha + 2.5 * \beta)$$



Cualquier día con un SAIDI mayor que T se lo descarta del cálculo de los índices de confiabilidad.

Como podemos notar, este método se utilizó aplicando a toda la red de la CENTROSUR, de igual manera se pudo apreciar que se comporta como una log normal, a continuación se muestra en la siguiente figura un histograma del método 2.5 beta aplicado a toda la red.



**Figura 3.3** Histograma aplicando el método 2.5 Beta

A partir del valor límite T (en horas) equivalente a 7.35, se excluyeron 7 eventos considerados como mayores debido a que SAIDI excedía este valor. Dichos eventos ocurrieron fuera del área piloto; sin embargo se valida la efectividad de esta metodología.

### 3.2.3 Indicadores objetivos del Área Piloto

Con la información que se obtuvo del registro de interrupciones del SRI ya descrito en el punto 3.2.1 se procedió a calcular los índices de confiabilidad SAIFI, SAIDI, CAIDI, FMIK, TTIK, no solo enfocados en el año 2012 sino de una base histórica de enero 2010 hasta julio de 2013, de igual manera considerando solamente Interrupciones Internas No programadas, dentro del sistema de Media Tensión, puesto que la intención es diseñar alternativa de mejora de la confiabilidad por eventos o fallas propias de la red de distribución.

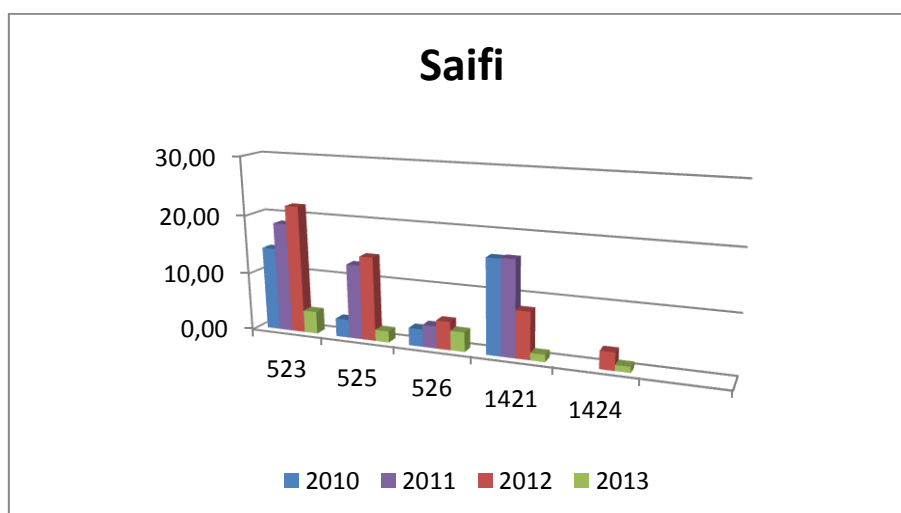


A continuación se resumen dichos indicadores por año:

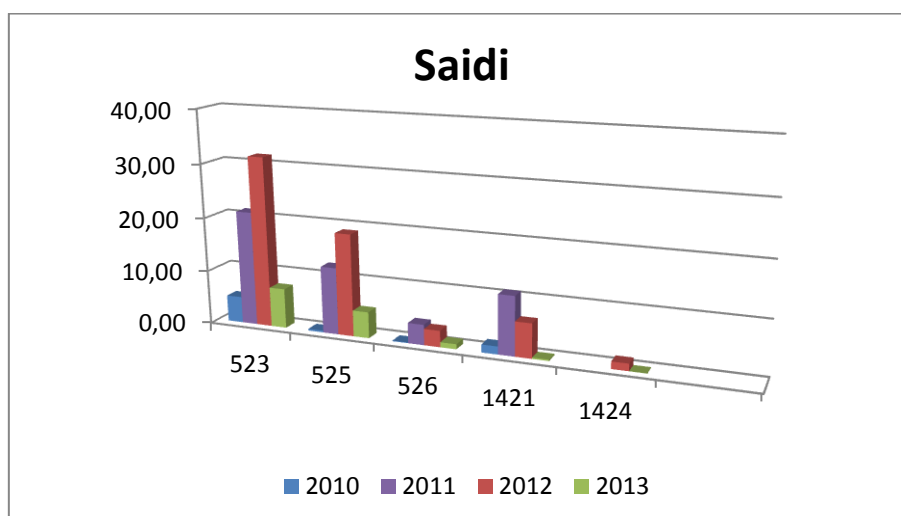
**Tabla 3.5** Indicadores de Confiabilidad aplicado metodología 2.5 beta- Interrupciones de Media Tensión No Programadas.

Alim	Tip	Cil	kVA	SAIFI				SAIDI				CAIDI				FMIK				TTIK			
				2010	2011	2012	2013	2010	2011	2012	2013	2010	2011	2012	2013	2010	2011	2012	2013	2010	2011	2012	2013
523	U	18.876	24.989	14,28	18,71	21,83	3,85	4,88	21,20	31,57	7,37	0,34	1,13	1,45	1,91	14,20	16,50	21,26	4,25	4,49	15,52	27,76	7,46
525	R	9.978	11.073	3,12	12,80	14,35	1,93	0,32	12,40	18,88	4,85	0,10	0,97	1,32	2,52	3,10	12,47	14,26	2,07	0,32	12,23	19,84	6,87
526	U	11.666	18.982	3,00	3,78	4,83	3,33	0,12	3,77	3,02	0,93	0,04	1,00	0,62	0,28	3,00	3,50	4,65	3,28	0,15	3,28	2,92	0,86
1421	R	5.049	8.854	16,11	16,23	8,05	1,23	1,47	10,87	6,35	0,25	0,09	0,67	0,79	0,20	16,13	16,20	8,05	1,21	1,41	10,04	6,36	0,23
1424	R	4.887	10.416			3,00	1,00			1,33	0,02			0,44	0,02			3,00	1,00			1,33	0,02
Red		319.170	510.900	5,99	9,01	9,55	3,52	2,45	7,64	10,51	3,55	0,41	0,85	1,10	1,01	5,46	7,83	8,05	3,20	2,29	5,77	8,27	2,78

A continuación se presentara las gráficas SAIFI, SAIDI, FMIK, TTIK del área piloto.



**Figura 3.4** SAIFI



**Figura 3.5** SAIDI

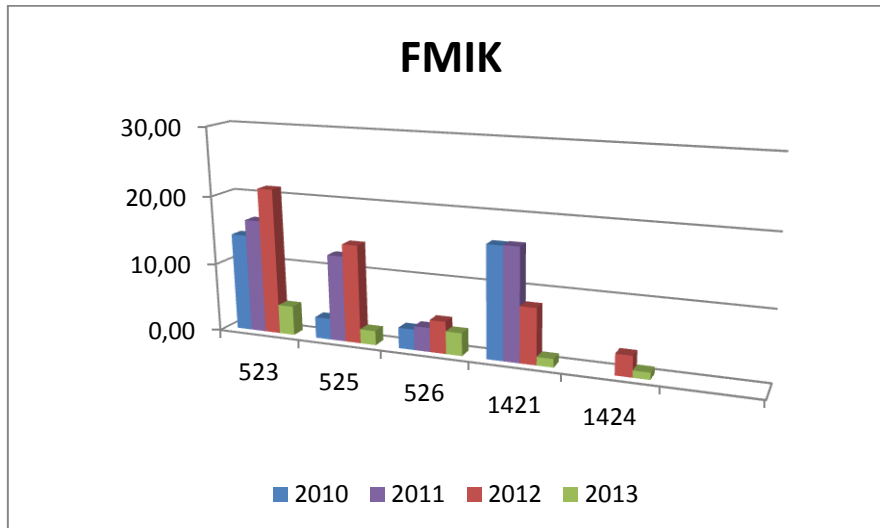


Figura 3.6 FMIK

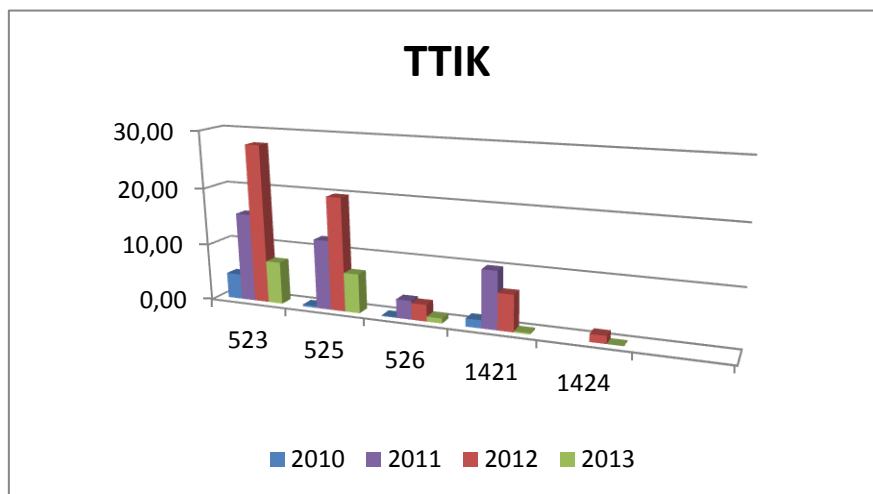


Figura 3.7 TTIK

Escogemos los valores objetivos de SAIFI y SAIDI haciendo un promedio desde enero de 2013 hasta julio 2013 pero esto es un año móvil, es decir se toma valores desde febrero del 2012. Estos indicadores están bajos debido a que algunos alimentadores ya están reconfigurados o colocados reconectores. A continuación se detalla como ejemplo el alimentador 0523, para el resto de alimentadores se encuentra en el Anexo 1:



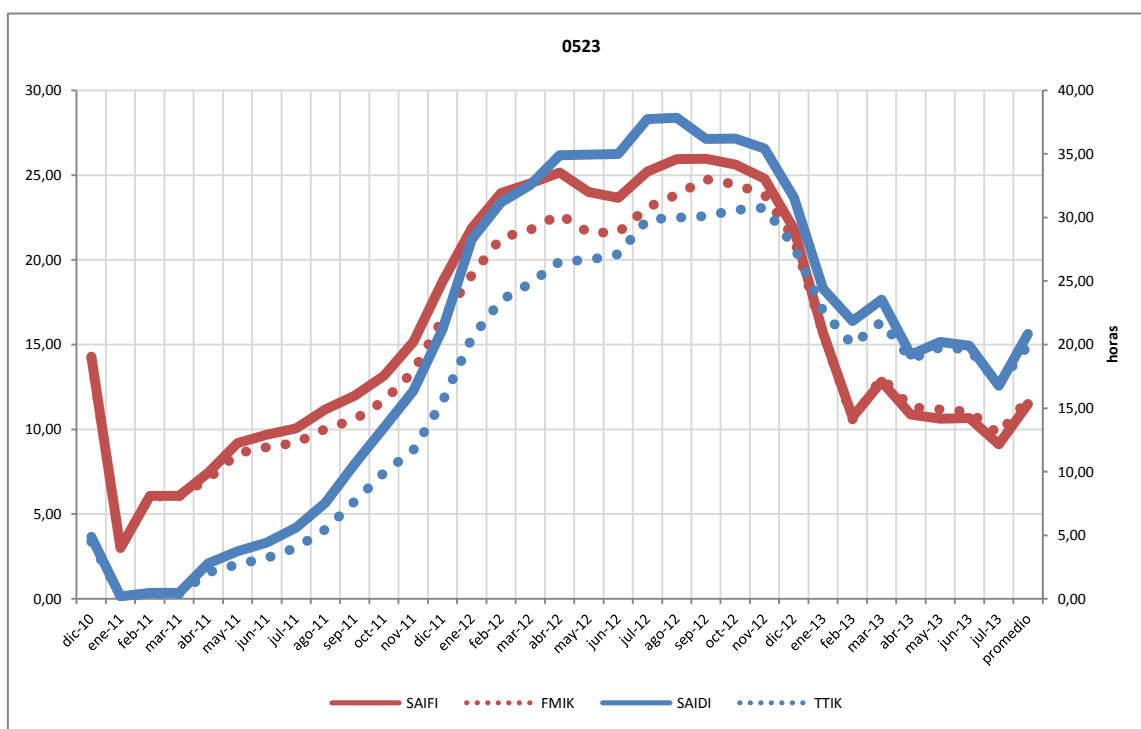


**Tabla 3.6** Media del año móvil

<b>Año móvil</b>	<b>SAIFI</b>	<b>SAIDI</b>	<b>CAIDI</b>	<b>FMIK</b>	<b>TTIK</b>
<b>dic-10</b>	14,28	4,88	0,34	14,20	4,49
<b>ene-11</b>	3,00	0,20	0,07	3,00	0,20
<b>feb-11</b>	6,07	0,47	0,08	6,03	0,36
<b>mar-11</b>	6,07	0,47	0,08	6,03	0,36
<b>abr-11</b>	7,43	2,80	0,38	7,07	2,09
<b>may-11</b>	9,18	3,75	0,41	8,59	2,72
<b>jun-11</b>	9,69	4,43	0,46	8,95	3,22
<b>jul-11</b>	10,07	5,61	0,56	9,21	4,03
<b>ago-11</b>	11,18	7,56	0,68	10,03	5,47
<b>sep-11</b>	11,99	10,62	0,89	10,60	7,67
<b>oct-11</b>	13,16	13,46	1,02	11,69	9,92
<b>nov-11</b>	15,16	16,36	1,08	13,42	11,71
<b>dic-11</b>	18,71	21,20	1,13	16,50	15,52
<b>ene-12</b>	21,89	28,30	1,29	19,11	20,53
<b>feb-12</b>	23,95	31,20	1,30	21,31	23,50
<b>mar-12</b>	24,51	32,54	1,33	21,77	24,82
<b>abr-12</b>	25,15	34,90	1,39	22,68	26,53
<b>may-12</b>	24,01	34,96	1,46	21,61	26,66
<b>jun-12</b>	23,66	35,00	1,48	21,62	27,13
<b>jul-12</b>	25,21	37,75	1,50	23,09	29,84
<b>ago-12</b>	25,95	37,84	1,46	23,85	29,98
<b>sep-12</b>	25,97	36,18	1,39	24,76	30,12
<b>oct-12</b>	25,62	36,21	1,41	24,46	30,59
<b>nov-12</b>	24,79	35,44	1,43	23,86	30,76
<b>dic-12</b>	21,83	31,57	1,45	21,26	27,76
<b>ene-13</b>	15,68	24,39	1,55	15,67	22,63
<b>feb-13</b>	10,72	21,85	2,04	10,59	19,98
<b>mar-13</b>	12,81	23,54	1,84	13,05	21,79
<b>abr-13</b>	10,87	19,20	1,77	11,32	18,86



<b>may-13</b>	10,64	20,21	1,90	11,18	19,78
<b>jun-13</b>	10,66	19,91	1,87	11,04	19,62
<b>jul-13</b>	9,12	16,78	1,84	9,71	16,88
<b>promedio</b>	<b>11,50</b>	<b>20,84</b>	<b>1,83</b>	<b>11,79</b>	<b>19,93</b>



**Figura 3.8** Índices de confiabilidad SAIFI y FMIK (eje izquierdo), SAIDI y TTIK (eje derecho)

En la tabla 3.7 se puede observar los valores objetivos de SAIFI y SAIDI del área piloto. Para el caso SAIDI del alimentador 1421 se realizó el promedio total de todos los cuatro años.

Para el alimentador 1424 debido a la falta de información y por motivo que es un alimentador nuevo se tomaron valores de SAIFI y SAIDI del alimentador 0321 debido a que son parecidos en su topología, para dicho alimentador se encuentra especificado en el anexo 1.



**Tabla 3.7 Índices de Confiabilidad Anual Promedio del Área Piloto**

<b>Alimentador</b>	<b>SAIDI (horas/cliente)</b>	<b>SAIFI (interrupciones/cliente)</b>
<b>0523</b>	20,84	11,50
<b>0525</b>	17,01	9,84
<b>0526</b>	3,63	7,48
<b>1421</b>	6,46	3,67
<b>1424</b>	13,37	5,154

### 3.3 Calibración del modelo

#### 3.3.1 Módulo RAM del CYME [7]

Se detallara las características y uso de cada pestaña del módulo RAM que vamos a utilizar para realizar la calibración, de la misma forma realizar los diferentes esquemas de automatización FLISR de los alimentadores piloto.

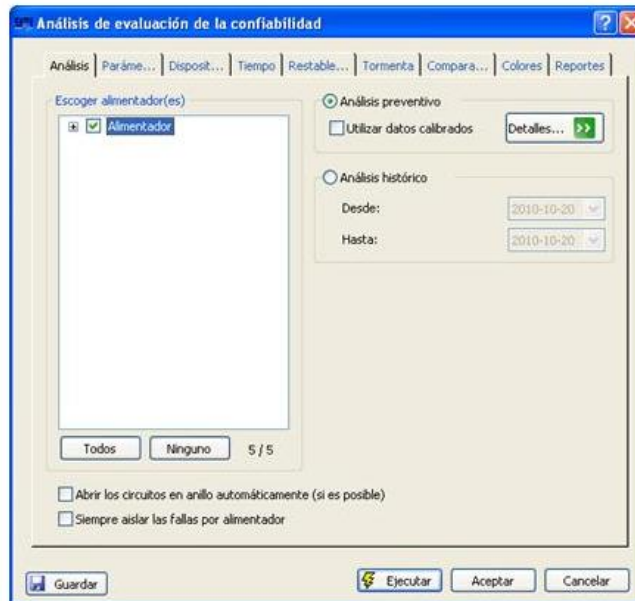
#### Lengueta Análisis

En este cuadro, usted puede escoger el tipo de análisis que desea ejecutar. También puede guardar los resultados del análisis para compararlos en el futuro, puede escoger entre el Análisis de pronóstico (predictivo) y el Análisis histórico para calcular los índices de confiabilidad, de igual manera usted podrá escoger que alimentador sugiere realizar los cálculos de confiabilidad.

En el análisis histórico usa todas las fallas ingresadas por el usuario para calcular los índices de confiabilidad. Estos datos de las fallas históricas pueden ingresarse por medio del cuadro de dialogo **Historial de la falla**.

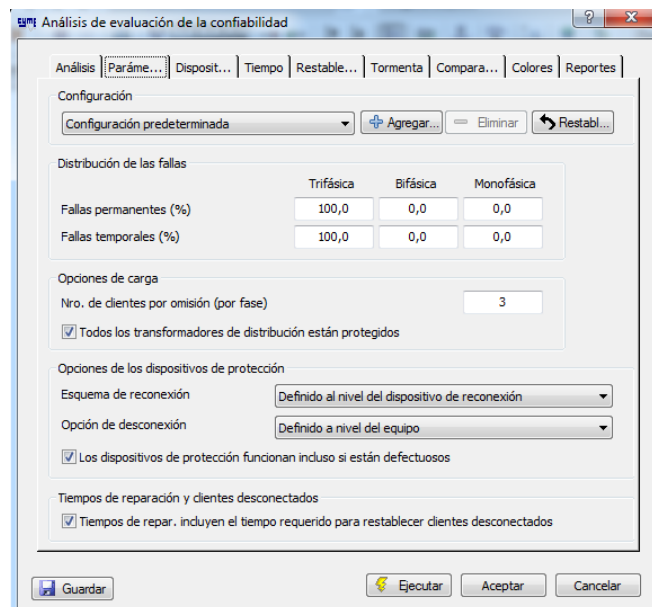
El análisis preventivo usa diferentes parámetros (incluso los datos históricos) para calcular los índices de confiabilidad. Cuando usted usa este método, el hecho de marcar utilizar datos calibrados le permitirá usar los índices obtenidos o calculados a partir de los datos históricos para ajustar los parámetros por omisión en el tramo de línea para que los valores previstos de MAIFI, SAIFI y SAIDI concuerden con los valores calculados históricamente. Los parámetros

de confiabilidad de falla específicos que se ajustarán son la Tasa de fallas momentáneas, la Tasa de fallas permanentes y el Tiempo promedio de reparación de las líneas aéreas y de los cables subterráneos.



**Figura 3.9** Pestaña análisis del módulo RAM del CYMDIST

**Lengüeta parámetros**



**Figura 3.10** Pestaña parámetros del módulo RAM del CYMDIST

**Configuración:** Guarda los parámetros seleccionados bajo un nombre específico. El perfil creado puede ser seleccionado después y aplicado al



estudio que se lleva a cabo. Para crear una nueva configuración, primero defina sus parámetros y pulse en el botón **Agregar** para indicar un nombre y guardar el perfil.

**Distribución de las fallas:** Define la probabilidad de una falla monofásica, bifásica y trifásica para las interrupciones permanentes y temporales, separadamente.

**Número de clientes por omisión (por fase):** Define el número de clientes individuales por fase tal como lo representa el símbolo de carga, si el número de clientes no ha sido registrado en las propiedades de carga de dicha carga.

**Todos los transformadores de distribución están protegidos:** Si usted marca esta opción, los incidentes de fallas pertenecientes a las cargas dentro de la zona del transformador protegido no contribuirán a la evaluación de los índices de confiabilidad.

**Esquema de reconexión:** Esta opción sirve para seleccionar el esquema de reconexión para el funcionamiento del dispositivo. Usted podrá escoger entre *Definido a nivel del dispositivo de reconexión*, *Despeje del fusible* y *Conservación del fusible*.

- **Definido a nivel del dispositivo de reconexión** indica que el esquema de reconexión se definirá en el cuadro de grupo propiedades de operación de los dispositivos de protección del cuadro de dialogo Propiedades.
- **Conservación del fusible** indica que el dispositivo de protección situado aguas arriba del fusible funcionará para salvar el fusible en caso de falla momentánea o permanente. Esto resulta en menos interrupciones sostenidas y en más interrupciones momentáneas para los consumidores situados aguas arriba.
- **Despeje del fusible** permite eliminar todas las fallas aguas abajo (momentáneas y permanentes) y por consecuente resulta en menos interrupciones momentáneas de las cargas situadas aguas arriba pero

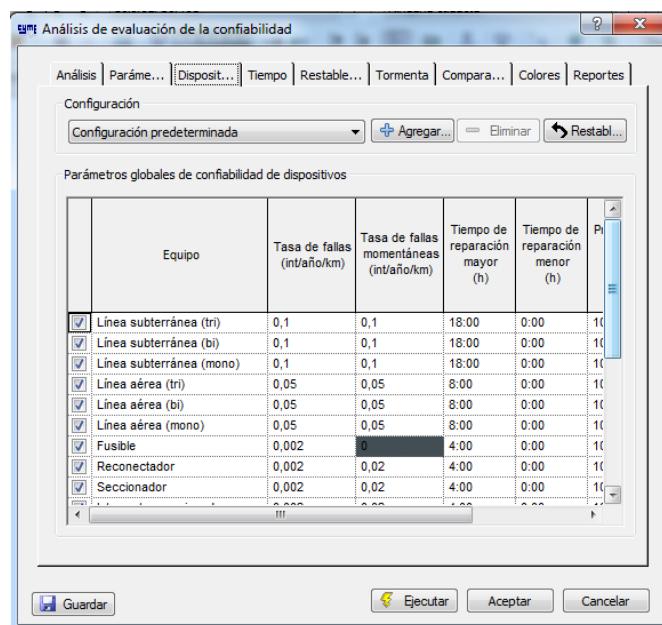
en más interrupciones sostenidas de las cargas situadas aguas abajo del fusible.

**Opción de desconexión:** Use esta opción para seleccionar el modo de operación para los dispositivos. Usted puede escoger entre *Definido a nivel del equipo*, *Disparo de todas las fases / Bloqueo de todas las fases* y *Disparo monofásico / Bloqueo de todas las fases*.

**Los dispositivos de protección funcionan incluso si están defectuosos:** Active esta opción si los defectos en los dispositivos de protección provocan su funcionamiento. Sino, la falla provocada por el defecto del dispositivo de protección debería ser aislada por el dispositivo de protección situado aguas arriba.

**Tiempos de reparación incluyen el tiempo requerido para restablecer clientes desconectados:** Active esta opción si los tiempos de reparación indicados incluyen en tiempo de conmutación requerido para restablecer la electricidad a los clientes después de efectuada la reparación.

**Lengüeta dispositivos**



**Figura 3.11 Pestaña dispositivos del módulo RAM del CYMDIST**



**Configuración:** Guarda los parámetros seleccionados de los dispositivos con un nombre específico. El perfil creado puede ser seleccionado después y aplicado al estudio que se lleva a cabo.

**Tasa de fallas:** Es el número de fallas de un dispositivo por año que causaron cortes permanentes. La falla puede ser imputable a un funcionamiento incorrecto o ser causada por factores externos como rayos, animales, árboles o envejecimiento de las instalaciones.

**Tasa de fallas momentáneas:** Es el número de fallas de un dispositivo por año que provocaron cortes momentáneos.

**Tiempo de reparación mayor:** Designa el tiempo requerido para reparar una falla mayor.

**Tiempo de reparación menor:** Designa el tiempo requerido para reparar una falla menor.

**Proporción de falla mayor:** Porcentaje de las fallas mayores.

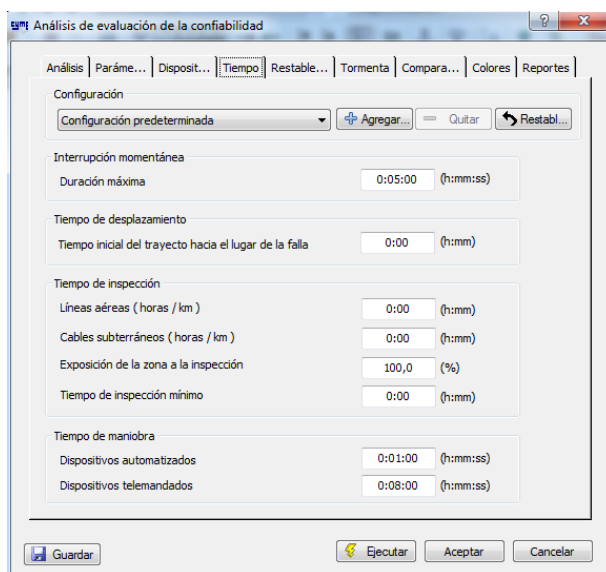
**Tiempo de reparación:** Es el tiempo total necesario para reparar la falla.

**Tiempo de maniobra:** Es el tiempo necesario para realizar una maniobra de transferencia (para restablecer el servicio).

**Probabilidad de falla:** Es la probabilidad de que un dispositivo de protección no funcione correctamente en presencia de una falla en su zona. Esto obliga a que funcione el dispositivo situado aguas arriba, aumentando el impacto de la falla.

Todos estos parámetros de confiabilidad dependen de factores como la geografía, las variaciones climatológicas, la vegetación natural, los tipos de componentes y sus fabricantes, etc. Uno debe esforzarse en recopilar datos que se basen sobre el desempeño real del sistema en un periodo de tiempo dado.

## Lengüeta tiempo



**Figura 3.12** Pestaña tiempo del módulo RAM del CYMDIST

**Duración máxima:** Define la duración máxima de interrupción a ser considerada como una interrupción momentánea en vez de una interrupción sostenida. El estándar de la IEEE es 5 minutos.

**Tiempo inicial del trayecto hacia el lugar de la falla:** Define el tiempo típico que dura el trayecto manejando hasta el primer lugar para aislar la falla y hacer las maniobras de transferencia.

**Tiempo de inspección:** Define el tiempo típico necesitado para localizar la falla antes de aislarla y hacer las maniobras de transferencia.

**Exposición de la zona a la patrulla (inspección):** Pequeña parte de la zona en que ocurrió la falla accesible a ser inspeccionada.

**Tiempo de inspección mínimo:** Define la duración mínima requerida para la inspección.

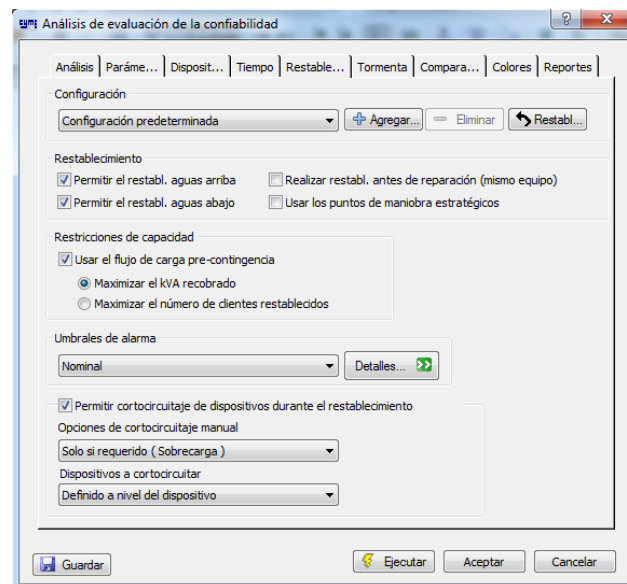
**Tiempo de maniobra:** Define el tiempo para ejecutar una operación en un dispositivo de protección. Al aumentar este parámetro resultarían más interrupciones sostenidas, si el tiempo que toma accionar el dispositivo (incluyendo el tiempo de trayecto y el tiempo de inspección en el caso de un



dispositivo manual) es mayor que el Tiempo de interrupción momentánea máximo.

- **Dispositivos automatizados** son los dispositivos que funcionan en un muy corto tiempo, minutos o menos, después de ocurrida la falla. El uso de tales dispositivos resulta en menos interrupciones sostenidas ya que no se necesita considerar el tiempo de desplazamiento y el tiempo de inspección.
- **Dispositivos telemandados** como su nombre lo indica, puede ser accionados a distancia. Por lo tanto, si el dispositivo tiene un localizador de fallas con una señal de radio, ningún tiempo de desplazamiento hacia el punto del dispositivo ni tiempo de inspección se necesitarán para hacer la operación. Los localizadores de falla también tienen señales visuales. El uso de localizadores de falla con señales visuales reduce el **tiempo de inspección** a 0.

### Lengüeta restablecimiento



**Figura 3.13** Pestaña restablecimiento del módulo RAM del CYMDIST

**Restablecimiento:** El modulo RAM del CYMDIST ofrece dos opciones de restablecimiento: aguas arriba y aguas abajo.



- **Restablecimiento aguas arriba** restablece el servicio a cuantos clientes sea posible usando su trayecto eléctrico normal hacia el dispositivo de protección accionado. Abrir el primer seccionador situado aguas arriba de la falla y reposicionar el dispositivo de protección accionado restaura el trayecto normal. Esta es una estrategia de restablecimiento en dos etapas. En la primera etapa, el dispositivo automatizado aguas arriba se abre y ciertos clientes son restablecidos rápidamente. En la segunda etapa, el dispositivo manual aguas arriba se abre, el dispositivo automático se cierra y más clientes se restablecen. En este escenario, ciertos clientes experimentan una corta interrupción y ciertos clientes experimentan una interrupción más larga pero todos los clientes de las zonas no afectadas por la falla son restaurados antes que la falla sea reparada.
- **Restablecimiento aguas abajo** restablece el servicio a cuantos clientes sea posible usando trayectos eléctricos alternados. En este caso, varios conjuntos de combinaciones de maniobras pueden usarse para restaurar el servicio a varios conjuntos de clientes. La estrategia de dos etapas también se aplica al restablecimiento aguas abajo. Después de eliminar la falla, las maniobras de conmutación automatizadas pueden restaurar rápidamente algunos clientes por medio de trayectos alternativos y las maniobras de conmutación manuales pueden restaurar otros clientes más tarde.
- **Realizar restablecimiento antes de reparación (mismo equipo)** se usa cuando las reparaciones y la conmutación para el restablecimiento son realizados por el mismo equipo. De otro modo, la simulación presume que la conmutación para el restablecimiento fue realizada por un equipo y que otro efectúa la reparación.
- **Usar los puntos de maniobra estratégicos** activa el modo de restablecimiento alternativo basándose en los dispositivos estratégicos que definen los límites de un alimentador en términos de carga.

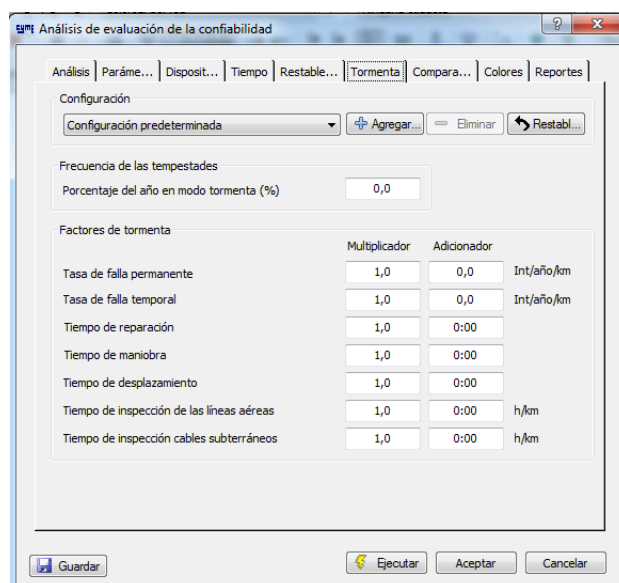


**Usar el flujo de carga pre-contingencia:** Marque esta opción para permitir a CYME que use los resultados de capacidad de flujo de carga en los puntos de interconexión mientras restablece el servicio.

**Permitir cortocircuitaje de dispositivos durante el restablecimiento:** Sirve para definir los dispositivos que se pondrán fuera de servicio en caso que las trayectorias de restablecimiento estén sobrecargadas. Opciones de cortocircuitaje manual permiten indicar si se pondrán fuera de servicio todos los dispositivos o solamente los sobrecargados.

- **Opciones de cortocircuitaje manual:** Le deja especificar si todos los dispositivos o únicamente los sobrecargados serán cortocircuitados.
- **Dispositivos a cortocircuitar:** Estas opciones son un filtro adicional que permite especificar si los dispositivos serán cortocircuitados en base a su estado.

### Lengüeta tormenta



**Figura 3.14** Pestaña tormenta del módulo RAM del CYMDIST

**Frecuencia de las tempestades:** le permitirá evaluar el impacto de la aplicación de los factores de tormenta.



Lengüeta colores

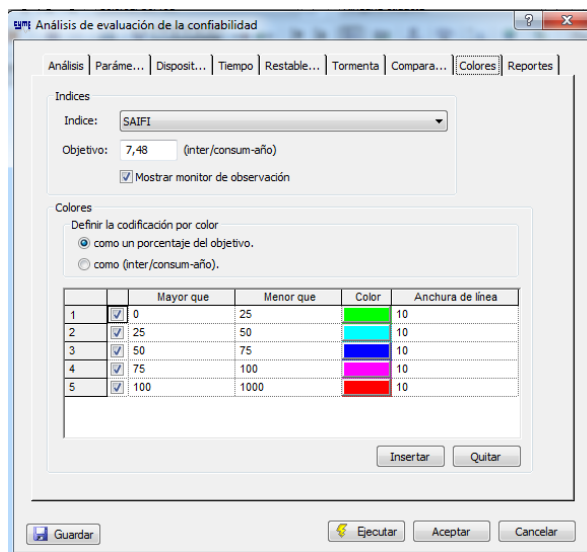


Figura 3.15 Pestaña colores del módulo RAM del CYMDIST

Defina el punto de carga o el índice de sistema deseados en el campo Objetivo. Índice lista los índices de carga y de sistema que usted tal vez desee ver después de haber ejecutado el análisis. Usted puede definir los colores de cada índice con intervalos de porcentaje diferentes del valor objetivo. También puede escribir los umbrales de los niveles que desea especificar.

Lengüeta reportes

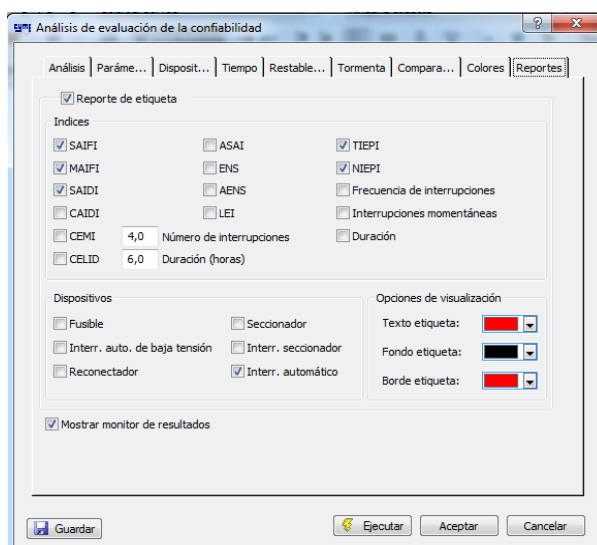


Figura 3.16 Pestaña reportes del módulo RAM del CYMDIST



Seleccione la lengüeta reportes y elija los índices que desee que figuren y dónde desea que aparezcan las etiquetas de los dispositivos.

### 3.3.2 Parámetros del Modelo predictivo de Confiabilidad

El modelo predictivo tiene como objetivo representar la confiabilidad base o inicial del área piloto, es decir la situación actual del sistema, antes de la implementación de los esquemas FLISR.

Para lo cual se utilizará como herramienta informática el software CYME, concretamente el módulo RAM que sirve para la evaluación predictiva de la confiabilidad descrito en la sección anterior. Los parámetros requeridos por dicho modulo son los siguientes:

- Tasas de falla permanente y temporal de componentes del sistema de distribución (líneas aéreas y subterráneas, dispositivos de protección y maniobra, equipos de control y regulación de tensión)
- Tiempos promedio de reparación de componentes del sistema de distribución (líneas aéreas y subterráneas, dispositivos de protección y maniobra, equipos de control y regulación de tensión)
- Filosofía de protección de sobre-corriente (salvar fusible versus quemar fusible, reconexión trifásica versus monofásica)
- Porcentaje de fallas permanentes y temporales de naturaleza trifásica, bifásica y monofásica
- Duración máxima de interrupciones momentáneas (valor umbral para diferencias interrupciones permanentes y momentáneas)
- Tiempos de conmutación de dispositivos manuales, automatizados y controlados remotamente
- Tipo de restauración utilizado (aguas abajo, aguas arriba, maximizar restauración de kVA versus restauración de clientes)

Todos estos valores fueron reportados de la experiencia basada en la literatura especializada y proyectos de la CENTROSUR, de igual manera datos tomados



de algunos libros ya mencionados en el capítulo 2. A continuación en la tabla 3.8 muestra los parámetros de los equipos.

**Tabla 3.8 Parámetros de equipos del modelo predictivo de confiabilidad**

<b>Componente</b>	<b>Tasa de fallas (interrupciones/año)</b>	<b>Tiempo promedio de reparación (minutos)</b>
Fusible	0,002485	30
Reconectador	0,003107	180
Cuchilla seccionadora	0,002485	60
Interruptor de circuito	0,006214	150

Adicionalmente se utilizaran las siguientes consideraciones:

- Las fallas permanentes y temporales fueron clasificadas de acuerdo a los siguientes porcentajes. [8]
  - 80% monofásicas
  - 15% bifásicas
  - 5% trifásicas
- Duración máxima de interrupciones momentáneas (valor umbral para diferencias interrupciones permanentes y momentáneas) igual a 3 minutos.[Conelec]
- Tiempos de conmutación de dispositivos:
  - Manuales igual a 30 minutos
  - Controlados remotamente igual a 5 minutos
  - Automatizados igual a 1 minuto
- Tipo de restauración utilizado consistente en:
  - Restauración aguas abajo
  - Restauración aguas arriba
  - Maximización de número de clientes restaurados



## 3.3.3 Calibración en el módulo RAM del CYME

Los indicadores del modelo predictivo de confiabilidad son ajustados mediante un proceso iterativo denominado “calibración” hasta que dichos índices de confiabilidad calculados por el software de análisis (CYME) sean iguales a los valores objetivo mostrados en la Tabla 3.7. Este proceso consiste en ajustar la tasa de fallas (permanente y temporal) y el tiempo de reparación tanto de líneas aéreas como subterráneas hasta que el modelo simulado corresponda con los índices objetivos, de tal forma que reflejen la complejidad topológica y realidad de cada alimentador.

Si bien el módulo RAM de CYME cuenta con un proceso iterativo para encontrar estos parámetros de las líneas, en algunos casos no llega a converger y en otros se obtiene valores no esperados, de acuerdo a la literatura especializada. Con ello hemos utilizado una metodología propuesta por la firma consultora Quanta Technology [8], la cual ha sido demostrada y practicada en algunos proyectos de mejora de confiabilidad en empresas eléctricas norteamericanas.

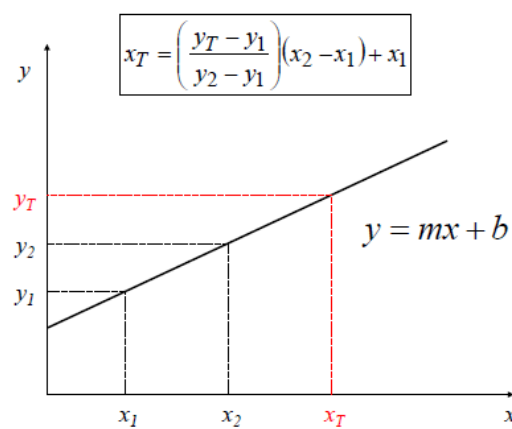
A continuación se detallan ciertas consideraciones que se deben seguir para la aplicación de dicha metodología:

- ✓ La tasa de falla temporal para líneas subterráneas es cero
- ✓ En líneas aéreas, la tasa de falla temporal corresponde a dos veces la tasa de falla permanente.
- ✓ La relación entre la tasa de falla de líneas aéreas respecto a subterráneas para fallas permanentes, equivale a dos veces.
- ✓ La relación entre el tiempo de reparación en líneas aéreas respecto a subterráneas para fallas permanentes, equivale a dos veces.
- ✓ La variación de la tasa de falla está limitada a un rango establecido en función de datos históricos de la industria y literatura especializada (tabla 4.1 del capítulo anterior, autor R. Brown)

A continuación se presenta la metodología de calibración propuesta:

**Calibración del SAIFI:**

Este proceso requiere variar las tasas de fallas permanentes de las líneas aéreas y mantener constante los tiempos de reparación. Puesto que el SAIFI mantiene una relación lineal con la tasa de falla de las líneas, se busca a través de dos puntos conocidos determinar el valor objetivo. La siguiente figura resume el proceso, donde la variable “x” equivale a tasa de falla y la variable “y” al SAIFI:



**Figura 3.17 Cálculo de valores objetivos [8]**

- a)  $x_T$  representa la tasa de falla objetivo (valor a calcular)
- b)  $y_T$  representa el índice SAIFI objetivo (mostrado en la Tabla 3.8)
- c)  $x_1$  representa la tasa de falla de prueba 1
- d)  $x_2$  representa la tasa de falla de prueba 2
- e)  $y_1$  representa el índice SAIFI de prueba 1
- f)  $y_2$  representa el índice SAIFI de prueba 2

Una vez que se realiza todo el proceso, siguiendo la metodología se calcularán nuevas tasa de fallas (permanentes y temporales) tanto aéreas como subterráneas. Al ingresar estas al módulo CYME obtendremos así nuestros valores SAIFI objetivo.

A continuación en la Tabla 3.9 se muestra la calibración SAIFI del área piloto.





**Tabla 3.9 Calibración SAIFI**

Alimentador	Linea	Tasa de falla x1		Tiempo de reparación	SAIFI y1	Tasa de falla x2		Tiempo de reparación	SAIFI y2	Tasa de falla xT		SAIFI yT
		Permanente	Temporal			Permanente	Temporal			Permanente	Temporal	
0523	Aerea	1	2	1	55,673	2	4	1	110,989	0,201430	0,402860	11,499
	Subterranea	0,5	0	2		1	0	2		0,100715	0,000000	
0525	Aerea	1	2	1	43,771	2	4	1	87,181	0,218362	0,436725	9,840
	Subterranea	0,5	0	2		1	0	2		0,109181	0,000000	
0526	Aerea	1	2	1	19,237	2	4	1	38,188	0,379628	0,759256	7,480
	Subterranea	0,5	0	2		1	0	2		0,189814	0,000000	
1421	Aerea	1	2	1	93,244	2	4	1	186,006	0,034333	0,068665	3,667
	Subterranea	0,5	0	2		1	0	2		0,017166	0,000000	
1424	Aerea	1	2	1	88,539	2	4	1	176,69	0,054066	0,108133	5,154
	Subterranea	0,5	0	2		1	0	2		0,027033	0,000000	

**Calibración del SAIDI:**

Este proceso requiere variar el tiempo de reparación de las líneas aéreas y subterráneas, y mantener constante las tasas de fallas, en este caso ya determinadas en el punto anterior. Si bien el SAIDI no mantiene una relación exactamente lineal con el tiempo de reparación, existe una muy buena aproximación siguiendo este mismo proceso, es decir a través de dos puntos conocidos determinar el objetivo, siguiendo las mismas consideraciones visto en la Figura 3.17.

