

Diseño de Esquemas de Auto restauración mediante la Ubicación Estratégica de Reconectores utilizando un Modelo Predictivo de Confiabilidad

S. Zambrano P. Novillo M. Molina

Universidad de Cuenca

E-mail: szambrano@centrosur.gob.ec; pnovillo@centrosur.gob.ec; mamolina@centrosur.gob.ec

Resumen

El principal objetivo de este trabajo es el diseño de esquemas de auto restauración del servicio, mediante la ubicación estratégica de reconectores en los alimentadores del sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. (CENTROSUR), aplicando filosofías de protección de sobrecorriente tales como “Fuse Saving” y criterios de automatización de la distribución “Fault Location, Isolation and Service Restoration – FLISR”. Se calibra un modelo predictivo de confiabilidad para evaluar oportunidades de mejora y luego se prioriza el portafolio de proyectos en función de la reducción del tiempo de interrupciones y de un análisis incremental beneficio/costo.

Palabras clave— Confiabilidad, Protección, Automatización, FLISR, SAIDI, CENTROSUR.

Abstract

The mean purpose of this work is to develop a self-restoration schemes design, through a strategic location of reclosers in the distribution system feeders of “Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. (CENTROSUR)”, applying overcurrent protection philosophies such as “Fuse Saving” and criteria for distribution automation “Fault Location, Isolation and Service Restoration - FLISR”. The predictive reliability model is calibrated to evaluate improvement opportunities and then prioritizes the portfolio of projects in terms of reducing the time of interruption and incremental benefit-to-cost analysis.

Index terms— Reliability, Protection, Distribution, Automation, FLISR, SAIDI, CENTROSUR.

Recibido: 12-10-2015, Aprobado tras revisión: 24-12-2015.

Forma sugerida de citación: Zambrano, S.; Novillo, P. y Molina, M. (2016). “Diseño de Esquemas de Auto restauración mediante la Ubicación Estratégica de Reconectores utilizando un Modelo Predictivo de Confiabilidad”. Revista Técnica “energía”. No 12, Pp. 102-111. ISSN 1390-5074.

1. INTRODUCCIÓN

La Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. está llevando a cabo una serie de iniciativas para mejorar sus prácticas de planificación y operación de sistemas de distribución, con el fin de proporcionar un servicio que cumpla con los requisitos de calidad definidos por el marco regulatorio y el Plan Estratégico de la Institución.

Una de estas iniciativas corresponde al diseño, implementación y operación de esquemas de autorestauración, bajo una visión integral de planificación fundamentada en mejorar la confiabilidad y sobretodo la disponibilidad del servicio. Esta visión comprende:

- La automatización de la distribución, esto es, aplicar esquemas de localización de fallas, aislamiento y restauración del servicio (FLISR), mediante equipos automatizados tales como el interruptor de circuito ubicado en la subestación; y el seccionamiento de alimentadores con reconectores ubicados a lo largo de los alimentadores y en puntos de transferencia
- La aplicación de filosofías de protección de sobrecorriente, es decir la combinación de esquemas de salvar el fusible “*Fuse Saving*” y salvar el disparo rápido (quemar el fusible) “*Fuse Blowing*”
- Brindar mayor flexibilidad en la operación y mantenimiento, utilizando la plataforma de operación SCADA/DMS/OMS.

2. DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

El área de estudio comprende 33 alimentadores primarios del sistema de distribución de CENTROSUR, lo cual representa aproximadamente 178 000 clientes (de un total de 365 000 clientes del área de concesión). En la Fig. 1, se muestra la topología de los mismos, los cuales son una combinación entre urbanos y rurales. Para el análisis de ubicación de reconectores, es necesario considerar alimentadores vecinos, ya que impactan en los indicadores de confiabilidad al aplicar transferencias, producto de las simulaciones en el restablecimiento de clientes.

