

Diseño del Sistema de Distribución Primario de la Subestación Sur de la Empresa Eléctrica Milagro C.A.

Mayra U. Salazar Román
Rommel I. Merino León
Eddy R. Sanclemente Ordóñez
Cristóbal Mera Gencón

PhD. (Electrical Engineering), Facultad de Ingeniería Eléctrica y Computación (FIEC), Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL)
Estudiantes, Facultad de Ingeniería Eléctrica y Computación (FIEC), Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL)
Campus Gustavo Galindo, Km. 30.5 vía Perimetral. Apartado 09-01-5863. Guayaquil Ecuador
mauba18@hotmail.com, ringleon@hotmail.com, erso_com@hotmail.com

Resumen

Las falencias en las redes de distribución, se reflejan tanto en la duración como en la frecuencia de interrupciones del servicio eléctrico, actividad que perjudica y por ende causa molestia a los usuarios. Un sistema de distribución confiable se fundamenta en lograr el menor número de abonados sin servicio eléctrico en caso de presentarse algún tipo de falla.

Para conseguir confiabilidad ante fallas repentinas, una correcta coordinación de protecciones es indispensable, para evitar operaciones innecesarias en reconectores, seccionadores y otros dispositivos de protección; además de un servicio técnico adecuado y oportuno que cumpla con las leyes y reglamentos establecidos.

Palabra claves: interrupciones, abonados, confiabilidad, coordinación, protecciones, reglamentos.

Abstract

The errors in the distribution nets are reflected both in the duration and in the frequency of interruptions of the electric service, its activity harms and causes nuisance to the users. A system of profitable distribution is based in achieving the smallest number of clients without electric service in the event of being presented some fault type.

To get dependability about sudden faults, a correct coordination of protection is indispensable, this way of avoiding unnecessary operations in reclosers, sectionalizers and other protection devices; besides an appropriate and opportune technical service that fulfills the laws and established regulations.

Key words: interruptions, clients, dependability, coordination, protection, regulations.

1. Introducción

Los sistemas eléctricos a lo largo del mundo han cambiado sus estructuras como un intento de lograr sistemas de energía eléctrica más competitivos. La globalización de la industria y las nuevas tecnologías han aumentado la preocupación acerca de las deficiencias en la calidad de potencia alrededor del mundo.

El termino “Calidad de potencia eléctrica” abarca la calidad del producto (electricidad) y la calidad del servicio. Para que el usuario pueda gozar del servicio eléctrico es necesario que la energía eléctrica haya

tenido un recorrido previo por cada una de las etapas de Generación, Transmisión, Subtransmisión y Distribución.

En cada país existen regulaciones que tienen la finalidad de asegurar un nivel satisfactorio en la prestación de servicios eléctricos. En Ecuador, el control de calidad del servicio eléctrico lo realizan el CONELEC y el CENACE por medio de regulaciones que ambos establecen.

El Diseño del Sistema de Distribución Primario para la Subestación Sur de la Empresa Eléctrica Milagro C. A. basado en calidad de servicio, mediante el análisis de la frecuencia y duración de

las interrupciones del servicio eléctrico, plantea un sistema de distribución primario capaz de dar mayor confiabilidad a los usuarios; para esto se ha tomado como referencia la regulación No. CONELEC – 004/01 de Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución, en la cual se encuentran los estándares mínimos de calidad y procedimientos técnicos de medición y evaluación a los que se deben de someter las Empresas Distribuidoras del Servicio Eléctrico.

2. Descripción del Sistema Actual

La EEMCA (Empresa Eléctrica Milagro Compañía Anónima), posee 14 subestaciones de distribución, que abarcan parte de las provincias, de Guayas 4396.97 km², Bolívar 46.27 km², Chimborazo 9.83 km², Cañar 624.97 km², Azuay 270.42 km², y Los Ríos 198.31 km². Dos subestaciones de la EEMCA, la subestación Sur y la Norte, son las que brindan servicio de energía eléctrica a la ciudad de Milagro. Este capítulo presenta la descripción de los componentes del sistema de distribución primario de la subestación Sur, la cual es objeto de estudio en este proyecto de tesis.

2.1. Subestación Sur

La Subestación Sur tiene una configuración tipo Barra Principal y Transferencia, esta configuración brinda facilidad para hacer mantenimiento, tiene un costo razonable y el espacio utilizado es menor en relación a los otros tipos de configuraciones, pudiendo ser expandido sin mayor dificultad.