- a)  $x_T$  representa el tiempo promedio de reparación objetivo (valor a calcular)
- b)  $yT$  representa el índice SAIFI objetivo (mostrado en la Tabla 3.8)
- c)  $x1$  representa el tiempo promedio de reparación 1
- d)  $x2$  representa el tiempo promedio de reparación 2
- e)  $y1$  representa el índice SAIDI de prueba 1
- f)  $y2$  representa el índice SAIDI de prueba 2

Una vez realizado todo el proceso, siguiendo la misma metodología se calcularán nuevos tiempos de reparación tanto aéreas como subterráneas, al ingresar estas al módulo RAM del CYME arrojará nuestros valores SAIDI objetivos.

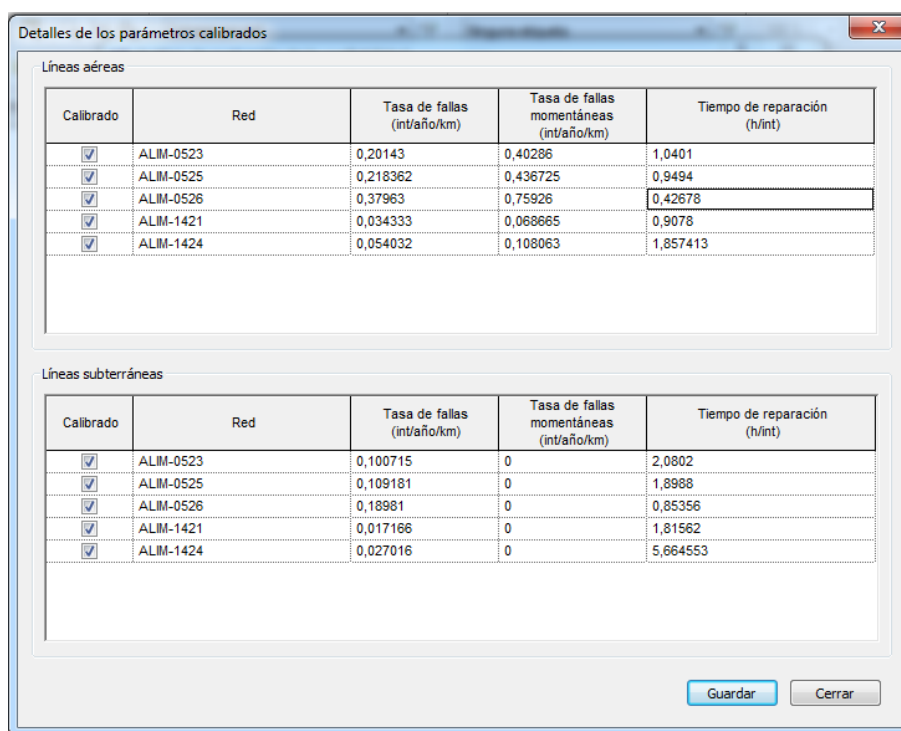
A continuación en la Tabla 3.10 se muestra la calibración SAIDI del área piloto:



**Tabla 3.10 Calibración SAIDI**

Alimentador	Linea	Tasa de falla		Tiempo de reparación x1	SAIDI y1	Tasa de falla		Tiempo de reparación x2	SAIDI y2	Tiempo de reparación xT	SAIDI yT
		Permanente	Temporal			Permanente	Temporal				
0523	Aerea	0,201430	0,402860	1	20,39	0,201430	0,402860	0,5	14,805	1,040100	20,838
	Subterranea	0,100715	0,000000	2		0,100715	0,000000	1		2,080199	
0525	Aerea	0,218362	0,436725	1	17,491	0,218362	0,436725	0,5	12,74	0,949400	17,010
	Subterranea	0,109181	0,000000	2		0,109181	0,000000	1		1,898800	
0526	Aerea	0,379628	0,759256	1	7,824	0,379628	0,759256	0,5	4,165	0,426778	3,629
	Subterranea	0,189814	0,000000	2		0,189814	0,000000	1		0,853557	
1421	Aerea	0,034333	0,068665	1	6,758	0,034333	0,068665	0,5	5,166	0,907811	6,464
	Subterranea	0,017166	0,000000	2		0,017166	0,000000	1		1,815622	
1424	Aerea	0,054066	0,108133	1	7,012	0,054066	0,108133	0,5	5,277	2,832277	13,370
	Subterranea	0,027033	0,000000	2		0,027033	0,000000	1		5,664553	

Al ingresar estos valores al módulo RAM del CYME los resultados son los siguientes:



**Figura 3.18 Resultados CYME [7]**

En la siguiente tabla muestra los valores objetivos arrojados por el modulo RAM del CYME conjuntamente con las tasa de fallas y tiempo de reparación.



**Tabla 3.11 Valores esperados**

Alimentador	Indices ojetivos		Líneas Aereas			Líneas Subterranas		
	SAIFI	SAIDI	tasa de falla permanente (int/año/km)	tasa de falla temporal (int/año/km)	Tiempo de reparacion (h/int)	tasa de falla permanente (int/año/km)	tasa de falla temporal (int/año/km)	Tiempo de reparacion (h/int)
0523	11,499	20,838	0,20143	0,40286	1,04010	0,10071	0,00000	2,08020
0525	9,840	17,010	0,21836	0,43672	0,94940	0,10918	0,00000	1,89880
0526	7,480	3,629	0,37963	0,75926	0,42678	0,18981	0,00000	0,85356
1421	3,667	6,464	0,03433	0,06867	0,90781	0,01717	0,00000	1,81562
1424	5,154	13,370	0,05407	0,10813	2,83228	0,02703	0,00000	5,66455

Una vez completada la calibración, está listo el área piloto para evaluar los beneficios esperados con la implementación de los esquemas FLISR.



## CAPITULO IV

### 4 Diseño de Esquemas FLISR

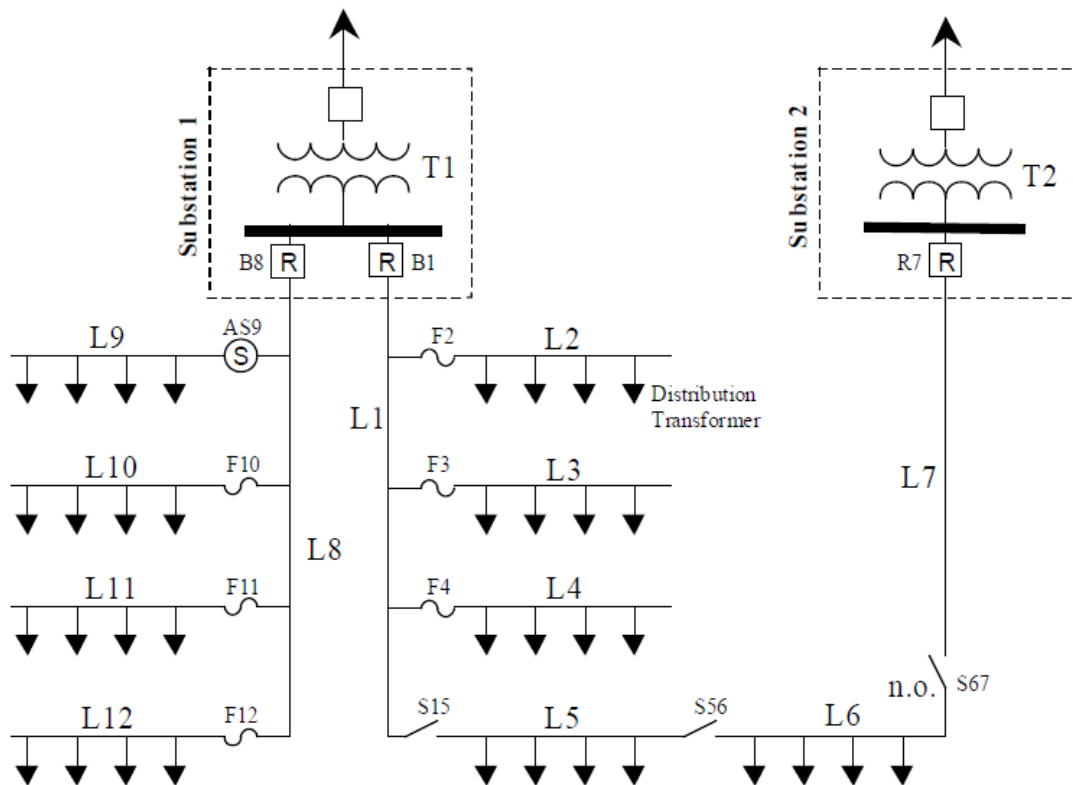
#### 4.1 Esquema de Distribución

Existen diferentes formas de comportamiento de un sistema de distribución al estar sometido a perturbaciones. Un sistema confiable minimiza el impacto de una falla sobre los clientes, a través de la reconfiguración del sistema y del uso coordinado de equipos de protección (Disyuntores, seccionadores automáticos, fusibles, reconectores).

##### 4.1.1 Respuesta a Contingencias en Alimentadores

Para el sistema representado en la figura 4.1, se considera una falla trifásica que se produce en la sección de la línea L5. La Corriente de falla inmediatamente fluye a través de las líneas de subtransmisión, provocando una caída de tensión en el transformador T1 y dando lugar a bajos niveles de tensión para los clientes en L9-L12. Los clientes de L2 a L4 experimentan niveles de tensión de mayor gravedad y las tensiones en L5 y L6 son casi cero.

La corriente de falla causa que el interruptor B1 quede abierto. Un relé de reconexión cierra el interruptor. Si no se detecta ninguna corriente de falla, la falla se ha eliminado con éxito y todos los clientes aguas abajo del interruptor B1 presentan una interrupción momentánea. Si la corriente de falla persiste, el interruptor B1 vuelve a cerrar. Después de varios intentos de reconexión, B1 se bloquea (permanecerá abierto) y todos los clientes aguas abajo de B1 experimentarán una interrupción sostenida. Después, el interruptor B1 envía una alarma al operador del sistema y se reciben llamadas de los clientes afectados y el operador del sistema envía una cuadrilla para localizar la falla.



**Figura 4.1** Sistema de Distribución con respuesta a diferentes contingencias [4]

Dónde:

T = Transformador, L = Sección de línea conmutable, S = Interruptor, B = Interruptor con relé de reconexión, F = Fusible, AS = seccionador automático.

Una vez encontrada la falla, el operador del sistema ordena a la cuadrilla que el interruptor S15 se abra. Luego de esto, el operador cierra remotamente B1, y se restaura la energía a los clientes en L2-L4. El equipo estimara que las reparaciones le tomarán unas 5 horas para completar.

Después del largo tiempo de reparación, el operador da instrucciones a la cuadrilla para abrir y cerrar los interruptores S56 y S67. Los clientes en L6 se restauran y ahora están siendo energizados por la Subestación 2 en lugar de la subestación 1.

La primera etapa de conmutación se denomina restauración de aguas arriba y la segunda aguas abajo. La secuencia de conmutación se llama a todo



reconfiguración del sistema. Una vez reparada la falla, el equipo devuelve el sistema a su estado anterior a la falla.

## **Salvando el fusible o Conservar el fusible “Fuse Saving”**

Ahora consideremos una falla en L4, un relé instantáneo abre rápidamente el interruptor B1 antes que el fusible F4 comience a fundirse. Si la falla se despeja cuando B1 se vuelve a cerrar, todos los clientes aguas abajo del interruptor B1 experimentan una interrupción momentánea. Si no, un relé de sobre-corriente de tiempo coordinado permite que F4 salga de funcionamiento antes de que B1 cierre de nuevo. Los clientes en la línea L4 tienen una experiencia de una interrupción sostenida y los clientes en el resto del alimentador experimentan una interrupción momentánea. “Fuse Saving” también se conoce como alimentador de la retransmisión selectiva.

## **Quemar el fusible/salvar el disparo rápido “Fuse Blowing”<sup>2</sup>**

La estrategia “Fuse Saving” interrumpe temporalmente todo un alimentador para todas las fallas que se producen en los fusibles laterales de las líneas. Para reducir el elevado número de clientes y como resultado interrupciones momentáneas, las empresas eléctricas a menudo bloquean interruptores de los relés instantáneos. Ahora se considera la posibilidad de la misma falla en la línea L4. En lugar de un relé instantáneo que abrirá rápidamente el interruptor B1, un relé de sobre-corriente de tiempo coordinado permite a F4 despejar la falla antes que se abra B1, por lo tanto L4 experimenta una interrupción sostenida, y el resto del alimentador evita la aparición de una interrupción.

## **Seccionalizadores Automáticos**

Consideremos una falla en la línea L9 con una magnitud de 10 kA demasiado altos para coordinar con una estrategia “Fuse Saving”. Como una alternativa se utiliza un seccionalizador automático AS9 para proteger el ramal lateral. El seccionalizador automático detecta la falla y se incrementa su contador de  $C = 1$ . Posteriormente B1 abre y vuelve a cerrar para permitir que la falla se despeje. Si el problema persiste, el

<sup>2</sup> Otros autores lo denominan “Fuse Clearing”, es decir despejar el fusible.



contador AS9 incrementará a  $C = 2$ . Cuando el contador alcanza un valor preestablecido, AS9 se abrirá automáticamente la próxima vez que se abra B1. La falla es aislada, B1 cierra una última vez, y los clientes experimentan interrupciones equivalentes a un plan "Fuse Saving".

Un fallo en el sistema de distribución afecta a muchos clientes de diferentes maneras.

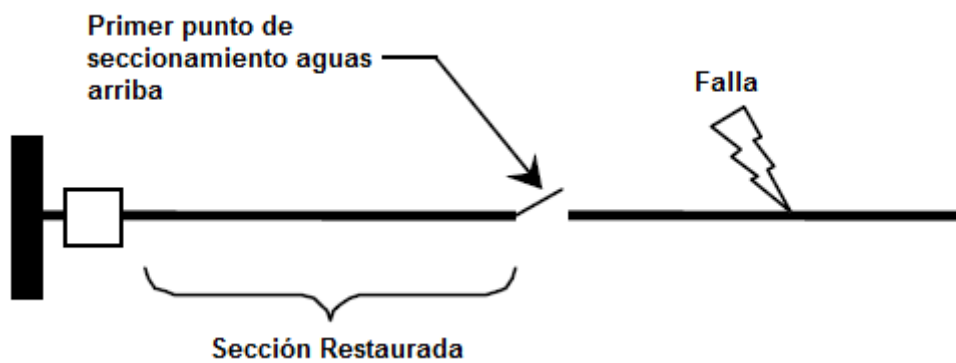
En resumen los seccionadores automáticos poseen un contador de fallas. Cuando una falla es detectada el contador incrementa en 1 su valor. Si la falla es sostenida, y una vez que el seccionador alcance un valor de conteo predefinido, este equipo espera a que el disyuntor abra para abrir completamente el circuito fallado.

#### 4.1.2 Reconfiguración de Alimentadores

La Reconfiguración del Sistema permite restaurar la energía a un grupo de clientes luego de una falla. Esto se logra a través de dispositivos de seccionamiento tales como: recierres de línea, interruptores, y fusibles cortocircuitables. La reconfiguración del sistema puede ser: a) Restauración aguas arriba; b) Restauración aguas abajo (Ver figuras 4.2 y 4.3).

#### **Restauración aguas arriba de una etapa**

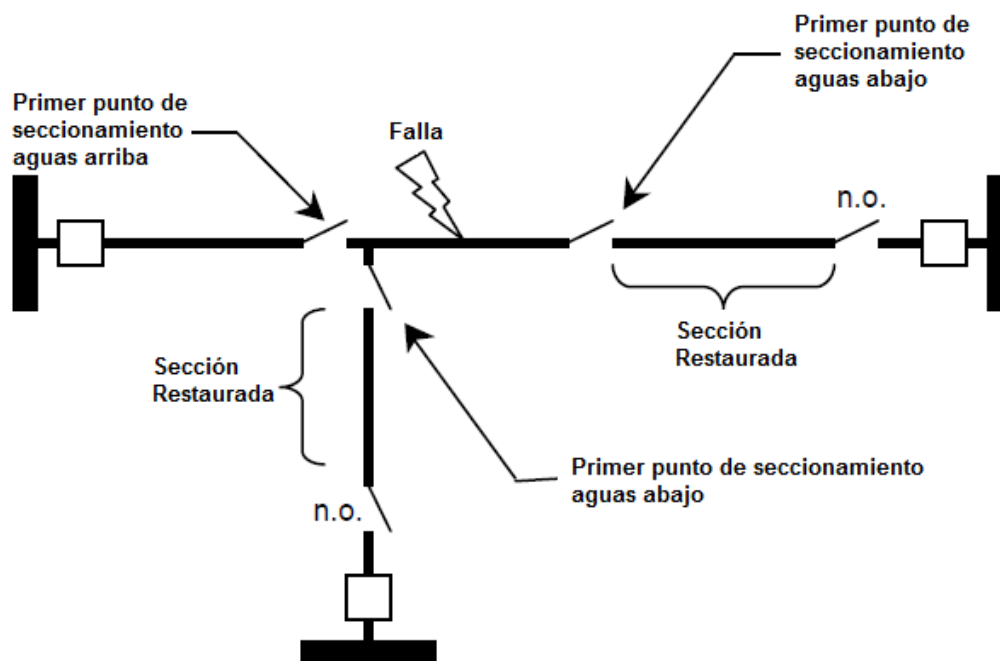
La restauración aguas arriba restaura el servicio a tantos clientes como sea posible mediante el uso del enlace con el dispositivo de protección que se disparó. El enlace normal restablece al abrir el primer dispositivo de seccionamiento aguas arriba de la falla y restablecer el dispositivo de protección disparado. La Restauración Aguas arriba se visualiza en la figura 4.2.



**Figura 4.2 Restauración aguas arriba de una etapa [4]**

**Restauración aguas abajo de una etapa**

Si se espera que los tiempos de reparación sean extendidos, los clientes interrumpidos adicionales pueden ser restaurados por la restauración de aguas abajo. El propósito de la restauración aguas abajo es restaurar a tantos clientes como sea posible con el uso de alimentadores vecinos. La Restauración Aguas abajo se visualiza en la figura 4.3.



**Figura 4.3 Restauración aguas abajo de una etapa [4]**

Un sistema puede contener equipos de seccionamiento con diferentes tiempos de interrupción, lo cual da lugar a que existan diferentes estrategias de





restauración del servicio de energía a los clientes. Un ejemplo es el uso de interruptores manuales y automáticos, y de una estrategia de restauración en dos etapas (Ver figuras 4.4 y 4.5).

Muchos sistemas de distribución no tienen dispositivos automáticos, u operan parcialmente automatizados.

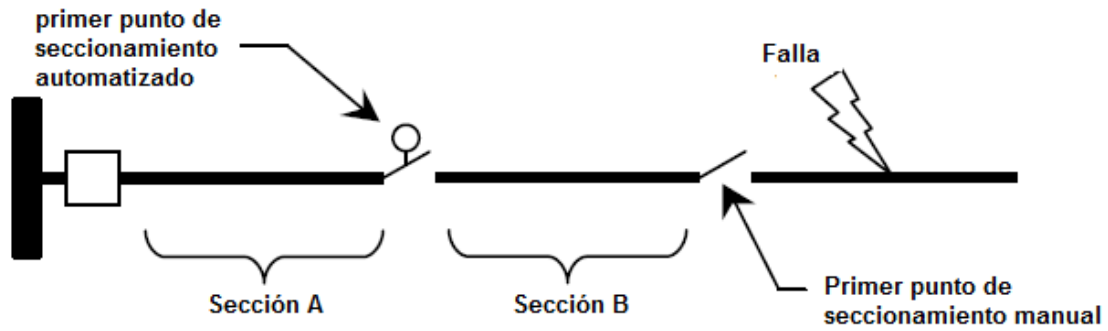
En sistemas parcialmente automatizados aún se aplican los conceptos de restauración aguas arriba y aguas abajo, y no se usa la estrategia de una sola etapa. El uso de sistemas parcialmente automatizados y de una estrategia de restauración de dos etapas, ayuda a reducir el SAIDI entre un 8% a 10% (Ver figuras 4.4 y 4.5), pero no es adecuado para modelos predictivos de confiabilidad, los cuales solo modelan procesos de restauración de una sola etapa.

La estrategia de una sola etapa se refiere a restaurar el servicio a un grupo de clientes a través de una sola conexión. Esta estrategia reduce significativamente el SAIDI, y funciona muy bien cuando los dispositivos de seccionamiento son idénticos.

La selección de dispositivos manuales restaura más clientes, y la selección de dispositivos automáticos restaura menos clientes en poco tiempo.

## **Restauración aguas arriba de dos etapas**

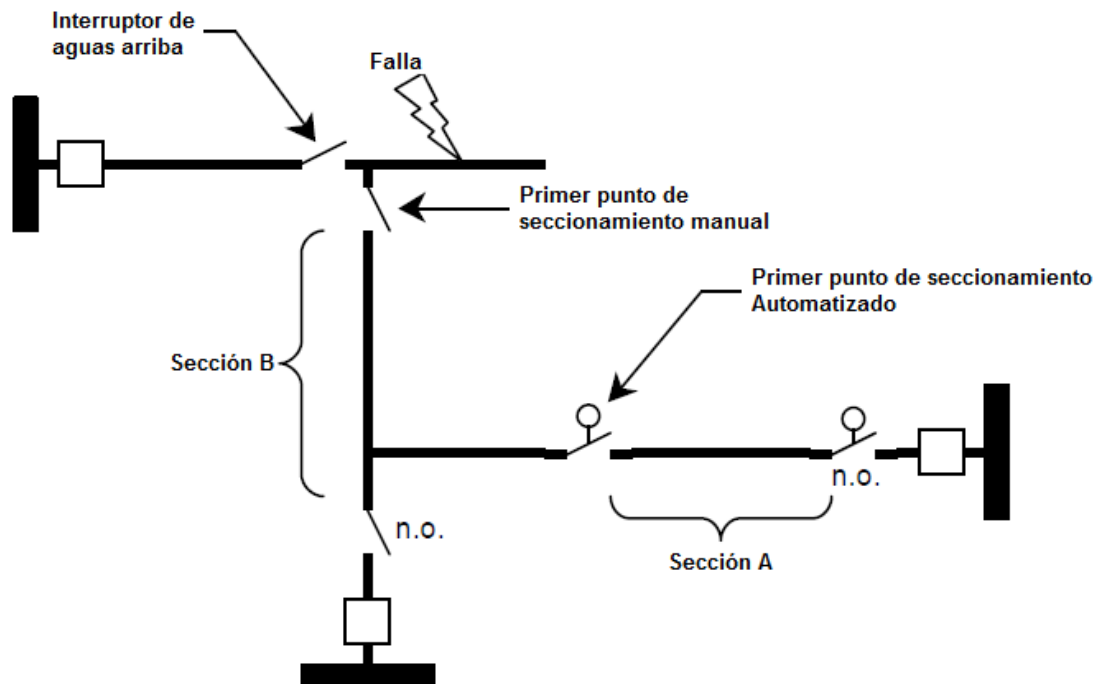
Cuando se produce la falla, el interruptor despejará la falla e interrumpirá a todos los clientes en el alimentador. En la etapa 1, el primer interruptor automático se abre, permitiendo que la sección A se restaure rápidamente (en un par de minutos o menos), pero dejando a la Sección B sin energía. En la Etapa 2, el dispositivo Manual aguas arriba se abre, el dispositivo automático está cerrado, y la sección B será restaurada. En este escenario, la sección A experimenta una breve interrupción y la sección B experimenta una interrupción más prolongada.



**Figura 4.4** Restauración aguas arriba de dos etapas [4]

**Restauración aguas abajo de dos etapas**

Cuando se produce la falla, cada trayectoria descendente, primero busca estrategias automatizadas de restauración y luego busca estrategias de restauración manuales. En este caso, la restauración de dos etapas permite que la sección A se restablezca rápidamente en la etapa 1 y la Sección B para ser restaurado en la Etapa 2, después de un retraso adicional.



**Figura 4.5** Restauración aguas abajo de dos etapas [4]



## 4.2 Mejora de la Confiabilidad

La definición de criterios y límites es importante de realizar antes de explorar opciones para mejorar la confiabilidad. Estos dos aspectos pueden consistir de: Índices de Confiabilidad, Confiabilidad Individual de los Clientes, Perfiles de Riesgo, y Costos.

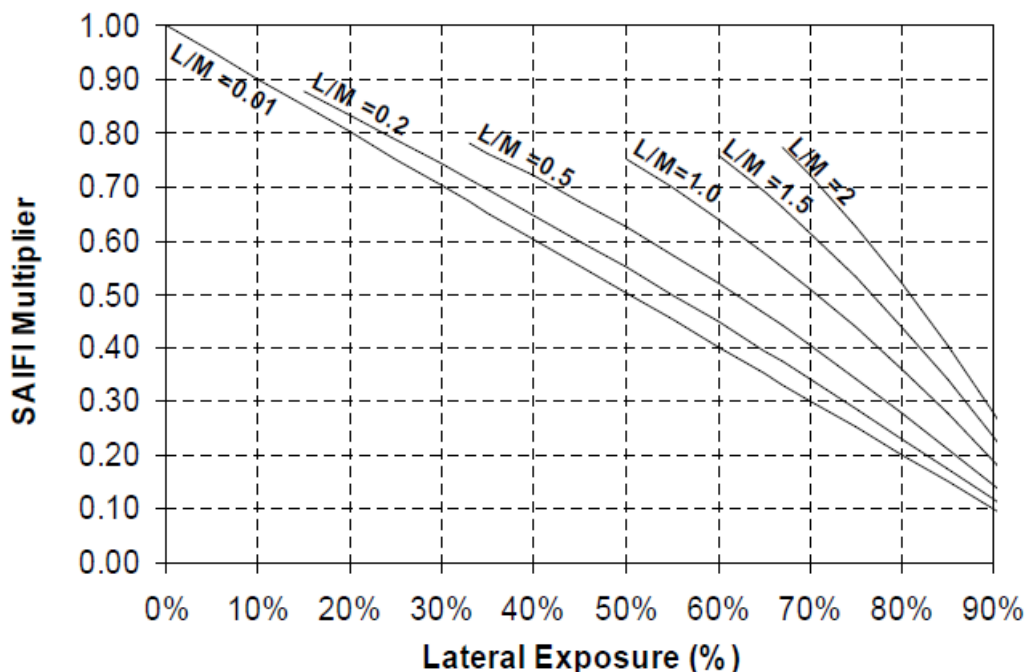
Una forma sencilla y efectiva, para mejorar la confiabilidad de un sistema, consiste en añadir dispositivos de protección bajo una adecuada coordinación.

### 4.2.1 Dispositivos de protección

La experiencia en campo y en estudios de confiabilidad demuestra que los ramales laterales, que nacen desde una troncal principal, deben estar protegidos con fusibles. El problema existente con estos dispositivos es la molesta quema del fusible y la dificultad para coordinar. En caso de ramales trifásicos, se deben usar dispositivos de bloqueo trifásicos, a fin de evitar daños en motores, por desbalanceo de voltaje, o transformadores con devanado primario conectado en delta.

La efectividad del fusible de ramal depende de la longitud lateral promedio, la misma que es la división de la longitud del ramal lateral para la longitud del ramal de troncal, esto se puede ver en la figura 4.6.

Como dispositivos de protección en las troncales se usan reconectores. Estos dispositivos son usados comúnmente para proteger áreas de alimentadores que tienen bajos niveles de corrientes de falla. Se los usa para proteger ramales radiales y unos pocos clientes críticos. También se usan en sitios donde la troncal principal se divide en dos o más ramales. Los reconectores electrónicos actuales permiten incorporar esquemas de protección de todos los posibles estados de reconfiguración de un sistema, sin que esto acarree problemas de coordinación de protecciones, en la siguiente sección se detalla más sobre estos equipos.

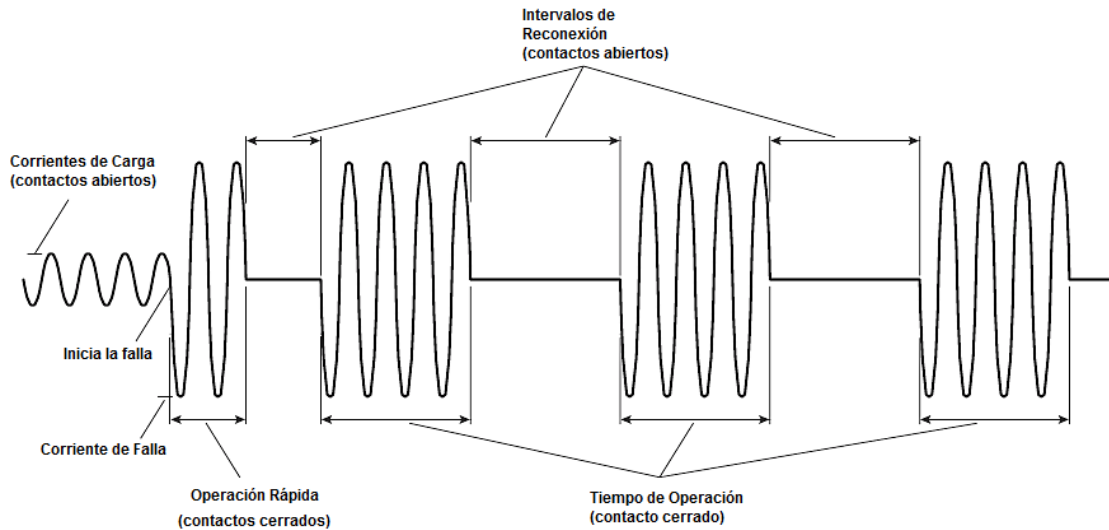


**Figura 4.6** Fusión lateral puede reducir en gran medida el SAIFI del alimentador [4]

#### 4.2.2 Equipos de recierre

Los Equipos de Recierre o Reconexión se usan para permitir que las fallas temporales en líneas aéreas se despejen por sí solas. Dado que el porcentaje de fallas temporales en líneas aéreas es alto, los disyuntores principales de los alimentadores deben tener un relé de recierre.

El reconectador es un equipo de recierre auto-controlado, que tiene la capacidad de interrumpir automáticamente corriente de falla dentro de sus límites de diseño y realizar operaciones de reconexión automática con una secuencia predeterminada de aperturas y reconexiones seguidas de una operación de bloqueo o restablecimiento del servicio. La siguiente figura muestra un ciclo de aperturas y reconexiones típico de un reconectador de distribución, es importante hacer notar que la interrupción de corriente ocurre cuando la corriente instantánea de falla es igual a cero. [8]



**Figura 4.7** Ciclo de operación de un Reconectador

Los reconectores pueden ser trifásicos o monofásicos, montados en poste o en porta-fusible. Los reconectores trifásicos son utilizados tradicionalmente para proveer la protección de sobre-corriente necesaria en alimentadores y



facilitar el aislamiento automático de fallas, restauración del servicio y mejoramiento de la confiabilidad. Los reconectores están compuestos de dos elementos principales, reconector y controlador, los cuales son mostrados en la figura adyacente (imagen de un reconector ubicado en el alimentador 0525).

El Reconector es el componente que provee el medio físico de interrupción de corriente de falla, existe una gran variedad de tecnologías utilizadas para ejecutar esta función, incluyendo un controlador, el cual contiene los sistemas de control,

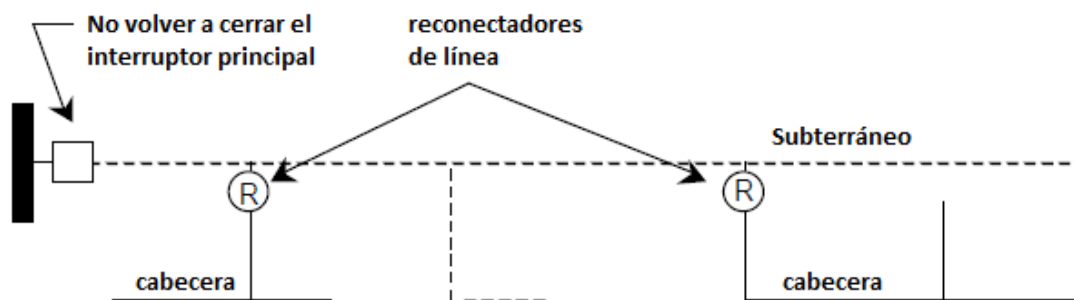
automatización y comunicaciones necesarios para la operación efectiva del reconectador.

Los reconectores monofásicos son utilizados tradicionalmente para proveer



la protección de sobre-corriente necesaria en los ramales del circuito (también denominados laterales) así como facilitar el aislamiento automático de fallas, restauración del servicio y mejoramiento de la confiabilidad. Puesto que en el área piloto existen alimentadores radiales y rurales, con laterales monofásicos de gran extensión, se analizará la posibilidad de utilizar reconectores montados en porta-fusible (Tripsaver), como se ilustra en la figura adyacente.

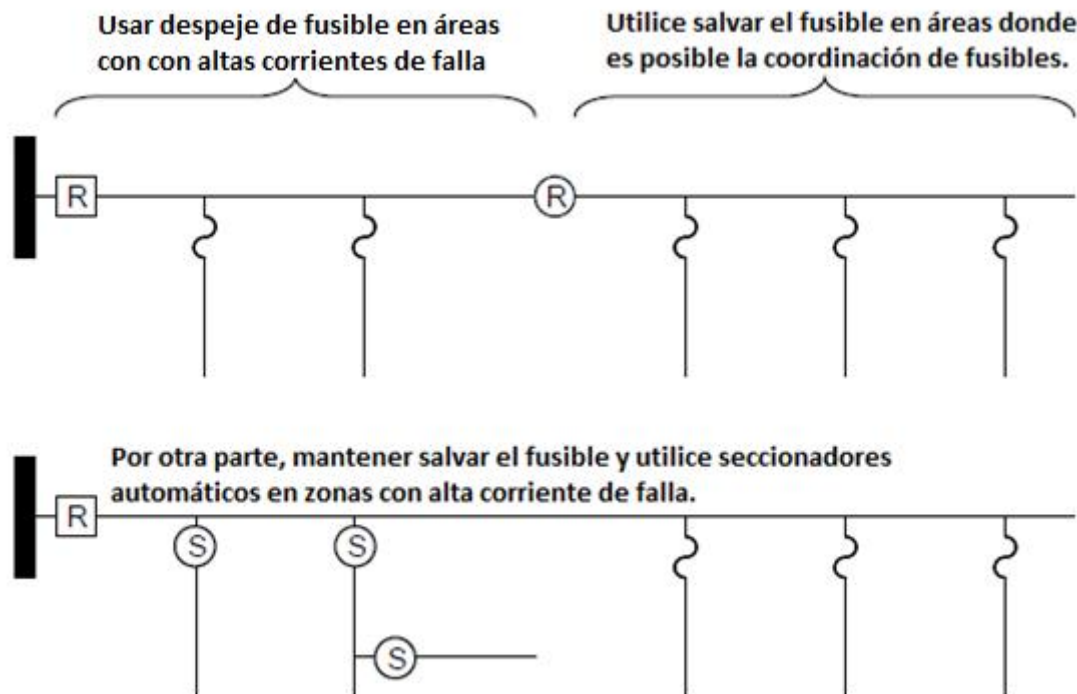
Para sistemas con gran cantidad de cables subterráneos, no es conveniente colocar reconectores en el sistema subterráneo, ya que la mayoría de fallas en estos sistemas son permanentes, y ocasionarían estrés mecánico sobre el aislamiento del cable. Las secciones aéreas de línea pueden ser protegidas con reconectores (Ver figura 4.8), lo cual permite que las fallas temporales se eliminen más rápidamente y disminuya el estrés del aislamiento del cable.



**Figura 4.8 Secciones aéreas de línea pueden ser protegidas con reconectores [4]**

Si los fusibles cerca de una subestación no pueden ser coordinados con relés instantáneos debido a las altas corrientes de falla, los fusibles que despejen la falla pueden ser usados aguas abajo del disyuntor principal y los fusibles con el

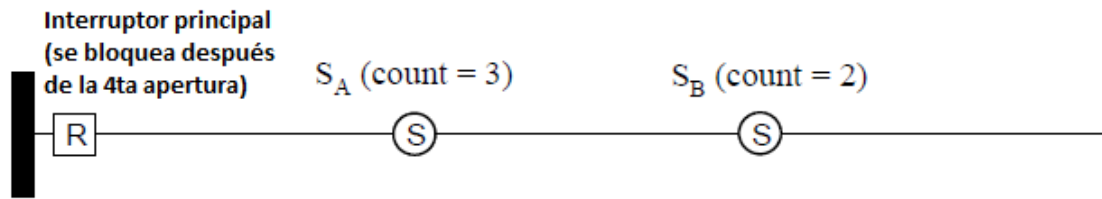
esquema “Fuse Saving” pueden ser colocados en zonas donde las corrientes de falla son bajas y se pueda realizar una correcta coordinación (Ver figura 4.9).



**Figura 4.9** Esquemas de protección cerca de la subestación con altas corrientes de falla [4]

Los Seccionalizadores Automáticos son una alternativa para superar problemas de coordinación fusible-reconectador cerca de una subestación. Cuando estos dispositivos detecten una corriente de falla a través de ellos, y el nivel de tensión sea igual a 0, abrirán. De esta manera, los fusibles que no pueden ser coordinados serán sustituidos con seccionalizadores (Ver figura 4.9).

Los Reconectadores también pueden ser usados en un ramal principal, en conjunto con seccionalizadores trifásicos automáticos. Este tipo de seccionalizadores son similares en función a los monofásicos, pero son usados en serie (más de uno), tal que las fallas permanentes puedan ser aisladas cerca de su localización (Ver figura 4.10).



**Figura 4.10 Mejora mediante la colocación de seccionadores automáticos en la troncal principal del alimentador [4]**

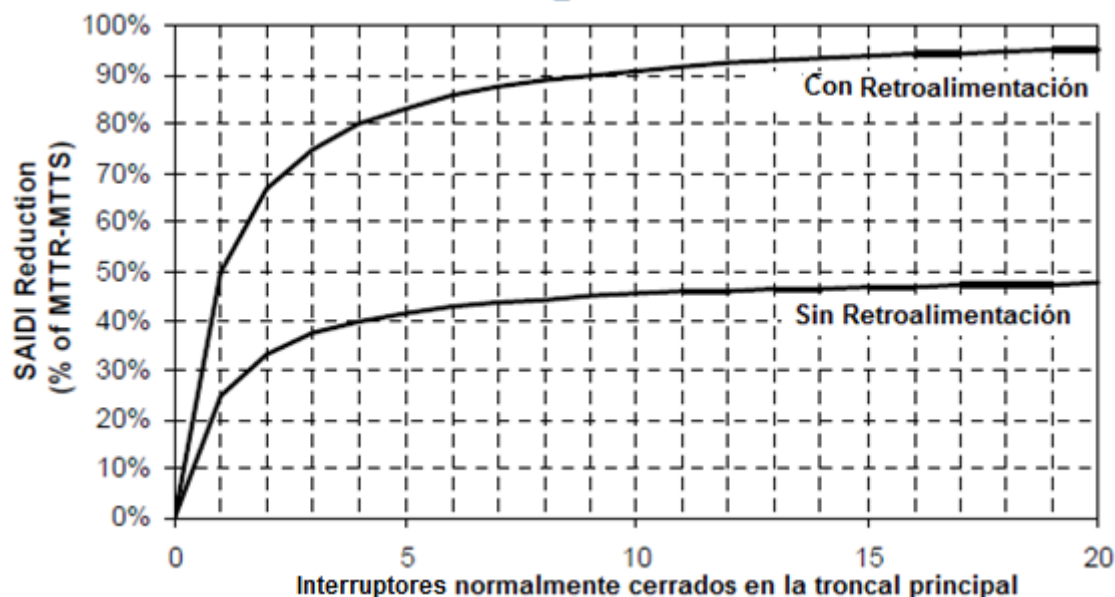
#### 4.2.3 Interruptores de Seccionamiento

Los Interruptores de Seccionamiento permiten aislar un sitio con falla y restauran el servicio antes que la falla sea reparada. La eficacia de este proceso depende de la cantidad del alimentador que debe ser interrumpido para aislar la falla y de la capacidad del sistema para restaurar la energía interrumpida a los clientes mediante puntos de transferencia normalmente abiertos.

Sin embargo, ya que cada interruptor tiene una probabilidad de falla, el colocar un gran número de interruptores en un alimentador resultará en una degradación de la confiabilidad del sistema.

El valor de una interrupción es la diferencia entre el Tiempo Medio de Reparación (MTTR) y el Tiempo Medio de Interrupción (MTTS). Por ejemplo, si un solo interruptor es colocado en la mitad de un alimentador, el 50% de los clientes aguas arriba del interruptor pueden ser restaurados para el 50% de las fallas que ocurren aguas abajo del interruptor, resultando en una reducción del SAIDI de  $[0.25 \times (\text{MTTR} - \text{MTTS})]$ . Si al final del alimentador existe un punto de enlace, el SAIDI será  $[0.5 \times (\text{MTTR} - \text{MTTS})]$ . La reducción del SAIDI marginal disminuye cuando el número de interruptores se incrementa (Ver figura 4.11).





**Figura 4.11 Eficacia de los interruptores de seccionamiento para la reducción del SAIDI [4]**

Hay varias estrategias que sirven de ayuda cuando se colocan nuevos interruptores:

- a) Mantener una cantidad de carga limitada por un grupo de interruptores limitados a un valor que puede ser razonablemente alimentado desde otras fuentes. Este criterio se prueba simulando fallas aguas abajo de cada interruptor y determinando si todos los clientes fuera de una área con falla, pueden ser restaurados durante condiciones de carga máxima.
- b) Colocar interruptores aguas abajo en grandes ramales o derivaciones radiales. Es decir, se recomienda colocar interruptores aguas abajo donde existan grandes bloques de clientes.

#### 4.2.4 Automatización

La Automatización se refiere al monitoreo remoto y control de equipos.

Los interruptores automáticos abren y cierran más rápidamente que los interruptores manuales.

Cuando el nivel de automatización del alimentador se incrementa, el SAIDI llega a ser más sensible a la Probabilidad de Fallas Operacionales (POF) de interruptores, porque el impacto de un interruptor fallado, es en promedio, más severo.



La POF de interruptores automáticos es menor que la POF de interruptores manuales, en situaciones extremas. En estos casos, es posible que el SAIDI pueda empeorar si el impacto de la falla de automatización supera el beneficio resultante de la interrupción rápida.

En general, el uso sistemático de la automatización en forma amplia no es recomendado como una estrategia para mejorar la confiabilidad, debido a los elevados costos en los que se incurre comparado con otras alternativas.

#### 4.2.5 Indicadores de Falla (FPI)<sup>3</sup>

Una falla puede ser causada por la descomposición y el deterioro debido al envejecimiento y el desgaste, por las condiciones climáticas o por un tercero que interfiere accidentalmente con la red. Cualquiera que sea y donde este la falla, tiene que estar situado antes de que pueda ser reparado. En esta sección se explica la forma de la falla en un sistema de distribución, como puede ser identificada en todo tipo de redes, ya que la red puede ser controlada manualmente o controlada remotamente.

#### **Qué es el Indicador de Falla**

El indicador paso de falla se define como un dispositivo que puede ser ubicado en algún punto conveniente en el sistema de distribución que va a dar una indicación en cuanto la corriente de falla haya pasado por el punto que se encuentra. Por lo tanto, tiene que ser capaz de distinguir entre corriente de falla y la corriente de carga asociada con el alimentador.

El indicador paso de falla ayuda a restablecer el suministro más rápido, reduciendo el tiempo que un equipo operativo necesita para viajar por la red en la búsqueda de la falla. Se deduce, por tanto, que los beneficios económicos en términos de tiempo ahorrado en cuadrillas aumentan notablemente.

Como ejemplo supongamos ahora que dos de estos indicadores de paso de falla son instalados en las subestaciones B y F de la figura 4.12. La falla es

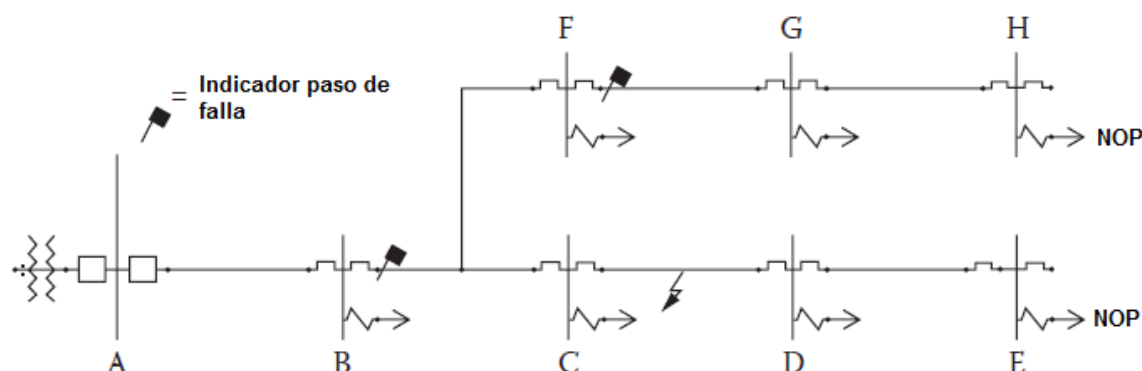
---

<sup>3</sup> Sus siglas en inglés "Fault Passage Indicators - FPI". Otros autores también lo denominan como "Faulted Circuit Indicators"

ocasionada entre las subestaciones C y D, el interruptor de circuito de la fuente se disparará y la corriente de falla pasará a través de las subestaciones B y C, haciendo que el indicador de B opere.