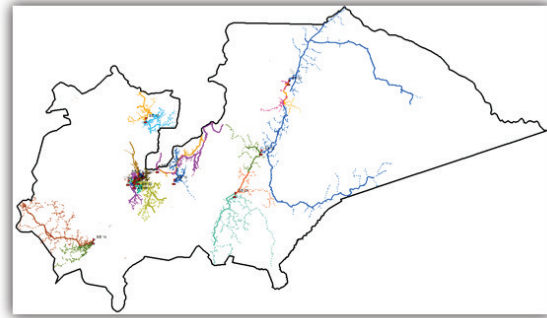


Figura 1: Cobertura de los alimentadores del área de estudio

Principalmente el área de estudio se enmarca en los cantones de Cuenca, Gualaceo, Paute, Sigsig, Pucará y Santa Isabel de la provincia de Azuay; los cantones de Cañar y Biblián de la provincia del Cañar; y, los cantones de Limón Indanza, Santiago de Méndez, Logroño, Sucua y Morona de la provincia de Morona Santiago.

3. ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD

Como parámetro de optimización se utiliza el tiempo de duración de las interrupciones, con el fin de mejorar la disponibilidad o continuidad del servicio, como parte de la mejora de confiabilidad y a su vez incrementar la calidad de energía, dicha categorización se muestra en la Fig. 2.

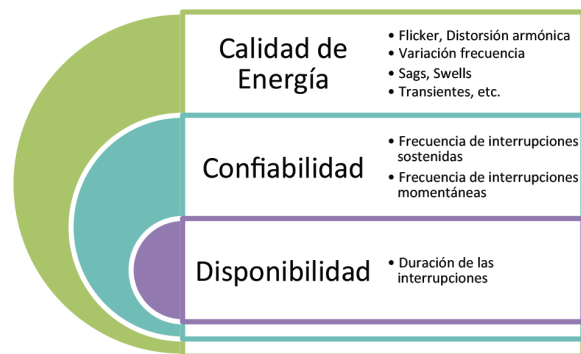


Figura 2: Categorización de la Calidad de Energía [1]

Para evaluar las oportunidades de mejora, se utiliza un modelo predictivo de confiabilidad, el cual fue desarrollado mediante el módulo de evaluación de confiabilidad de CYME [2] o RAM “*Reliability Assessment Module*”. En vista de que los índices de confiabilidad están en función del número de clientes, la construcción del modelo predictivo requiere asignar los clientes a cada transformador de distribución. Además, se permite el restablecimiento tanto aguas arriba como aguas abajo, minimizando la cantidad de usuarios interrumpidos.

Asimismo, dado que las simulaciones de confiabilidad consideran la posibilidad de realizar transferencias de carga entre alimentadores vecinos, es necesario asignar demandas a los transformadores de distribución. En este sentido generalmente se asumen condiciones de operación conservadoras (típicas de estudios de planificación), es decir se asume que el sistema de distribución está operando bajo condiciones de demanda máxima, lo cual reduce el número de transferencias de carga factible, puesto que el modelo considera las restricciones de capacidad al usar un flujo de carga pre-contingencia.

3.1. Definiciones

Se emplean los índices de confiabilidad definidos en el estándar IEEE 1366-2012 [3]. A continuación se presentan las definiciones de estos índices, así como de otros parámetros utilizados en el estudio.

- **SAIFI:** Índice Promedio de Frecuencia de Interrupciones del Sistema (*System Average Interruption Frequency Index*), mide el número promedio de interrupciones experimentadas por los clientes.

$$SAIFI = \frac{\text{Número total de Clients interrumpidos}}{\text{Número total de Clients atendidos}} \quad (1)$$

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} \quad (2)$$

Dónde λ_i es la tasa de fallas y N_i es el número de clientes atendidos.

- **SAIDI:** Índice Promedio de Duración de Interrupciones del Sistema (*System Average Interruption Duration Index*), mide la duración promedio de interrupción experimentada por los clientes.

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Duración de la Interrupción por Cliente}}{\text{Numero total de clientes atendidos}} \quad (3)$$

$$SAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} \quad (4)$$

Dónde U_i es el tiempo de interrupción anual y N_i es el número de clientes atendidos.

- **Tasa de Falla:** La tasa de falla (λ) se define como la cantidad de veces que ocurre una falla en un equipo del sistema de distribución

durante un determinado periodo de análisis. Se expresa en fallas/año.