Cuando el operador llega al lugar, la primera tarea es examinar los dos FPIs para ver donde ha pasado la corriente de falla. El FPI en B indica que la falla no es en la sección A ha B. En la subestación B, el operador podría abrir el interruptor hacia la subestación C y restaurar la subestación B cerrando el interruptor de origen.

El FPI en la subestación F indica al operador que la falla no es en la sección F a H. En la subestación F, el operador podría abrir el interruptor hacia las subestaciones B y C y restaurar las subestaciones de F a H cerrando el interruptor donde normalmente estaba abierto en la subestación H. Con sólo estos dos FPIs, está claro que se necesitarán conmutación y prueba para obtener los suministros que quedan atrás, a continuación se muestra en figura 4.11.



**Figura 4.12** Localización de la falla con el FPI [9]

**Necesidad del FPI para extender el control o automatización en redes de distribución**

Supongamos ahora que la red que se muestra en la Figura 4.13 tiene alguna automatización añadida. Esto significa la adición de un actuador de interruptor y la unidad terminal remota (RTU) en las subestaciones B, F, H y E, junto con el funcionamiento de la alimentación del disyuntor de circuito de la fuente. Esto





## 4.3 Especificaciones de esquemas FLISR

### 4.3.1 Mejora de la confiabilidad mediante esquemas FLISR

Este análisis consistió en de la aplicación de esquemas FLISR simulados por el modulo RAM de CYME y conceptos complementarios de protección de sobrecorriente para la mejora de la confiabilidad en los circuitos del área piloto. Es importante mencionar que estos esquemas pueden ser implementados utilizando reconectores automatizados, cuchillas seccionadoras automatizadas, y/o combinaciones de ambos dispositivos.

- Al utilizar reconectores automatizados tiene la ventaja de limitar el impacto de las interrupciones a los clientes ubicados entre reconectores, este procedimiento es bastante efectivo para mejorar tanto SAIFI como SAIDI. Sin embargo, al momento de colocar más de dos reconectores en serie no se asegura una buena coordinación de protecciones, mucho menos sin son circuitos cortos.
- Al utilizar cuchillas seccionadoras automatizadas tiene la ventaja de simplificar el problema de coordinación de protecciones, ya que solamente es necesario asegurar la operación del interruptor de circuito ante fallas a lo largo del alimentador.

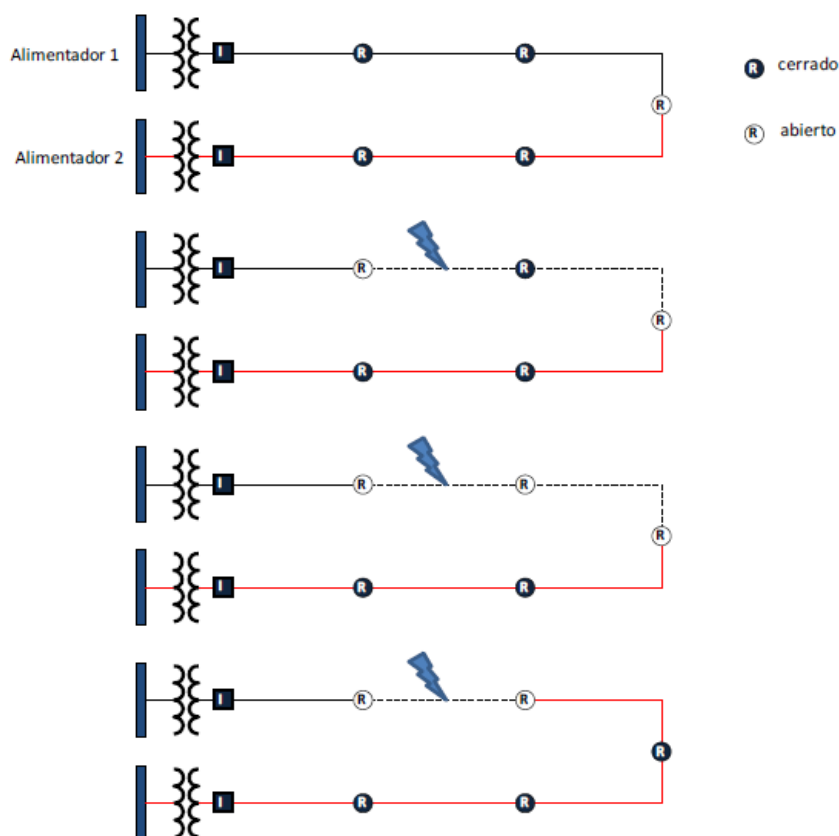
Sin embargo, el alcance de los relevadores del interruptor de circuito es limitado, lo cual puede provocar que fallas ubicadas lejos de la subestación no sean detectadas, esta es una limitación importante, particularmente en circuitos largos. Además, al aplicar este tipo de dispositivo los clientes son afectados por interrupciones momentáneas, ya que este esquema de automatización determina la ubicación de las fallas mediante operaciones de reconexión del interruptor de circuito e información suministrada por detectores de falla ubicados en las cuchillas seccionadoras.

- Al utilizar una combinación de estas dos tecnologías es una solución de compromiso cuando algunas de las limitaciones mencionadas anteriormente no puede ser resueltas mediante la utilización exclusiva de reconectores o cuchillas seccionadoras automatizadas. Este tipo de aplicaciones es muy bueno debido a que los controladores de los

reconectores modernos generalmente tienen la capacidad de comportarse como “cuchilla seccionadora”. Al realizar este tipo de función deshabilita las protecciones y operaciones de reconexión automática, de esta manera el reconector solo funcionará como una “cuchilla seccionadora”.

En caso particular en el área piloto se dio prioridad a utilizar reconectores debido a que limitan el impacto de interrupciones momentáneas. Además como regla general no se utilizaron más de dos reconectores en serie debido a los posibles problemas de coordinaciones de protecciones.

A continuación se muestra un esquema que se utilizó para la implementación de los esquemas FLISR.



**Figura 4.14** Esquema utilizado en la automatización del área piloto [8]

La ubicación de los esquemas FLISR fueron seleccionados siguiendo los siguientes criterios:

- Se ubicaron reconectores normalmente cerrados en lugares estratégicos con el fin de dividir al circuito en al menos tres secciones principales, siguiendo el número de clientes o las diferentes demandas.



- Las ubicaciones fueron seleccionadas con el fin de que cada sección pueda ser transferida de un alimentador vecino en caso de que ocurriera una falla aguas arriba del reconectador.
- Se ubicaron fusibles en ramales con el fin de aislar algunos clientes que no tenían las protecciones adecuadas.
- Se ubicaron interruptores seccionadores normalmente abiertos en las transferencias con los alimentadores vecinos, de igual manera se verificó que la transferencia de carga no causara una violación de la carga máxima del alimentador vecino o de la tensión mínima de operación permitida por CENTROSUR.

De igual manera se realizó una revisión de la situación actual del área piloto con respecto a las prácticas de protección de sobre-corriente utilizadas por CENTROSUR. Como resultado de esa revisión se identificaron varias prácticas que se recomienda reemplazar por conceptos modernos con el objetivo de mejorar la confiabilidad del sistema.

La mejora de la confiabilidad, debido a la aplicación de estos conceptos, fue demostrado mediante simulaciones realizadas con el módulo RAM de CYME. Los conceptos utilizados fueron los siguientes:

#### 4.3.2 Habilitación de reconexión Automática en interruptores de circuito

CENTROSUR no tiene habilitada esta función en sus interruptores de circuito, esta es una práctica que tiene desventajas en la confiabilidad. Como se discutió anteriormente, la mayoría de las fallas que se experimentan en sistemas de distribución son de naturaleza temporal. En este sentido la reconexión automática del interruptor de circuito ayuda a restablecer el servicio después de una falla temporal. Es importante hacer notar que este es el razonamiento detrás de la aplicación de reconectores, la cual es una práctica extendida en las industrias eléctricas. CENTROSUR actualmente utiliza un esquema de protección "Fuse Blowing" (no salva el fusible), el cual requiere deshabilitar la reconexión instantánea a fin de que los fusibles operen ante fallas permanentes y temporales. Sin embargo, la aplicación de esta filosofía de protecciones no requiere deshabilitar toda operación de reconexión automática



Por estas razones la reconexión automática del interruptor de circuito es una práctica común y aceptada por la industria, utilizando así este tipo de reconexión como alternativa para mejorar la confiabilidad en el área piloto.

### 4.3.3 Esquema de protecciones para reconectores

Debido a que el reconector es parte del diseño del esquema FLISR, ya que permite la subdivisión del alimentador con el fin de aislar zonas de falla y restaurar el servicio, nos centraremos en analizar los esquemas de protecciones para este equipo.

La principal limitación de este esquema es debido al incremento de interrupciones momentáneas, lo cual puede aumentar el índice de confiabilidad MAIFI y generar reclamos de los clientes, generalmente en industrias con procesos de producción sensibles.

Debemos asegurar la coordinación de protecciones entre reconectores y fusibles bajo este esquema puede no ser posible lograr en áreas con corrientes de falla altas o entre dispositivos ubicados muy cerca uno del otro (distancia eléctrica corta).

En tal situación se recomienda utilizar una combinación de estas prácticas conocida como esquema “High-Low”, la cual se describe a continuación.

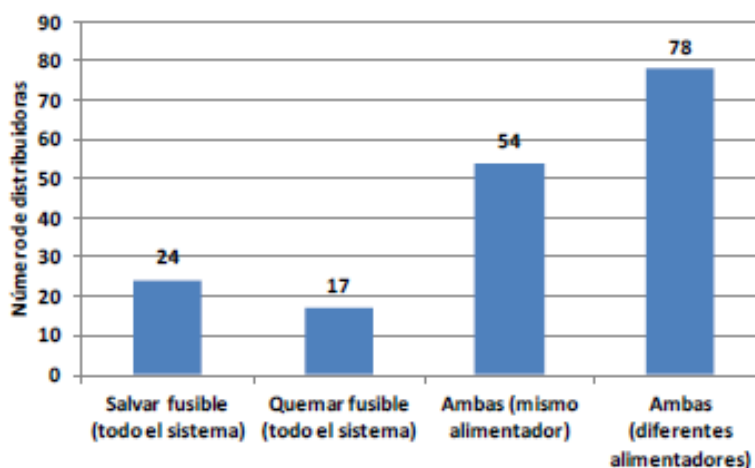
La utilización de “Fuse Saving” y “Fuse Blowing” es la combinación descrita anteriormente, utilizando así estos métodos para la mejora de la confiabilidad.

- Cerca de la subestación (entre el interruptor de circuito y los reconectores), donde las corrientes de falla son altas, se utiliza el esquema “Fuse Blowing”. En esta zona no se “salva el fusible” y se coordinan las protecciones de tal forma que los fusibles operen tanto en presencia de fallas permanentes como temporales.
- Más lejos de la subestación, donde las corrientes de falla son moderadas, se instalan reconectores y se coordinan las protecciones utilizando el esquema salvador de fusibles.
- En la figura 4.15 de acuerdo a “CRAIG A. O’MEALLY & JAMES BURKE” muestra una encuesta informal de 95 empresas norteamericanas de servicios de energía, realizada por ingenieros de la compañía Quanta



Technology, quienes consultan las prácticas de la industria sobre este tema.

Como puede verse a partir de la encuesta, más del 80% (78 de 95) de las empresas de servicios públicos que respondieron indicó que todavía utilizan la filosofía “Fuse Saving” en partes de su sistema.



**Figura 4.15 Filosofía de protecciones utilizadas por distribuidoras [8]**

#### 4.3.4 Utilización de reconexión monofásica y bloqueo trifásico

La mayoría de los reconectores modernos tienen la capacidad de realizar operaciones de reconexión monofásica, estas operaciones permiten reconectar cada polo independientemente. Este tipo de operación tiene la ventaja de reducir el número de clientes afectados tanto por fallas temporales como permanentes y puede mejorar significativamente la confiabilidad del sistema. Se pueden utilizar tres tipos diferentes de reconexión:

- ✓ **Reconexión trifásica y bloqueo trifásico:** todos los polos del reconector realizan operaciones de apertura y cierre simultáneamente, siguiendo el ciclo de reconexión, hasta alcanzar el bloqueo.
- ✓ **Reconexión monofásica y bloqueo monofásico:** los polos del reconector realizan operaciones de apertura y cierre individualmente, siguiendo el ciclo de reconexión, y también alcanzan el bloqueo de forma individual. Por ejemplo, ante una falla monofásica solamente el



polo correspondiente a la fase afectada realiza operaciones de reconexión, y solamente este polo alcanza el bloqueo.

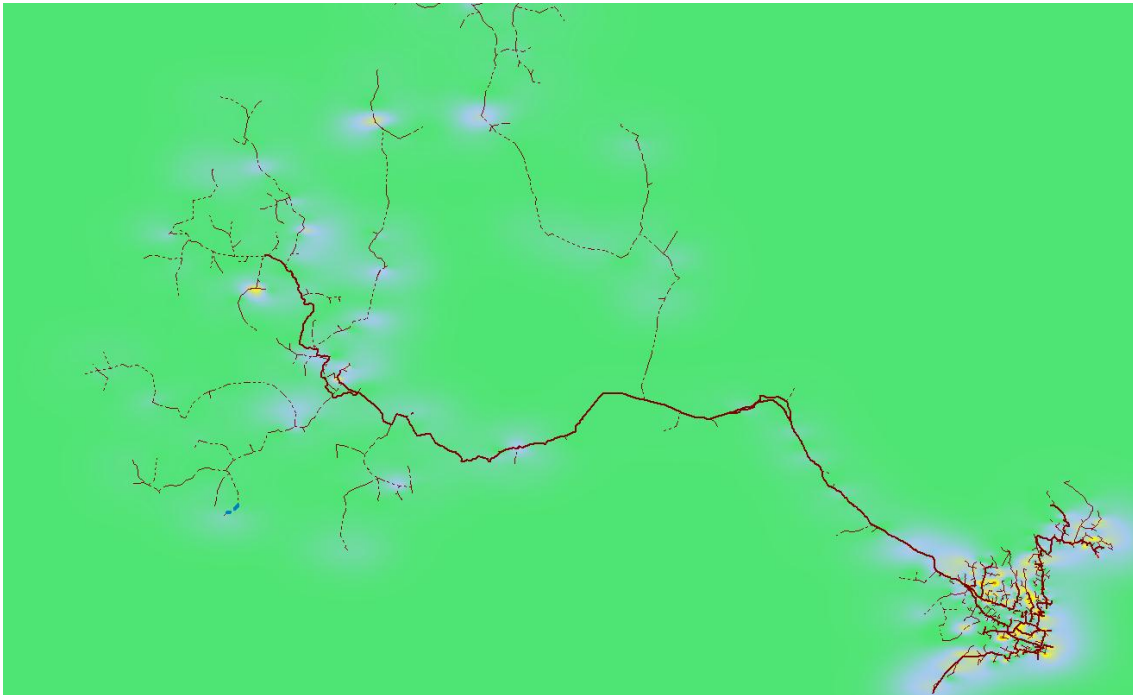
- ✓ **Reconexión monofásica y bloqueo trifásico:** los polos del reconectador realizan operaciones de apertura y cierre individualmente, siguiendo el ciclo de reconexión, pero todos los polos del reconectador abren simultáneamente cuando cualquiera de ellos alcanza el bloqueo. Por ejemplo, ante una falla monofásica solamente el polo correspondiente a la fase afectada realiza operaciones de reconexión, sin embargo, todos los polos abren simultáneamente cuando el mismo alcanza el bloqueo.

Este procedimiento presenta una solución de compromiso con respecto a los dos tipos de reconexión discutidos anteriormente, ya que tiene la ventaja de reducir el impacto de fallas temporales y evitar problemas potenciales en cargas trifásicas causados por el bloqueo monofásico. Por esta razón este tipo de reconexión fue analizado como alternativa para mejorar la confiabilidad en el área piloto.

## 4.4 Resultados

### 4.4.1 Densidad de clientes

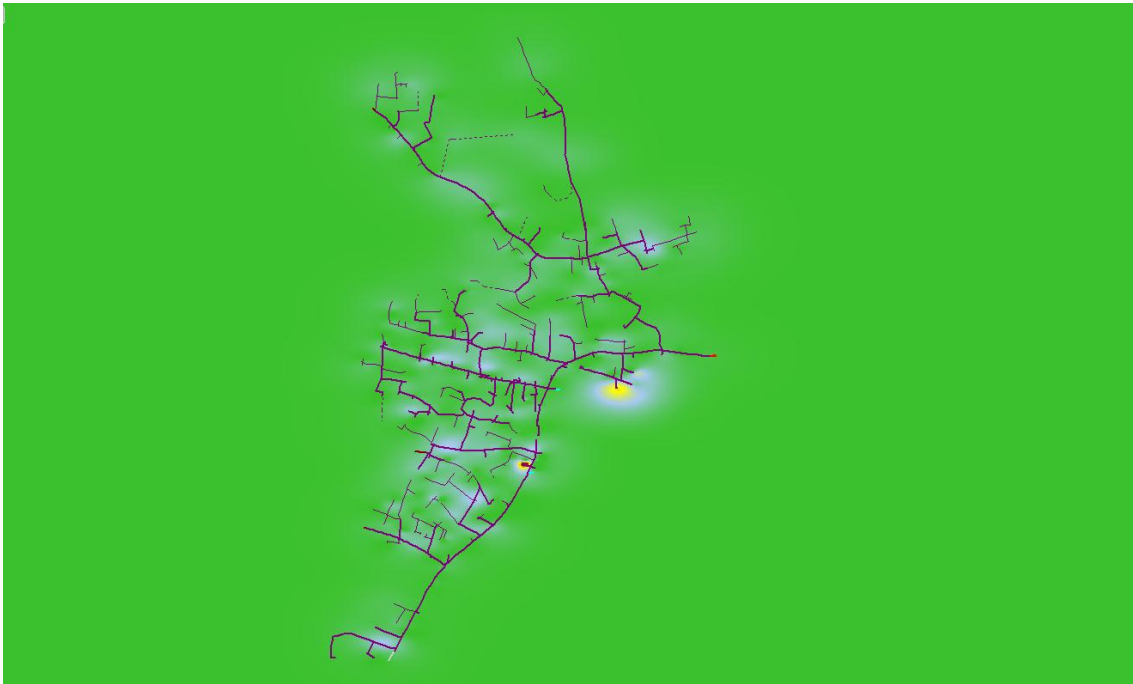
Para la implementación de los esquemas FLISR se tomó en cuenta, que parte del alimentador se tiene mayor concentración de clientes, para esto se tomó la ayuda del módulo RAM del CYME para poder visualizar la densidad de carga total de clientes que se muestra a continuación:



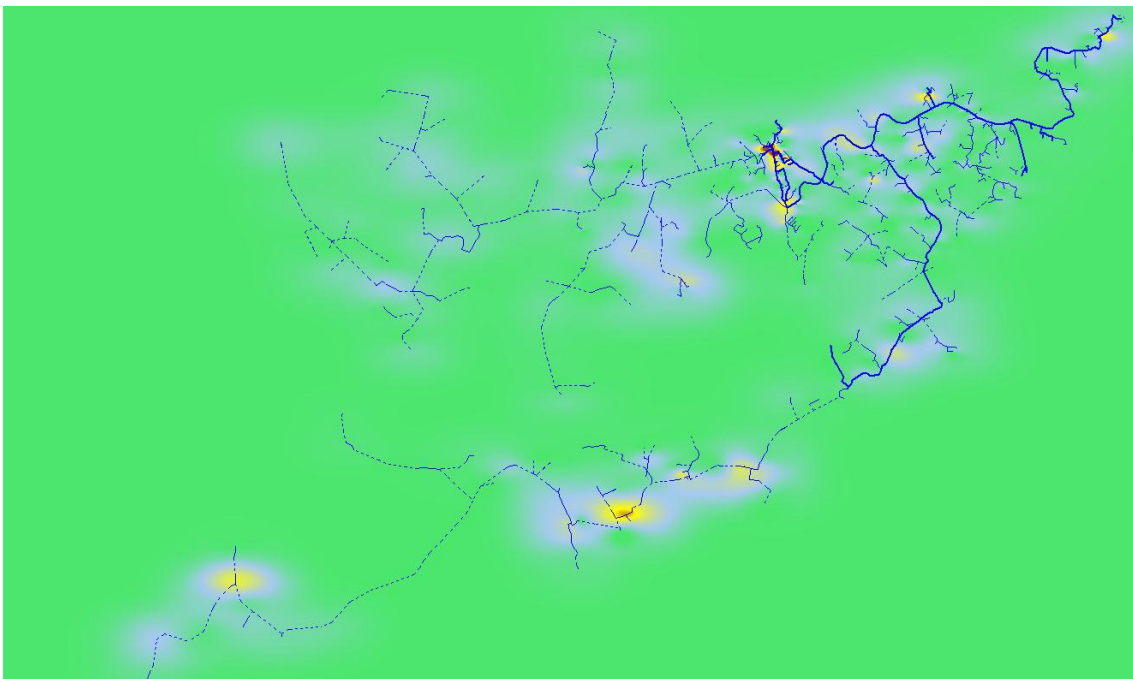
**Figura 4.16 Carga Concentrada 0523**



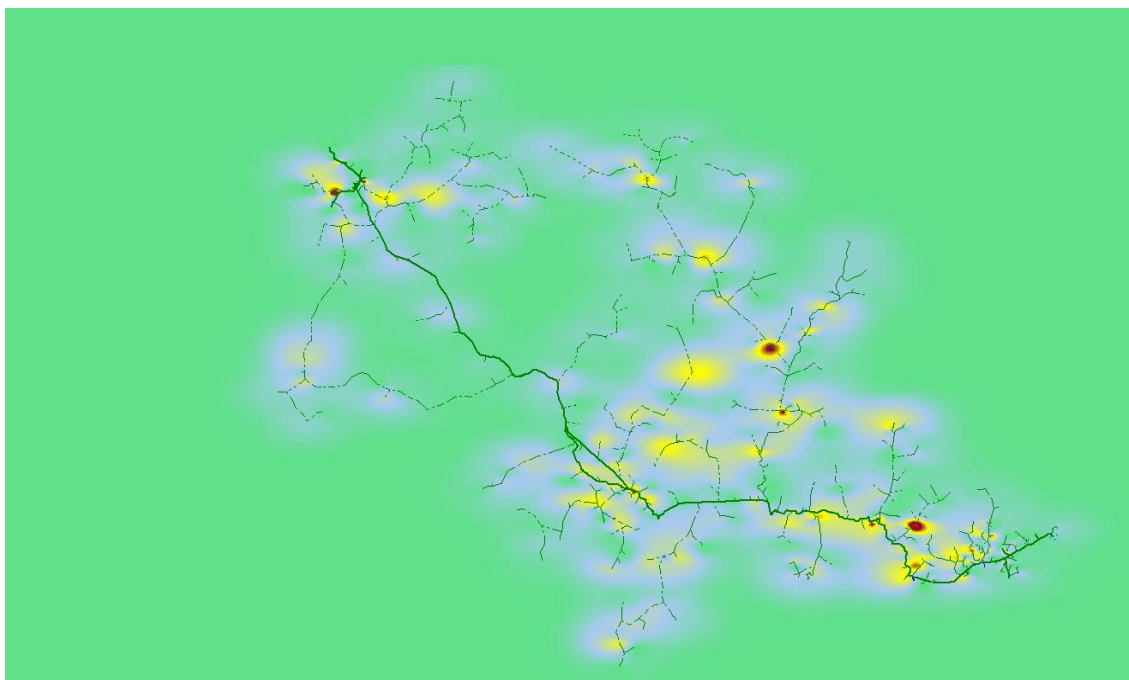
**Figura 4.17 Carga concentrada 0525**



**Figura 4.18** Carga concentrada 0526



**Figura 4.19** Carga concentrada 1421



**Figura 4.20 Carga concentrada 1424**

4.4.2 Equipos de reconexión y transferencia existentes

A continuación tenemos la siguiente tabla con los reconectores y los equipos de transferencia existentes de los diferentes alimentadores cada uno con su tramo respectivo.

**Tabla 4.1 Reconectores y equipos de transferencia existentes**

Equipo	Alimentador	Ubicación en el tramo
reconector-15797	523	101356_MTA
reconector-17652	523	31331_MTA
reconector-27577	526	24122_MTA
reconector-28330	526	67254_MTA
reconector-28624	525	70842_MTA
reconector-28698	1421	72410_MTA
reconector-28699	1424	72423_MTA
reconector-28828	1421	75400_MTA
interruptor seccionador de transferencia-19932	523 AL 526	22091_MTA
interruptor seccionador de transferencia-25866	523 AL 526	22369_MTA
interruptor seccionador de transferencia-28700	1421 AL 1424	72409_MTA
interruptor seccionador-28702	1424	72424_MTA
interruptor seccionador de transferencia-5471	523 al 525	27906_MTA
interruptor seccionador de transferencia-5532	523 al 526	20683_MTA
interruptor seccionador de transferencia-5534	523 al 526	59298_MTA



El reconectador 28698 del alimentador 1421 está cerca del reconectador 28699 del alimentador 1424, de igual manera el reconectador 28698 está en el mismo lugar que el interruptor seccionador de transferencia 28700, y el reconectador 28699 está en el mismo lugar que el interruptor seccionador 28702.

La tabla anterior muestra cómo están cada uno de los reconectores y como están conectados y en donde, con el fin de tomar muy en cuenta, ya que en esas áreas trabajaremos para la mejora de la confiabilidad.

#### 4.4.3 Alternativas y resultados

En esta sección presentaremos los resultados al aplicar los esquemas de automatización FLISR, con los conceptos modernos de protección descritos en puntos anteriores para el mejoramiento de la confiabilidad del área piloto.

Para criterios de análisis se aplicaron dos alternativas de esquemas de automatización las cuales se describieron en el punto 4.3.3.

Alternativa1. **"Fuse Blowing" + "Fuse Saving"**

Alternativa2. **"Fuse Saving"**

El motivo de utilizar estas dos alternativas es debido a que los alimentadores del área de estudio son extensos y gran parte de los alimentadores son áreas rurales.

Para los análisis y resultados de las diferentes alternativas presentados en esta sección se utilizará como ejemplo al alimentador 0523, sin embargo es importante hacer notar que estos análisis son aplicables a toda el área piloto. Esta sección también presenta un resumen de los resultados obtenidos para los alimentadores restantes, por simplicidad las figuras y tablas correspondientes a estos alimentadores son presentadas en anexos.

**Alternativa1. "Fuse Blowing" + "Fuse Saving"**

El análisis inicial utilizado en el alimentador 0523, debido a su nivel de confiabilidad actual, longitud y complejidad. Los valores promedio iniciales de confiabilidad de este circuito son:



- a) SAIFI inicial: 11.499 interrupciones/cliente-año
- b) SAIDI inicial: 20.838 hrs/cliente-año

Después de analizar las características del circuito, ubicación de circuitos vecinos y prácticas de protección de sobre-corriente se decidió implementar los proyectos descritos a continuación:

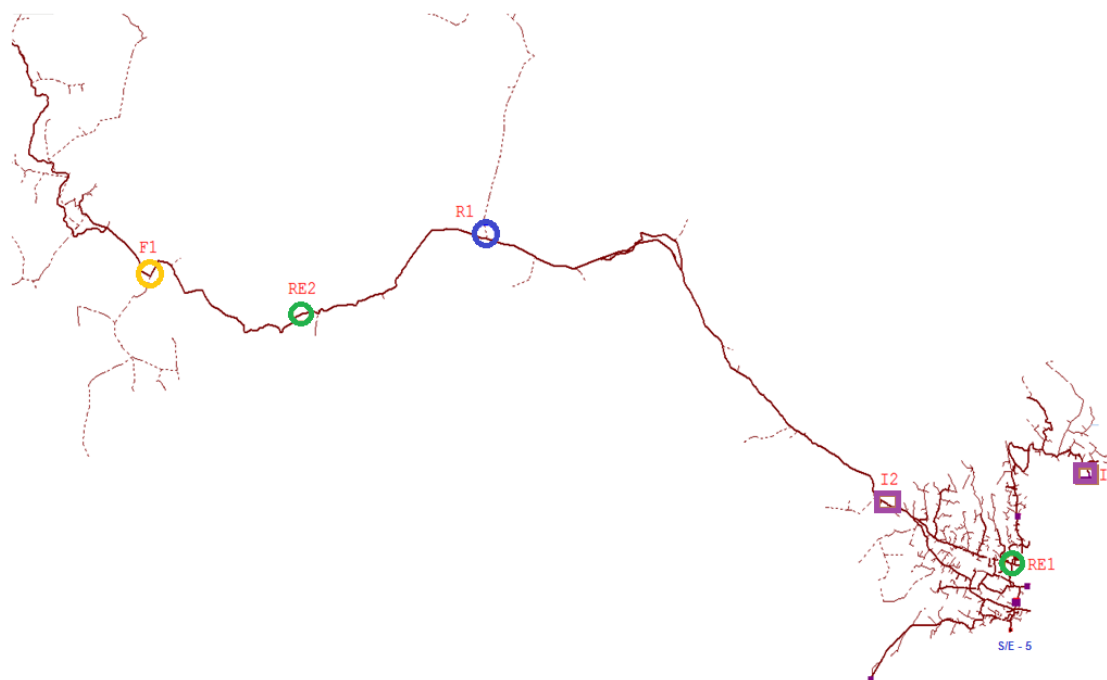
1. Habilitar reconexión automática del interruptor de circuito
2. Instalar esquema FLISR (utilizando interruptor automatizado) para transferencia automática de carga durante condiciones de fallas al alimentador vecino 0423. La ubicación de este dispositivo se realizó en el tramo 72552\_MTA, sacando de funcionamiento al fusible existente 17441, y por consiguiente cargamos el alimentador 0423 al momento de simular en el módulo RAM del CYME.

En la figura 4.21 se muestra el interruptor automatizado (normalmente abierto), que se encuentra denotado como I1 y se localiza con un rectángulo morado.

3. Implementar esquema salvador de fusibles en reconectador existente (RE2) (ubicado más lejos de la subestación) mediante implementación de función de coordinación de secuencia para facilitar coordinación entre reconectores en serie. En la figura 4.21 se encuentra localizado el reconectador (normalmente cerrado) con un círculo de color verde.
4. Instalamos un reconectador monofásico automatizado R1 (tripsaver) en el tramo 98105\_MTA sacando de funcionamiento al fusible 5567, e implementar esquemas salvador de fusibles “fuse saving”. En la figura 4.21 se encuentra localizado el reconectador (normalmente cerrado) con un círculo de color azul.
5. Instalar un fusible lateral F1 en el tramo monofásico 11621\_MTA. En la figura 4.21 se encuentra localizado el fusible con un círculo de color amarillo.
6. Sacamos de funcionamiento al reconectador existente RE1, y lo reemplazamos por un reconectador nuevo ubicándolo en el tramo 32443 sacando de funcionamiento al fusible 5408 e implementar esquema salvador de fusibles. En la figura 4.21 se encuentra localizado el

reconectador (normalmente cerrado) con un círculo de color verde “RE1”.

7. Instalamos un interruptor automatizado I2 en el tramo 13109\_MTA con el fin de dividir al alimentador. En la figura 4.21 se encuentra localizado el interruptor (normalmente cerrado) con un rectángulo de color morado.



**Figura 4.21** Ubicación final de reconectores existentes y esquemas FLISR en alimentador 0523

Los valores finales de SAIFI y SAIDI obtenidos después de implementar los proyectos descritos previamente son:

- a. SAIFI final: 9,39 interrupciones/cliente-año
- b. SAIDI final: 16,58 hrs/cliente-año

Estos resultados presentan una reducción del 18,35% y 20,45% en SAIFI y SAIDI con respecto al caso base respectivamente.

Los resultados son mostrados de forma gráfica en las siguientes Figuras, donde  $SAIFI_{antes}$  y  $SAIDI_{antes}$  son los resultados para el caso base y  $SAIFI_{después}$  y  $SAIDI_{después}$  son los resultados obtenidos después de implementar los proyectos de mejoramiento de confiabilidad descritos en esta sección. Estas



figuras muestran la distribución espacial de confiabilidad normalizada con respecto a los valores máximos de los índices SAIFI y SAIDI de cada caso.

Las zonas con colores rojo y fucsia son áreas con peor confiabilidad relativa y las zonas con colores celeste y verde son áreas con mejor confiabilidad relativa.

Las gráficas muestran pocas mejoras al momento de implementar los esquemas FLISR, debido a que los alimentadores son radiales y tienen muy poca transferencia con alimentadores vecinos en partes donde tienen peor confiabilidad relativa.

La Tabla 4.2 presenta un resumen de los índices de confiabilidad resultado de la implementación de cada uno de los proyectos descritos anteriormente.

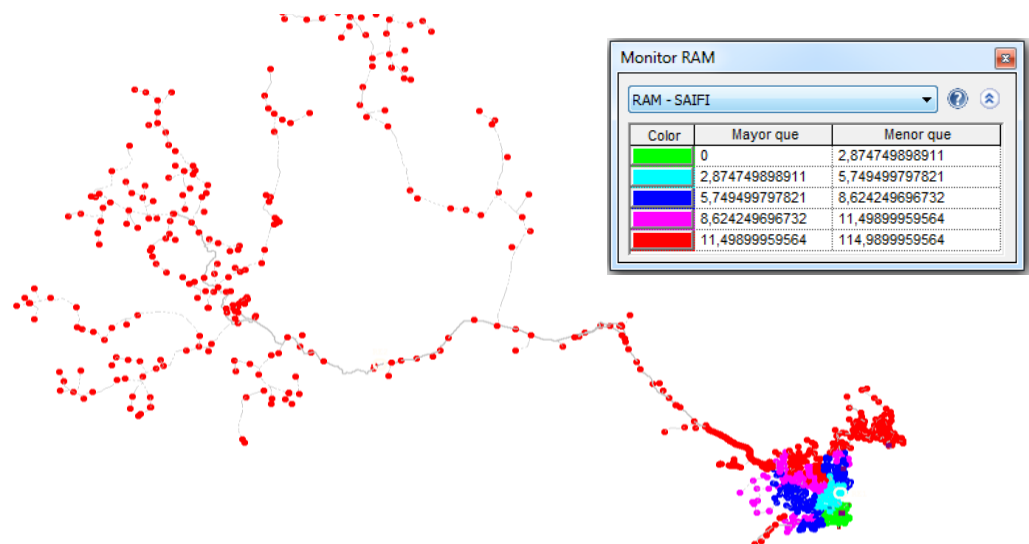
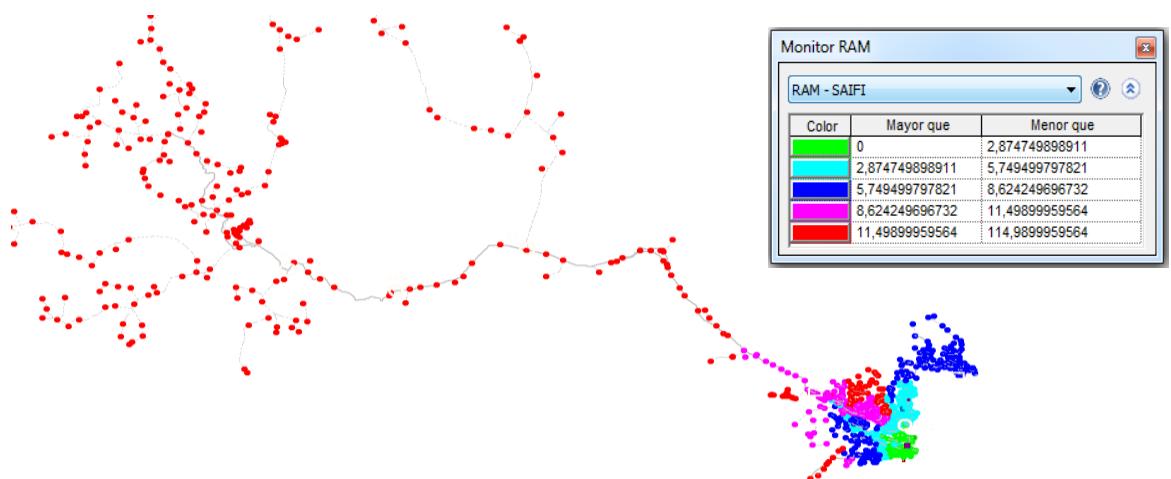
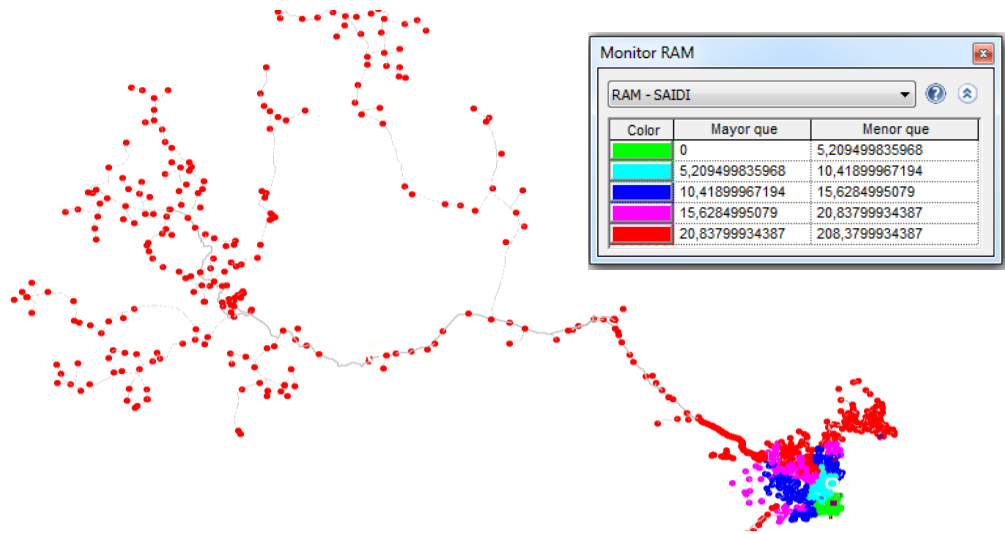


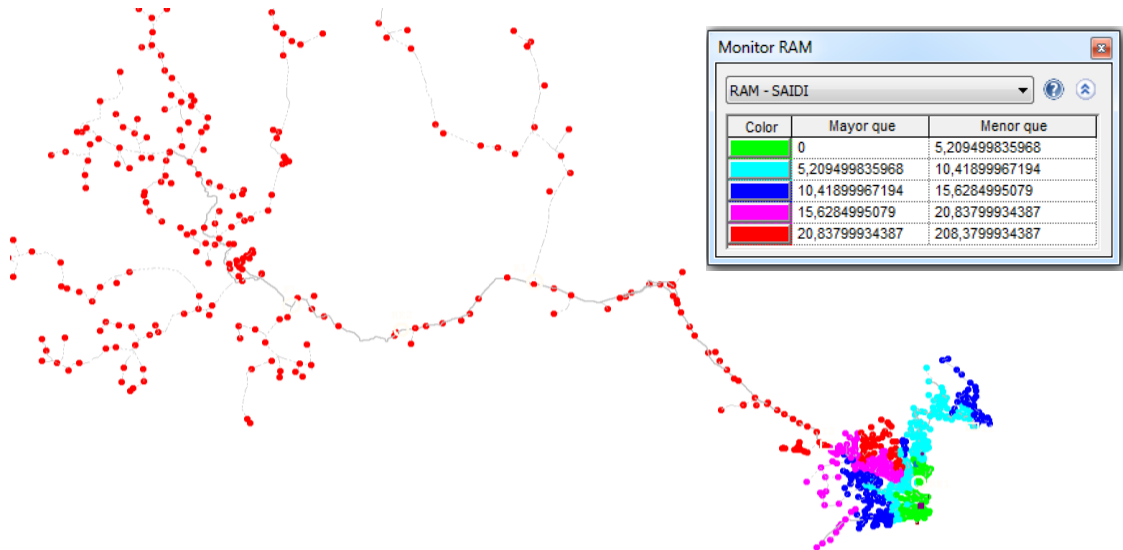
Figura 4.22 SAIFI antes



**Figura 4.23 SAIFI después**



**Figura 4.24 SAIDI antes**



**Figura 4.25 SAIDI después**



**Tabla 4.2 Índices de confiabilidad inicial y final para el alimentador 0523**

Alimentador 0523	índices			reducción		ENS	TIEPI	NIEPI
	SAIFI	MAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI			
Base	11,50	8,66	20,84	0,00%	0,00%	159405,01	18,32	10,10
Recierre (interruptor de circuito)	10,58	9,58	19,19	8,03%	7,93%	144794,19	16,67	9,18
FLISR-Transferencia-0423 (I1)	10,58	9,58	19,22	8,03%	7,76%	145009,23	16,71	9,18
Reemplaza Reconectador RE2 (salvar fusible)	10,58	9,58	19,22	8,03%	7,76%	145092,05	16,71	9,18
Reconectador tripsaver, R1 (salvar fusible)	10,42	10,01	18,95	9,36%	9,07%	142622,45	16,47	9,04
Fusible lateral	10,42	10,01	18,95	9,36%	9,07%	142622,62	16,47	9,04
Reemplaza Reconectador RE1 (salvar fusible)	9,39	16,32	16,55	18,36%	20,60%	123889,89	14,44	8,21
FLISR-división del alimentador (I2)	9,39	16,32	16,58	18,35%	20,45%	124171,73	14,47	8,21

Las siguientes tablas presentan los resultados correspondientes a los alimentadores restantes del área piloto.

**Tabla 4.3 Índices de confiabilidad inicial y final para el alimentador 0525**

Alimentador 0525	índices			reducción		ENS	TIEPI	NIEPI
	SAIFI	MAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI			
Base	9,84	18,54	17,01	0,00%	0,00%	68928,70	20,15	11,67
Recierre (interruptor de circuito)	9,43	18,96	16,31	4,19%	4,12%	66482,32	19,45	11,26
FLISR-Transferencia-0523	9,43	18,96	15,09	4,19%	11,31%	60784,02	17,76	11,26
Reconectador tripsaver, R1 (salvar fusible)	9,51	15,37	15,22	3,40%	10,55%	61494,14	17,99	11,39
Reconectador tripsaver, R2 (salvar fusible)	9,51	10,93	15,22	3,40%	10,55%	61493,53	17,98	11,39
FLISR-división del alimentador (I2)	9,51	10,93	15,71	3,40%	7,62%	64122,94	18,80	11,39
Bloqueo trifásico	9,51	5,58	15,71	3,40%	7,62%	64122,94	18,80	11,39

**Tabla 4.4 Índices de confiabilidad inicial y final para el alimentador 0526**

proyecto	índices			reducción		ENS	TIEPI	NIEPI
	SAIFI	MAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI			
caso base	7,48	0,00	3,63	0,00%	0,00%	20241,98	3,64	7,49
Recierre (interruptor de circuito)	5,34	2,14	3,02	28,61%	16,67%	16907,54	3,04	5,35
FLISR-Transferencia-0523	5,34	2,14	2,68	28,61%	26,04%	14872,22	2,68	5,35



**Tabla 4.5 Índices de confiabilidad inicial y final para el alimentador 1421**

Alimentador 1421	índices			reducción		ENS	TIEPI	NIEPI
	SAIFI	MAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI			
Base	3,67	0,00	6,47	0,00%	0,00%	11.180,98	6,15	3,49
Recierre (interruptor de circuito)	3,23	0,44	5,75	11,87%	11,12%	9.865,58	5,43	3,05
Permitir Reconexión Reconectador RE1	2,96	0,71	5,30	19,29%	18,08%	9.163,34	5,04	2,82
Reconectador 3F, R1 (salvar fusible)	2,69	2,48	4,85	26,68%	25,04%	8.445,99	4,65	2,58
FLISR-Transferencia-1422	2,69	2,48	4,18	26,68%	35,41%	7.290,96	4,01	2,58
Reconectador tripsaver, R2 (salvar fusible)	2,53	3,33	3,90	31,12%	39,61%	6.797,73	3,74	2,42

**Tabla 4.6 Índices de confiabilidad inicial y final para el alimentador 1424**

Alimentador 1424	índices			reducción		ENS	TIEPI	NIEPI
	SAIFI	MAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI			
Base	5,15	55,52	13,37			39517,33	14,63	5,64
Recierre (interruptor de circuito)	5,12	55,55	13,28	0,68%	0,67%	39270,93	14,54	5,61
FLISR-Transferencia-1421	5,12	55,55	12,88	0,68%	3,70%	38161,41	14,13	5,61
Reconectador tripsaver, R1 (salvar fusible)	4,69	44,42	11,80	9,04%	11,77%	34939,38	12,94	5,13
Reconectador 3F, R2 (salvar fusible)	4,69	29,33	11,79	9,08%	11,82%	34930,60	12,93	5,13

Las ubicaciones específicas de los reconectores incluidos en los esquemas FLISR propuestos, así como la distribución espacial de confiabilidad para los casos base y final de cada alimentador son presentadas en el anexo 2.

**Alternativa2. "Fuse Saving"**

Para esta alternativa de la misma manera se utilizaron los valores iniciales objetivos de SAIFI y SAIDI ya descritos anteriormente.

- a) SAIFI inicial: 11.499 interrupciones/cliente-año
- b) SAIDI inicial: 20.838 h/cliente-año

La implementación de este proyecto en esta alternativa se describe a continuación:

1. Habilitar reconexión automática del interruptor de circuito, con la implementación salvar fusible "Fuse Saving".
2. Instalar esquema FLISR (utilizando interruptor automatizado) para transferencia automática de carga durante condiciones de fallas al



alimentador vecino 0423. La ubicación de este dispositivo se realizó en el tramo 72552\_MTA, sacando de funcionamiento al fusible existente 17441, y por consiguiente cargamos el alimentador 0423 al momento de simular en el módulo RAM del CYME.

En la figura 4.21 se muestra el interruptor automatizado (normalmente abierto), que se encuentra denotado como I1 y se localiza con un rectángulo morado.

3. Implementar esquema salvador de fusibles en reconectador existente (RE2) (ubicado más lejos de la subestación) mediante implementación de función de coordinación de secuencia para facilitar coordinación entre reconectores en serie. En la figura 4.21 se encuentra localizado el reconectador (normalmente cerrado) con un círculo de color verde.
4. Instalamos un reconectador monofásico automatizado R1 (Tripsaver) en el tramo 98105\_MTA sacando de funcionamiento al fusible 5567, e implementar esquemas salvador de fusibles "Fuse Saving". En la figura 4.21 se encuentra localizado el reconectador (normalmente cerrado) con un círculo de color azul.
5. Instalar un fusible lateral F1 en el tramo monofásico 11621\_MTA. En la figura 4.21 se encuentra localizado el fusible con un círculo de color amarillo.
6. Reubicamos el reconectador existente RE1 al tramo 32443 sacando de funcionamiento al fusible 5408 e implementar esquema salvador de fusibles. En la figura 4.21 se encuentra localizado el reconectador (normalmente cerrado) con un círculo de color verde.
7. Instalamos un interruptor automatizado I2 en el tramo 13109 con el fin de dividir al alimentador. En la figura 4.21 se encuentra localizado el interruptor (normalmente cerrado) con un rectángulo de color morado.
8. Implementar reconexión monofásica y bloqueo trifásico en todos los reconectores.

En la figura 4.21 ya expuesta anteriormente se puede observar la ubicación de los diferentes equipos.

Como podemos observar los esquemas de esta alternativa fueron los mismos con respecto a la primera alternativa, con la diferencia que se aplicó salvar

fusible “Fuse Saving” a todos los equipos, de igual manera se implementó la reconexión monofásica y bloqueo trifásico en todos los reconectores.

Los valores finales de SAIFI y SAIDI obtenidos después de implementar los proyectos descritos previamente son:

- a. SAIFI final: 4,68 interrupciones/cliente-año
- b. SAIDI final: 8,94 h/cliente-año

Estos resultados presentan una reducción del 59,3% y 57,1% en SAIFI y SAIDI con respecto al caso base respectivamente.

Los resultados son mostrados de forma gráfica en las figuras siguientes:

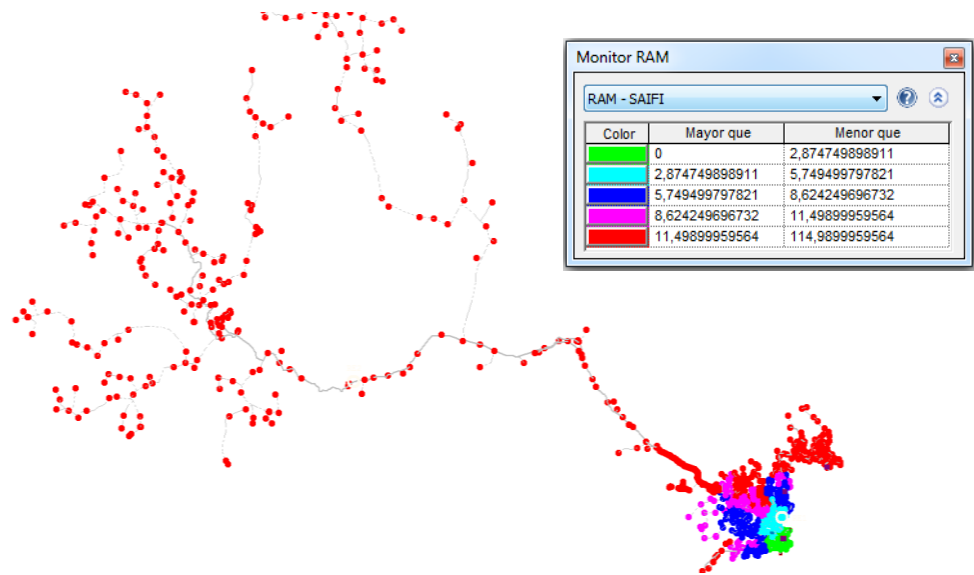
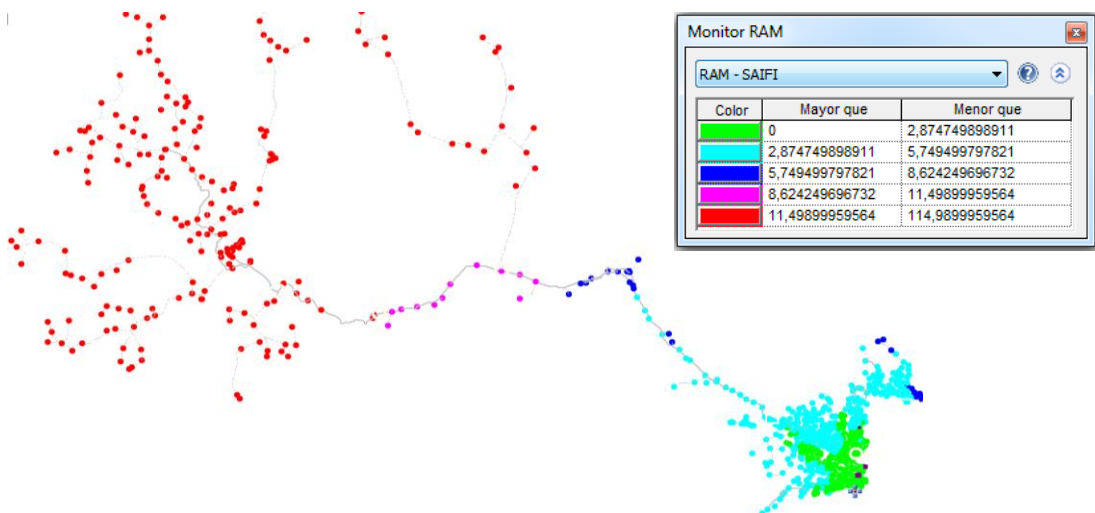
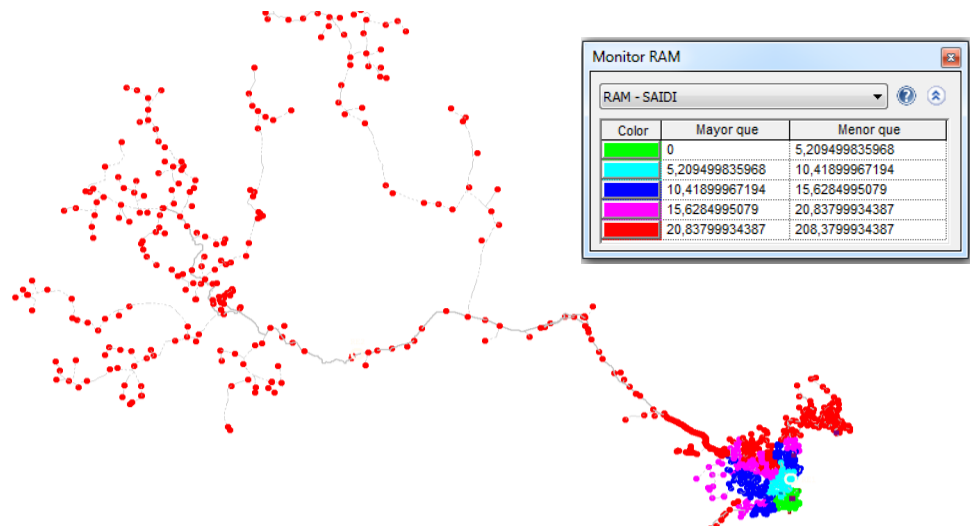


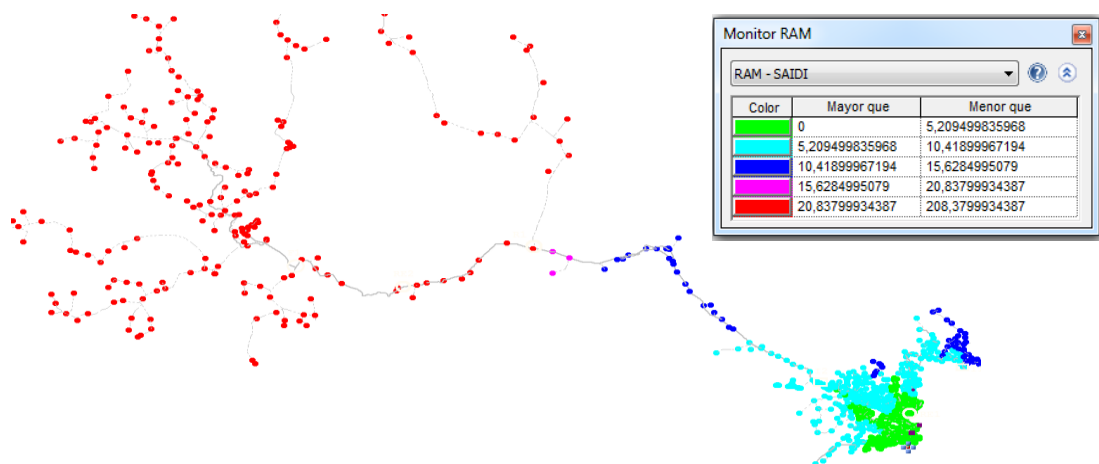
Figura 4.26 SAIFI antes



**Figura 4.27 SAIFI después**



**Figura 4.28 SAIDI antes**



**Figura 4.29 SAIDI después**

Las gráficas de esta alternativa muestran mejoras significativas al implementar los esquemas FLISR.

La Tabla 4.7 presenta un resumen de los índices de confiabilidad resultado de la implementación de cada uno de los proyectos descritos anteriormente.



**Tabla 4.7 Índices de confiabilidad inicial y final para el alimentador 0523**

Alimentador 0523	índices			reducción		ENS	TIEPI	NIEPI
	SAIFI	MAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI			
Base	11,50	8,66	20,84	0,0%	0,0%	159405,01	18,32	10,10
Recierre + salvar el fusible (interruptor de circuito)	5,74	144,20	10,53	50,1%	49,5%	80257,80	9,79	5,00
FLISR-Transferencia-0423	5,74	144,20	10,74	50,1%	48,5%	81662,47	9,36	5,00
Reemplaza Reconectador RE2 (salvar fusible)	5,74	144,20	10,74	50,1%	48,5%	81655,29	9,36	5,00
Reconectador tripsaver, R1 (salvar fusible)	5,80	106,95	10,84	49,6%	48,0%	82294,60	9,44	5,04
Fusible lateral	5,77	106,95	10,84	49,8%	48,0%	82294,60	9,44	5,04
Reemplaza Reconectador RE1 (salvar fusible)	4,68	113,63	8,89	59,3%	57,3%	67362,85	7,82	4,10
FLISR-división del alimentador (I2)	4,68	113,63	8,94	59,3%	57,1%	67719,24	7,86	4,10
Bloqueo trifásico	4,68	49,39	8,94	59,3%	57,1%	67719,24	7,86	4,10

Las siguientes tablas presentan los resultados correspondientes a los alimentadores restantes del área piloto de la alternativa 2, pero lo sacamos del estudio para esta alternativa al alimentador 0526 debido a que es un alimentador pequeño y coge gran parte urbano.

**Tabla 4.8 Índices de confiabilidad inicial y final para el alimentador 0525**

Alimentador 0525	índices			reducción		ENS	TIEPI	NIEPI
	SAIFI	MAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI			
Base	9,84	18,54	17,01	0,00%	0,00%	68928,703	20,153	11,672
Recierre + Salvar Fusible (interruptor de circuito)	4,785	71,95	8,42	51,37%	50,50%	38381,43	11,51	6,59
FLISR-Transferencia-0523	4,785	71,95	7,58	51,37%	55,43%	33969,33	10,18	6,59
Reconectador tripsaver, R1 (salvar fusible)	4,785	68,11	7,58	51,37%	55,43%	33969,13	10,18	6,59
Reconectador tripsaver, R2 (salvar fusible)	4,785	63,67	7,58	51,37%	55,43%	33964,82	10,18	6,59
FLISR-división del alimentador (I2)	4,785	63,67	8,09	51,37%	52,42%	36668,75	11,02	6,59
Bloqueo trifásico	4,785	26,86	8,09	51,37%	52,42%	36668,75	11,02	6,59

**Tabla 4.9 Índices de confiabilidad inicial y final para el alimentador 1421**

Alimentador 1421	índices			reducción		ENS	TIEPI	NIEPI
	SAIFI	MAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI			
Base	3,67	0,00	6,47	0,00%	0,00%	11.180,98	6,15	3,49
Recierre + Salvar Fusible (interruptor de circuito)	2,10	12,58	3,88	42,64%	40,03%	6.600,89	3,63	1,97
Reconexión + Salvar Fusible Reconectador RE1	1,55	18,01	2,95	57,83%	54,32%	5.105,66	2,81	1,47
Reconectador 3F, R1 (salvar fusible)	1,55	11,58	2,96	57,77%	54,28%	5.111,47	2,81	1,47
FLISR-Transferencia-1422	1,55	11,58	2,38	57,77%	63,25%	4.115,01	2,26	1,47
Reconectador tripsaver, R2 (salvar fusible)	1,54	8,82	2,36	58,02%	63,48%	4.071,65	2,24	1,46





**Tabla 4.10** Índices de confiabilidad inicial y final para el alimentador 1424

Alimentador 1424	índices			reducción		ENS	TIEPI	NIEPI
	SAIFI	MAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI			
Base	5,15	55,52	13,37			39517,33	14,63	5,64
Recierre (interruptor de circuito)	3,95	63,49	10,23	23,40%	23,50%	31214,92	11,56	4,46
FLISR-Transferencia-1421	3,95	63,49	9,91	23,40%	25,86%	30370,11	11,24	4,46
Reconectador tripsaver, R1 (salvar fusible)	3,52	52,36	8,83	31,74%	33,93%	27148,08	10,05	3,99
Reconectador 3F, R2 (salvar fusible)	3,52	37,26	8,83	31,78%	33,98%	27139,30	10,05	3,98

Los resultados de los análisis descritos en estas dos alternativas se utilizarán para evaluar el costo-beneficio de la implementación de los esquemas FLISR y los conceptos modernos de protección de sobre-corriente.

Las ubicaciones específicas de los reconectores incluidos en los esquemas FLISR propuestos, así como la distribución espacial de confiabilidad para los casos base y final de cada alimentador son presentadas en el anexo 3.

**CAPITULO V**

**5 Estudio costo/beneficio**

**5.1 Análisis económico**

El análisis económico es una parte importante en la mejora de la confiabilidad de un sistema de distribución, ya que se ocupa de la asignación de los recursos y de soluciones a problemas como:



Por lo tanto para mejorar la confiabilidad se debe familiarizar con la terminología y técnicas básicas del análisis económico, que se presentará en este capítulo.

Los costos se refieren al pago en efectivo de las obligaciones relacionadas con los gastos del negocio tales como productos, servicios, mano de obra, bienes raíces, intereses, e impuestos.

Hay tres tipos de costos que se deben tomar en cuenta:

- **Costos Hundidos:** Es un costo en el cual ya se ha incurrido. Desde una perspectiva económica, estos costos no deberían impactar en las decisiones futuras. Sin embargo, estos costos influyen en las decisiones posteriores cuando se desea justificar a priori estos gastos.
- **Costos Evitados:** Es un costo en el cual se podría haber incurrido, pero no se incurre como resultado de una decisión. Estos costos son equivalentes en valor a los Costos en Efectivo, por lo cual deben ser considerados en todas las decisiones económicas.



- **Costos de Oportunidad:** Es el costo de la siguiente mejor decisión económica. En negocios, este costo resulta de volver a comprar préstamos bancarios, bonos, o acciones. El Retorno Esperado Ponderado de estos rubros se denomina Costo Promedio Ponderado de Capital, y es el mínimo límite de costos de oportunidad estimado de una empresa.

Los costos también pueden ser clasificados en:

- Costos Iniciales o Costos de una sola vez: Son aquellos en los que se incurre para adquirir material y construir un proyecto.
- Costos Recurrentes o Costos Anuales: Son costos que se pagan en forma periódica, siempre y cuando el activo sea propio. Entre estos costos están: Costos de Operación y Mantenimiento, Impuestos a la Propiedad, Recaudación y Depreciación.

## 5.1.1 Período de Recuperación

El Período de Recuperación es el período de tiempo necesario para recuperar la inversión inicial que se realiza al emprender un proyecto. [4]

La ecuación 5.1 muestra cómo se calcula el periodo de recuperación:

$$\text{Período de recuperación} = \frac{C_i}{R_a - C_a} \quad (5.1)$$

Dónde:

$C_i$  Representa el costo inicial

$C_a$  Representa los costos recurrentes anuales

$R_a$  Representa los ingresos anuales

El Período de Recuperación es un buen indicador para que una empresa decida si debe invertir o no en un proyecto.

## 5.1.2 Valor presente neto

El Valor Presente Neto es un método para medir y comparar costos que ocurren en diferentes instantes de tiempo.



Está basado en el principio económico que indica que es mejor recibir el dinero hoy que recibir el dinero mañana.

El Valor Presente Neto es la suma de los Valores Presentes positivos (ingresos) y negativos (egresos). Es decir es la suma de ingreso y egresos de un proyecto.

El Valor Presente Neto es algo subjetivo, ya que la tasa de descuento puede tener un impacto importante sobre el atractivo de varios proyectos de mejora de la confiabilidad. Además, el Valor Presente Neto no es una buena medida del retorno financiero, ya que los ingresos no están expresados como un porcentaje de los costos. [4]

La ecuación 5.2 indica cómo se puede calcular el valor presente neto:

$$VPN = \sum_{i=1}^m R_i(1 + d)^{-t_{r,i}} - \sum_{j=1}^n C_j(1 + d)^{-t_{c,j}} \quad (5.2)$$

$VPN$ : representa el Valor Presente Neto

$R$ : representa los Ingresos

$C$ : Representa los Costos

$t_{r,i}$ : representa el año en que los ingresos  $i$  se realizan

$t_{c,j}$ : representa el año en que los costos  $j$  se realizan

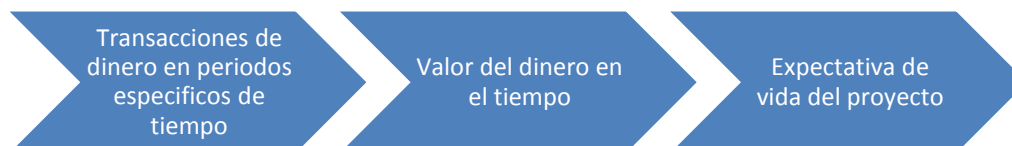
## 5.1.3 Tasa Interna de Retorno

La Tasa Interna de Retorno (TIR) se define como la tasa de descuento que resulta en un Valor Presente Neto Cero para un grupo de transacciones de dinero en el tiempo.

Es decir, la Tasa Interna de Retorno es la tasa a la cual el valor presente de todos los costos es igual al valor presente de todos los ingresos. La Tasa Interna de Retorno (TIR) se calcula iterativamente hasta obtener el valor presente neto de cero. En cada iteración los resultados se interpolan y extrapolan para obtener la nueva tasa de descuento.

La TIR permite decidir si se realiza o no un proyecto. Si la Tasa Interna de Retorno supera la tasa mínima esperada por la empresa, se realiza el proyecto, caso contrario no se realiza la inversión. Entre varios proyectos, se selecciona aquel con la Tasa Interna de Retorno más alta.

Por lo tanto la economía de un proyecto está basada en tres factores:



El Período de Recuperación de la Inversión únicamente requiere información de las transacciones de dinero, pero no considera el valor del dinero en el tiempo ni la expectativa de vida del proyecto.

El Valor Presente Neto considera el valor del dinero en el tiempo, pero requiere el uso de una tasa de descuento y no considera la expectativa de vida del proyecto.

La Tasa Interna de Retorno considera el valor del dinero en el tiempo sin requerir de una tasa de descuento, pero no es intuitivo y requiere de un proceso iterativo de cálculo.

#### 5.1.4 Análisis Costo/Beneficio

El Análisis Costo/Beneficio es una medida de la cantidad de dinero que producirá un proyecto en relación al valor que se invierte en el mismo.

Esto se indica en la ecuación 5.3.

$$B/C = \frac{\text{Beneficio Esperado}}{\text{Valor Presente Neto}} \quad (5.3)$$

Este análisis toma en cuenta el hecho que grandes beneficios no son un atractivo cuando están asociados a grandes costos.

La decisión de inversión que mayor costos/beneficio tenga, tendrá prioridad ante las demás.



El Análisis Costo/Beneficio no permite resolver el problema de una clasificación adecuada de varios proyectos, ya que no asegura que se pueda obtener el mayor beneficio al menor costo posible. Para evitar esto, se usa el Análisis Marginal Costo – Beneficio.

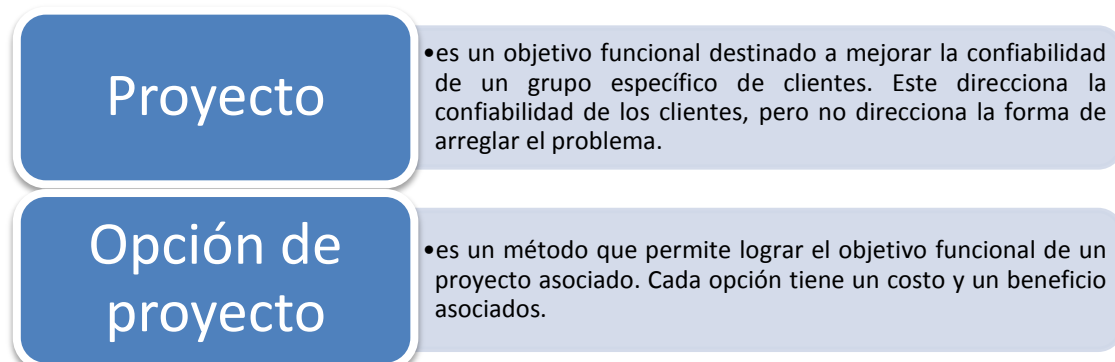
## 5.2 Análisis marginal costo/beneficio

Siempre antes de realizar un proyecto de mejora de la confiabilidad, la pregunta que se hace es ¿Cómo se puede mejorar la confiabilidad con un bajo costo de inversión? Es posible que no se consiga esto, pero si se puede lograr que cada dólar invertido en el sistema de distribución sea la compra de la mayor confiabilidad posible.

Por lo tanto para cumplir esto se utiliza la técnica de análisis marginal costo/beneficio (AMCB), que dice que los dólares se gastarán uno a la vez, con cada dólar de la financiación del proyecto que tendrá como resultado el mayor beneficio de confiabilidad, lo que resulta en una asignación presupuestaria óptima que identifica los proyectos que deben ser financiados y el nivel de financiación de cada uno.

Este proceso permite que la calidad del servicio se mantenga lo más alto posible para un nivel dado de financiación, permitiendo a las empresas eléctricas ser competitivas, rentables y exitosas.

El análisis marginal costo/beneficio tiene dos elementos que son:



Para optimizar un problema hay que definir una función objetivo y los límites asociados.



El primer límite para un Análisis Marginal Costo/Beneficio es el presupuesto.

Otra restricción importante consiste en poner un límite inferior al valor de una opción de proyecto. Este valor será medido por la relación Beneficio - Costo (B/C). Cualquier opción de proyecto con un B/C inferior a un  $B/C_{\text{mínimo}}$  no será considerado para aprobación.

Para determinar si el valor marginal de la opción del proyecto es bueno, se calcula  $\Delta B/\Delta C$ , el cual indica el dinero adicional que se debería gastar en relación a la opción más económica, para obtener un beneficio superior al beneficio correspondiente a la opción más económica. El mínimo  $\Delta B/\Delta C$  que será tolerado es:  $(\Delta B/\Delta C)_{\text{min}}$ .

El Análisis Marginal Costo/beneficio opera con la filosofía de que cada dólar adicional gastado debería ser justificado basado en el valor que este añade al proyecto. La opción más económica se aprueba primero, y se aprobará una opción más costosa si el beneficio correspondiente es elevado.

## Proceso de Análisis Marginal costo/beneficio

1. Identificar todos los proyectos y opciones del proyecto.
2. Identificar los costos y beneficios para todas las opciones del proyecto.
3. Inicializar el punto de todos los proyectos de conjunto a la opción de menor costo. Esto será "no hacer nada" en la mayoría de los casos.
4. Determinar el presupuesto restante.
5. Calcular  $(\Delta B/\Delta C)$  para todas las mejoras potenciales de proyectos
6. Se identificar la actualización del proyecto que tiene la mayor  $(\Delta B/\Delta C)$  sin violar ninguna restricción.
7. Actualizar este proyecto y recalcular  $(\Delta B/\Delta C)$  para posibles actualizaciones futuras basadas en el nuevo punto de ajuste.



8. Actualizar el presupuesto.
9. ¿Se han logrado los objetivos de confiabilidad o se ha agotado el presupuesto? En caso afirmativo, fin.
10. ¿Existen proyectos de mejora que no violan las restricciones? Si es así, vaya al paso 6. Si no, final.

Es una manera pragmática de las Empresas Eléctricas para abordar sistemáticamente los problemas de confiabilidad con presupuestos limitados.

## 5.3 Resultados

### 5.3.1 Costos de los proyectos para la mejora de la confiabilidad del Sistema de Distribución

Los costos de cada proyecto se obtuvieron de los procesos de contratación pública realizados en el portal de compras del Ecuador SOCE<sup>4</sup>.

Para determinar el Valor Presente Neto (VPN) se consideró las siguientes variables:

- Vida útil: 25 años, este valor se considera para la depreciación de los activos de alimentadores de distribución.
- Tasa de Descuento: 8 %, para proyectos de inversión este valor oscila entre 6 y 12%, de acuerdo a las directrices del CONELEC<sup>5</sup>. Para el presente estudio se definió dicho valor tomando como referencia la siguiente información publicada por el Banco Central del Ecuador.

<b>Fuente: BCE (Diciembre 2013)</b>	
Tasa Pasiva Referencial	4,53
Tasa Activa Referencial	8,17
Tasa Legal	8,17
Tasa Máxima Convencional	9,33

<sup>4</sup> SOCE: Sistema Oficial de Contratación del Estado

<sup>5</sup> CONELEC: Consejo Nacional de Electricidad





- Valor de la Energía no Suministrada “ENS” (\$/kWh): 1.533, este valor se tomó de la Resolución No. 025/11 de Sesión de Directorio CONELEC de fecha 14 de abril de 2011.
- Instalación: 10% del costo de inversión
- Mantenimiento 3% del costo de inversión

La tabla 5.1 muestra el cálculo del VPN para el reconectador monofásico utilizando la ecuación 5.2 explicada previamente.

**Tabla 5.1 Valor Presente Neto del reconectador monofásico**

Reconectador 1f tripsaver				
Año	Inversión	Instalación	Mtto	Total
1	4480	448	134,4	5062,4
2			134,4	134,4
3			134,4	134,4
4			134,4	134,4
5			134,4	134,4
6			134,4	134,4
7			134,4	134,4
8			134,4	134,4
9			134,4	134,4
10			134,4	134,4
11			134,4	134,4
12			134,4	134,4
13			134,4	134,4
14			134,4	134,4
15			134,4	134,4
16			134,4	134,4
17			134,4	134,4
18			134,4	134,4
19			134,4	134,4
20			134,4	134,4
21			134,4	134,4
22			134,4	134,4
23			134,4	134,4
24			134,4	134,4
25			134,4	134,4
<b>Valor presente neto (VPN)</b>				<b>\$ 5.997,65</b>

La tabla 5.2 resume el costo de los proyectos para la mejora de la confiabilidad obtenidos como el ejemplo previo.



**Tabla 5.2 Costos de proyectos para la mejora de la confiabilidad**

DESCRIPCION	US\$ (VPN)	Quanta
Instalar-esquemas FLISR (un equipo de seccionamiento automatizado)	\$ 22.151,15	\$ 40.000,00
Instalar reconectador trifásico automatizado	\$ 22.151,15	\$ 20.000,00
Habilitar reconexión automática (incluye mano de obra)	\$ 1.000,00	\$ 1.000,00
Habilitar Conservación del Fusible	\$ 1.000,00	\$ 1.000,00
Habilitar reconexión monofásica (incluye mano de obra)	\$ 1.000,00	\$ 1.000,00
Instalar reconectador monofásico tripsaver	\$ 5.997,65	\$ 1.900,00
Instalar fusible monofásico lateral	\$ 800,00	
Reubicar reconectador	\$ 2.000,00	\$ 2.000,00
Bloqueo trifasico	\$ 1.000,00	

5.3.2 Análisis costo/beneficio para la mejora de la confiabilidad, con la alternativa 1, Esquema "Fuse Blowing" + "Fuse Saving".

Los resultados de la implementación de los esquemas FLISR que se explicaron en el capítulo 4 se utilizaran para evaluar el costo-beneficio. A continuación se presenta el debido análisis para el alimentador 1421.

El objetivo general es identificar y priorizar aquellos proyectos que logran la mayor mejoría de la confiabilidad (logran mayores reducciones de los índices SAIDI o SAIFI) por menor unidad monetaria invertida. Es decir, aquellos proyectos que compran más confiabilidad por dólar invertido.

Esto es usualmente evaluado mediante el cálculo de una medida de efectividad y su comparación con respecto a un valor umbral predefinido. Si la medida de efectividad del proyecto es menor que este valor umbral entonces se considera que el mismo es efectivo desde el punto de vista del costo, y por lo tanto una opción económicamente factible para mejorar la confiabilidad. Si la medida de efectividad del proyecto es mayor que el valor umbral esto no significa que el proyecto debe ser descartado, sino que tiene que ser evaluado con mayor detalle, y la decisión final dependerá del valor estratégico del mismo.

Dicha medida de efectividad se obtiene utilizando la fórmula 5.4:

$$costo/CMI = \frac{costo (\$)}{Reduccion\ de\ CMI\ x\ 1min} \tag{5.4}$$



Donde costo (\$) es el valor que cuesta el proyecto y CMI representa los minutos de interrupción de un cliente promedio del sistema.

Para encontrar la reducción de CMI se utiliza la fórmula 5.5

$$\text{Reduccion CMI} = \frac{(\text{SAIDI}_{\text{antes}} - \text{SAIDI}_{\text{despues}})}{\text{numero de clientes del alimentador}} \quad (5.5)$$

Esta medida de efectividad está directamente relacionada con la justificación de la confiabilidad desde el punto de vista del mejoramiento del índice SAIDI, el cual se considera una medida comprensiva de la confiabilidad del sistema, ya que toma en consideración tanto el número de clientes afectados como la frecuencia y duración de las interrupciones.

Análogamente es posible definir una medida de efectividad para mejoramiento de SAIFI:

Esta medida de efectividad se obtiene utilizando la fórmula 5.6:

$$\text{costo}/\text{CI} = \frac{\text{costo} (\$)}{\text{Reduccion de CI}} \quad (5.6)$$

Donde costo (\$) es el valor que cuesta el proyecto y CI representa número de interrupciones de un cliente promedio del sistema.

Para encontrar la reducción de CI se utiliza la fórmula 5.7.

$$\text{Reduccion CI} = \frac{(\text{SAIFI}_{\text{antes}} - \text{SAIFI}_{\text{despues}})}{\text{numero de clientes del alimentador}} \quad (5.5)$$

Utilizando estas fórmulas se obtienen los datos que se muestran en la tabla 5.3.

**Tabla 5.3 Proyecto de confiabilidad del Alimentador 1421**

Recomendación	Costo (€)	Reducción CMI (hr)	Costo/CMI (\$/min)	Reducción de CI	\$/CI
Base					
Recierre (interruptor de circuito)	1000	3625,182	0,00459747	2201,364	0,45426381
Permitir Reconexión Reconnectador RE1	1000	2272,05	0,00733552	1373,328	0,72815817
Reconnectador 3F, R1 (salvar fusible)	22151,1528	2272,05	0,16249021	1367,7741	16,1950375
FLISR-Transferencia-1422	22151,1528	3382,83	0,10913522	0,5049	43872,3565
Reconnectador tripsaver, R2 (salvar fusible)	5997,65288	1373,328	0,07278733	822,987	7,28766418

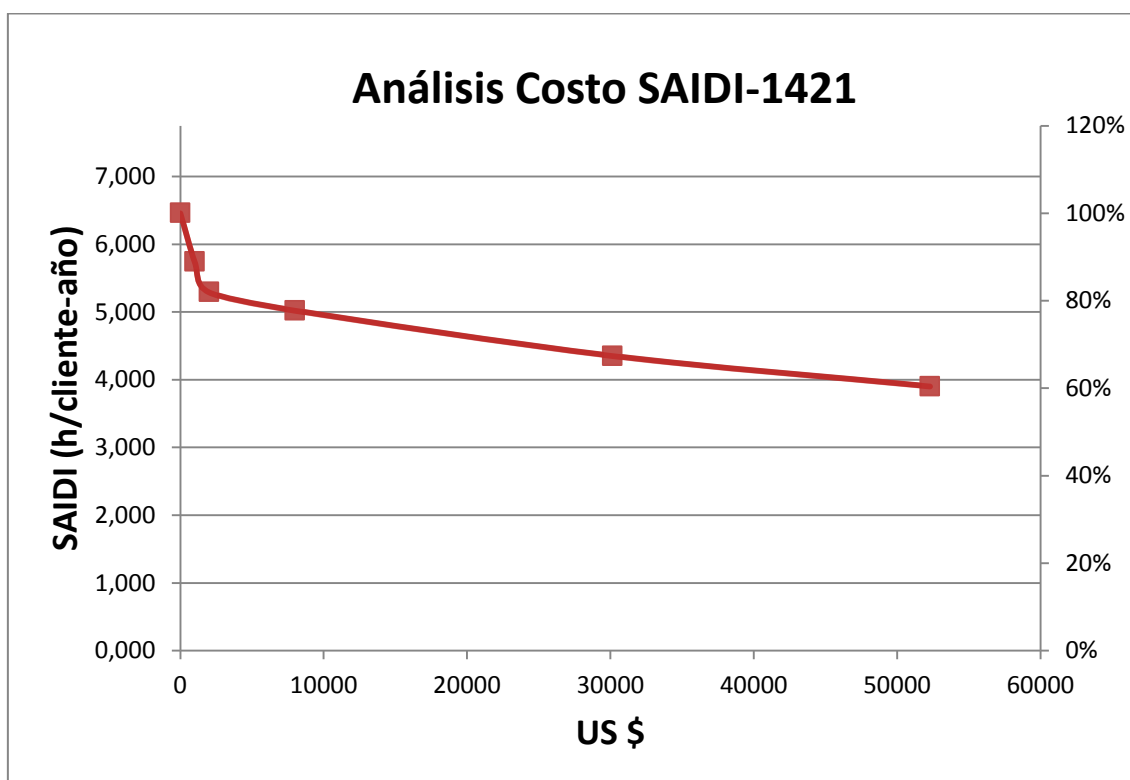


La siguiente tabla muestra los mismos valores de la tabla 5.3 pero ordenada por el mayor beneficio de SAIDI, es decir utilizando la columna de costo/CMI.

**Tabla 5.4** Proyectos de confiabilidad del Alimentador 1421 ordenados por el mayor beneficio de SAIDI

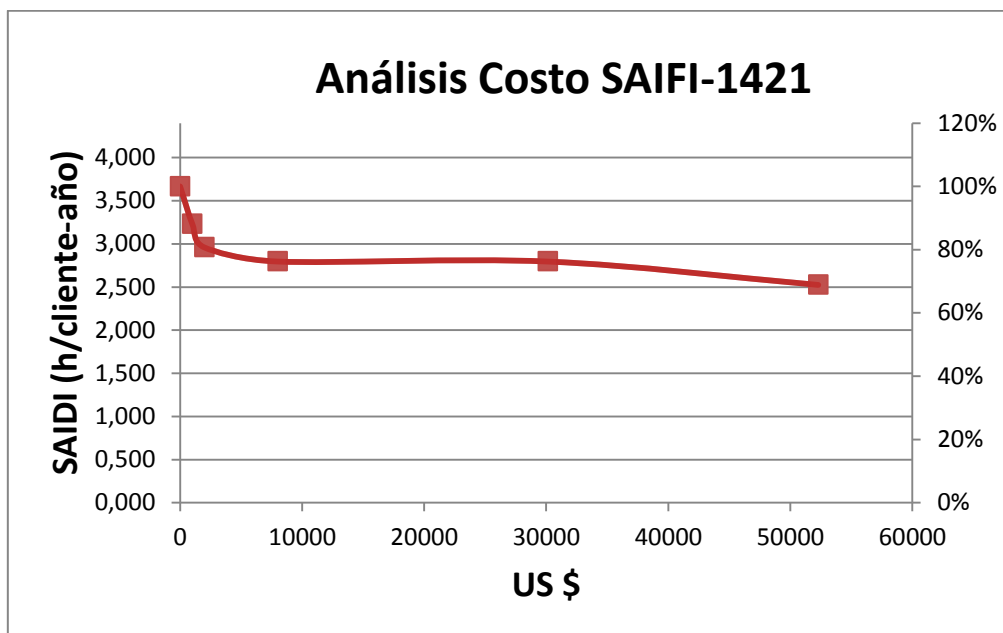
Recomendación	Costo (€)	Costo Acumulado (\$)	Costo/CMI (\$/min)	SAIDI	SAIFI
Base		0		6,464	3,667
Recierre (interruptor de circuito)	1000	1.000	0,00459747	5,746	3,231
Permitir Reconexión Reconectador RE1	1000	2.000	0,00733552	5,296	2,959
Reconectador tripsaver, R2 (salvar fusible)	5997,65288	7.998	0,07278733	5,024	2,796
FLISR-Transferencia-1422	22151,1528	30.149	0,10913522	4,354	2,7959
Reconectador 3F, R1 (salvar fusible)	22151,1528	52.300	0,16249021	3,904	2,525

A continuación la figura 5.1 muestra una curva que representa el costo acumulado vs la mejora de confiabilidad en el índice SAIDI para cada proyecto.



**Figura 5.1** Análisis del costo respecto a la mejora del SAIDI

Utilizando el índice SAIFI, la figura 5.2 muestra una curva que representa el costo acumulado vs la mejora de confiabilidad en el índice SAIFI para cada proyecto.



**Figura 5.2** Análisis del costo respecto a la mejora del SAIFI

Ahora analizaremos el beneficio que se obtiene, respecto a la energía no suministrada.

La energía no suministrada (kWh) se obtiene multiplicando la energía anual que tiene el alimentador (10.128.936) por el valor de SAIDI que se obtiene con el proyecto realizado y dividido para el número de horas que tiene el año (8760), esto se muestra en la tabla 5.5.

El beneficio se obtiene con la reducción de la Energía no Suministrada multiplicado por el valor de la misma, todo esto durante la vida útil del proyecto y traídos a Valor Presente Neto.

El análisis marginal beneficio/costo ( $\Delta B/\Delta C$ ) se obtiene dividiendo el beneficio para el costo de cada proyecto.

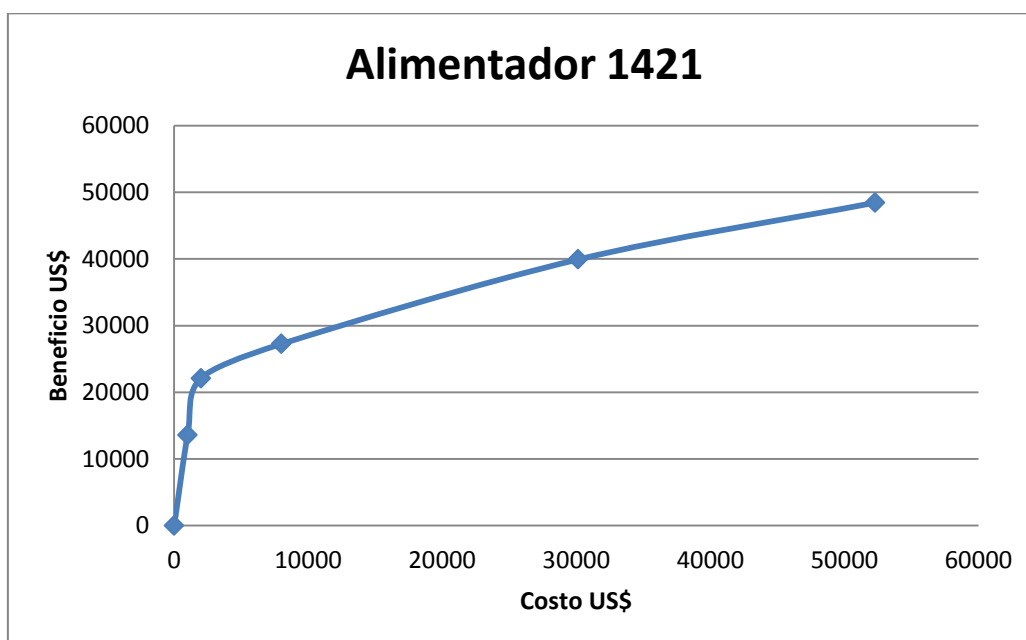
El beneficio/costo acumulado se obtiene dividiendo el beneficio acumulado para el costo acumulado.



**Tabla 5.5 Análisis costo/beneficio con la energía no Suministrada**

Recomendación	Costo (€)	SAIDI	ENS (kWh)	Reducción ENS (kWh)	Beneficio (\$)	$\Delta B / \Delta C$ (marginal)	B/C (acumulado)
Base		6,464	7474,13714				
Recierre (interruptor de circuito)	1000	5,746	6643,93441	830,20	13585,7961	13,58579609	13,5857961
Permitir Reconexión Reconectador RE1	1000	5,296	6123,61236	520,32	8514,77471	8,514774709	11,0502854
Reconectador tripsaver, R2 (salvar fusible)	5997,65288	5,024	5809,10659	314,51	5146,70827	0,858120396	3,40690944
FLISR-Transferencia-1422	22151,1528	4,354	5034,40488	774,70	12677,5535	0,572320256	1,32425917
Reconectador 3F, R1 (salvar fusible)	22151,1528	3,904	4514,08283	520,32	8514,77471	0,384394202	0,92618825

La figura 5.3 muestra el beneficio acumulado en función del costo acumulado.



**Figura 5.3 Curva beneficio/costo**

5.3.3 Análisis costo/beneficio para la mejora de la confiabilidad, con la alternativa 2. Esquema "Fuse Saving"

Ahora se analizará el costo/beneficio del mismo alimentador 1421, con la alternativa 2, Esquema "fuse saving", la tabla 5.6 muestra los valores que se obtienen:



**Tabla 5.6 Proyecto de confiabilidad del Alimentador 1421 con la alternativa 2**

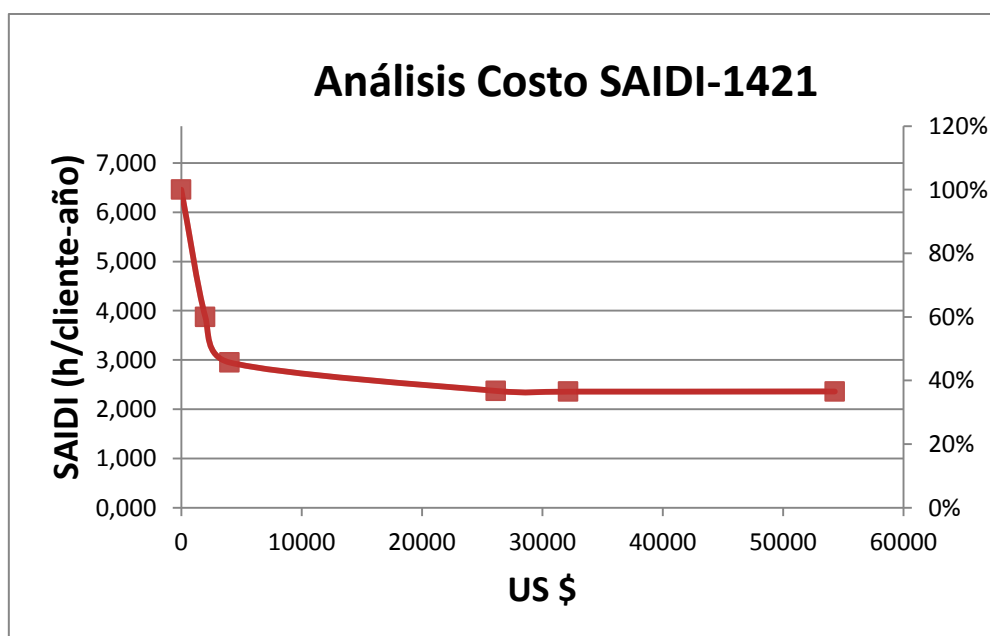
Recomendación	Costo (€)	Reducción CMI (hr)	Costo/CMI (\$/min)	Reducción de CI	\$/CI
Base					
Recierre + Salvar Fusible (interruptor de circuito)	2000	13061,763	0,00255198	7896,636	0,25327241
Reconexión + Salvar Fusible Reconectador RE1	2000	4665,276	0,00714499	2812,293	0,71116345
Reconectador 3F, R1 (salvar fusible)	22151,1528	-15,147	-24,3735314	0,5049	43872,3565
FLISR-Transferencia-1422	22151,1528	2928,42	0,12606999	45,441	131,987696
Reconectador tripsaver, R2 (salvar fusible)	5997,65288	75,735	1,31987696	-10,6029	-2089,15983

En la tabla 5.7 se muestra ordenado por el mayor beneficio SAIDI de la tabla 5.6.