- **Tiempo Medio de Reparación:** (*MTTR – Mean Time To Repair*), 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. El tiempo de reparación comprende la localización de la falla, la eliminación de la falla y el restablecimiento del servicio.
- **Valor Presente Neto (VPN):** es un método para medir y comparar costos que ocurren en diferentes instantes de tiempo [1]. Corresponde a la suma de los Valores Presentes positivos (ingresos) y negativos (egresos) de un proyecto.

$$VPN = \sum_{i=1}^m R_i(1+d)^{-t_{r,i}} - \sum_{j=1}^n C_j(1+d)^{-t_{c,j}} \quad (5)$$

Dónde:

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

d: tasa de descuento

- **Análisis Beneficio-Costo (B/C):** es una medida de la cantidad de dinero que producirá un proyecto en relación al valor que se invierte en el mismo.

$$B/C = \frac{\text{Beneficio Esperado}}{\text{Valor Presente Neto}} \quad (6)$$

3.2. Valores objetivo de confiabilidad

La confiabilidad promedio del área de estudio fue estimada mediante los valores de los índices de confiabilidad SAIDI y SAIFI. Dado que CENTROSUR utiliza actualmente los índices definidos en la Regulación CONELEC 004/01 de Calidad del Servicio TTIK y FMIK¹, es decir, basados en la potencia desconecta, con ello fue necesario recrear cada uno de los eventos para determinar estos índices basados en clientes.

¹ TTIK: Tiempo total de interrupción por kVA. FMIK: Frecuencia media de interrupción por kVA

Tabla 1: Índices de confiabilidad

Alimentador	a) Iniciales		b) Finales	
	SAIDI (h/año)	SAIFI (int./año)	SAIDI (h/año)	SAIFI (int./año)
Alim-0104	1,966	2,008	1,754	1,788
Alim-0201	3,554	1,641	3,424	1,641
Alim-0205	1,224	1,639	1,009	1,334
Alim-0321	12,469	9,347	6,138	1,661
Alim-0323	2,182	1,249	1,401	0,772
Alim-0324	2,129	2,892	2,108	2,863
Alim-0325	6,947	6,670	6,084	5,529
Alim-0421	1,766	2,534	0,475	0,646
Alim-0422	6,385	5,233	3,288	2,265
Alim-0423	2,051	1,317	1,168	0,678
Alim-0424	3,735	3,101	1,223	0,776
Alim-0427	0,678	0,518	0,226	0,122
Alim-0522	1,720	2,572	1,274	2,403
Alim-0721	15,346	17,870	6,207	6,341
Alim-0722	6,162	6,688	4,671	5,183
Alim-0821	4,624	11,156	2,106	5,270
Alim-0822	3,428	3,603	1,211	1,544
Alim-0823	5,732	7,494	2,527	3,308
Alim-0824	6,557	6,116	2,027	2,042
Alim-1222	14,115	15,725	12,761	15,071
Alim-1223	14,083	15,725	13,464	15,080
Alim-1421	4,214	8,144	2,819	5,436
Alim-1424	12,543	9,347	12,377	9,211
Alim-1523	4,652	4,480	3,735	4,221
Alim-1821	4,953	8,681	3,322	5,826
Alim-1822	5,582	5,752	2,782	2,728
Alim-2123	14,672	5,760	11,765	4,607
Alim-2127	6,026	3,526	3,207	3,413
Alim-2128	6,026	3,525	5,743	3,362
Alim-2211	46,848	21,069	41,962	18,876
Alim-2212	10,741	10,512	9,558	9,348
Alim-2311	14,644	5,760	14,448	5,683
Alim-2312	24,023	6,991	20,517	5,974
Total	7,743	6,740	4,370	5,529

Para ello, se tomó la estadística de interrupciones desde enero de 2010 hasta marzo de 2015. Para el cálculo, se consideró únicamente Interrupciones “No programadas” de “Media Tensión”. Se recrearon los eventos de interrupciones del servicio, en función del equipo o componente de red que operó, y con los modelos de red del sistema de información geográfico (GIS) se establecieron los clientes desconectados. Adicionalmente, se utilizó la metodología 2.5β del estándar IEEE 1366-2012 [3], con el fin de descartar eventos mayores.

Para establecer los valores objetivos, se obtuvieron valores móviles (12 meses) en cada alimentador, lo cual ayudó a determinar los

valores que reflejen la confiabilidad actual, debido a que en determinados alimentadores se han venido ejecutando acciones de mejora, tales como instalación de reconectores. En ciertos casos, estos valores fueron estimados debido al poco registro de información. Luego de este procesamiento y análisis estadístico, la Tabla 1.a presenta los valores objetivos para la calibración del modelo predictivo.