**Tabla 5.7 Proyectos de confiabilidad del Alimentador 1421 con la alternativa 2 ordenados por el mayor beneficio SAIDI**

Recomendación	Costo (€)	Costo Acumulado (\$)	Costo/CMI (\$/min)	SAIDI	SAIFI
Base		0		6,464	3,667
Recierre + Salvar Fusible (interruptor de circuito)	2000	2000	0,00255198	3,877	2,103
Reconexión + Salvar Fusible Reconectador RE1	2000	4000	0,00714499	2,953	1,546
Reconectador 3F, R1 (salvar fusible)	22151,1528	26151,1528	-24,3735314	2,373	1,5459
FLISR-Transferencia-1422	22151,1528	32148,8057	0,12606999	2,358	1,5369
Reconectador tripsaver, R2 (salvar fusible)	5997,65288	54299,9585	1,31987696	2,361	1,539

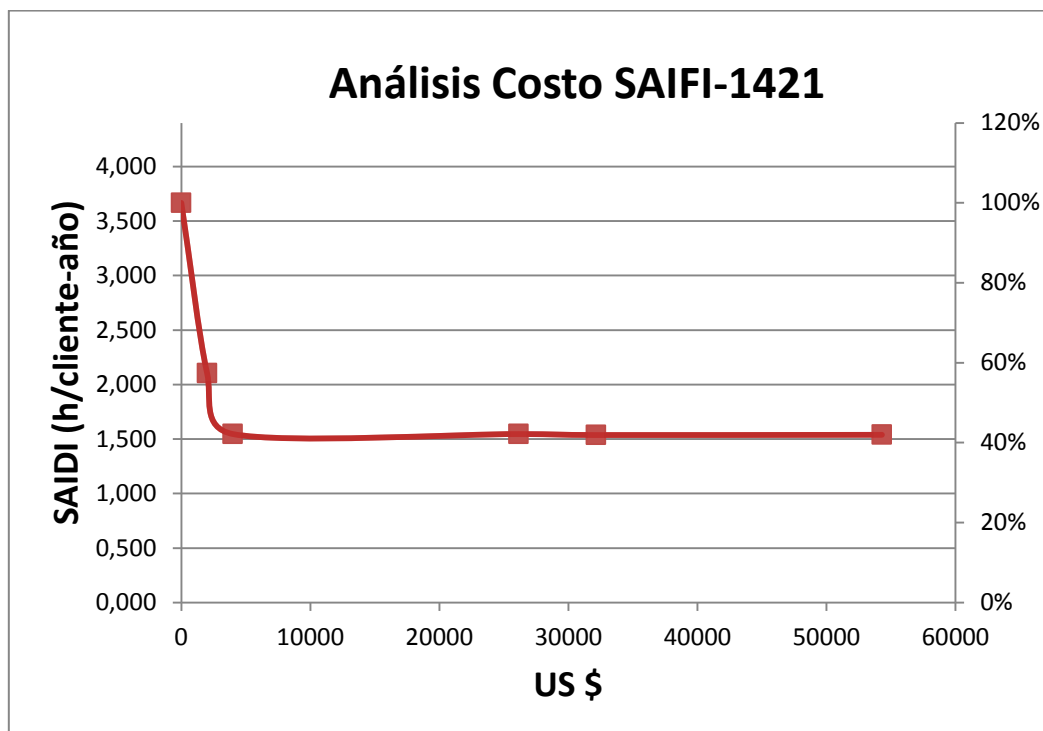
A continuación la figura 5.4 muestra una curva que representa el costo acumulado vs la mejora de confiabilidad en el índice SAIDI para cada proyecto.





**Figura 5.4** Análisis del costo respecto a la mejora del SAIDI

Utilizando el índice SAIFI, la figura 5.5 muestra una curva que representa el costo acumulado vs la mejora de confiabilidad en el índice SAIFI para cada proyecto.



**Figura 5.5** Análisis del costo respecto a la mejora del SAIFI

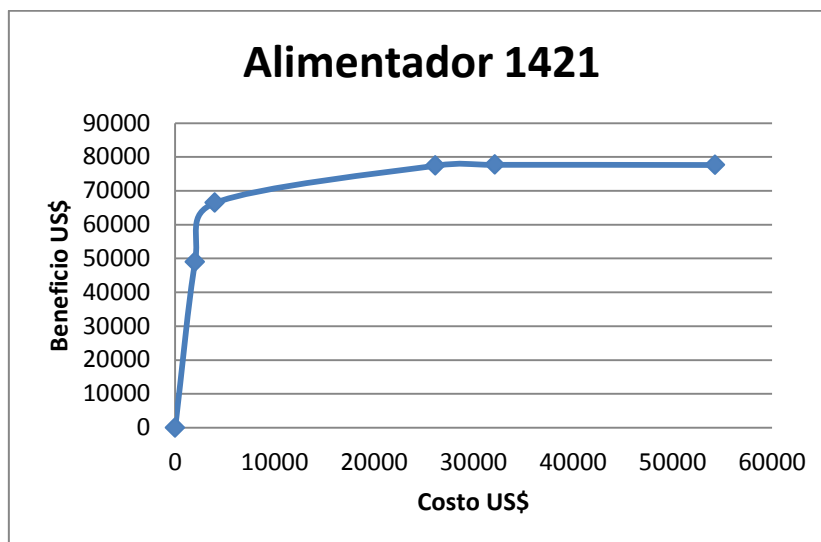
De igual manera como se hizo con la alternativa 1, la tabla 5.8 muestra la Energía no Suministrada, el beneficio obtenido y el análisis beneficio/costo.

**Tabla 5.8** Análisis costo/beneficio con la energía no Suministrada de la alternativa 2

Recomendación	Costo (€)	SAIDI	ENS (kWh)	Reducción ENS (kWh)	Beneficio (\$)	DB / DC (marginal)	B/C (acumulado)
Base		6,464	7474,13714				
Recierre + Salvar Fusible (interruptor de circuito)	2000	3,877	4482,86351	2991,27364	48950,4937	24,47524686	24,47524686
Reconexión + Salvar Fusible Reconector RE1	2000	2,953	3414,4689	1068,3946	17483,6707	8,741835368	16,60854111
FLISR-Transferencia-1422	22151,1528	2,373	2743,8316	670,637306	10974,5985	0,495441416	2,960051648
Reconector tripsaver, R2 (salvar fusible)	5997,65288	2,358	2726,48753	17,3440682	283,825824	0,047322816	2,416655522
Reconector 3F, R1 (salvar fusible)	22151,1528	2,361	2729,95634	-3,46881365	-56,7651647	-0,002562628	1,429758434

La figura 5.6 muestra el beneficio acumulado en función del costo acumulado.





**Figura 5.6** Curva beneficio/costo

El análisis costo/beneficio para los alimentadores 0523, 0525, 0526 y 1424 se muestra en el Anexo 4.

Para analizar el beneficio que se obtiene con toda el área piloto, se muestra en la tabla 5.9, en la que se obtiene el total de clientes de los alimentadores del área en estudio, para así determinar los índices SAIDI y SAIFI ponderados del área piloto, los mismos que serán el punto de partida para evaluar la mejora de confiabilidad.

**Tabla 5.9** Total de los alimentadores del Área Piloto

Alimentador	Tipo	Clientes	Energía	Indices Iniciales		Indices Finales	
				SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI
0523	U	18.876	50.068.783	11,50	20,84	4,68	8,94
0525	R	9.978	17.768.684	9,84	17,01	4,79	8,09
0526	U	11.666	33.183.052	7,48	3,63	5,34	2,68
1421	R	5.049	10.128.936	3,67	6,46	1,54	2,36
1424	R	4.887	12.557.122	5,15	13,37	3,52	8,83
<b>Total Area Piloto</b>		<b>50.456</b>	<b>123.706.577</b>	<b>8,84</b>	<b>13,94</b>	<b>4,427</b>	<b>6,655</b>

De la misma manera como se realizó los cálculos anteriores, previamente se obtiene la tabla 5.10.

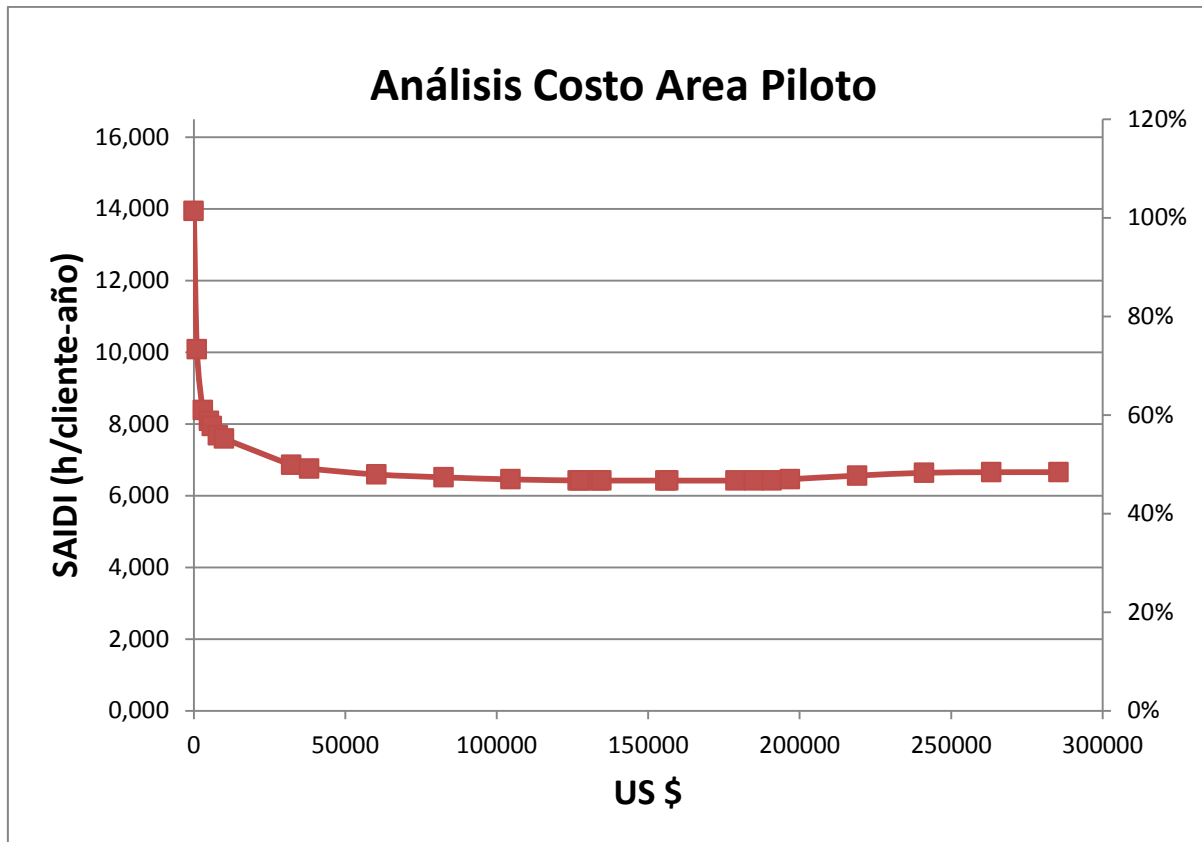


Tabla 5.10 Estudio de costo de los alimentadores del Área Piloto

Alimentador	Recomendación	Costo (\$)	Costo Acumulado (\$)	Reducción CMI (hr)	Costo/CMI (\$/min)	SAIDI	SAIDI (%)	Reducción de CI	\$/CI	SAIFI	SAIFI (%)
0523	Base		0			13,940	100%			8,844	100%
0523	Recler (interruptor de circuito)	1.000	1.000	194573,81	0,000086	10,084	72%	108706,884	0,0092	6,689	76%
0525	Recler + Salvar Fusible (interruptor de circuito)	2.000	3.000	85711,02	0,000389	8,385	60%	50436,794	0,0397	5,689	64%
1424	Recler + Salvar Fusible (interruptor de circuito)	2.000	5.000	15354,95	0,002171	8,081	58%	5893,233	0,3394	5,573	63%
0526	Recler (interruptor de circuito)	1.000	6.000	7057,93	0,002361	7,941	57%	24953,574	0,0401	5,078	57%
1421	Recler + Salvar Fusible (interruptor de circuito)	2.000	8.000	13061,76	0,002552	7,682	55%	7896,636	0,2533	4,922	56%
1421	Reconexión + Salvar Fusible Reconectador RE1	2.000	10.000	4665,28	0,007145	7,590	54%	2812,293	0,7112	4,866	55%
0523	Reemplaza Reconectador RE1 (salvar fusible)	22.151	32.151	36789,32	0,010035	6,861	49%	20537,088	1,0786	4,459	50%
1424	Reconectador tripsaver, R1 (salvar fusible)	5.998	38.149	5273,07	0,018957	6,756	48%	2101,410	2,8541	4,417	50%
0525	FUSR-Transferencia-0523	22.151	60.300	8359,57	0,044163	6,591	47%	0,998	22199,9928	4,417	50%
0526	FUSR-Transferencia-0523	22.151	82.451	3966,44	0,093077	6,512	47%	11,666	1898,7787	4,417	50%
1421	FUSR-Transferencia-1422	22.151	104.602	2928,42	0,126070	6,454	46%	0,505	43872,3565	4,417	50%
1424	FUSR-Transferencia-1421	22.151	126.753	1544,29	0,239065	6,423	46%	0,489	45326,6888	4,417	50%
0523	Fusible lateral	800	127.553	18,88	0,706364	6,423	46%	509,652	1,5697	4,407	50%
1421	Reconectador tripsaver, R2 (salvar fusible)	5.998	133.551	75,73	1,319877	6,421	46%	45,441	131,9877	4,406	50%
0523	Bloqueo trifasico	1.000	134.551	1,89	8,829554	6,421	46%	3,775	264,8866	4,406	50%
1424	Reconectador 3F, R2 (salvar fusible)	22.151	155.702	29,32	12,590747	6,421	46%	9,774	2266,3344	4,406	50%
0525	Bloqueo trifasico	1.000	156.702	1,00	16,703414	6,421	46%	0,499	2004,4097	4,406	50%
0523	Reemplaza Reconectador RE2 (salvar fusible)	22.151	178.853	18,88	19,558481	6,420	46%	18,876	1173,5088	4,405	50%
0525	Reconectador tripsaver, R1 (salvar fusible)	5.998	184.851	1,00	100,181280	6,420	46%	0,100	60108,7681	4,405	50%
0525	Reconectador tripsaver, R2 (salvar fusible)	5.998	190.849	0,50	200,362560	6,420	46%	0,299	20036,2560	4,405	50%
0523	Reconectador tripsaver, R1 (salvar fusible)	5.998	196.846	-1925,35	-0,051918	6,459	46%	-1057,056	-5,6739	4,426	50%
0525	FUSR-division del alimentador (I2)	22.151	218.997	-5099,26	-0,072400	6,560	47%	0,100	22199,9280	4,426	50%
0523	FUSR-Transferencia-0423	22.151	241.149	-3963,96	-0,093136	6,638	48%	-18,876	-1173,5088	4,427	50%
0523	FUSR-division del alimentador (I2)	22.151	263.300	-851,31	-0,433669	6,655	48%	-3,775	-5867,5442	4,427	50%
1421	Reconectador 3F, R1 (salvar fusible)	22.151	285.451	-15,15	-24,373531	6,655	48%	-10,603	-2089,1598	4,427	50%



La curva del costo acumulado en función de la mejora de SAIDI se muestra en la figura 5.7.



**Figura 5.7 Costo Acumulado vs Mejora de SAIDI.**

El beneficio en función de la energía no suministrada se muestra en la tabla 5.11 y en la figura 5.8.



Tabla 5.11 Análisis económico con la Energía no Suministrada

Alimentador	Recomendación	Costo (\$)	Costo Acumulado (\$)	SAIDI (hr)	Reducción SAIDI (hr)	ENS (kWh)	Reducción ENS (kWh)	Beneficio (\$)	Beneficio Acumulado (\$)	ΔB / ΔC (marginal)	B/C (acumulado)
0523	Base		0	13,940		196.863,91			0		
0523	Recierre (interruptor de circuito)	\$ 1.000,00	\$ 1.000,00	10,084	3,856	60.185,42	58.916,55	964.135,95	\$ 964.135,95	964,135947	964,1359467
0525	Recierre + Salvar Fusible (interruptor de circuito)	\$ 2.000,00	\$ 3.000,00	8,385	1,699	17.079,03	17.423,86	285.131,54	\$ 1.249.267,49	142,565769	416,4224951
1424	Recierre + Salvar Fusible (interruptor de circuito)	\$ 2.000,00	\$ 5.000,00	8,081	0,304	14.661,44	4.503,94	73.704,35	\$ 1.322.971,83	36,8521744	264,5943668
0526	Recierre (interruptor de circuito)	\$ 1.000,00	\$ 6.000,00	7,941	0,140	11.454,97	2.291,75	37.503,22	\$ 1.360.475,05	37,5032179	226,745842
1421	Recierre + Salvar Fusible (interruptor de circuito)	\$ 2.000,00	\$ 8.000,00	7,682	0,259	4.482,86	2.991,27	48.950,49	\$ 1.409.425,55	24,4752469	176,1781932
1421	Reconexión + Salvar Fusible Reconector RE1	\$ 2.000,00	\$ 10.000,00	7,590	0,092	3.414,47	1.068,39	17.483,67	\$ 1.426.909,22	8,74183537	142,6909216
0523	Reemplaza Reconector RE1 (salvar fusible)	\$ 22.151,15	\$ 32.151,15	6,861	0,729	49.045,69	11.139,73	182.295,40	\$ 1.609.204,61	8,22961221	50,05122596
1424	Reconector tripsaver, R1 (salvar fusible)	\$ 5.997,65	\$ 38.148,81	6,756	0,105	13.114,74	1.546,70	25.310,95	\$ 1.634.515,56	4,22014186	42,84578588
0525	FUSR-Transferencia-0523	\$ 22.151,15	\$ 60.299,96	6,591	0,166	15.379,65	1.699,38	27.809,45	\$ 1.662.325,01	1,25544045	27,56759797
0526	FUSR-Transferencia-0523	\$ 22.151,15	\$ 82.451,11	6,512	0,079	10.167,04	1.287,93	21.076,19	\$ 1.683.401,20	0,95147141	20,41696194
1421	FUSR-Transferencia-1422	\$ 22.151,15	\$ 104.602,26	6,454	0,058	2.743,83	670,64	10.974,60	\$ 1.694.375,80	0,49544142	16,1982708
1424	FUSR-Transferencia-1421	\$ 22.151,15	\$ 126.753,42	6,423	0,031	12.661,76	452,97	7.412,66	\$ 1.701.788,46	0,33463987	13,42597699
0523	Fusible lateral	\$ 800,00	\$ 127.553,42	6,423	0,000	49.039,97	5,72	93,53	\$ 1.701.881,99	0,11691598	13,34250413
1421	Reconector tripsaver, R2 (salvar fusible)	\$ 5.997,65	\$ 133.551,07	6,421	0,002	2.726,49	17,34	283,83	\$ 1.702.165,82	0,04732282	12,74543005
0523	Bloqueo trifásico	\$ 1.000,00	\$ 134.551,07	6,421	0,000	49.033,69	0,57	9,35	\$ 1.702.175,17	0,00935328	12,65077397
1424	Reconector 3F, R2 (salvar fusible)	\$ 22.151,15	\$ 155.702,22	6,421	0,001	12.653,16	8,60	140,75	\$ 1.702.315,92	0,00635392	10,93315104
0525	Bloqueo trifásico	\$ 1.000,00	\$ 156.702,22	6,421	0,000	15.379,45	0,20	3,32	\$ 1.702.319,24	0,00331934	10,86340199
0523	Reemplaza Reconector RE2 (salvar fusible)	\$ 22.151,15	\$ 178.853,38	6,420	0,000	49.034,26	5,72	93,53	\$ 1.702.412,77	0,00422248	9,518482756
0525	Reconector tripsaver, R1 (salvar fusible)	\$ 5.997,65	\$ 184.851,03	6,420	0,000	15.379,24	0,41	6,64	\$ 1.702.419,41	0,00110688	9,209683193
0525	Reconector tripsaver, R2 (salvar fusible)	\$ 5.997,65	\$ 190.848,68	6,420	0,000	15.379,14	0,30	4,98	\$ 1.702.424,39	0,00083016	8,92028374
0523	Reconector tripsaver, R1 (salvar fusible)	\$ 5.997,65	\$ 196.846,33	6,459	-0,038	49.616,68	-582,99	-9.540,34	\$ 1.692.884,04	-1,5906796	8,600028299
0525	FUSR-division del alimentador (I2)	\$ 22.151,15	\$ 218.997,49	6,560	-0,101	16.415,75	-1.036,61	-16.963,50	\$ 1.675.920,54	-0,76580669	7,652693036
0523	FUSR-Transferencia-0423	\$ 22.151,15	\$ 241.148,64	6,638	-0,079	50.816,96	-1.200,28	-19.641,88	\$ 1.656.278,66	-0,88672066	6,86828945
0523	FUSR-division del alimentador (I2)	\$ 22.151,15	\$ 263.299,79	6,655	-0,017	51.074,73	-257,77	-4.218,33	\$ 1.652.060,33	-0,19043382	6,274445998
1421	Reconector 3F, R1 (salvar fusible)	\$ 22.151,15	\$ 285.450,95	6,655	0,000	2.729,96	-3,47	-56,77	\$ 1.652.003,56	-0,00256263	5,787346622

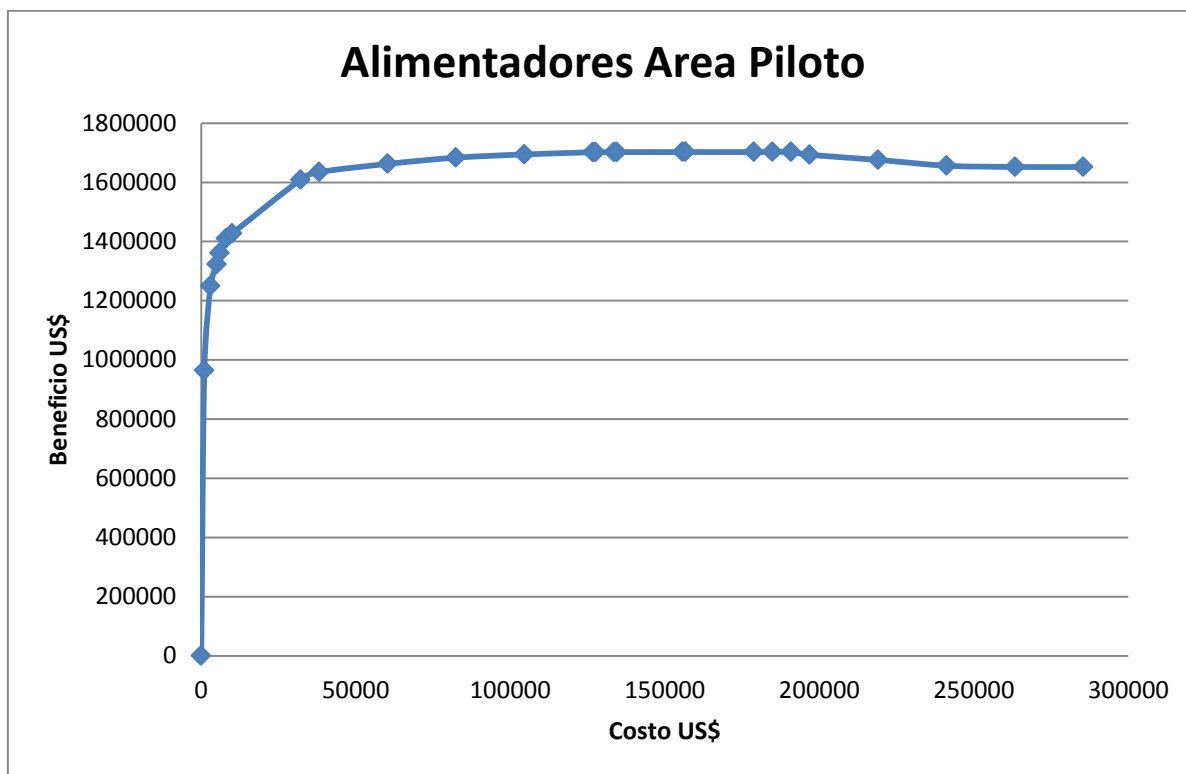


Figura 5.8 Curva Costo vs. Beneficio



### 6 Conclusiones y Recomendaciones

- El presente estudio de investigación muestra oportunidades de mejora desde el punto de vista de la confiabilidad, en el área seleccionada, a través de la ejecución de proyectos que involucran nuevos criterios, esquemas de protección y automatización de la distribución, esto es, recierre en interruptor de circuito, permitir reconexión monofásico y bloque trifásico, equipos de reconexión monofásica, esquemas salvador de fusible y esquemas automatizados FLISR.
- Se recomienda que CENTROSUR utilice de manera periódica el análisis del modelo predictivo de confiabilidad para así poder estimar los beneficios esperados de todos los proyectos de mejoramiento de la confiabilidad, incluyendo la implementación de esquemas FLISR. Es decir, que la metodología de calibración del modelo predictivo de confiabilidad y el análisis de alternativas de mejora, sea parte intrínseca de los procesos de planificación de la distribución de la CENTROSUR.
- Para tener un óptimo beneficio a la hora de aplicar esquemas FLISR, los alimentadores del área en estudio, deben tener transferencias con otros alimentadores, ya que en alimentadores radiales no se consigue un beneficio significativo, que justifique plenamente la inversión de la automatización.
- Se recomienda que como parte de los diseños de planificación de la expansión del sistema de distribución, se busque alternativas para que las troncales de los alimentadores tengan puntos de transferencia con alimentadores vecinos en lo posible con diferentes subestaciones, de tal forma de contar con varios escenarios de auto-restauración del servicio.
- Los resultados de ésta tesis muestran que la utilización de reconexión automática en interruptores de circuito permite obtener beneficios considerables en la mejora de la confiabilidad. Esta práctica no ha sido utilizada por CENTROSUR; sin embargo, tanto la literatura especializada como encuestas, en grupos de trabajo en IEEE [10], a empresas de



distribución de Norteamérica indican que es una práctica común en la industria. Por lo tanto se recomienda considerar esta buena práctica de la habilitación de la reconexión automática de interruptores de circuito.

- CENTROSUR trabaja con índices FMIK y TTIK definidos por el ente regulador; sin embargo, se trabajó con los índices SAIDI y SAIFI, para evaluar la mejora de confiabilidad y el diseño del esquema FLISR, debido a que permite evaluar la efectividad de los esquemas de automatización sobre los consumidores finales, es decir, se cuenta con una tasa de efectividad (CMI- minutos de interrupción de un cliente) para priorizar los proyectos de mejora y se puede identificar zonas de mala confiabilidad en función de la cantidad y grado de dispersión de los clientes afectados por las interrupciones. De igual manera se están tomando en consideración los índices FMIK y TTIK dentro de los resultados finales.
- En esta tesis se analizaron dos tipos de alternativas para la implementación de esquemas de protección, la primera consiste en la aplicación de los esquemas combinados “Fuse Blowing” + “Fuse Saving” y la segunda se aplica únicamente el esquema “Fuse Saving”. Para el primer caso, los beneficios son limitados, en cambio al momento de implementar solamente “Fuse Saving” a todo el sistema, dichas oportunidades de mejora arrojan beneficios significativos. Si bien, CENTROSUR ya está utilizando el esquema “Fuse Saving” en algunos reconectores, se recomienda que se utilice dicho esquema con mayor frecuencia, sobre todo en alimentadores rurales y en aquellos lugares donde no existan clientes sensibles a interrupciones momentáneas provocadas por las operaciones de reconexión automáticas.
- Se recomienda la utilización de reconectores y cuchillas seccionadoras para mejorar la confiabilidad en la implementación de los esquemas FLISR, ya que con dichos equipos se puede limitar las operaciones de reconexión del interruptor del circuito, así como implementar esquemas “Fuse Saving” a nivel local. Además, se recomienda que no se instalen más de dos reconectores en serie a lo



largo de la troncal, debido a la complicación en la coordinación de protecciones.

- La desventaja de utilizar el esquema “Fuse Saving” es que incrementa el índice MAIFI, el cual mide el efecto de las interrupciones momentáneas, sin embargo, en la regulación del CONELEC [11], no existe ningún control sobre algún índice de interrupciones momentáneas. Además los reconectores modernos tienen la capacidad de realizar operaciones de reconexión y bloqueo monofásico, que permite reducir el índice MAIFI, y este tipo de operación es beneficiosa para el mejoramiento de la confiabilidad cuando es utilizada en ubicaciones estratégicas.
- En el presente estudio se estimaron determinados datos entre ellos, tasas de fallas permanentes y temporales, para fallas trifásicas, bifásicas y monofásicas, con lo cual se recomienda registrar con mayor detalle las interrupciones de servicio, con el fin de contar con una estadística para obtener estos valores.
- Como un siguiente trabajo para mejorar la metodología propuesta, es la calibración de la confiabilidad por zonas y no de manera global en el alimentador, con ello se plantearía proyectos de mejora más selectivos realizando un análisis causa/raíz de las interrupciones del servicio. Esto implica contar con un mayor detalle de la información estadística de las interrupciones.
- Entre los futuros trabajos de investigación a partir de la presente tesis recomendamos utilizar la confiabilidad del sistema de distribución para evaluar estrategias de mantenimiento. Así mismo en un futuro muy cercano con la incorporación de la generación distribuida, el diseño de estos esquemas de automatización FLISR tendrán cierto grado de complejidad con ello se propone este tipo de análisis.





## Bibliografía

- [1] S. Zambrano, «Automatización de la Distribución en CENTROSUR,» *Asociación de Ingenieros Técnicos-AIT-CENTROSUR*, 2012.
- [2] IEEE, «Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices». Patente 1366-2012 , 2012.
- [3] R. Billinton y R. Allan, *Reability Evaluation of Power Systems*, Second Edition ed., Springer, 1996.
- [4] R. E. Brown, *Electric Power Distribution Reability*, Segunda ed., CRC Press, 2008.
- [5] S. Rama, *Fundamentals of Distribution Reliability Analysis*, 2005.
- [6] J. Zaruma y D. Blacio, «Análisis de Confiabilidad del Sistema de Distribución de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A.,» Cuenca, 2012.
- [7] CYME International T& D, «[www.Cyme.com](http://www.Cyme.com),» [En línea].
- [8] Quanta Technology, LLC, «Reporte Final de Consultoria de la Planificación de la Automatización de la Distribución,» Raleigh, NC, USA, 2013.
- [9] J. Northcote y W. Robert, *Control and Automation of Electrical Power Distribution Systems*, CRC Press, 2006.
- [10] IEEE Power System Relaying Committee, «Distribution Line Protection Practices Industry Survey Results,» 2002.
- [11] A. Arriagada, «Evaluacion de la Confiabilidad en Sistemas de Distribucion,» Santiago, 1994.
- [12] J. Romero Aguero, «Applying self-healing schemes to modern power distribution systems,» 2012.
- [13] Consejo Nacional de Electrificación, «Regulación CONELEC 004-01: Calidad de Servicio Eléctrico de Distribución,» 2001.
- [14] A. Chowdhury y D. Koval, *Power Distribution System Reliability*, Wiley-IEEE Press, 2009.
- [15] J. Momoh, *Electric Power Distribution, Automation, Protection and Control*, CRC Press, 2007.
- [16] A. Carvallo y J. Cooper, *The Advanced Smart Grid*, Artech House, 2011.
- [17] J. Aguero , «Distribution System Reability Improvement Using Predictive Models».



- [18] R. Uluski, «Using DistributionAutomation for a Self-Healing Grid,» 2012.
- [19] J. Aguero, «Improvig the Reliability of Power Distribution Systems through single-phase tripping,» 2010.
- [20] N. Carlson y H. Asgeirsson, «A Smart Recloser for the Smart Grid,» *Transmission & Distribution World*, 2008.
- [21] J. Aguero, R. Brown, J. Spare, E. Phillips, L. Xu y J. Wang, «A Reliability Improvement Roadmap Based on a Predictive Model and Extrapolation Technique,» 2009.



Anexos

Anexo 1

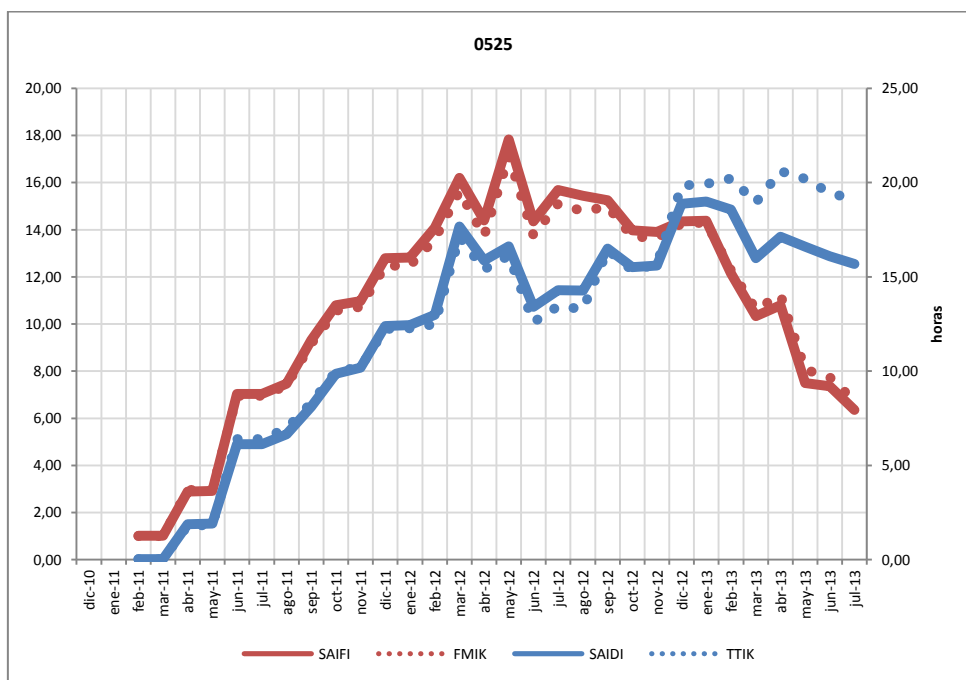
Comparación de índices SAIFI, SAIDI, FMIK y TTIK para toda el área piloto.

**Alimentador 0525**

<b>Año</b>					
<b>móvil</b>	<b>SAIFI</b>	<b>SAIDI</b>	<b>CAIDI</b>	<b>FMIK</b>	<b>TTIK</b>
<b>dic-10</b>	3,12	0,32	0,10	3,10	0,32
<b>ene-11</b>			0,00		
<b>feb-11</b>	1,02	0,04	0,04	1,01	0,02
<b>mar-11</b>	1,02	0,04	0,04	1,01	0,02
<b>abr-11</b>	2,90	1,89	0,65	2,95	1,82
<b>may-11</b>	2,92	1,92	0,66	2,97	1,84
<b>jun-11</b>	7,03	6,13	0,87	6,95	6,41
<b>jul-11</b>	7,03	6,13	0,87	6,95	6,41
<b>ago-11</b>	7,46	6,65	0,89	7,39	6,95
<b>sep-11</b>	9,31	8,12	0,87	9,16	8,32
<b>oct-11</b>	10,80	9,87	0,91	10,57	9,98
<b>nov-11</b>	10,98	10,19	0,93	10,72	10,22
<b>dic-11</b>	12,80	12,40	0,97	12,47	12,23
<b>ene-12</b>	12,82	12,44	0,97	12,48	12,28
<b>feb-12</b>	14,09	12,98	0,92	13,59	12,49
<b>mar-12</b>	16,21	17,67	1,09	15,63	17,13
<b>abr-12</b>	14,39	15,88	1,10	13,73	15,39
<b>may-12</b>	17,83	16,61	0,93	17,13	16,12
<b>jun-12</b>	14,35	13,41	0,93	13,77	12,59
<b>jul-12</b>	15,69	14,29	0,91	15,11	13,45
<b>ago-12</b>	15,44	14,28	0,93	14,79	13,29
<b>sep-12</b>	15,25	16,50	1,08	14,98	16,43
<b>oct-12</b>	13,98	15,52	1,11	13,71	15,35
<b>nov-12</b>	13,91	15,60	1,12	13,66	15,68
<b>dic-12</b>	14,35	18,88	1,32	14,26	19,84
<b>ene-13</b>	14,39	19,00	1,32	14,30	19,93



<b>feb-13</b>	12,16	18,57	1,53	12,30	20,21
<b>mar-13</b>	10,33	15,99	1,55	10,62	18,95
<b>abr-13</b>	10,79	17,13	1,59	11,23	20,60
<b>may-13</b>	7,50	16,60	2,21	8,06	20,21
<b>jun-13</b>	7,37	16,10	2,19	7,73	19,46
<b>jul-13</b>	6,35	15,69	2,47	6,74	19,09
<b>promedio</b>	<b>9,84</b>	<b>17,01</b>	<b>1,84</b>	<b>10,14</b>	<b>19,78</b>

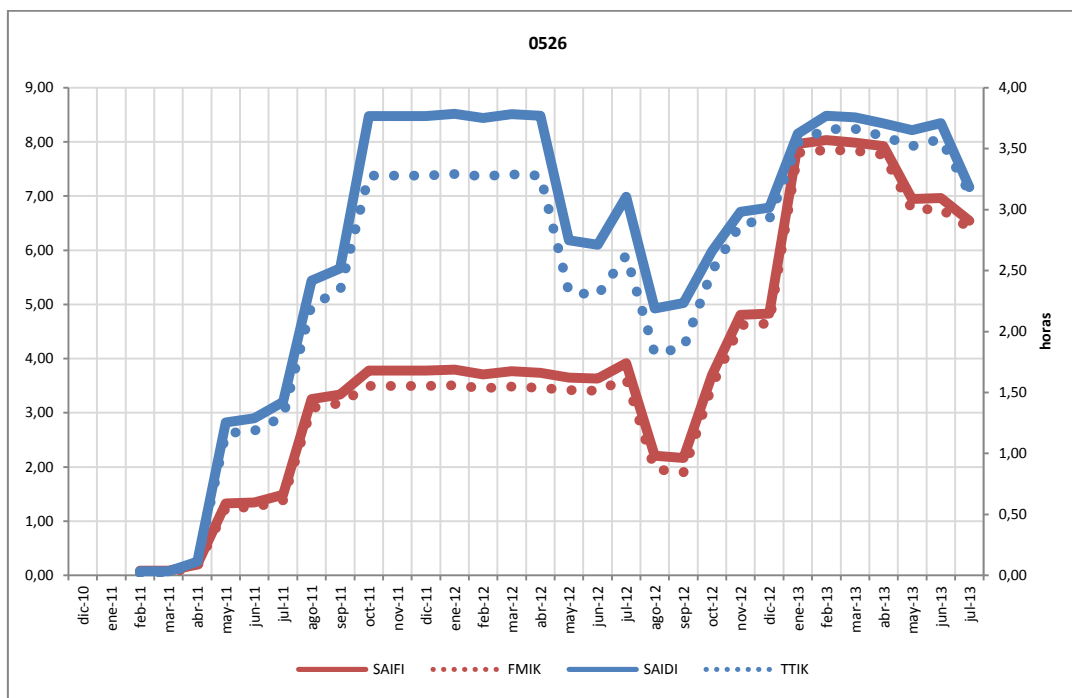


**Alimentador 0526**

Año					
móvil	SAIFI	SAIDI	CAIDI	FMIK	TTIK
<b>dic-10</b>	3,00	0,12	0,04	3,00	0,15
<b>ene-11</b>			0,00		
<b>feb-11</b>	0,09	0,03	0,38	0,05	0,02
<b>mar-11</b>	0,09	0,03	0,38	0,05	0,02
<b>abr-11</b>	0,20	0,11	0,58	0,16	0,10
<b>may-11</b>	1,33	1,25	0,94	1,25	1,16
<b>jun-11</b>	1,35	1,29	0,96	1,26	1,19



jul-11	1,49	1,42	0,96	1,39	1,30
ago-11	3,26	2,42	0,74	3,09	2,22
sep-11	3,34	2,52	0,76	3,18	2,33
oct-11	3,78	3,77	1,00	3,50	3,28
nov-11	3,78	3,77	1,00	3,50	3,28
<b>dic-11</b>	<b>3,78</b>	<b>3,77</b>	<b>1,00</b>	<b>3,50</b>	<b>3,28</b>
ene-12	3,79	3,79	1,00	3,51	3,29
feb-12	3,71	3,75	1,01	3,46	3,27
mar-12	3,77	3,78	1,00	3,49	3,29
abr-12	3,74	3,77	1,01	3,46	3,28
may-12	3,65	2,75	0,75	3,42	2,32
jun-12	3,63	2,71	0,75	3,41	2,30
jul-12	3,92	3,11	0,79	3,63	2,63
ago-12	2,21	2,19	0,99	1,96	1,82
sep-12	2,17	2,23	1,03	1,90	1,87
oct-12	3,70	2,66	0,72	3,50	2,50
nov-12	4,81	2,98	0,62	4,62	2,88
<b>dic-12</b>	<b>4,83</b>	<b>3,02</b>	<b>0,62</b>	<b>4,65</b>	<b>2,92</b>
ene-13	7,96	3,62	0,46	7,80	3,55
feb-13	8,03	3,77	0,47	7,85	3,66
mar-13	7,99	3,76	0,47	7,84	3,66
abr-13	7,92	3,71	0,47	7,76	3,60
may-13	6,95	3,65	0,53	6,75	3,52
jun-13	6,97	3,71	0,53	6,76	3,58
jul-13	6,54	3,18	0,49	6,41	3,14
<b>promedio</b>	<b>7,48</b>	<b>3,63</b>	<b>0,49</b>	<b>7,31</b>	<b>3,53</b>

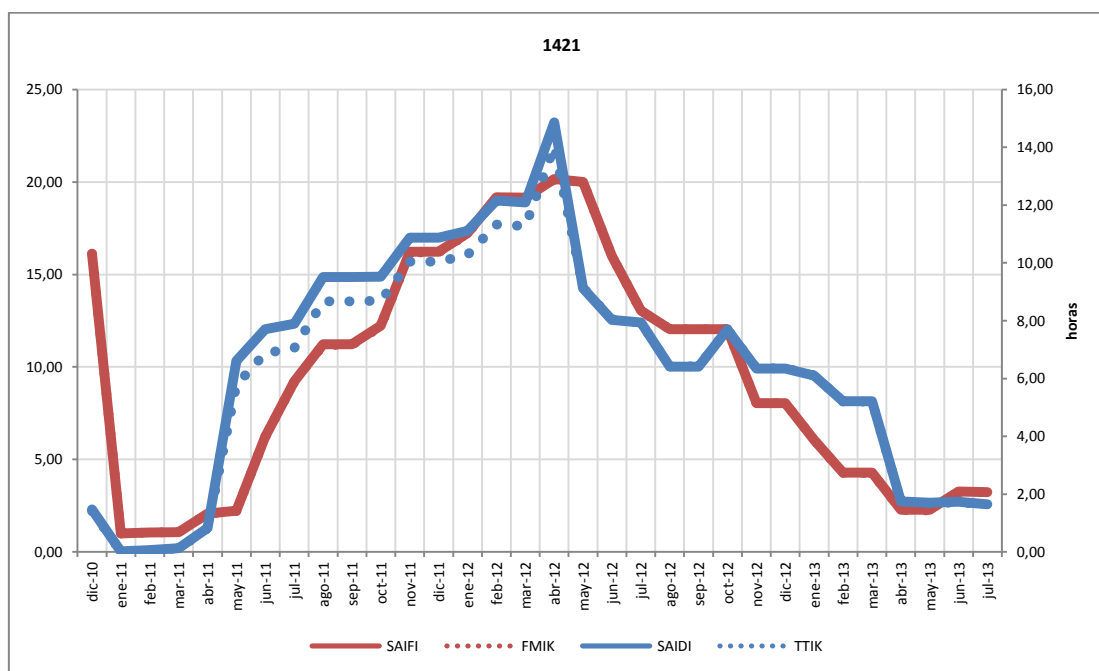


**Alimentador 1421**

<b>Año</b>					
<b>móvil</b>	<b>SAIFI</b>	<b>SAIDI</b>	<b>CAIDI</b>	<b>FMIK</b>	<b>TTIK</b>
<b>dic-10</b>	16,11	1,47	0,09	16,13	1,41
<b>ene-11</b>	1,00	0,02	0,02	1,00	0,02
<b>feb-11</b>	1,05	0,06	0,06	1,04	0,06
<b>mar-11</b>	1,07	0,13	0,12	1,07	0,12
<b>abr-11</b>	2,07	0,83	0,40	2,07	0,82
<b>may-11</b>	2,23	6,61	2,97	2,20	5,77
<b>jun-11</b>	6,23	7,71	1,24	6,20	6,87
<b>jul-11</b>	9,23	7,89	0,86	9,20	7,06
<b>ago-11</b>	11,23	9,51	0,85	11,20	8,67
<b>sep-11</b>	11,23	9,51	0,85	11,20	8,67
<b>oct-11</b>	12,23	9,52	0,78	12,20	8,69
<b>nov-11</b>	16,23	10,87	0,67	16,20	10,04
<b>dic-11</b>	16,23	10,87	0,67	16,20	10,04
<b>ene-12</b>	17,23	11,11	0,64	17,20	10,27
<b>feb-12</b>	19,18	12,16	0,63	19,16	11,33
<b>mar-12</b>	19,16	12,10	0,63	19,13	11,27