3.3. Calibración del Modelo Predictivo

Los parámetros considerados en el modelo predictivo de confiabilidad, son los siguientes:

- Tasas de falla (λ) 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 (MTTR) 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 “*Fuse Saving*” versus salvar el disparo rápido “*Fuse Blowing*”, reconexión trifásica versus monofásica)
- Porcentaje de fallas permanentes y temporales de naturaleza trifásica, bifásica y monofásica
- Duración máxima de interrupciones momentáneas (valor umbral para diferenciar interrupciones permanentes y momentáneas, en nuestro caso definido en Regulación, 3 minutos)
- 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)

Para la calibración del modelo predictivo se utilizó una metodología desarrollada por Quanta Technology en [4], la cual ha sido demostrada y aplicada por muchos años en proyectos similares.

Los parámetros del modelo predictivo de confiabilidad son ajustados mediante un proceso iterativo denominado “calibración” hasta que los índices de confiabilidad calculados por el software de análisis (CYME) sean iguales a los valores objetivo [6]. Estos parámetros de confiabilidad corresponden a las tasas de fallas y tiempos promedio de reparación de equipos y líneas, tanto aéreas como subterráneas.

A partir de este proceso iterativo de calibración de los valores objetivos, el modelo está listo para poder evaluar oportunidades de mejora de la confiabilidad.

3.4. Alternativas de mejora de la confiabilidad

3.4.1. *Habilitación de reconexión automática de interruptores de circuito*

La CENTROSUR actualmente no tiene habilitada esta función en sus interruptores de circuito, ya que se utiliza un esquema de protección “*fuse blowing*” (salvar el disparo rápido/ no salva el fusible), el cual requiere deshabilitar la reconexión instantánea a fin de que los fusibles operen ante fallas permanentes y temporales. De la experiencia y recomendación de Quanta Technology en [4], trabajando con un gran número de distribuidoras de Norteamérica, indica que la habilitación de la reconexión automática del interruptor de circuito es una práctica extendida, aceptada por la industria y muy efectiva para mejorar la confiabilidad del sistema.

3.4.2. *Habilitación de esquema salvador de fusibles (fuse saving)*

Esta opción también es altamente efectiva con beneficios significativos y costos de implementación bajos, cuando hay reconectores instalados en el alimentador bajo análisis, caso contrario debe considerarse su implementación ya sea utilizando el interruptor de circuito o mediante la instalación de reconectores (Fig. 3). Tiene la ventaja de permitir la implementación del esquema a nivel local en secciones específicas del alimentador. Evidentemente, esta opción requiere tomar en consideración la coordinación de protecciones, por lo tanto se sugiere verificar la factibilidad de su implementación una vez haya sido seleccionada como solución desde la perspectiva del mejoramiento de la confiabilidad.

3.4.3. *Utilización de reconectores para implementación de esquemas FLISR*

La utilización de reconectores automatizados como parte de esquemas FLISR es muy efectiva para el mejoramiento de los cuatro índices SAIDI,

Figura 3: Reconector Automatizado



TTIK, SAIFI y FMIK, sin embargo también es la opción más cara y compleja de implementar. Por esta razón, se recomienda primero evaluar las opciones discutidas previamente y luego, si se desea obtener beneficios adicionales o incrementar la eficiencia y flexibilidad en la operación y el mantenimiento, considerar la implementación de esquemas FLISR.

Este esquema consiste en instalar un reconectador (R) de enlace normalmente abierto, compartido por dos alimentadores vecinos (de la misma subestación o preferentemente de diferentes subestaciones) y reconectadores en ubicaciones estratégicas que permitan dividir el alimentador en bloques de carga y clientes Fig. 4, que puedan ser transferidos o auto-restaurados durante una interrupción del servicio. Para estos casos, se evalúa oportunidades de automatización en función del conocimiento experto del personal que realiza operación y mantenimiento de cada una de las zonas y utilizando el modelo predictivo de confiabilidad, activando tanto la restauración aguas arriba como aguas abajo y el tipo de conmutación respectivamente.

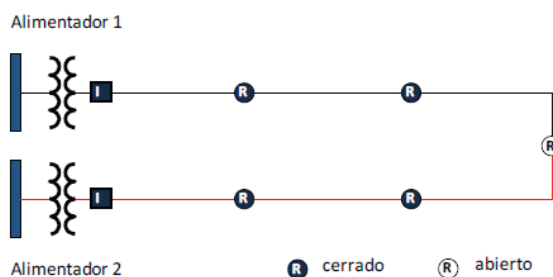


Figura 4: Esquema de Automatización FLISR

4. RESULTADOS

Para la calibración del modelo y el análisis de las alternativas de confiabilidad en cada uno de los alimentadores, se preparó una máquina virtual con los recursos adecuados para ejecutar las simulaciones en el software CYME. Se realizaron sistematizaciones al proceso, esto es, macros en Excel y programación con el módulo COM de CYME. Algunas simulaciones, por la complejidad del sistema (100 000 secciones) y la gran cantidad de zonas de protección, tomaron alrededor de 15 horas.

4.1. Costos

Tabla 2: Consideraciones y variables utilizadas

Variable	Valor
Tasa de descuento anual	8%
Valor ENS (\$/kWh) anual	1,533
Vida útil (años)	25
Instalación (% en función de la inversión inicial)	15%
Mantenimiento (% en función de la inversión inicial)	3%

Para evaluar el beneficio respecto a la reducción del tiempo de interrupciones, se determina el costo de la energía no suministrada (CENS), definido en [7].

Los costos del equipamiento fueron determinados utilizando valores referenciales de adquisiciones previas. Luego mediante la definición del Valor Presente Neto (5), se cuantifica tanto la inversión inicial como los costos de instalación y mantenimiento durante la vida útil del equipo. En la Tabla 2 se presentan las consideraciones y valores utilizados.

Con lo anterior, se obtienen los costos del equipamiento y acciones de mejora, resumidos en la Tabla 3, lo cual servirá para cuantificar cada uno de los proyectos que serán evaluados y priorizados más adelante.

Tabla 3: Listado de Costos a valor presente neto

Descripción	US\$ (VPN)
Instalar-esquema FLISR (un reconectador de seccionamiento automatizado para transferencia)	19.536,54
Instalar reconectador trifásico automatizado que incluye desconexión monopolar y bloqueo tripolar	30.471,28
Instalar reconectador trifásico automatizado (en troncal)	19.536,54
Instalar reconectador monofásico automatizado (en ramales importantes)	16.482,19
Habilitar reconexión automática (mano de obra)	1.000,00
Desmontaje/Montaje para reubicar reconectador trifásico	1.500,00
Habilitar Conservación del Fusible en reconectador existente (mano de obra)	1.000,00

4.2. Simulaciones

Como ejemplo de las simulaciones se presenta los resultados del alimentador 0822, de la subestación S/E 08. La Fig. 5 muestra la topología de la red de media tensión en color verde.



Figura 5: Red de Media Tensión (22 kV) Alimentador 0822

Se parte de los valores objetivos de la Tabla 1.a calibrados en el modelo predictivo, en este caso SAIFI 3,603 interrupciones/cliente-año y SAIDI 3,428 horas/cliente-año. A continuación se presentan las oportunidades de mejoras definidas para este alimentador:

- Habilitar reconexión automática del interruptor de circuito IC.
- Instalar un reanclador trifásico R1 (normalmente cerrado) en la troncal, con el fin de dividir el alimentador. La filosofía de protección propuesta para este alimentador urbano es salvar el disparo rápido “Fuse blowing”.
- Instalar un reanclador trifásico R2 (normalmente abierto), en un punto de transferencia con el alimentador 0524, correspondiente a otra subestación.

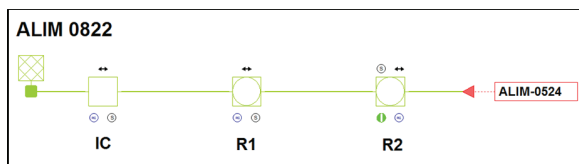


Figura 6: Diagrama Unifilar simplificado Alimentador 0822

La Fig. 6 resume el diagrama unifilar de los equipos propuestos para este alimentador urbano y relativamente pequeño, en este caso 1,5 reancladores. A partir de estas medidas

de mejora, se logra una reducción del 64,7 % en SAIDI (de 3,428 a 1,211 horas al año) y de 57,1% en SAIFI (de 3,603 a 1,544 interrupciones al año).