<b>abr-12</b>	20,16	14,87	0,74	20,13	14,04
<b>may-12</b>	20,01	9,12	0,46	20,01	9,14
<b>jun-12</b>	16,01	8,02	0,50	16,01	8,04
<b>jul-12</b>	13,04	7,93	0,61	13,03	7,93
<b>ago-12</b>	12,05	6,41	0,53	12,05	6,42
<b>sep-12</b>	12,05	6,41	0,53	12,05	6,42
<b>oct-12</b>	12,05	7,70	0,64	12,05	7,71
<b>nov-12</b>	8,05	6,35	0,79	8,05	6,36
<b>dic-12</b>	8,05	6,35	0,79	8,05	6,36
<b>ene-13</b>	6,05	6,10	1,01	6,05	6,11
<b>feb-13</b>	4,28	5,21	1,22	4,26	5,20
<b>mar-13</b>	4,28	5,21	1,22	4,26	5,20
<b>abr-13</b>	2,28	1,74	0,76	2,26	1,74
<b>may-13</b>	2,27	1,70	0,75	2,25	1,68
<b>jun-13</b>	3,27	1,74	0,53	3,25	1,71
<b>jul-13</b>	3,24	1,64	0,51	3,23	1,64
<b>promedio</b>	<b>3,67</b>	<b>6,46</b>	<b>0,86</b>	<b>3,65</b>	<b>3,33</b>





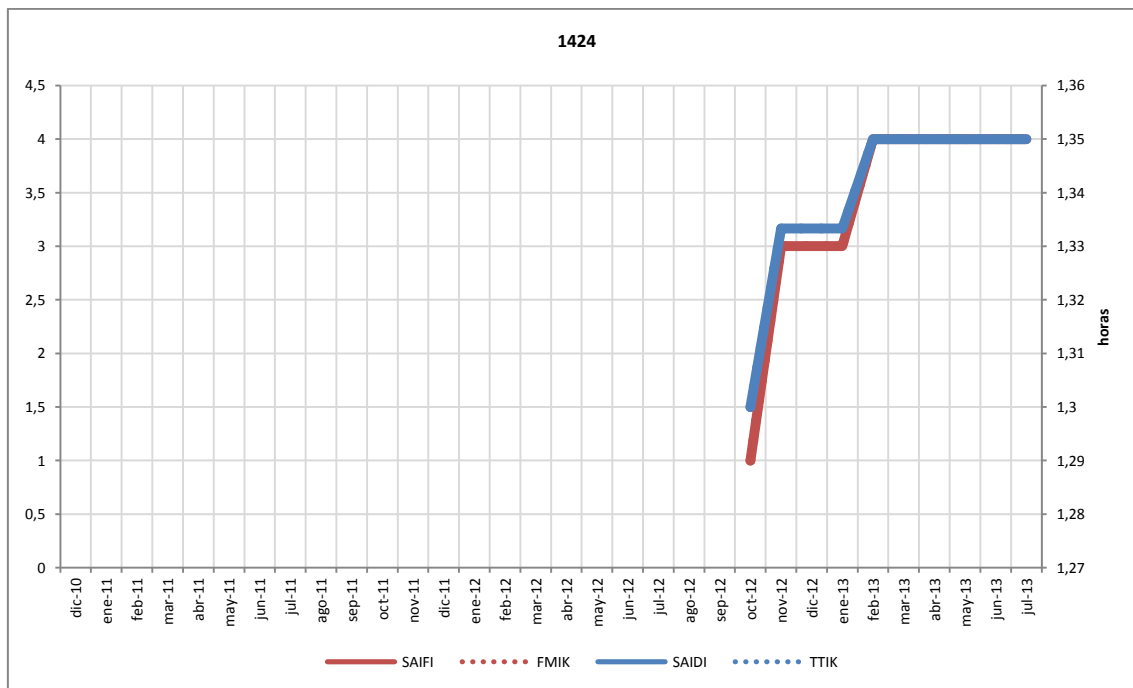
Alimentador 1424

Año					
móvil	SAIFI	SAIDI	CAIDI	FMIK	TTIK
<b>dic-10</b>			0,00		
<b>ene-11</b>			0,00		
<b>feb-11</b>			0,00		
<b>mar-11</b>			0,00		
<b>abr-11</b>			0,00		
<b>may-11</b>			0,00		
<b>jun-11</b>			0,00		
<b>jul-11</b>			0,00		
<b>ago-11</b>			0,00		
<b>sep-11</b>			0,00		
<b>oct-11</b>			0,00		
<b>nov-11</b>			0,00		
<b>dic-11</b>			0,00		
<b>ene-12</b>			0,00		
<b>feb-12</b>			0,00		
<b>mar-12</b>			0,00		
<b>abr-12</b>			0,00		
<b>may-12</b>			0,00		
<b>jun-12</b>			0,00		
<b>jul-12</b>			0,00		
<b>ago-12</b>			0,00		
<b>sep-12</b>			0,00		
<b>oct-12</b>	1,00	1,30	1,30	1,00	1,30
<b>nov-12</b>	3,00	1,33	0,44	3,00	1,33
<b>dic-12</b>	3,00	1,33	0,44	3,00	1,33
<b>ene-13</b>	3,00	1,33	0,44	3,00	1,33
<b>feb-13</b>	4,00	1,35	0,34	4,00	1,35
<b>mar-13</b>	4,00	1,35	0,34	4,00	1,35
<b>abr-13</b>	4,00	1,35	0,34	4,00	1,35





<b>may-13</b>	4,00	1,35	0,34	4,00	1,35
<b>jun-13</b>	4,00	1,35	0,34	4,00	1,35
<b>jul-13</b>	4,00	1,35	0,34	4,00	1,35
<b>promedio</b>	<b>3,86</b>	<b>1,35</b>	<b>0,35</b>	<b>3,86</b>	<b>1,35</b>

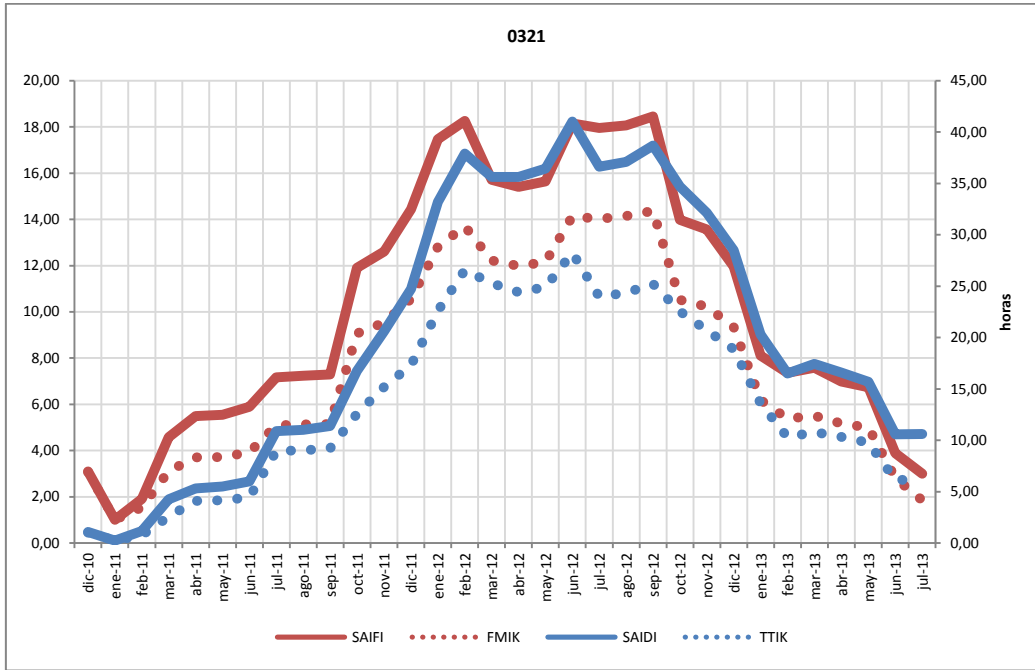


**Alimentador 0321**

Año					
móvil	SAIFI	SAIDI	CAIDI	FMIK	TTIK
<b>dic-10</b>	3,09	1,07	0,35	3,06	1,02
<b>ene-11</b>	1,00	0,23	0,23	1,00	0,23
<b>feb-11</b>	1,91	1,16	0,61	1,54	0,77
<b>mar-11</b>	4,57	4,24	0,93	3,11	2,58
<b>abr-11</b>	5,49	5,33	0,97	3,70	4,09
<b>may-11</b>	5,54	5,49	0,99	3,72	4,15
<b>jun-11</b>	5,89	6,01	1,02	3,93	4,45
<b>jul-11</b>	7,16	10,91	1,52	5,09	8,98
<b>ago-11</b>	7,24	11,01	1,52	5,13	9,03
<b>sep-11</b>	7,29	11,39	1,56	5,15	9,20



oct-11	11,90	16,75	1,41	9,06	12,56
nov-11	12,61	20,61	1,63	9,54	15,18
<b>dic-11</b>	<b>14,45</b>	<b>24,73</b>	<b>1,71</b>	<b>10,57</b>	<b>17,32</b>
ene-12	17,48	33,19	1,90	12,82	22,60
feb-12	18,26	37,92	2,08	13,70	26,57
mar-12	15,71	35,62	2,27	12,22	25,29
abr-12	15,41	35,63	2,31	11,98	24,40
may-12	15,65	36,45	2,33	12,15	24,92
jun-12	18,15	41,04	2,26	14,14	28,25
jul-12	17,96	36,62	2,04	14,02	23,98
ago-12	18,07	37,09	2,05	14,14	24,35
sep-12	18,45	38,70	2,10	14,37	25,22
oct-12	13,98	34,70	2,48	10,53	22,55
nov-12	13,56	32,14	2,37	10,23	20,71
<b>dic-12</b>	<b>11,96</b>	<b>28,50</b>	<b>2,38</b>	<b>9,34</b>	<b>18,87</b>
ene-13	8,11	20,29	2,50	6,18	13,61
feb-13	7,36	16,52	2,24	5,38	10,31
mar-13	7,59	17,45	2,30	5,50	10,80
abr-13	6,99	16,59	2,37	5,17	10,33
may-13	6,74	15,68	2,33	5,00	9,77
jun-13	3,89	10,59	2,72	2,80	6,16
jul-13	3,00	10,62	3,55	1,84	6,14
<b>promedio</b>	<b>5,15</b>	<b>13,37</b>	<b>2,59</b>	<b>3,70</b>	<b>8,10</b>



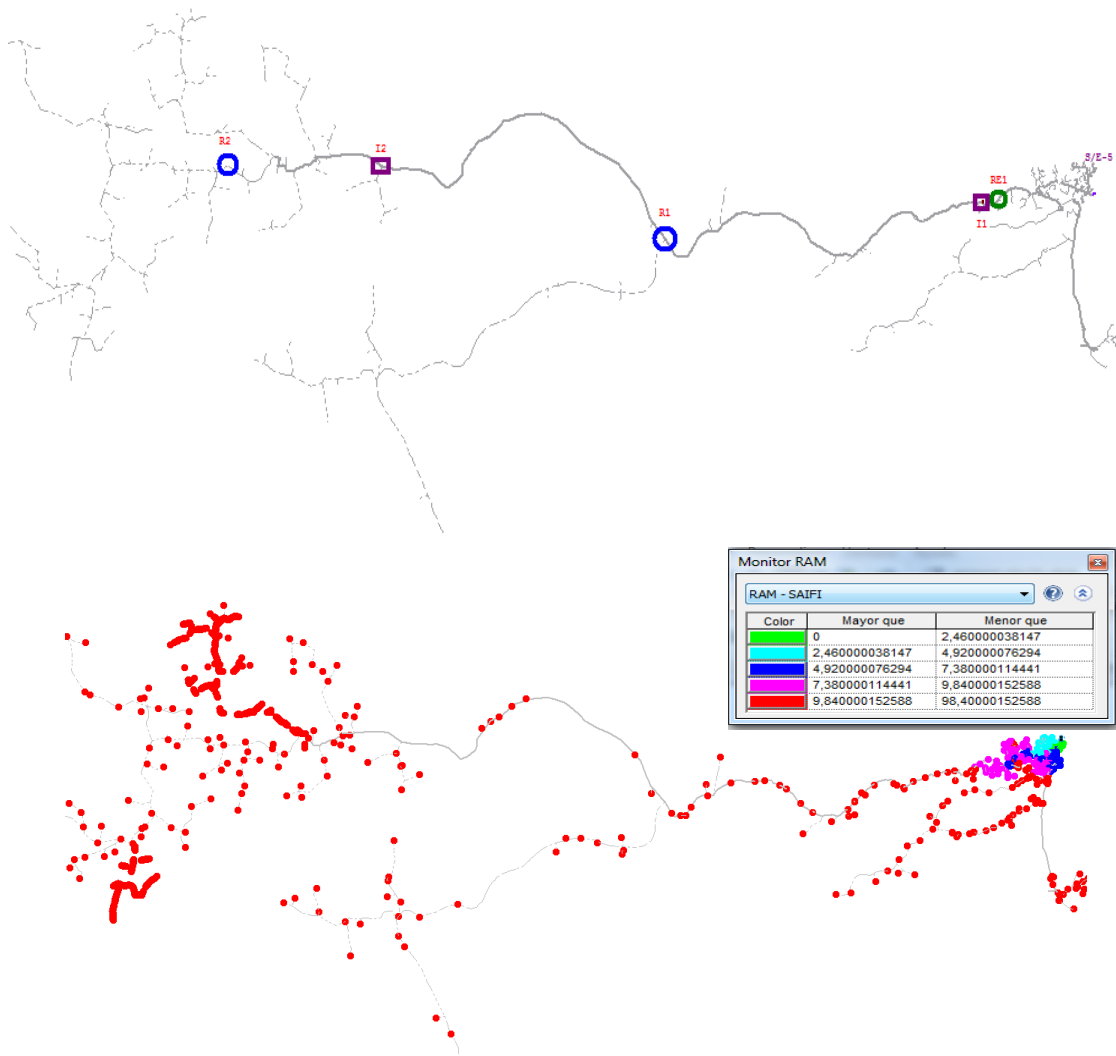
Anexo 2

**Alternativa 1. "Fuse Blowing" + "Fuse Saving"**

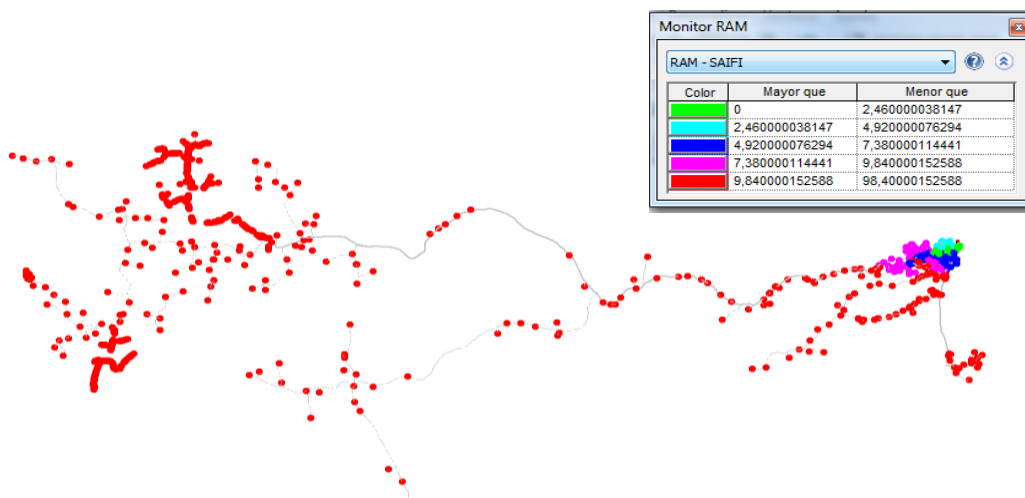
**Resultados de mejoramiento de la confiabilidad mediante esquemas FLISR y conceptos modernos de protección de sobre-corrientes**

Ubicación de esquemas FLISR, SAIDI antes, SAIDI después, SAIFI antes, y SAIFI después para los diferentes alimentadores del área piloto.

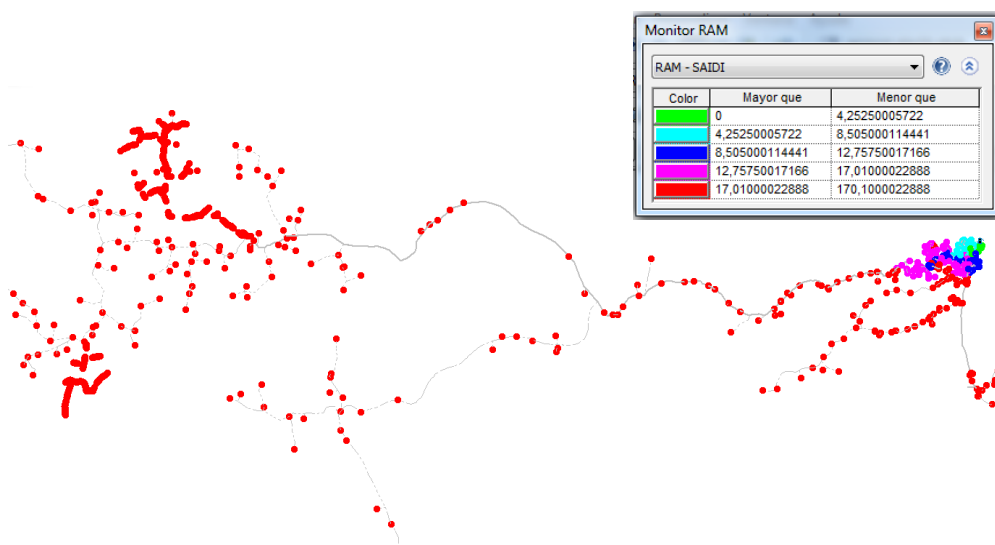
**Alimentador 052**



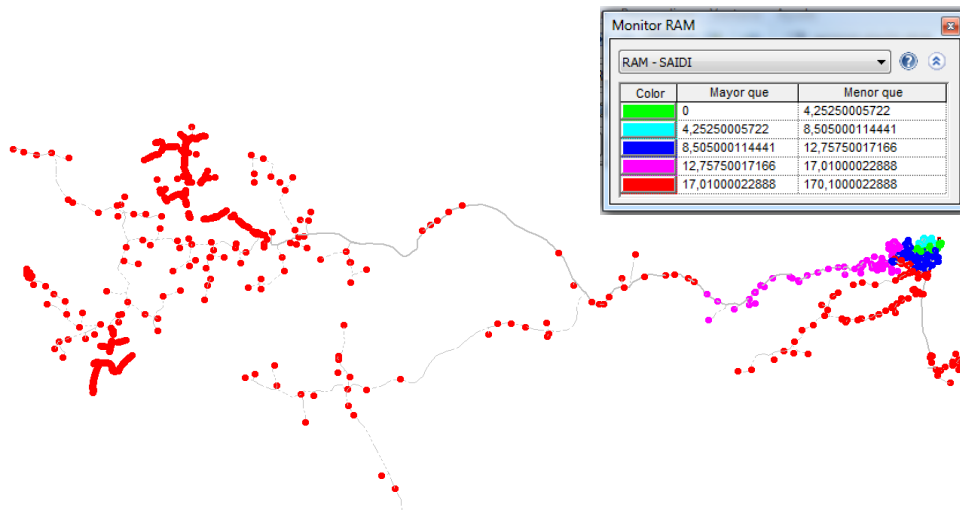
SAIFI antes



SAIFI después



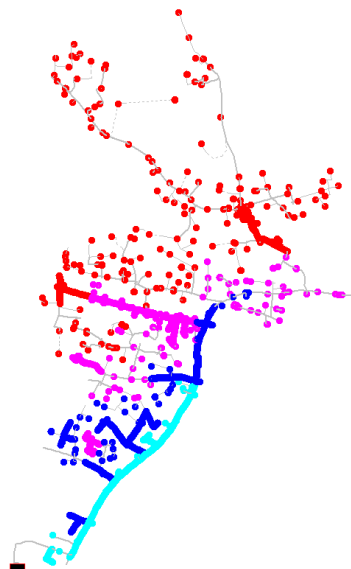
SAIDI antes



SAIDI después

**ALIMENTADOR 0526**



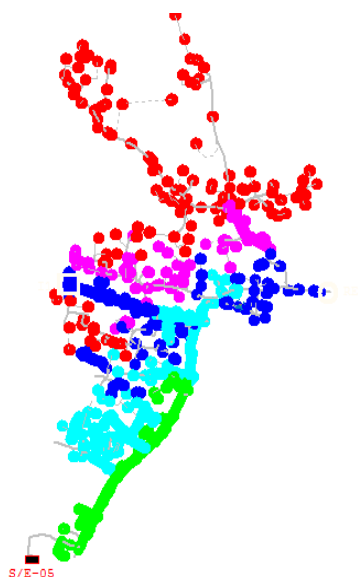


Monitor RAM

RAM - SAIFI

Color	Mayor que	Menor que
0	1,870000004768	1,870000004768
1,870000004768	3,740000009537	3,740000009537
3,740000009537	5,610000014305	5,610000014305
5,610000014305	7,480000019073	7,480000019073
7,480000019073	74,80000019073	74,80000019073

SAIFI antes

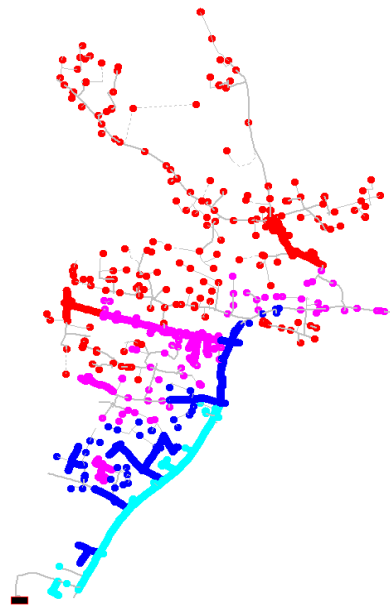


Monitor RAM

RAM - SAIFI

Color	Mayor que	Menor que
0	1,870000004768	1,870000004768
1,870000004768	3,740000009537	3,740000009537
3,740000009537	5,610000014305	5,610000014305
5,610000014305	7,480000019073	7,480000019073
7,480000019073	74,80000019073	74,80000019073

SAIFI después

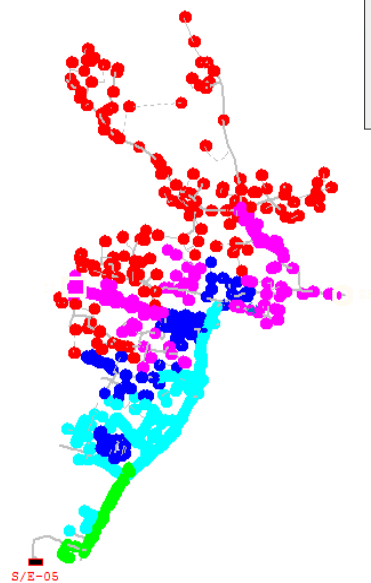


Monitor RAM

RAM - SAIDI

Color	Mayor que	Menor que
Green	0	0,9072499871254
Cyan	0,9072499871254	1,814499974251
Blue	1,814499974251	2,721749961376
Magenta	2,721749961376	3,628999948502
Red	3,628999948502	36,28999948502

SAIDI antes



Monitor RAM

RAM - SAIDI

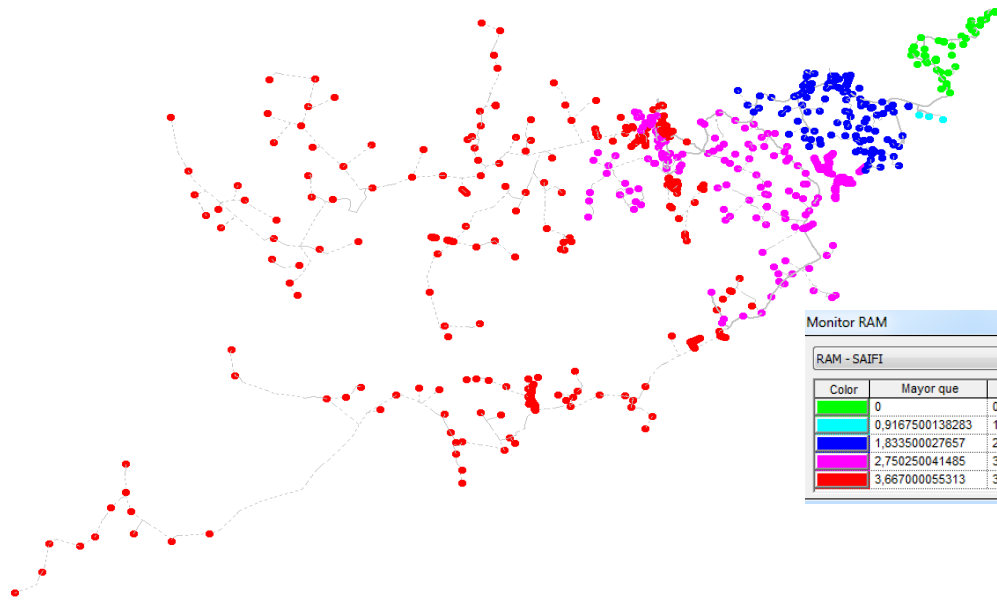
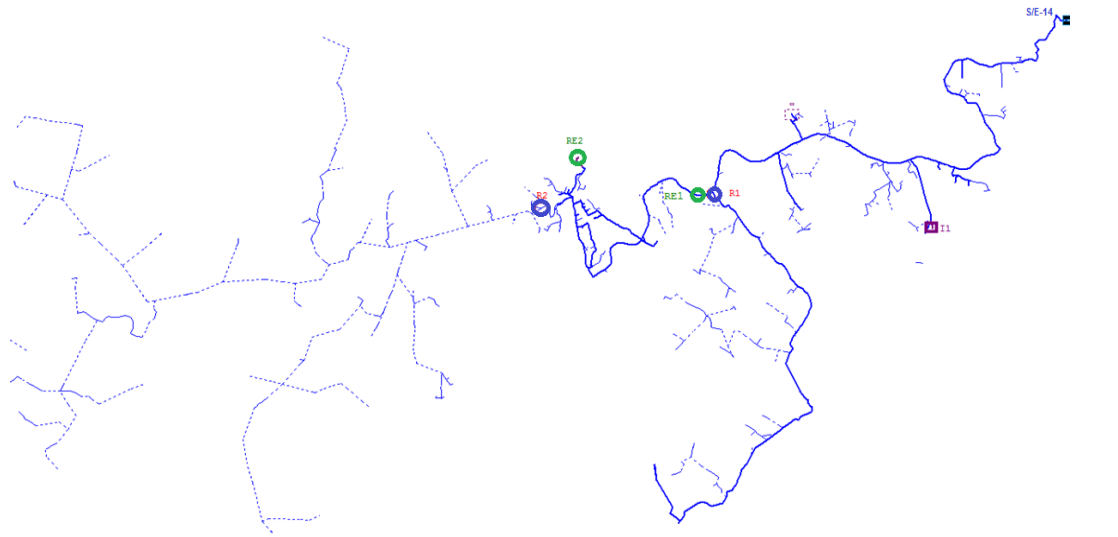
Color	Mayor que	Menor que
Green	0	0,9072499871254
Cyan	0,9072499871254	1,814499974251
Blue	1,814499974251	2,721749961376
Magenta	2,721749961376	3,628999948502
Red	3,628999948502	36,28999948502

SAIDI después



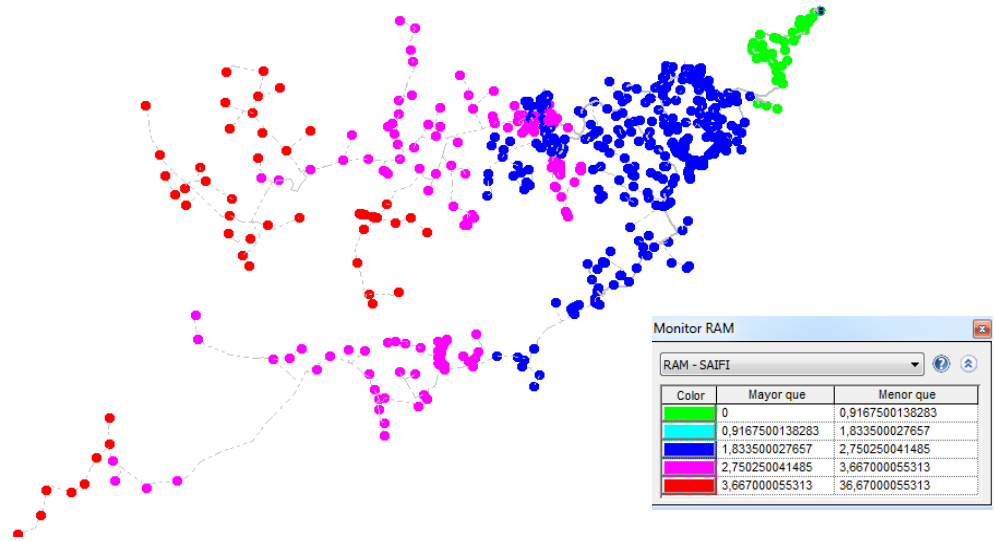


ALIMENTADOR 1421

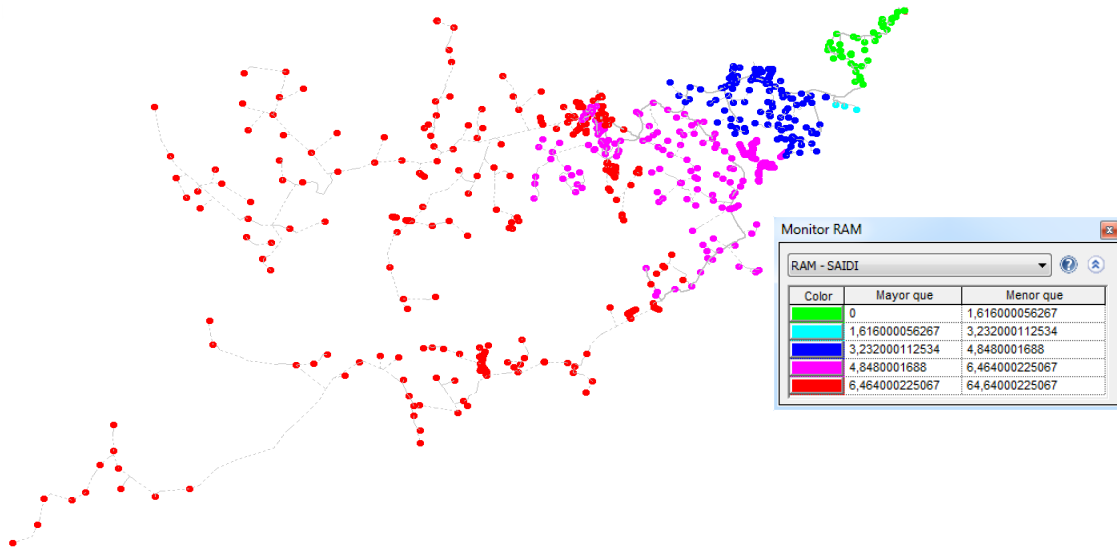


Color	Mayor que	Menor que
0	0,9167500138283	0,9167500138283
0,9167500138283	1,833500027657	1,833500027657
1,833500027657	2,750250041485	2,750250041485
2,750250041485	3,667000055313	3,667000055313
3,667000055313	36,67000055313	36,67000055313

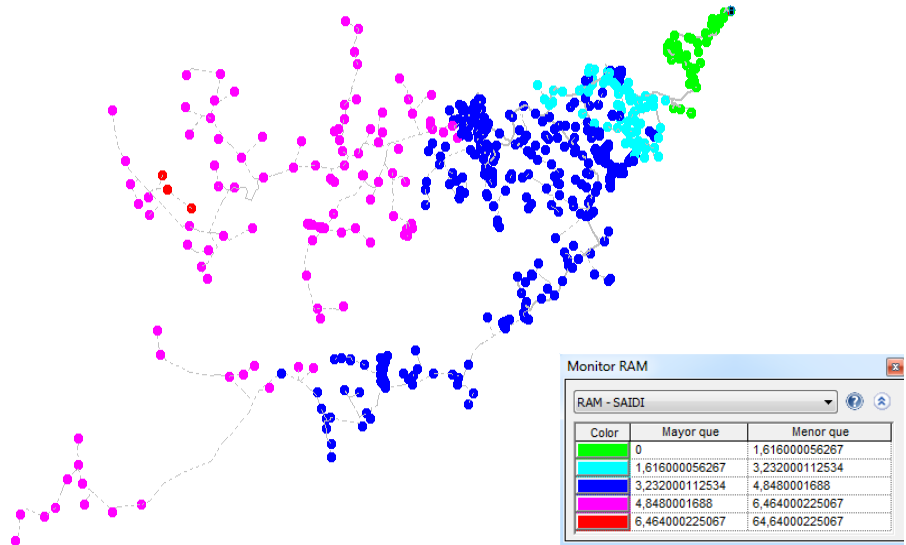
SAIFI antes



SAIFI después

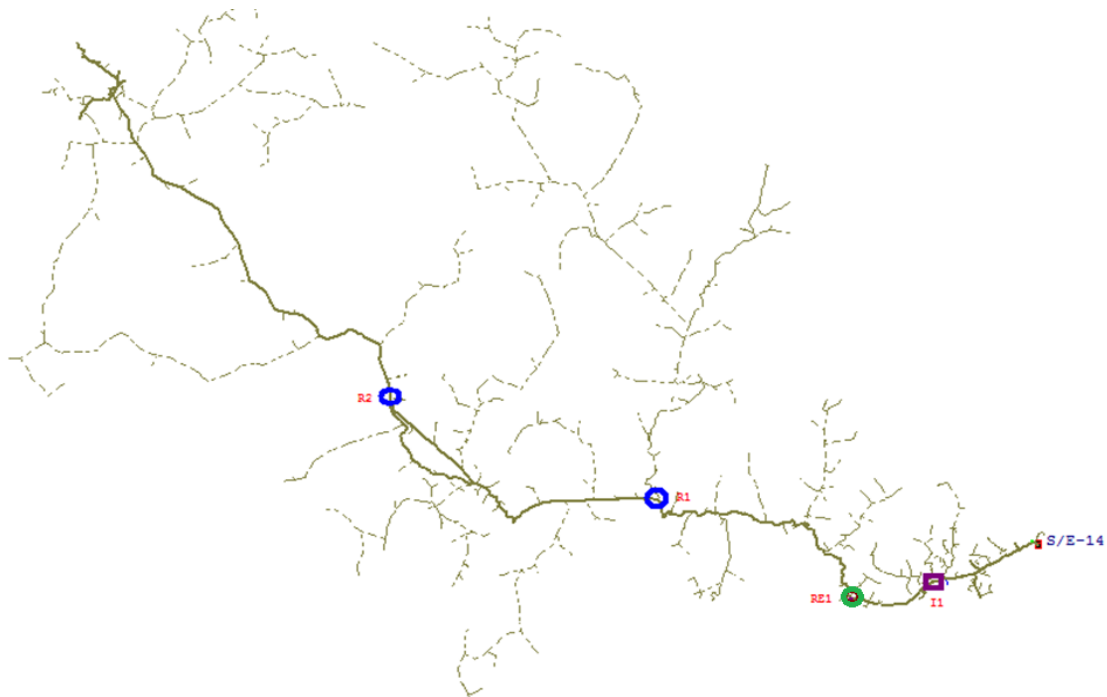


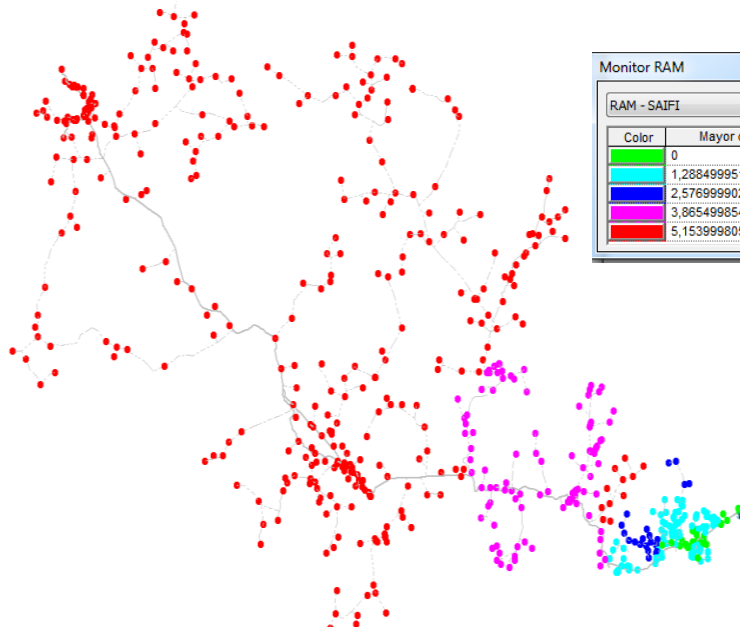
SAIDI antes



SAIDI después

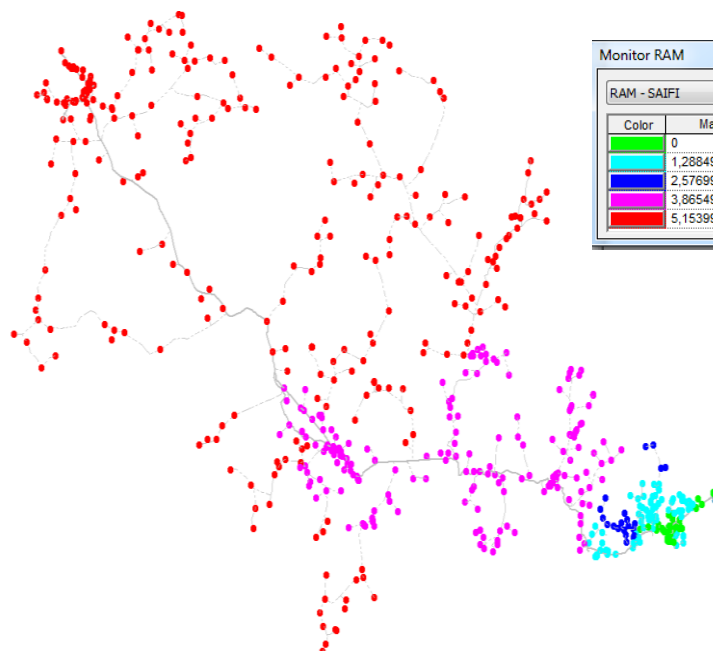
**ALIMENTADOR 1424**





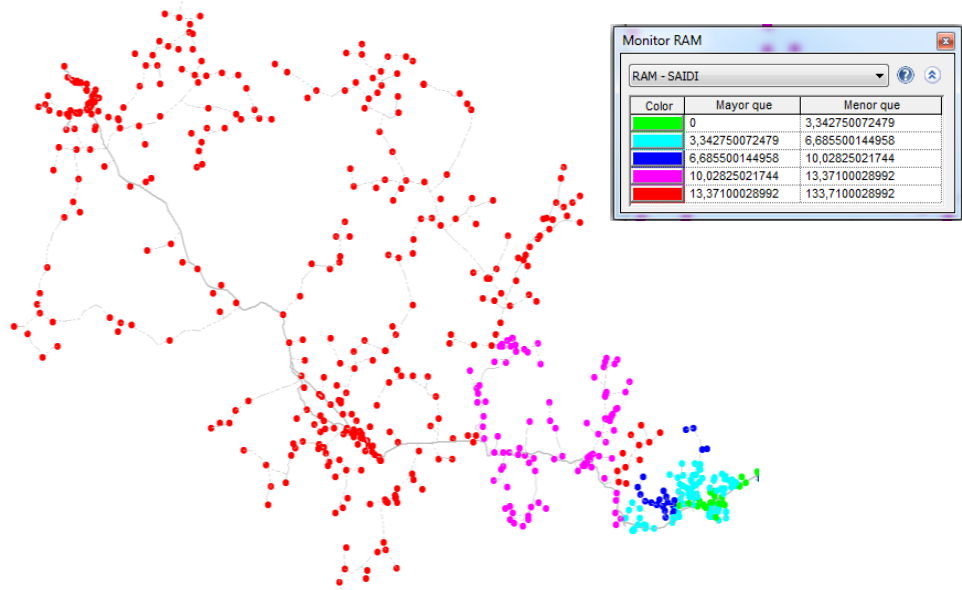
Color	Mayor que	Menor que
0	1,288499951363	1,288499951363
1,288499951363	2,576999902725	2,576999902725
2,576999902725	3,865499854088	3,865499854088
3,865499854088	5,15399980545	5,15399980545
5,15399980545	51,5399980545	51,5399980545

SAIFI antes

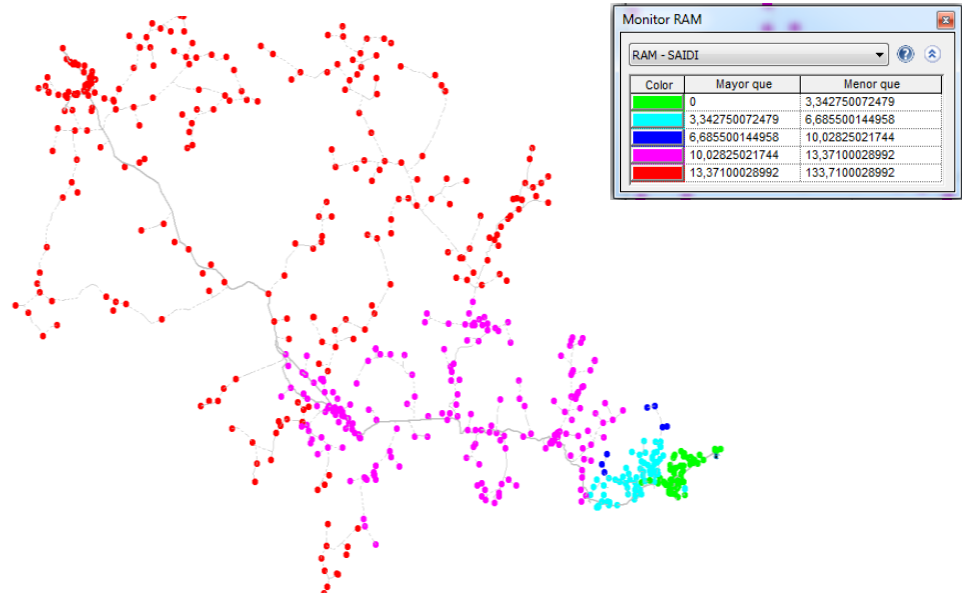


Color	Mayor que	Menor que
0	1,288499951363	1,288499951363
1,288499951363	2,576999902725	2,576999902725
2,576999902725	3,865499854088	3,865499854088
3,865499854088	5,15399980545	5,15399980545
5,15399980545	51,5399980545	51,5399980545

SAIFI después



SAIDI antes



SAIDI después

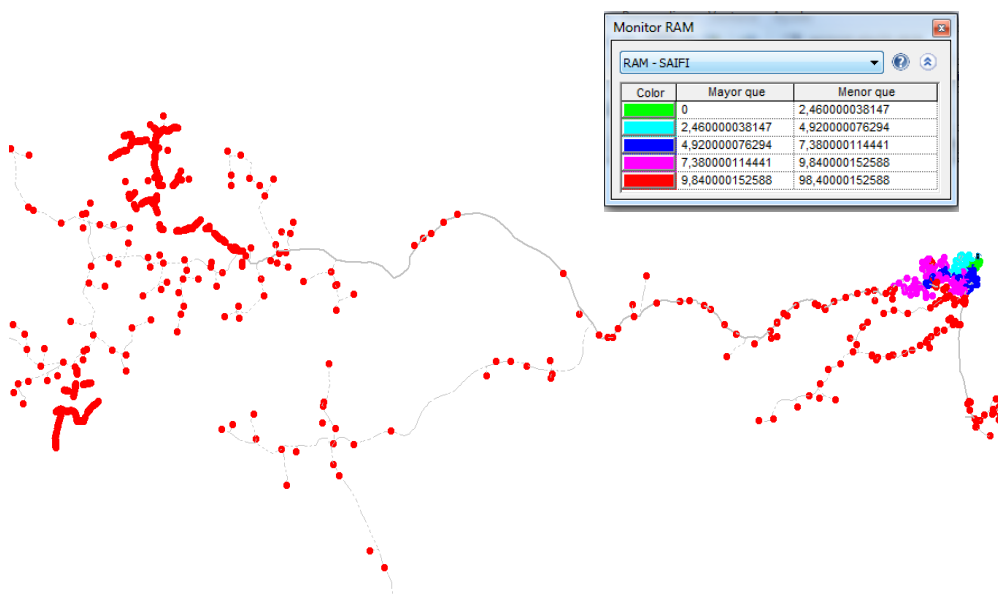
Anexo 3

**Alternativa2. "Fuse Saving"**

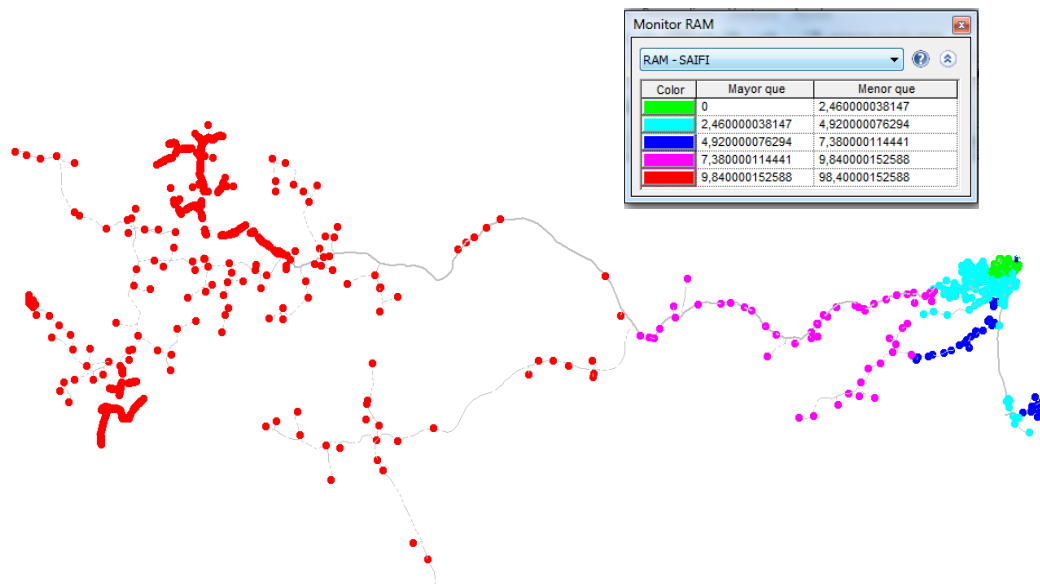
**Resultados de mejoramiento de la confiabilidad mediante esquemas FLISR y conceptos modernos de protección de sobre-corrientes**

Ubicación de esquemas FLISR, SAIDI antes, SAIDI después, SAIFI antes, y SAIFI después para los diferentes alimentadores del área piloto.