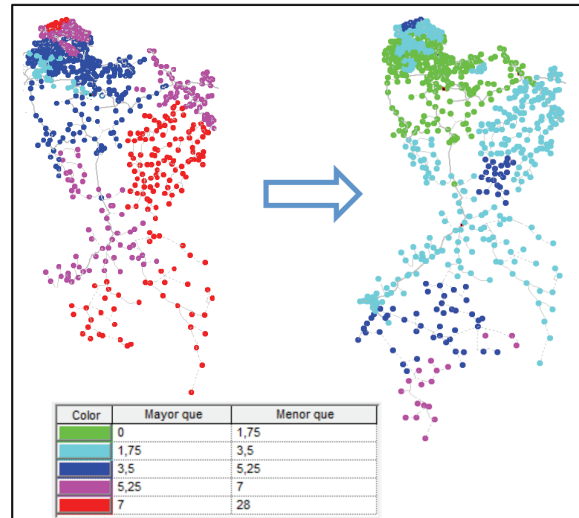


Figura 7: SAIDI antes (izquierda) y después (derecha) de las mejoras de confiabilidad para los alimentadores de la S/E 08

En la Fig. 7, se presenta un ejemplo de la distribución espacial de la confiabilidad, donde el índice SAIDI se encuentra normalizado con respecto al valor máximo, para todos los alimentadores de la subestación S/E 08, tanto antes (caso base) como después de evaluar las oportunidades de mejora. Las zonas con colores rojo y fucsia son áreas con peor confiabilidad relativa y las zonas con colores verde y celeste son áreas con mejor confiabilidad.

4.3. Análisis Beneficio-Costo

El análisis beneficio costo busca identificar un portafolio de proyectos que sea efectivo, no solo desde el punto de vista técnico, sino también desde el punto de vista económico. El objetivo general, es identificar y priorizar aquellos proyectos que logran incrementar su confiabilidad (logran mayores reducciones de los índices SAIDI o TTIK) por menor unidad monetaria invertida. Esto es usualmente evaluado mediante el cálculo de una medida de efectividad, para la priorización de cada proyecto. Basados en el índice SAIDI se definió como medida de efectividad la variable “CMI” (Customer Minutes of Interruption) que representa minutos de interrupción de un cliente promedio del sistema. Los proyectos han sido priorizados (ordenados) en función de su medida individual de efectividad \$/CMI (min).

Luego de evaluar la confiabilidad al implementar cada uno de los proyectos de mejora para toda el área de estudio, los resultados

representan una reducción significativa de 28,6% en SAIDI (de 7,743 a 5,529, que equivale a 2,21 horas al año) y de 35,2% en SAIFI (de 6,740 a 4,370 número de interrupciones al año) respecto al caso base. La Tabla 1 a y b presenta los valores de los índices iniciales y finales en cada alimentador y para toda el área de estudio respectivamente.

La Fig. 8 resume todos los proyectos del área de estudio, donde cada punto de la curva corresponde a cada uno de los proyectos debidamente priorizados. Cabe destacar, que al inicio de la curva el índice alcanza valores cerca del 110% del valor inicial del SAIDI, debido a que específicamente en el alimentador 0321 se reubica un reconector existente, mismo que ha dado buenos resultados de confiabilidad, sin embargo, esta reubicación y desmejora permite conectar nuevos equipos en otros sitios estratégicos, manteniendo como máximo dos re conectores en serie para garantizar la coordinación de protecciones.

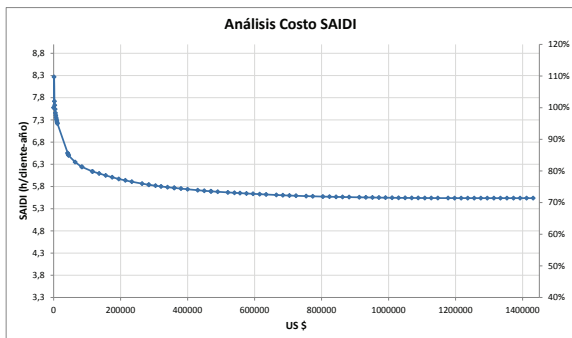


Figura 8: Reducción del SAIDI

La Tabla 4 presenta un resumen general de las alternativas de mejoramiento de confiabilidad

utilizadas en el estudio, con el costo asociado para su implementación. Existen 10 re conectores trifásicos de mayor costo, ya que cuentan con la opción de desconexión monofásica y bloqueo trifásico, con la finalidad de disminuir el indicador de interrupciones momentáneas (*Momentary Average Interruption Frequency Index - MAIFI*) en determinados alimentadores rurales. El resto de re conectores son de menor costo, lo cual permite tener capacidad para instalar un mayor número de equipos, sobretodo en puntos de transferencia.

Tabla 4: Resumen general de costos del estudio

Proyecto	p.u. (US\$)	#	Total (US\$)
Recierre (interruptor de circuito)	1.000	17	17.000
Habilitar Conservación del Fusible	1.000	1	1.000
Desmontaje/Montaje reconnector trifásico	1.500	1	1.500
Instalar reconnector trifásico automatizado (Recierre 1P - Bloqueo 3P)	30.471	10	304.713
Instalar reconnector trifásico automatizado	19.537	55	1.074.510
Instalar reconnector monofásico automatizado	16.482	2	32.964
TOTAL		86	1.431.687

Adicionalmente se cuantifica, de acuerdo a la priorización, el beneficio/costo tanto marginal como acumulado, para cada uno de los proyectos del área de estudio. Para ello se determinó el beneficio de la reducción de energía no suministrada, durante toda la vida del proyecto, de acuerdo al costo definido por el ente Regulador y a su valor presente neto. La Fig. 9 muestra el análisis beneficio/costo de cada

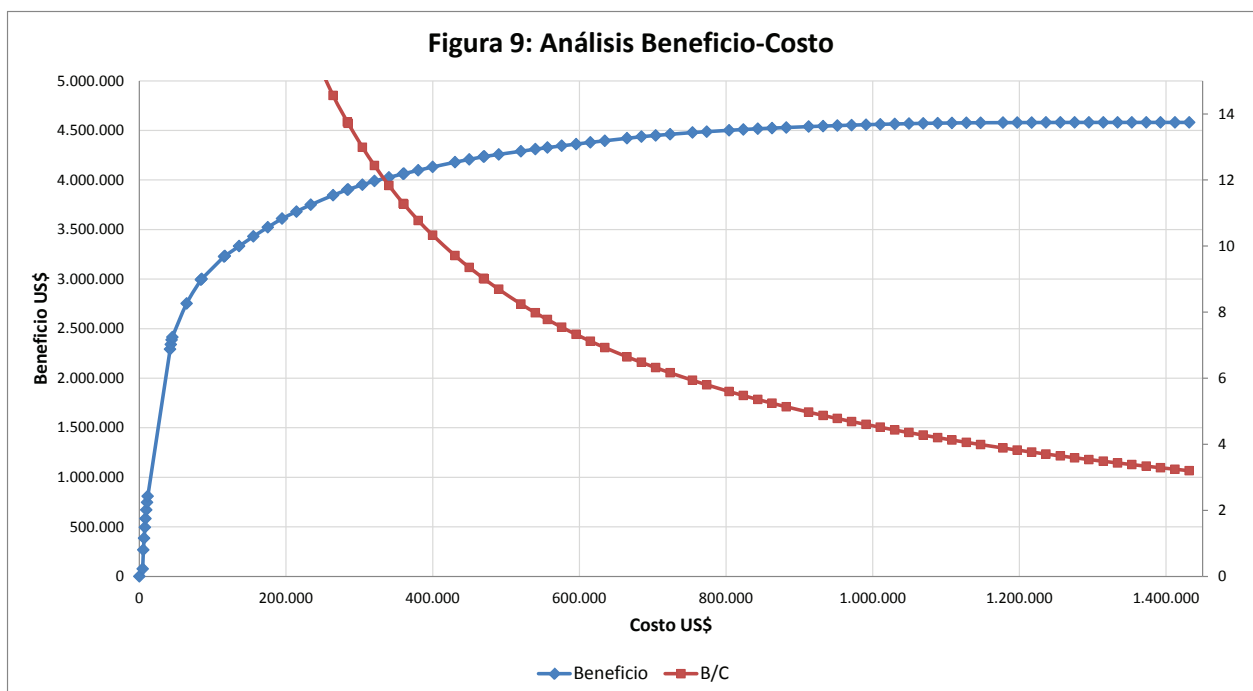


Figura 9: Análisis Beneficio-Costo

uno de los proyectos (mejoras de confiabilidad) en el área de estudio. Con ello, el costo total del portafolio de mejoras asciende a un valor de US\$ 1'431 687, con un beneficio acumulado de US\$ 4'580 902, a partir de ello se obtiene una relación B/C de 3,20.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Los resultados del estudio demuestran que existen oportunidades de mejora significativa de la confiabilidad con la implementación de esquemas de automatización de la distribución FLISR y filosofías de protecciones, instalando reconectores en ubicaciones estratégicas de los alimentadores en análisis. Se muestra claramente que la habilitación de la reconexión automática en interruptores de circuito, permite obtener beneficios significativos debido al mejoramiento de la confiabilidad en los alimentadores. Se recomienda la implementación del esquema salvador de fusibles vía reconectores en alimentadores rurales y urbanos, excepto en ubicaciones donde existan clientes industriales con procesos sensibles a las interrupciones momentáneas.

El estudio presenta un portafolio de proyectos o mejoras de la confiabilidad debidamente priorizados, bajo un criterio de reducir el tiempo de interrupciones del servicio, así como de la relación marginal beneficio/costo. Con lo cual, se puede optar por aplicar todas las mejoras o llegar a un punto de equilibrio deseado; sin embargo puede considerarse que los proyectos más costosos de automatización son financiados con las alternativas más económicas, es decir con una visión integral de mejorar la confiabilidad a todo un sistema de distribución.

El desarrollo del presente estudio, bajo una visión integral de criterios de protecciones, automatización de la distribución y de mayor flexibilidad en la operación y mantenimiento, así como la evaluación del modelo predictivo de confiabilidad, es bastante efectivo, puesto que se llega a un consenso en los criterios de optimización, totalmente adaptados a la realidad de cada alimentador. Esto puede diferir de cualquier algoritmo matemático de optimización que no considere estas características o restricciones propias de cada análisis.