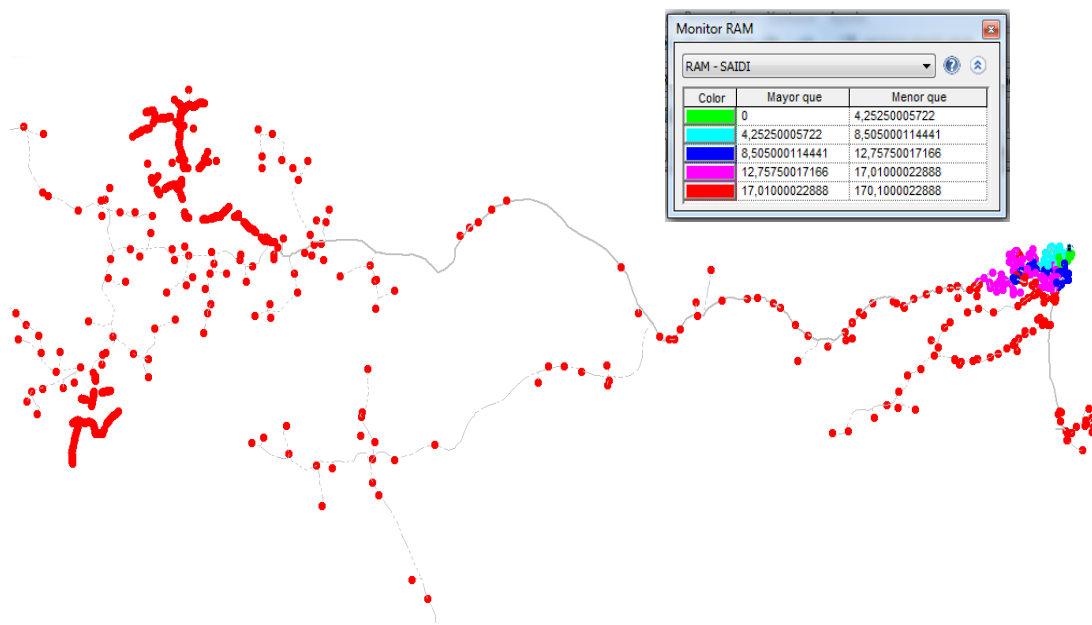
**ALIMENTADOR 0525**



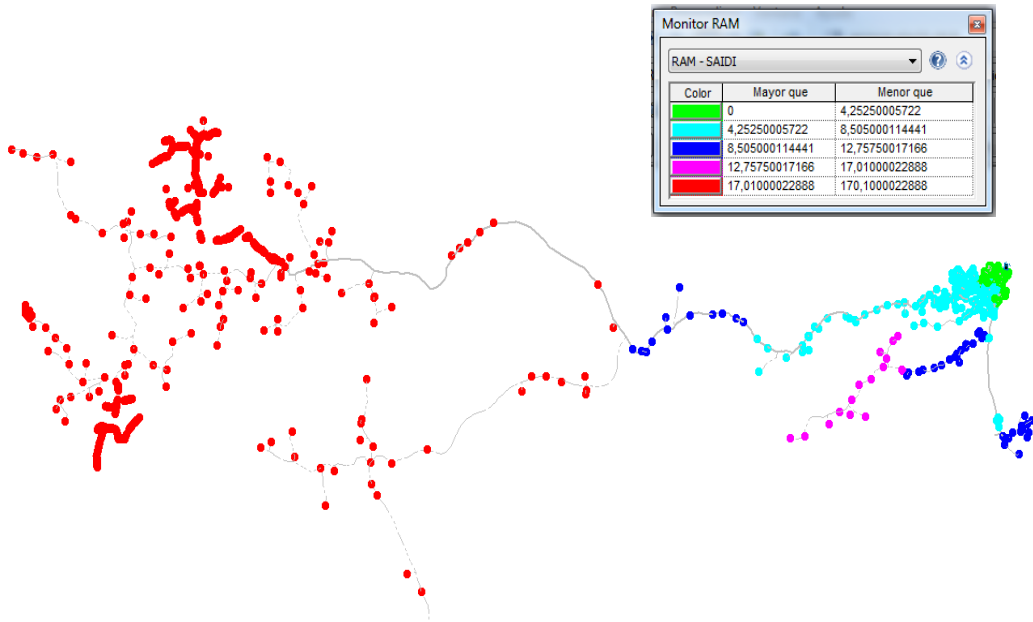
SAIFI antes



SAIFI después

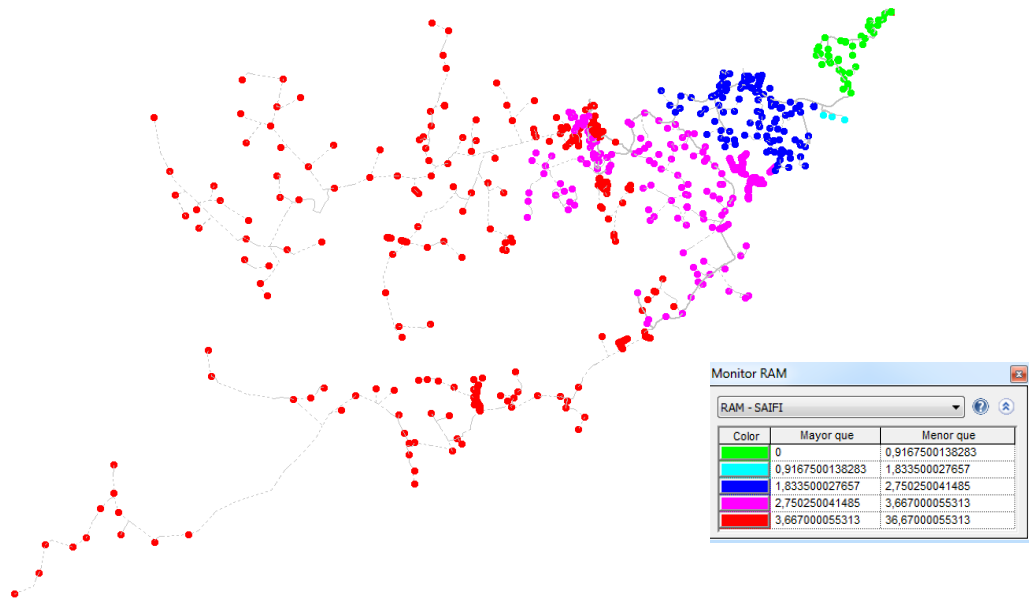


SAIDI antes



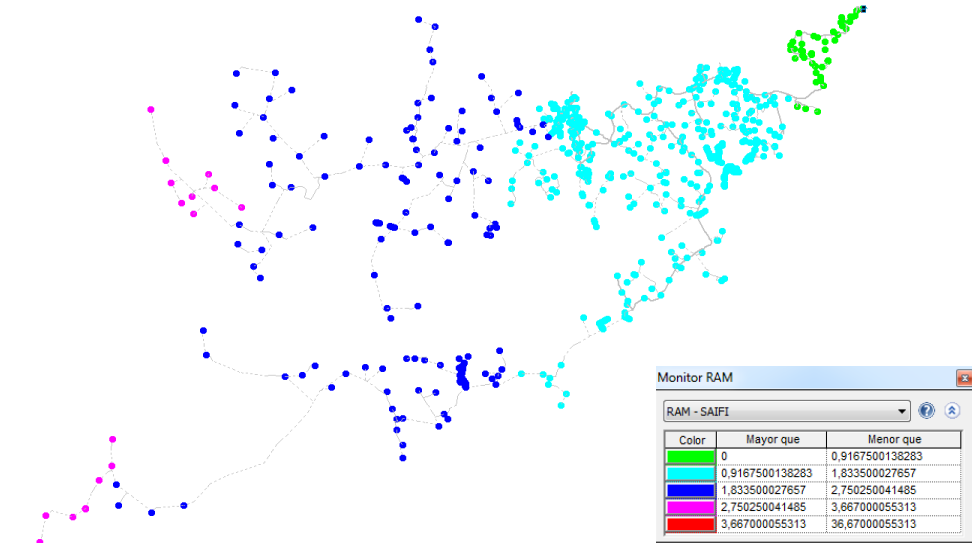
SAIDI después

ALIMENTADOR 1421

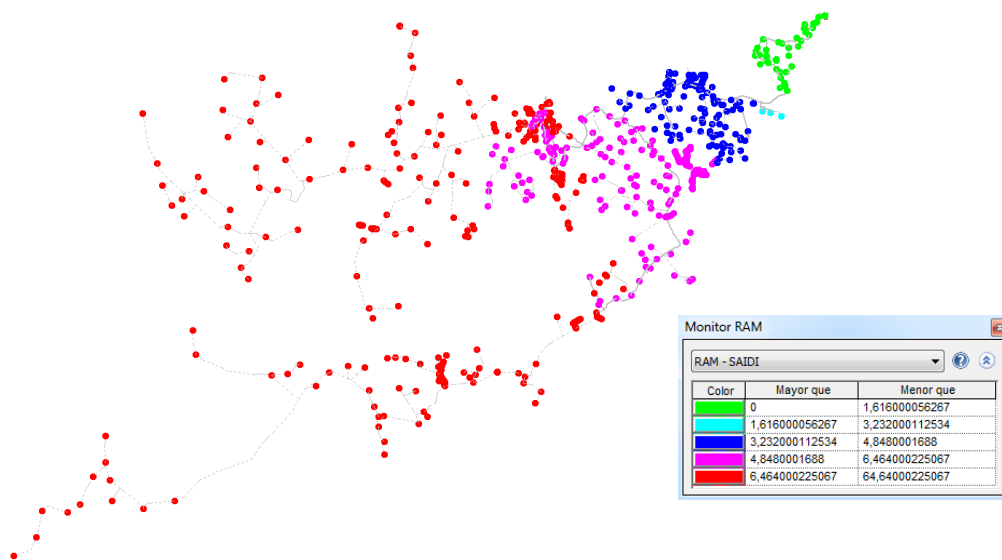


SAIFI antes

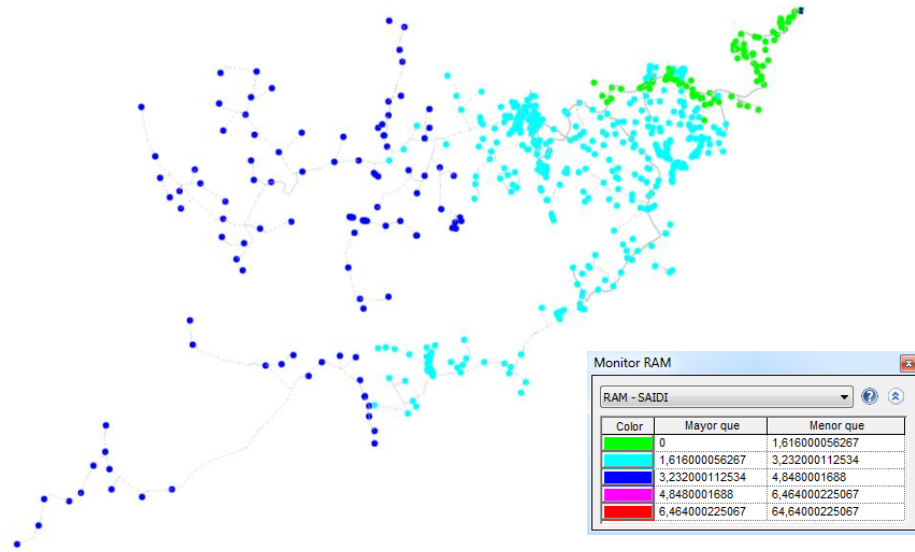




SAIFI después

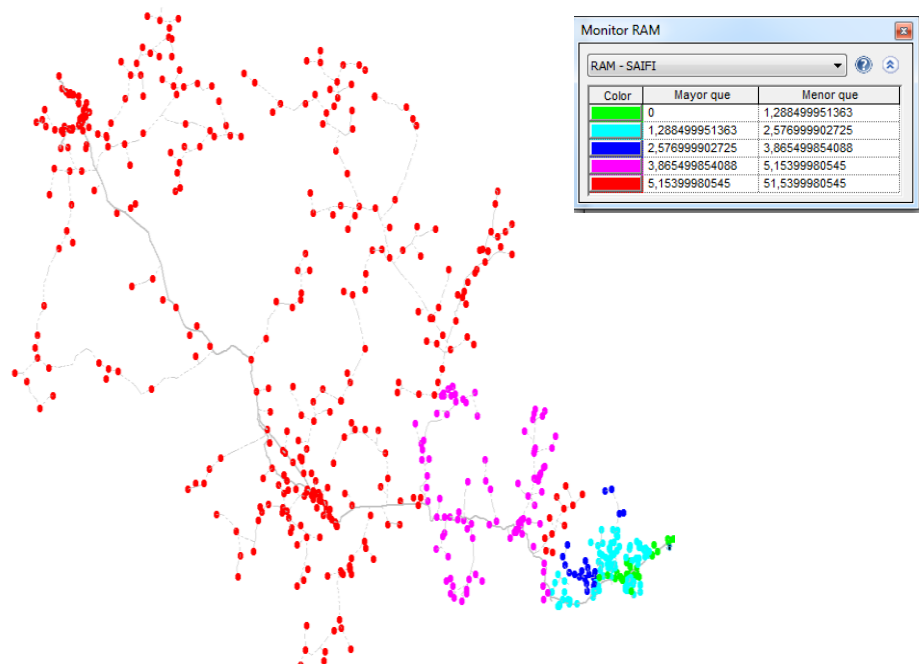


SAIDI antes

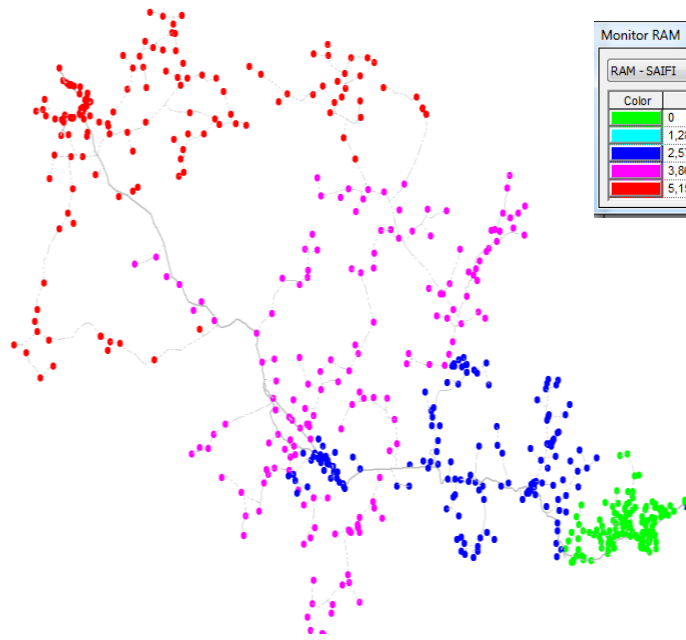


SAIDI después

ALIMENTADOR 1424

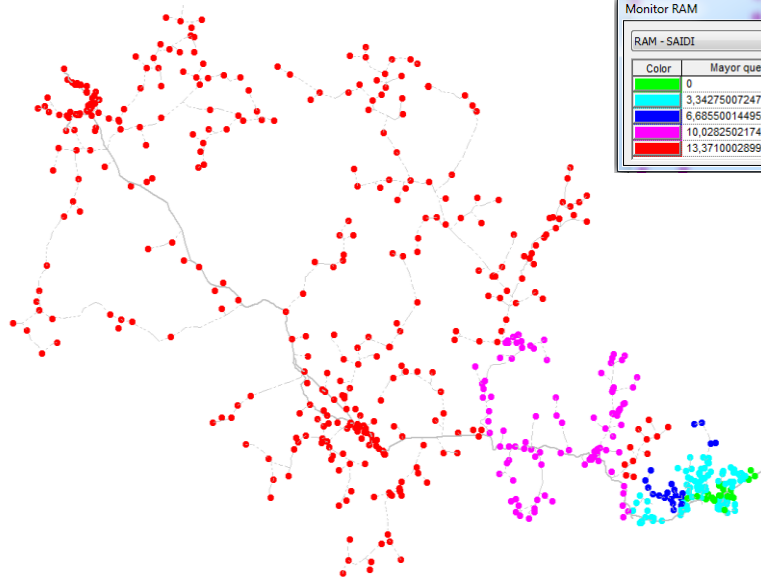


SAIFI antes



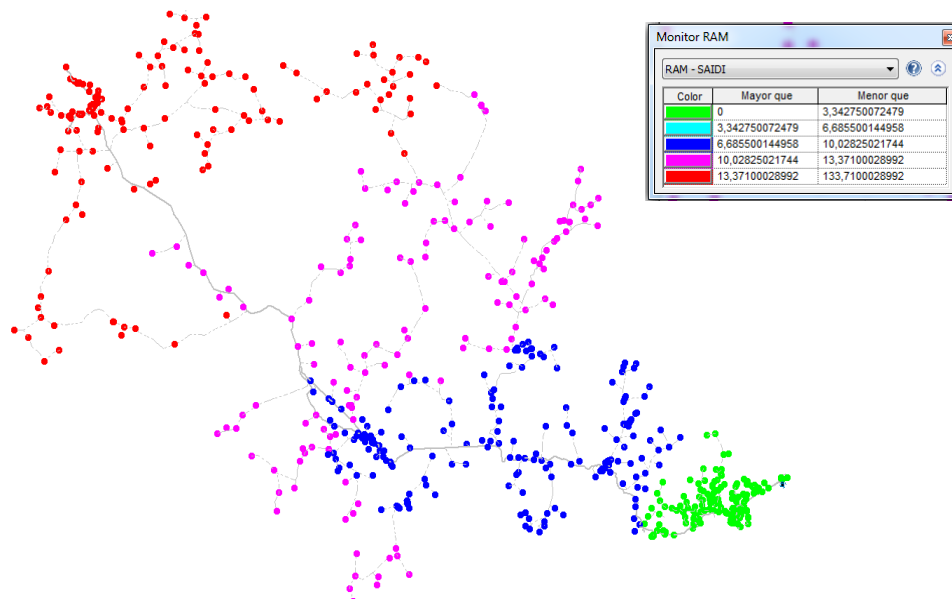
Color	Mayor que	Menor que
0	1,288499951363	1,288499951363
1,288499951363	2,576999902725	2,576999902725
2,576999902725	3,865499854088	3,865499854088
3,865499854088	5,15399980545	5,15399980545
5,15399980545	51,5399980545	51,5399980545

SAIFI después



Color	Mayor que	Menor que
0	3,342750072479	3,342750072479
3,342750072479	6,685500144958	6,685500144958
6,685500144958	10,02825021744	10,02825021744
10,02825021744	13,37100028992	13,37100028992
13,37100028992	133,7100028992	133,7100028992

SAIDI antes



SAIDI después



Anexo 4

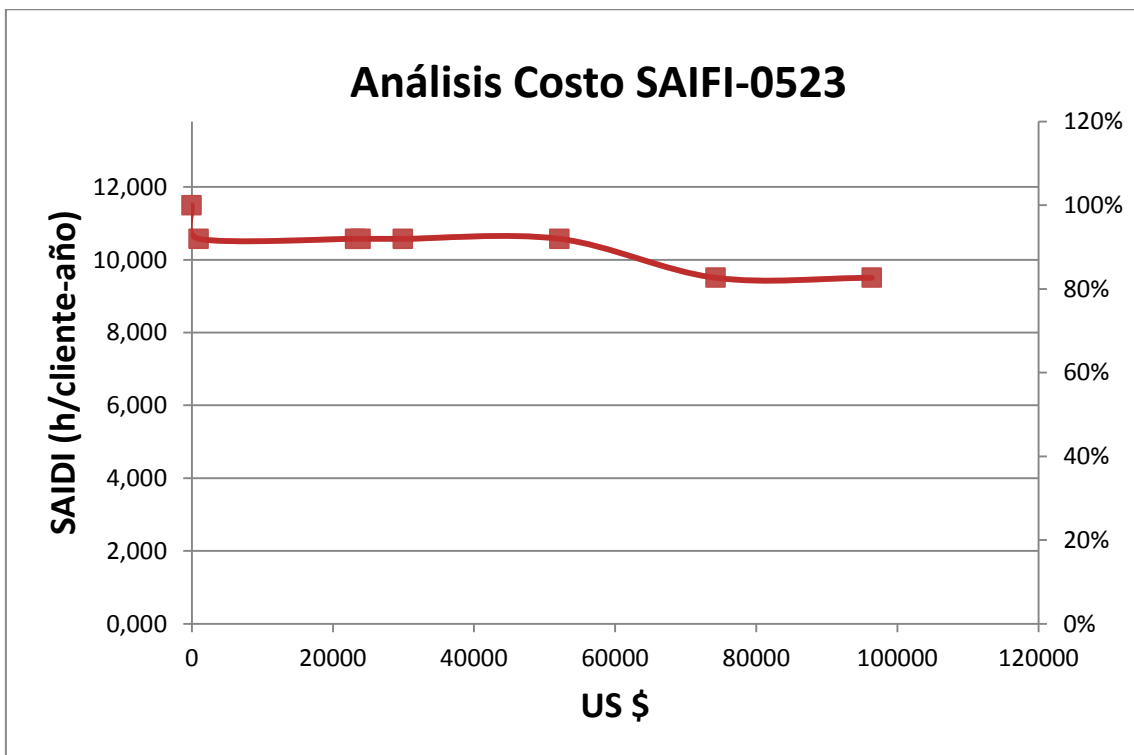
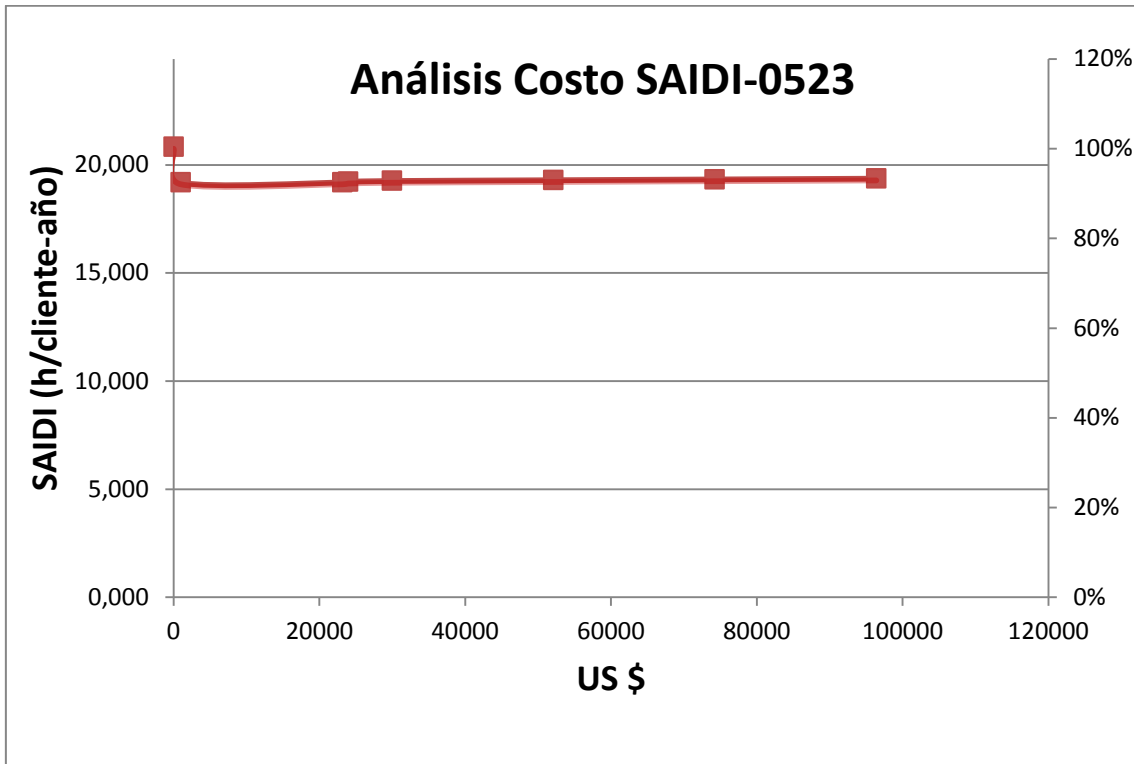
**Análisis Costo/Beneficio para el alimentador 0523**

**Utilizando la Alternativa 1**

Recomendación	Costo (€)	Reducción CMI (hr)	Costo/CMI (\$/min)	Reducción de CI	\$/CI
Base					
Recierre (interruptor de circuito)	1000	31183,152	0,00053448	17420,6604	0,05740311
FLISR-Transferencia-0423	22151,1528	-679,536	-0,54329113	1,8876	11735,0884
Reemplaza Reconectador RE2 (salvar fusible)	22151,1528	-679,536	-0,54329113	20212,4208	1,09591785
Reconectador tripsaver, R1 (salvar fusible)	5997,65288	-679,536	-0,14710167	1,8876	3177,3961
Fusible lateral	800	-679,536	-0,01962123	0,924924	864,93593
Reemplaza Reconectador RE1 (salvar fusible)	22151,1528	-681,4236	-0,54178617	0,018876	1173508,84
FLISR-division del alimentador (I2)	22151,1528	1,8876	195,584806	0,9438	23470,1767

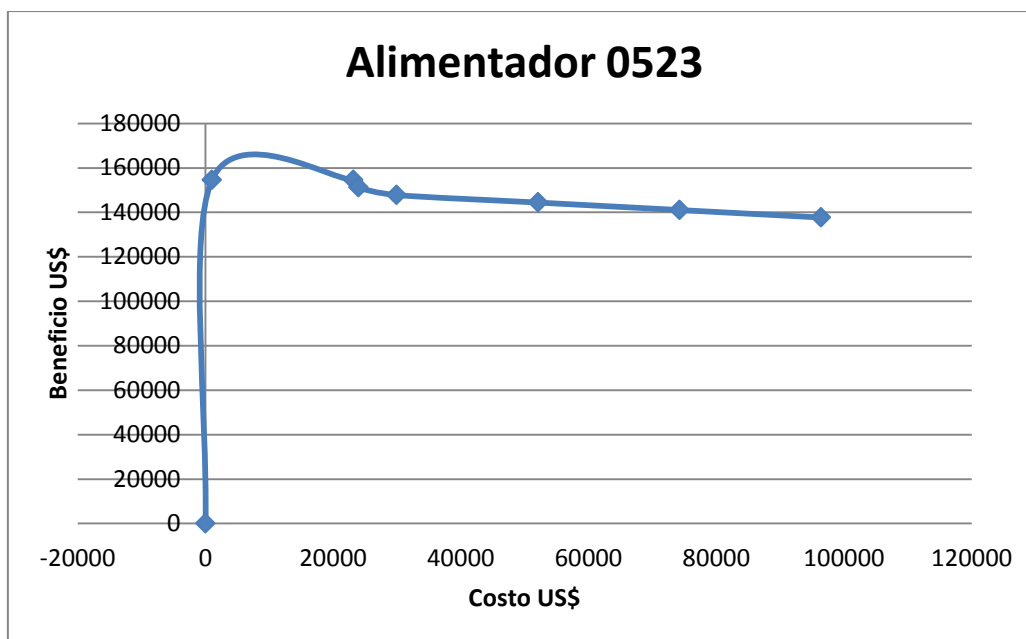
**Ordenado**

Recomendación	Costo (€)	Costo Acumulado (\$)	Costo/CMI (\$/min)	SAIDI	SAIFI
Base		0		20,838	11,499
Recierre (interruptor de circuito)	1000	1000	0,00053448	19,186	10,5761
FLISR-division del alimentador (I2)	22151,1528	23151,1528	195,584806	19,1859	10,57605
Fusible lateral	800	23951,1528	-0,01962123	19,2219	10,576001
Reconectador tripsaver, R1 (salvar fusible)	5997,65288	29948,8057	-0,14710167	19,2579	10,575901
Reemplaza Reconectador RE1 (salvar fusible)	22151,1528	52099,9585	-0,54178617	19,294	10,5759
Reemplaza Reconectador RE2 (salvar fusible)	22151,1528	74251,1113	-0,54329113	19,33	9,5051
FLISR-Transferencia-0423	22151,1528	96402,2641	-0,54329113	19,366	9,505





Recomendación	Costo (€)	SAIDI	ENS (kWh)	Reducción ENS (kWh)	Beneficio (\$)	DB / DC (marginal)	B/C (acumulado)
Base		20,838	119101,976				
Recierre (interruptor de circuito)	1000	19,186	109659,781	9442,19522	154516,161	154,516161	154,5161606
FLISR-division del alimentador (I2)	22151,1528	19,1859	109659,209	0,57156145	9,35327849	0,00042225	6,674635824
Fusible lateral	800	19,2219	109864,971	-205,762123	-3367,18026	-4,20897532	6,3111089
Reconectador tripsaver, R1 (salvar fusible)	5997,65288	19,2579	110070,733	-205,762123	-3367,18026	-0,56141633	4,93479289
Reemplaza Reconectador RE1 (salvar fusible)	22151,1528	19,294	110277,067	-206,333685	-3376,53353	-0,1524315	2,77187591
Reemplaza Reconectador RE2 (salvar fusible)	22151,1528	19,33	110482,829	-205,762123	-3367,18026	-0,15200926	1,899600385
FLISR-Transferencia-0423	22151,1528	19,366	110688,591	-205,762123	-3367,18026	-0,15200926	1,428184915



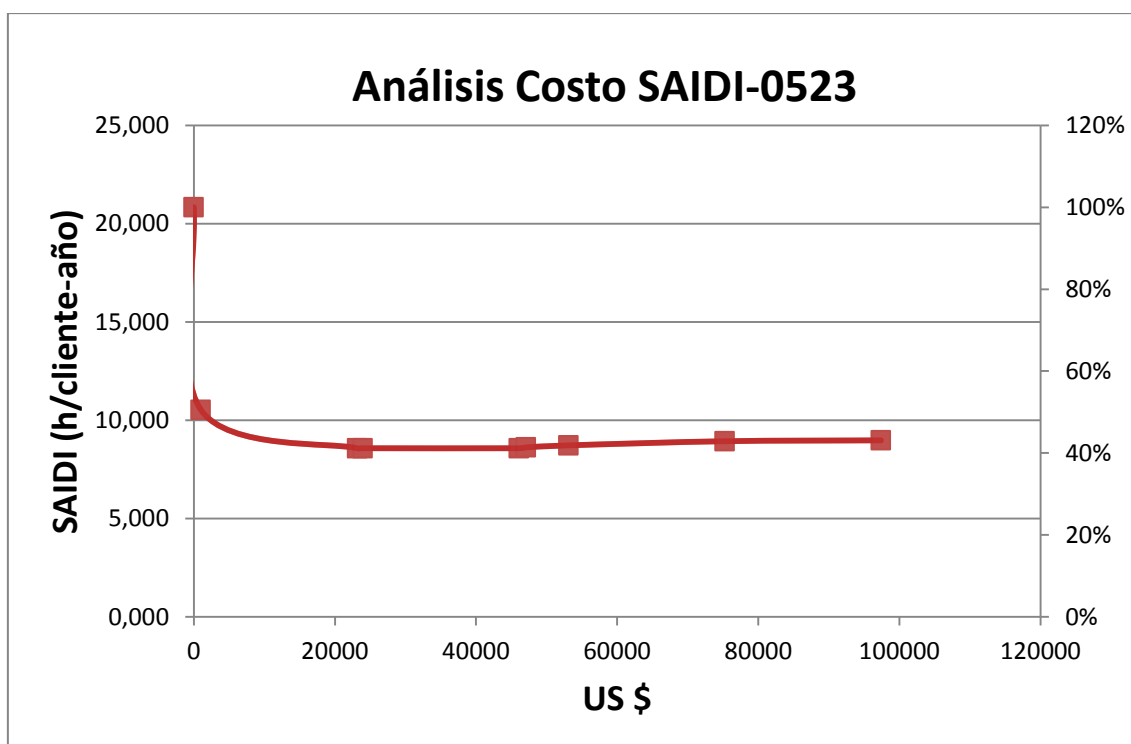
### Utilizando la Alternativa 2

Recomendación	Costo (€)	Reducción CMI (hr)	Costo/CMI (\$/min)	Reducción de CI	\$/CI
Base					
Recierre (interruptor de circuito)	1000	194573,808	8,5657E-05	108706,884	0,00919905
FLISR-Transferencia-0423	22151,1528	-3963,96	-0,09313562	-18,876	-1173,50884
Reemplaza Reconectador RE2 (salvar fusible)	22151,1528	18,876	19,5584806	18,876	1173,50884
Reconectador tripsaver, R1 (salvar fusible)	5997,65288	-1925,352	-0,05191824	-1057,056	-5,67392161
Fusible lateral	800	18,876	0,70636434	509,652	1,56969854
Reemplaza Reconectador RE1 (salvar fusible)	22151,1528	36789,324	0,01003514	20537,088	1,07859268
FLISR-division del alimentador (I2)	22151,1528	-849,42	-0,4346329	-3,7752	-5867,54419
Bloqueo trifasico	1000	-849,42	-0,01962123	3,7752	264,886629

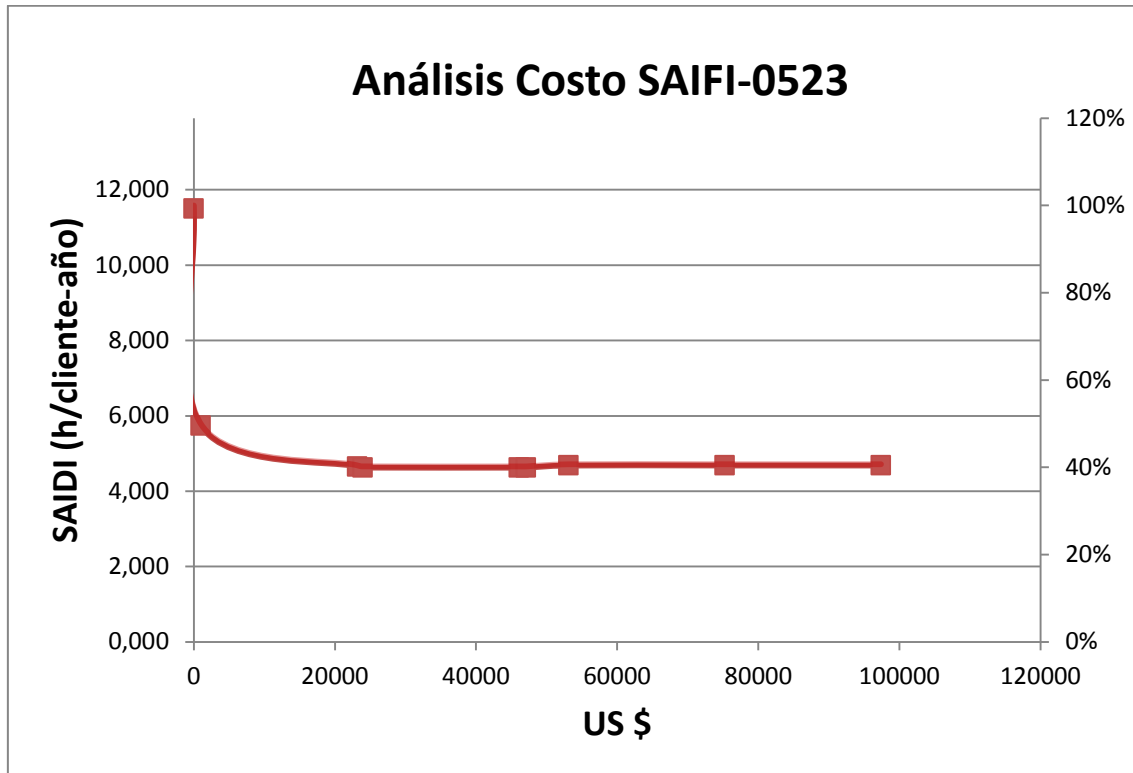


Ordenado

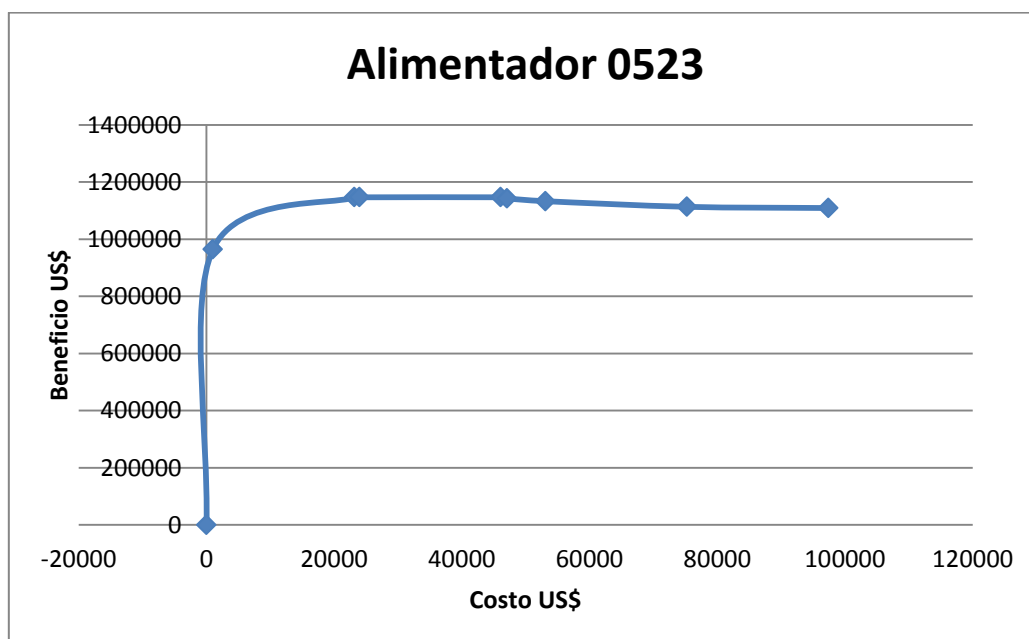
Recomendación	Costo (\$)	Costo Acumulado (\$)	Costo/CMI (\$/min)	SAIDI	SAIFI
Base		0		20,838	11,499
Recierre (interruptor de circuito)	1000	1000	8,5657E-05	10,53	5,74
Reemplaza Reconectador RE1 (salvar fusible)	22151,1528	23151,1528	0,01003514	8,581	4,652
Fusible lateral	800	23951,1528	0,70636434	8,58	4,625
Reemplaza Reconectador RE2 (salvar fusible)	22151,1528	46102,3056	19,5584806	8,579	4,624
Bloqueo trifasico	1000	47102,3056	-0,01962123	8,5789	4,6238
Reconectador tripsaver, R1 (salvar fusible)	5997,65288	53099,9585	-0,05191824	8,6809	4,6798
FLISR-Transferencia-0423	22151,1528	75251,1113	-0,09313562	8,8909	4,6808
FLISR-division del alimentador (I2)	22151,1528	97402,2641	-0,4346329	8,936	4,681







Recomendación	Costo (₶)	SAIDI	ENS (kWh)	Reducción ENS (kWh)	Beneficio (\$)	DB / DC (marginal)	B/C (acumulado)
Base		20,838	119101,976				
Recierre (interruptor de circuito)	1000	10,53	60185,4211	58916,5547	964135,947	964,135947	964,1359467
Reemplaza Reconector RE1 (salvar fusible)	22151,1528	8,581	49045,6884	11139,7327	182295,398	8,22961221	49,51940639
Fusible lateral	800	8,58	49039,9728	5,71561454	93,5327849	0,11691598	47,86929824
Reemplaza Reconector RE2 (salvar fusible)	22151,1528	8,579	49034,2571	5,71561454	93,5327849	0,00422248	24,87117281
Bloqueo trifasico	1000	8,624	49291,4598	-257,202654	-4208,97532	-4,20897532	24,25379012
Reconector tripsaver, R1 (salvar fusible)	5997,65288	8,726	49874,4525	-582,992683	-9540,34406	-1,5906796	21,33465115
FLISR-Transferencia-0423	22151,1528	8,936	51074,7315	-1200,27905	-19641,8848	-0,88672066	14,79349855
FLISR-division del alimentador (I2)	22151,1528	8,981	51331,9342	-257,202654	-4208,97532	-0,19001157	11,38595946





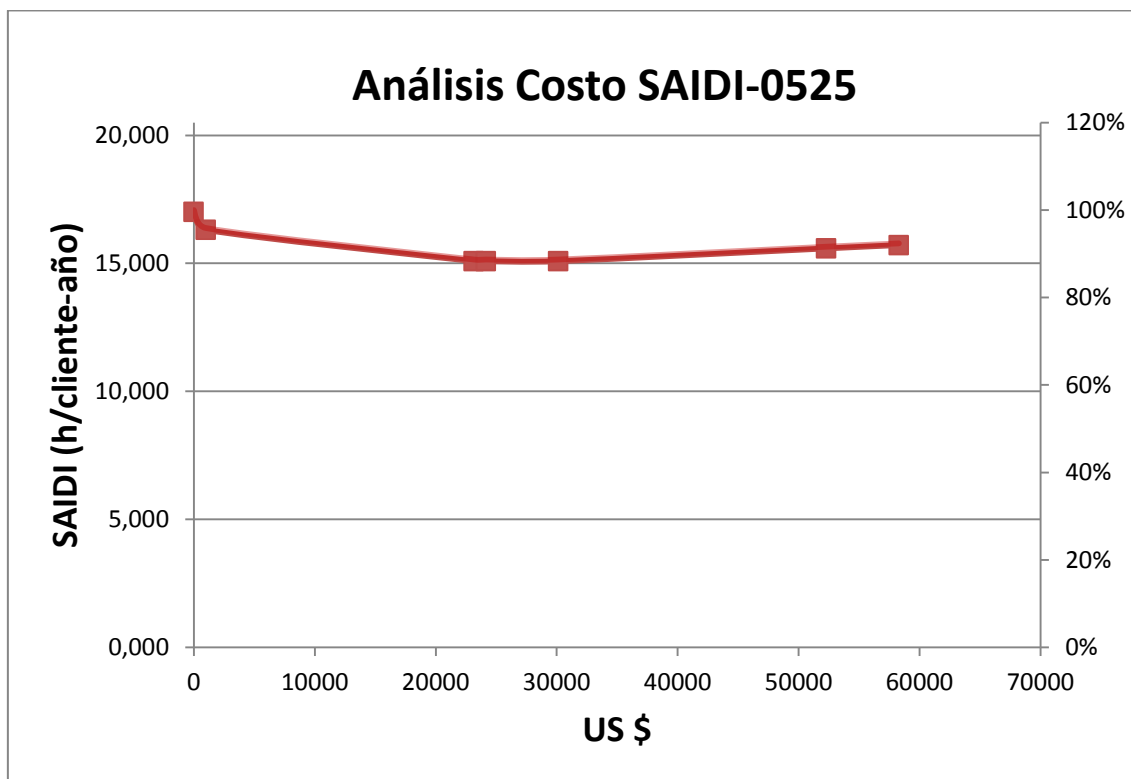
**Análisis Costo/Beneficio para el alimentador 0525**

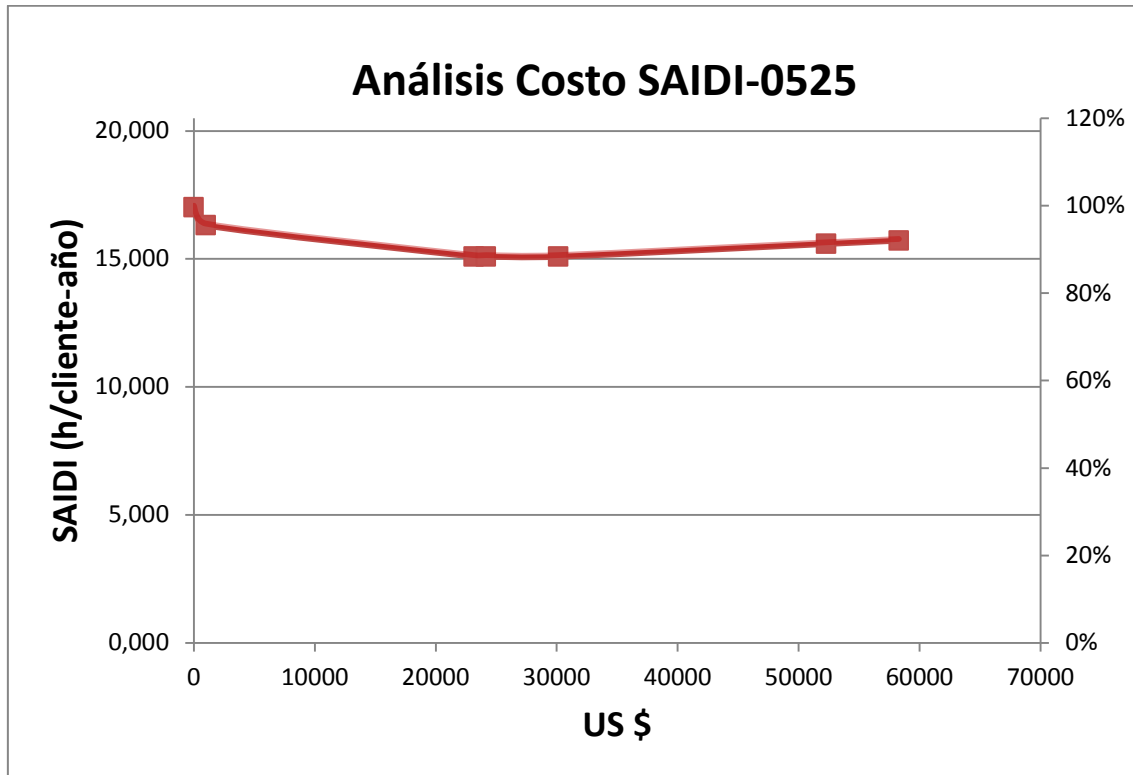
**Utilizando la Alternativa 1**

Recomendación	Costo (€)	Reducción CMI (hr)	Costo/CMI (\$/min)	Reducción de CI	\$/CI
Base					
Recierre (interruptor de circuito)	1000	6984,6	0,0023862	4109,9382	0,24331266
FLISR-Transferencia-0523	22151,1528	12213,072	0,03022875	0,9978	22199,9928
Reconectador tripsaver, R1 (salvar fusible)	5997,65288	-1298,1378	-0,07700329	-770,3016	-7,78610986
Reconectador tripsaver, R2 (salvar fusible)	5997,65288	0,9978	100,18128	0,9978	6010,87681
FLISR-division del alimentador (I2)	22151,1528	-4970,0418	-0,07428225	0,4989	44399,9856
Bloqueo trifasico	1000	0,9978	16,7034142	0,4989	2004,4097

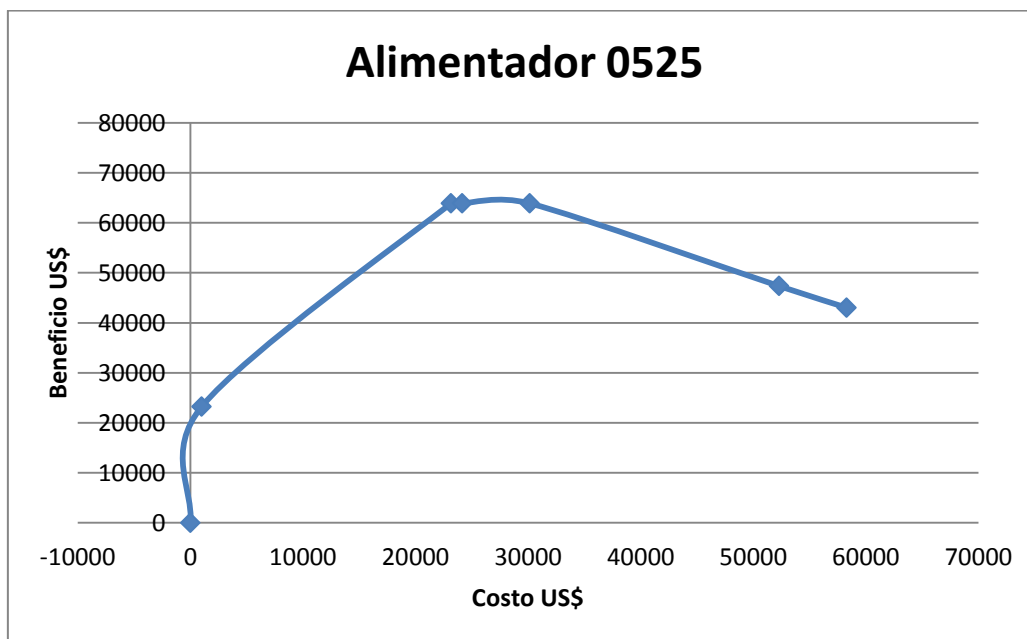
**Ordenado**

Recomendación	Costo (€)	Costo Acumulado (\$)	Costo/CMI (\$/min)	SAIDI	SAIFI
Base		0		17,01	9,84
Recierre (interruptor de circuito)	1000	1000	0,0023862	16,31	9,4281
FLISR-Transferencia-0523	22151,1528	23151,1528	0,03022875	15,086	9,428
Bloqueo trifasico	1000	24151,1528	16,7034142	15,0859	9,42795
Reconectador tripsaver, R2 (salvar fusible)	5997,65288	30148,8057	100,18128	15,0858	9,42785
FLISR-division del alimentador (I2)	22151,1528	52299,9585	-0,07428225	15,5839	9,4278
Reconectador tripsaver, R1 (salvar fusible)	5997,65288	58297,6114	-0,07700329	15,714	9,505





Recomendación	Costo (€)	SAIDI	ENS (kWh)	Reducción ENS (kWh)	Beneficio (\$)	DB / DC (marginal)	B/C (acumulado)
Base		17,01	34502,8901				
Recierre (interruptor de circuito)	1000	16,31	33083,018	1419,87202	23235,399	23,235399	23,23539895
FLISR-Transferencia-0523	22151,1528	15,086	30600,2704	2482,74764	40628,7547	1,83415983	2,758573373
Bloqueo trifásico	1000	15,0859	30600,0676	0,20283886	3,31934271	0,00331934	2,644489625
Reconector tripsaver, R2 (salvar fusible)	5997,65288	15,0858	30599,8647	0,40567772	6,63868542	0,00110688	2,11851816
FLISR-division del alimentador (I2)	22151,1528	15,5839	31610,2051	-1010,13752	-16530,3267	-0,7462513	0,905108679
Reconector tripsaver, R1 (salvar fusible)	5997,65288	15,714	31874,0984	-263,893357	-4318,46486	-0,72002581	0,737914993



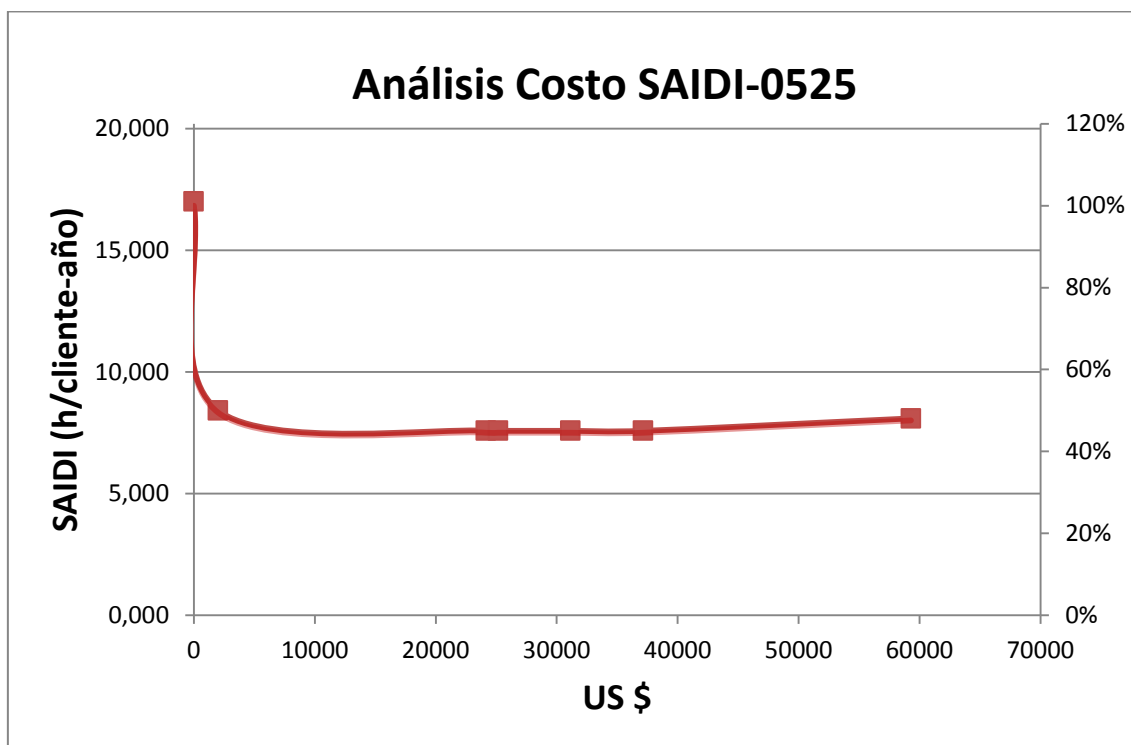


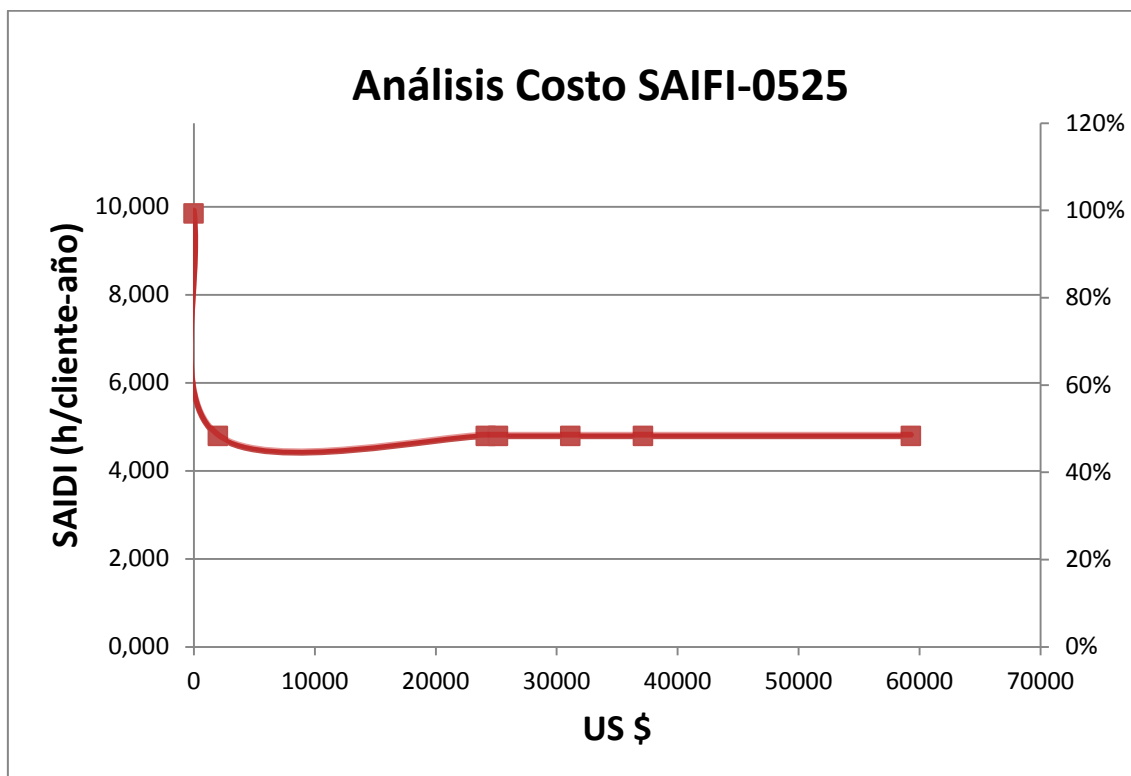
Con la alternativa 2

Recomendación	Costo (₵)	Reducción CMI (hr)	Costo/CMI (\$/min)	Reducción de CI	\$/CI
Base					
Recierre + Salvar Fusible (interruptor de circuito)	2000	85711,02	0,0003889	50436,7944	0,03965359
FLISR-Transferencia-0523	22151,1528	8359,5684	0,04416327	0,9978	22199,9928
Reconectador tripsaver, R1 (salvar fusible)	5997,65288	0,9978	100,18128	0,09978	60108,7681
Reconectador tripsaver, R2 (salvar fusible)	5997,65288	0,4989	200,36256	0,29934	20036,256
FLISR-division del alimentador (I2)	22151,1528	-5099,2569	-0,07239994	0,09978	221999,928
Bloqueo trifasico	1000	0,9978	16,7034142	0,4989	2004,4097

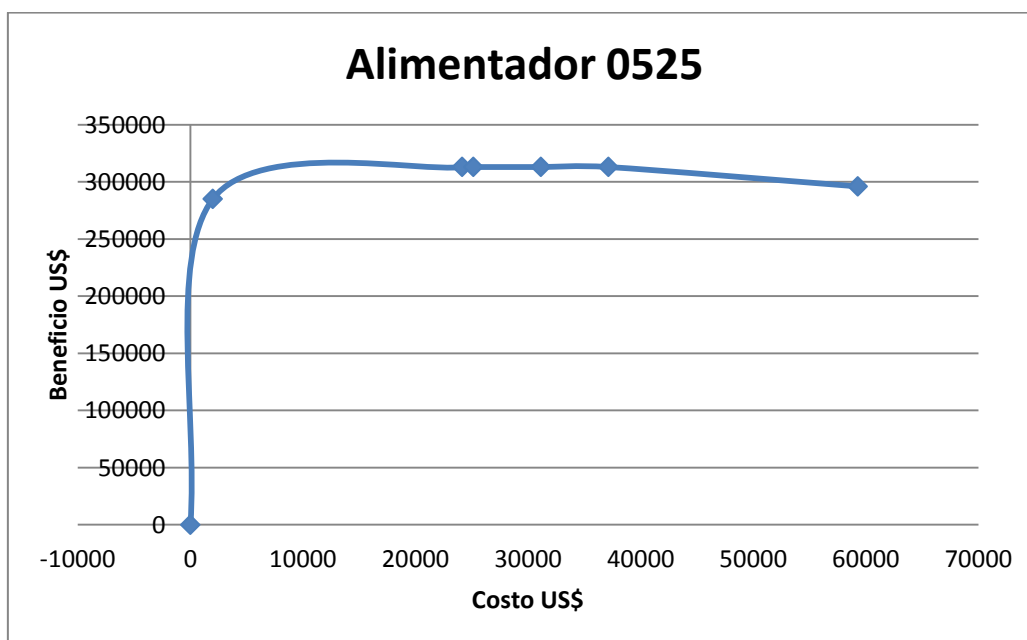
Ordenado

Recomendación	Costo (₵)	Costo Acumulado (\$)	Costo/CMI (\$/min)	SAIDI	SAIFI
Base		0		17,01	9,84
Recierre + Salvar Fusible (interruptor de circuito)	2000	2000	0,0003889	8,42	4,7852
FLISR-Transferencia-0523	22151,1528	24151,1528	0,04416327	7,5822	4,7851
Bloqueo trifasico	1000	25151,1528	16,7034142	7,5821	4,78505
Reconectador tripsaver, R1 (salvar fusible)	5997,65288	31148,8057	100,18128	7,582	4,78504
Reconectador tripsaver, R2 (salvar fusible)	5997,65288	37146,4586	200,36256	7,58195	4,78501
FLISR-division del alimentador (I2)	22151,1528	59297,6114	-0,07239994	8,093	4,785





Recomendación	Costo (€)	SAIDI	ENS (kWh)	Reducción ENS (kWh)	Beneficio (\$)	DB / DC (marginal)	B/C (acumulado)
Base		17,01	34502,8901				
Recierre + Salvar Fusible (interruptor de circuito)	2000	8,42	17079,032	17423,8581	285131,539	142,565769	142,5657693
FLISR-Transferencia-0523	22151,1528	7,5822	15379,648	1699,38397	27809,4532	1,25544045	12,95760058
Bloqueo trifasico	1000	7,5821	15379,4452	0,20283886	3,31934271	0,00331934	12,44254343
Reconectador tripsaver, R1 (salvar fusible)	5997,65288	7,582	15379,2424	0,40567772	6,63868542	0,00110688	10,04685809
Reconectador tripsaver, R2 (salvar fusible)	5997,65288	7,58195	15379,1409	0,30425829	4,97901406	0,00083016	8,424740935
FLISR-division del alimentador (I2)	22151,1528	8,093	16415,7489	-1036,60799	-16963,5009	-0,76580669	4,991529714





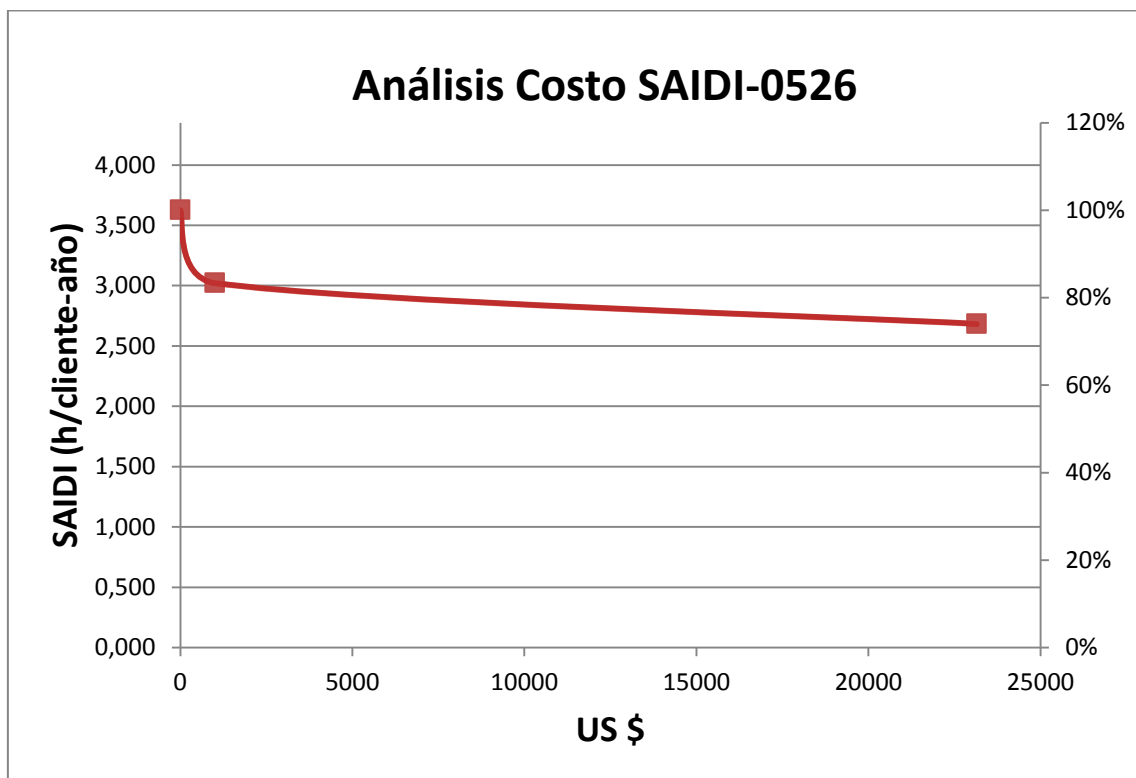
**Análisis Costo/Beneficio para el alimentador 0526**

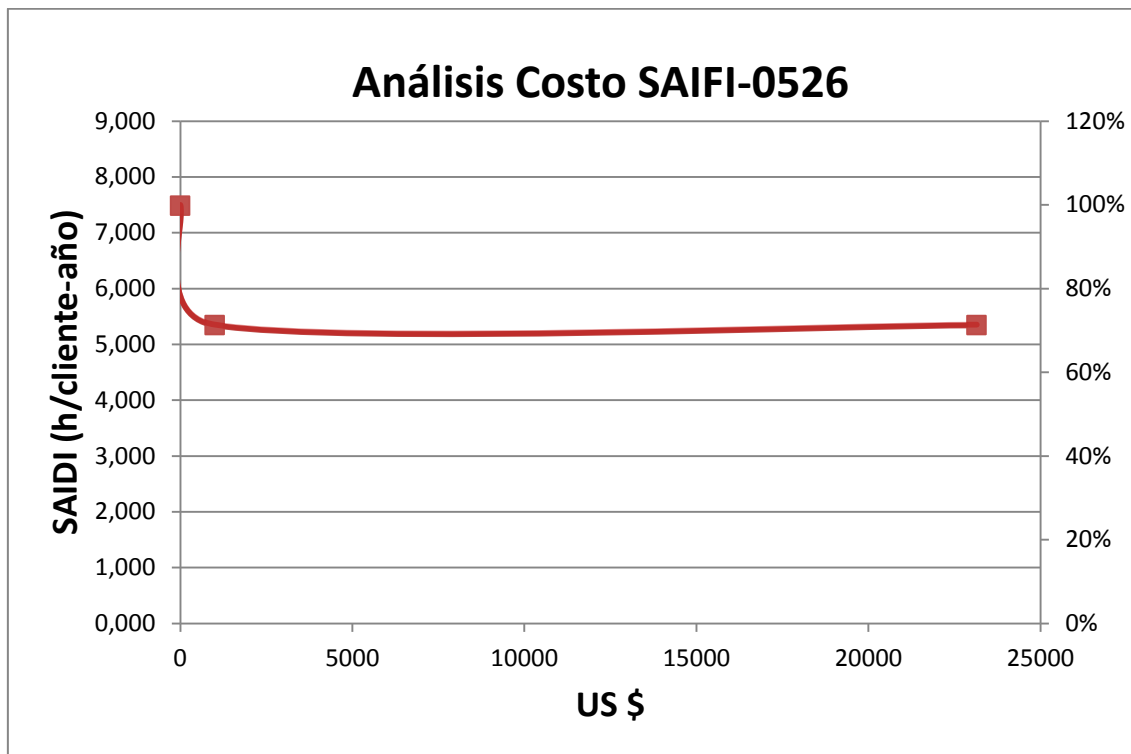
**Utilizando la Alternativa 1**

Recomendación	Costo (\$)	Reducción CMI (hr)	Costo/CMI (\$/min)	Reducción de CI	\$/CI
Base					
Recierre (interruptor de circuito)	1000	7057,93	0,00236141	24953,574	0,04007442
FLISR-Transferencia-0523	22151,1528	3966,44	0,09307739	11,666	1898,77874

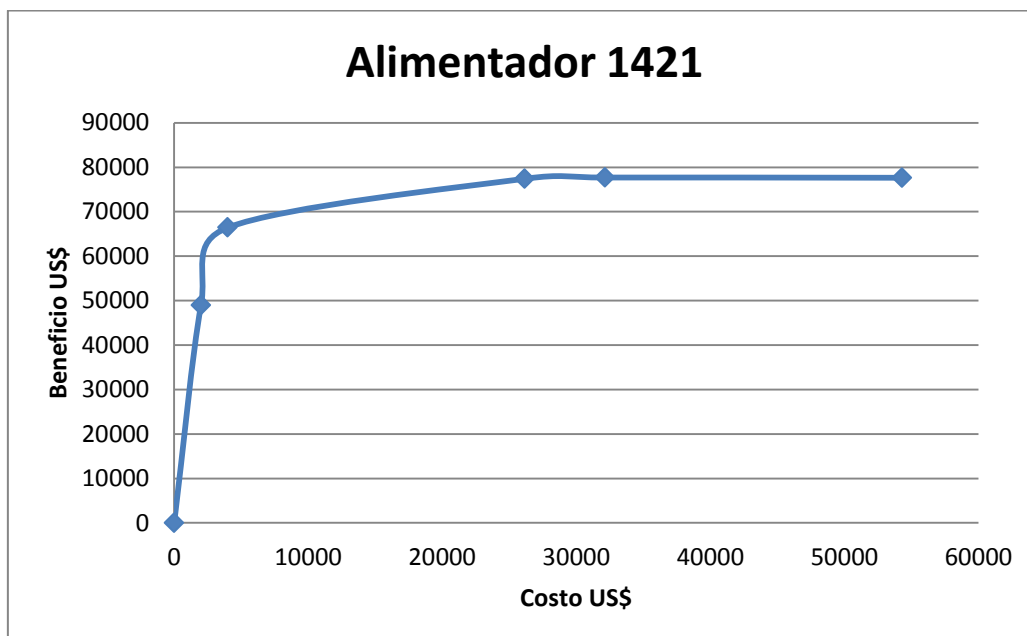
**Ordenado**

Recomendación	Costo (\$)	Costo Acumulado (\$)	Costo/CMI (\$/min)	SAIDI	SAIFI
Base		0		3,629	7,48
Recierre (interruptor de circuito)	1000	1000	0,00236141	3,024	5,341
FLISR-Transferencia-0523	22151,1528	23151,1528	0,09307739	2,684	5,34





Recomendación	Costo (US \$)	SAIDI	ENS (kWh)	Reducción ENS (kWh)	Beneficio (US \$)	DB / DC (marginal)	B/C (acumulado)
Base		3,629	13746,7234				
Recierre (interruptor de circuito)	1000	3,024	11454,9715	2291,7519	37503,2179	37,5032179	37,50321793
FLISR-Transferencia-0523	22151,1528	2,684	10167,0448	1287,92669	21076,1886	0,95147141	2,530301925





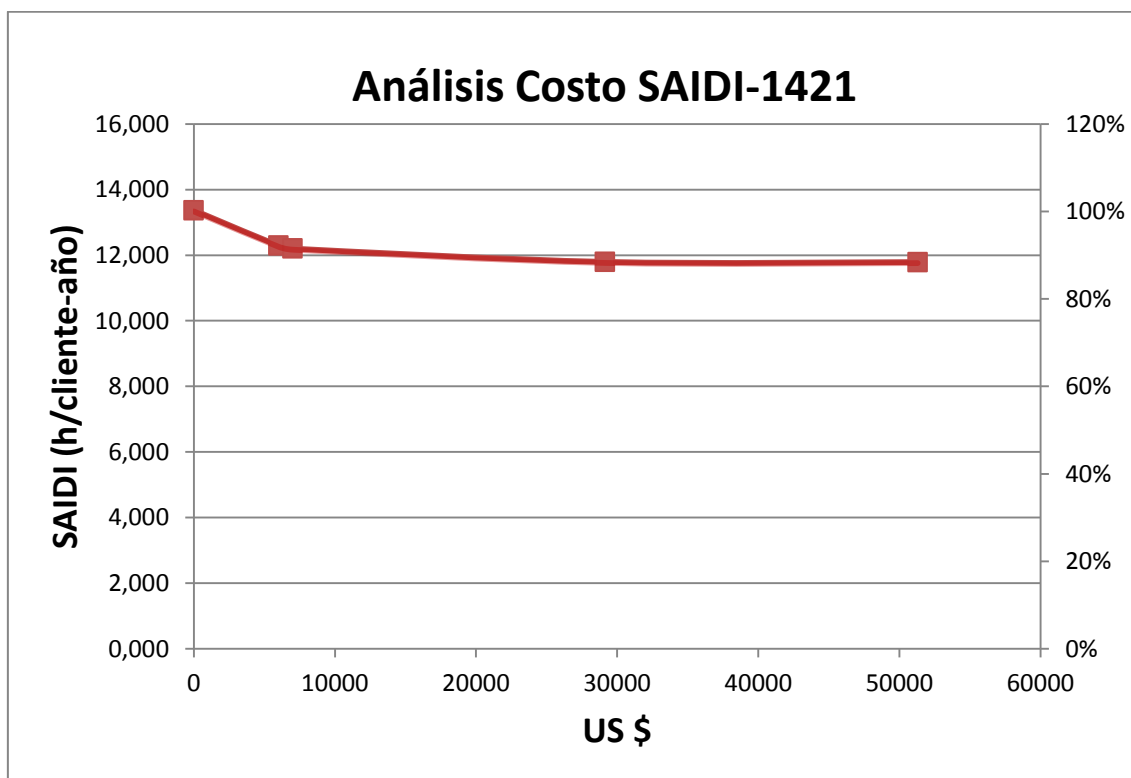
**Análisis Costo/Beneficio para el alimentador 1424**

**Utilizando la Alternativa 1**

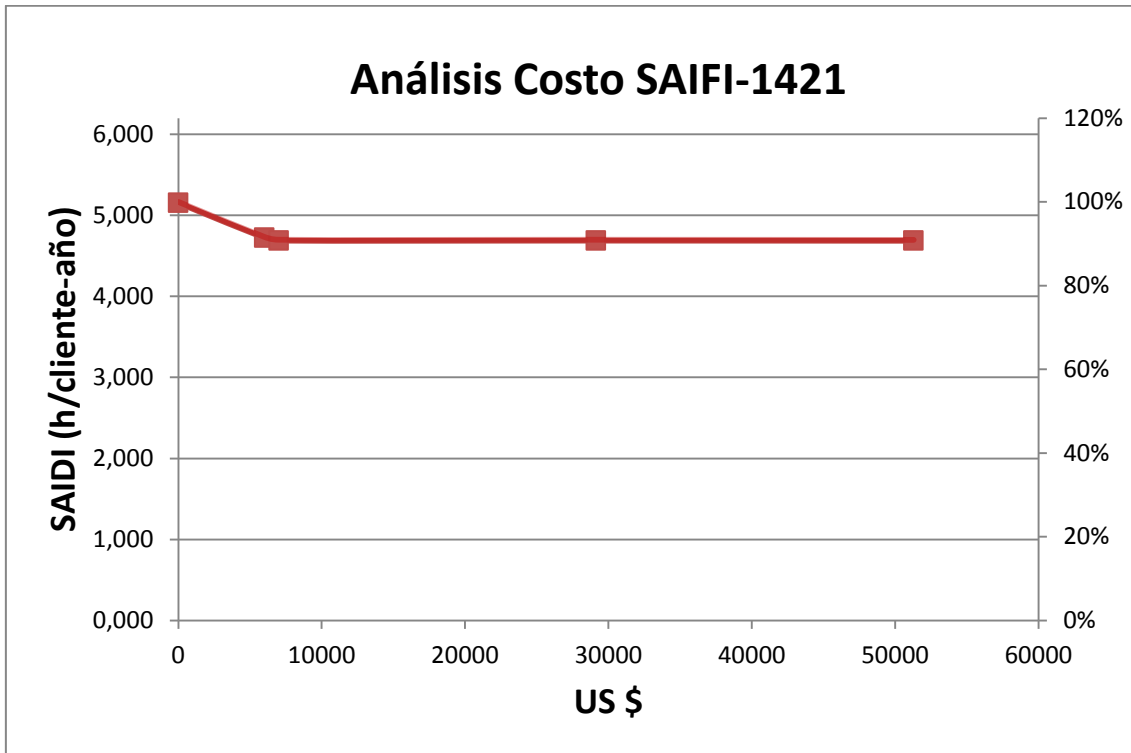
Recomendación	Costo (€)	Reducción CMI (hr)	Costo/CMI (\$/min)	Reducción de CI	\$/CI
Base					
Recierre (interruptor de circuito)	1000	439,83	0,03789343	170,5563	5,86316659
FLISR-Transferencia-1421	22151,1528	1979,235	0,18652958	0,4887	45326,6888
Reconectador tripsaver, R1 (salvar fusible)	5997,65288	5273,073	0,01895686	2106,297	2,84748679
Reconectador 3F, R2 (salvar fusible)	22151,1528	29,322	12,5907469	9,774	2266,33444

**Ordenado**

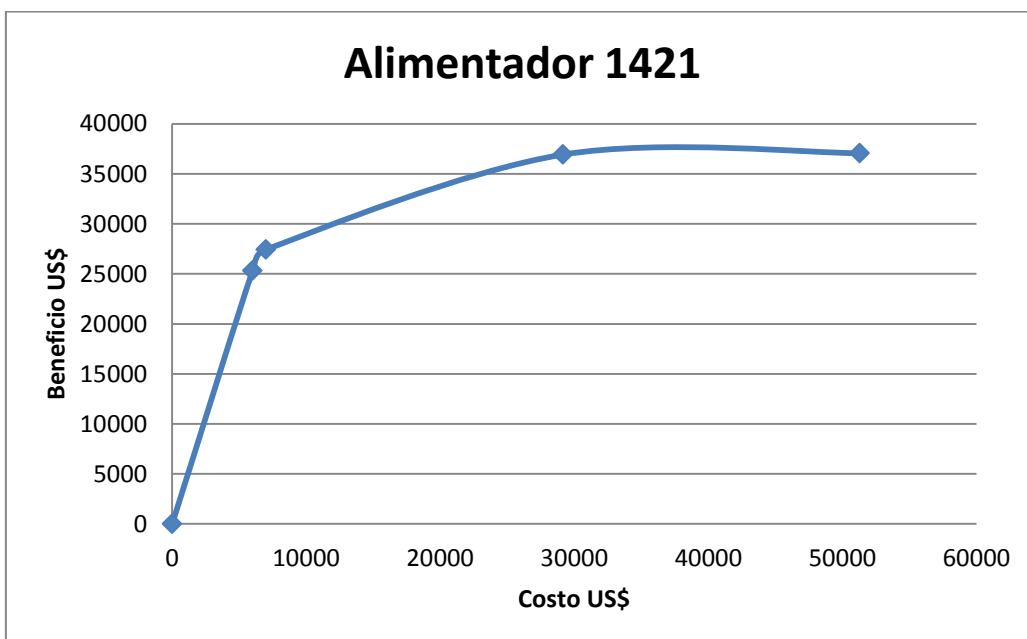
Recomendación	Costo (€)	Costo Acumulado (\$)	Costo/CMI (\$/min)	SAIDI	SAIFI
Base		0		13,37	5,154
Reconectador tripsaver, R1 (salvar fusible)	5997,65288	5997,65288	0,01895686	12,291	4,723
Recierre (interruptor de circuito)	1000	6997,65288	0,03789343	12,201	4,6881
FLISR-Transferencia-1421	22151,1528	29148,8057	0,18652958	11,796	4,688
Reconectador 3F, R2 (salvar fusible)	22151,1528	51299,9585	12,5907469	11,79	4,686







Recomendación	Costo (€\$)	SAIDI	ENS (kWh)	Reducción ENS (kWh)	Beneficio (\$)	DB / DC (marginal)	B/C (acumulado)
Base		13,37	19165,3788				
Reconector tripsaver, R1 (salvar fusible)	5997,65288	12,291	17618,6739	1546,70484	25310,946	4,22014186	4,220141863
Recierre (interruptor de circuito)	1000	12,201	17489,6624	129,011525	2111,20032	2,11120032	3,918763446
FLISR-Transferencia-1421	22151,1528	11,796	16909,1106	580,551863	9500,40142	0,42888971	1,266691615
Reconector 3F, R2 (salvar fusible)	22151,1528	11,79	16900,5098	8,60076834	140,746688	0,00635392	0,722481957



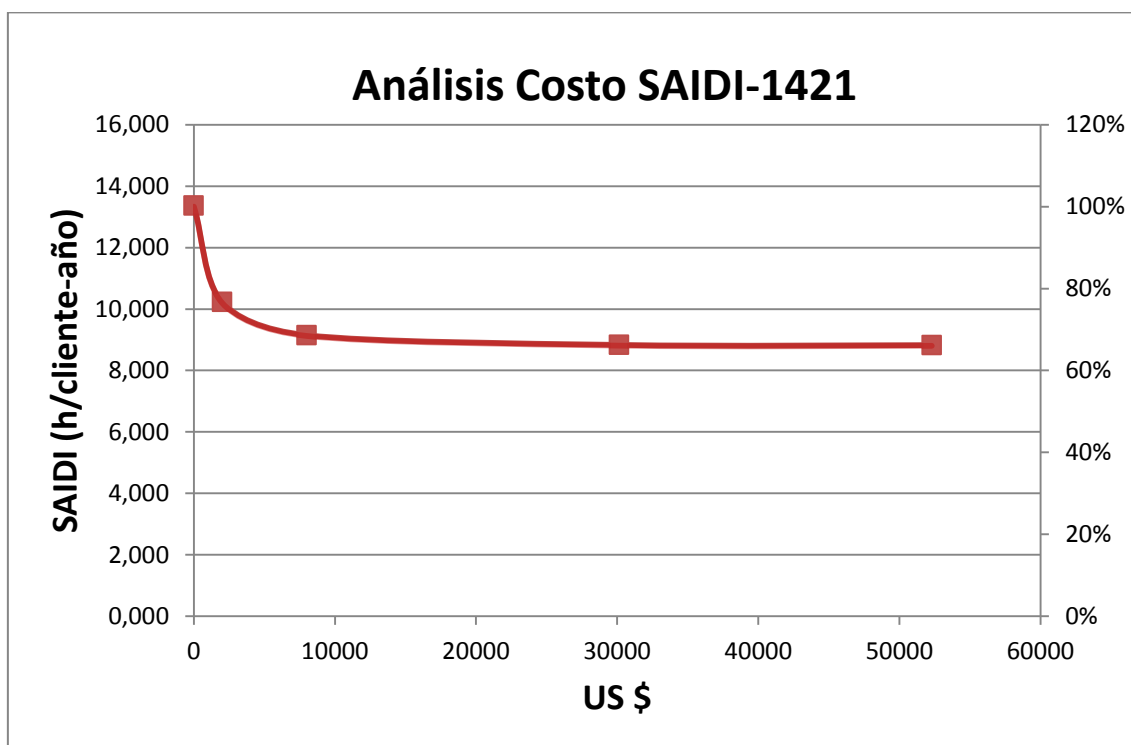


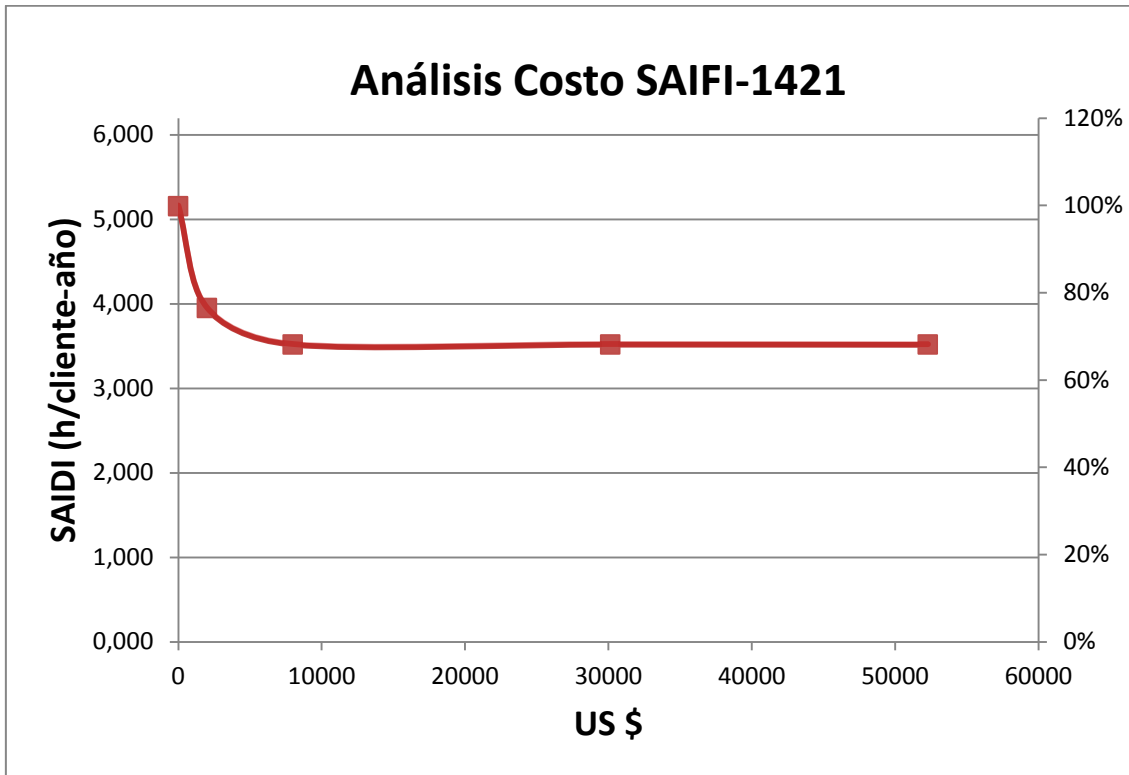
**Con la alternativa 2**

Recomendación	Costo (€)	Reducción CMI (hr)	Costo/CMI (\$/min)	Reducción de CI	\$/CI
Base					
Recierre + Salvar Fusible (interruptor de circuito)	2000	15354,954	0,00217085	5893,2333	0,33937228
FLISR-Transferencia-1421	22151,1528	1544,292	0,23906481	0,4887	45326,6888
Reconectador tripsaver, R1 (salvar fusible)	5997,65288	5273,073	0,01895686	2101,41	2,85410885
Reconectador 3F, R2 (salvar fusible)	22151,1528	29,322	12,5907469	9,774	2266,33444

**Ordenado**

Recomendación	Costo (€)	Costo Acumulado (\$)	Costo/CMI (\$/min)	SAIDI	SAIFI
Base		0		13,37	5,154
Recierre + Salvar Fusible (interruptor de circuito)	2000	2000	0,00217085	10,228	3,9481
Reconectador tripsaver, R1 (salvar fusible)	5997,65288	7997,65288	0,01895686	9,149	3,5181
FLISR-Transferencia-1421	22151,1528	30148,8057	0,23906481	8,833	3,518
Reconectador 3F, R2 (salvar fusible)	22151,1528	52299,9585	12,5907469	8,827	3,516





Recomendación	Costo (US\$)	SAIDI	ENS (kWh)	Reducción ENS (kWh)	Beneficio (US\$)	DB / DC (marginal)	B/C (acumulado)
Base		13,37	19165,3788				
Recierre + Salvar Fusible (interruptor de circuito)	2000	10,228	14661,4431	4503,93569	73704,3488	36,8521744	36,85217441
Reconector tripsaver, R1 (salvar fusible)	5997,65288	9,149	13114,7383	1546,70484	25310,946	4,22014186	12,38054418
FLISR-Transferencia-1421	22151,1528	8,833	12661,7645	452,973799	7412,65889	0,33463987	3,530088548
Reconector 3F, R2 (salvar fusible)	22151,1528	8,827	12653,1637	8,60076834	140,746688	0,00635392	2,037644072