AGRADECIMIENTOS

Se agradece al personal de la firma consultora Quanta Technology LLC, quienes asesoraron para establecer el procedimiento metodológico; y en

especial, a la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. por permitir desarrollar este tipo de iniciativas innovadoras.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] R.E. Brown, Electric Power Distribution Reliability, Second Edition, Taylor & Francis Group, 2009.
- [2] CYMDIST <http://www.cyme.com/>
- [3] IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices, IEEE Standard 1366-2012.
- [4] Quanta Technology, LLC, “Informe Final de Consultoría de la Planificación de la Automatización de la Distribución en CENTROSUR”, Raleigh, NC, USA, 2013.
- [5] J. Romero, S. Zambrano, R. *Ávila*, F. Durán, D. Elizondo, S. Ward, I. Sánchez and L. Xu, Distribution Automation Planning at CENTROSUR, DISTRIBUTECH, San Diego, CA, USA, 2015.
- [6] J. Romero, J. Spare, E. Phillips, C. O’Meally, J. Wang, and R.E. Brown, “Distribution system reliability improvement using predictive models”, IEEE Power & Energy Society General Meeting, Calgary, AB, Canada, 2009.
- [7] ARCONEL (Agencia de Regulación y Control de Electricidad de Ecuador), Resolución de Sesión de Directorio N° 025/11, 14 abril de 2011



Sergio Zambrano Asanza.- Nació en Zaruma, El Oro, Ecuador en 1976. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Universidad de Cuenca en 2001; y de Magíster en Sistemas Eléctricos de Potencia de la Universidad de

Cuenca en 2011. Actualmente trabaja en la Dirección de Planificación de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. Sus campos de investigación están relacionados con la interoperabilidad de redes inteligentes, proyección espacial de la demanda, planificación, confiabilidad y automatización de sistemas eléctricos de distribución.



Paúl Novillo Fernández.-

Nació en Loja, Ecuador en 1981. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Universidad de Cuenca en 2007. Actualmente se encuentra trabajando en el Departamento de Protecciones del Centro de Supervisión y Operación de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. Sus campos de investigación se encuentran relacionados con las protecciones, automatización y operación de sistemas eléctricos de distribución.



Manolo Molina Cobos.-

Nació en Cuenca, Ecuador en 1984. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Universidad de Cuenca en 2011. Actualmente, se encuentra trabajando en la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., en la Dirección de Planificación. Sus campos de interés son la proyección espacial de la demanda, confiabilidad y planificación de sistemas eléctricos de distribución.