La alimentación para la subestación esta dada por dos líneas de Subtransmisión, que son parte del Sistema Nacional Interconectado, Milagro 1 y Milagro 2, la reducción de tensión de 69 kV a 13.8 kV se realiza mediante dos transformadores de poder de marca Mitsubishi y Yorkshire. A nivel de 69 kV, también sale una línea de subtransmisión que va desde la subestación Sur hacia la subestación Montero ubicada a aproximadamente 35 km de distancia. Los elementos antes mencionados poseen disyuntores que utilizan aceite o gas (SF₆), como medio aislante.

En el secundario del transformador Yorkshire se tiene una barra de 13.8 kV, de la cual parten tres alimentadoras, las cuales poseen los interruptores B6, B8, y B9; a continuación de B6 hay un seccionador normalmente cerrado y de B8 un seccionador normalmente abierto, de igual manera luego del transformador Mitsubishi, se tiene una barra de 13.8 kV, de la cual parten cinco alimentadoras, las cuales poseen los interruptores S1, S2, S3, S4 y S5; a

continuación de S1 hay un seccionador normalmente cerrado y de S4 un seccionador normalmente abierto.

A continuación en la **Figura 1**, se muestra el diagrama Unifilar de la Subestación Sur.

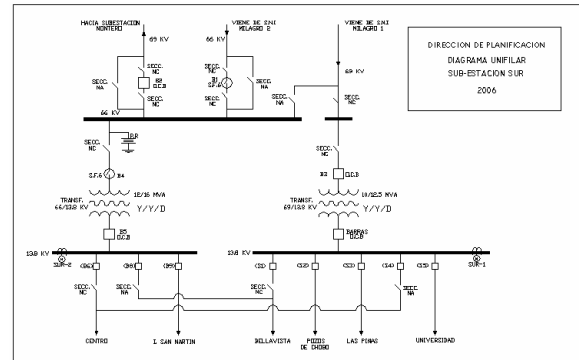


Figura 1. Diagrama Unifilar de la Subestación Sur.

2.2. Alimentadoras.

El Sistema de Distribución Primario de la Subestación Sur, se modifica paulatinamente, de acuerdo al incremento del número de usuarios, en la actualidad se tienen seis alimentadoras de tipo radial, que son alimentadora S1, S2, S3, S5, B6, y B9; de las cuales dos poseen salidas alternas, B6 con la salida alterna S4 y S1 con la salida alterna B8.

En la **Tabla 1**, se muestra información detallada de las Alimentadoras que posee la Subestación Sur.

Tabla 1. Información de las Alimentadoras

Alimentadora	Longitud 3Ø en km.	Longitud dos fases en km.	Longitud 1Ø en km.	Capacidad instalada en MVA
Alimentadora S1	6,0936	0,0000	4,9320	3,6555
Alimentadora S2	10,1992	0,3254	4,3112	3,7025
Alimentadora S3	10,7343	0,0000	4,8205	3,0225
Alimentadora S5	1,9495	0,0000	1,7403	2,3830
Alimentadora B6	13,0179	0,6018	6,7903	6,6230
Alimentadora B9	9,1959	0,0000	4,2331	4,5800

2.3. Transformadores de distribución

A lo largo de las alimentadoras se encuentran instalados transformadores aéreos monofásicos desde 5 kVA hasta 75 kVA y transformadores trifásicos de 50kVA, 250kVA y 300kVA. Estos transformadores utilizan como medio aislante el aceite y son del tipo convencional y autoprotectidos.

Los bancos de transformadores trifásicos están conectados en Δ -Y. El número de transformadores y su capacidad se detalla en la **Tabla 2**.

Tabla 2. Número de transformadores por su capacidad

Alim.	Transformadores 1Ø en kVA						Transformadores 3Ø en kVA			
	5	10	15	25	37,5	50	75	50	250	300
S1	0	9	5	26	27	29	1	-	-	1
S2	1	7	3	34	7	28	6	1	1	-
S3	2	11	12	44	11	18	0	1	1	-
S5	2	4	8	15	3	13	11	-	1	-
B6	3	7	11	52	19	64	11	1	-	1
B9	1	9	4	27	10	36	21	-	-	-

2.4. Capacitores

La función de un banco de capacitores en las redes de distribución, es de entregar potencia reactiva hacia delante de una alimentadora en el punto en donde es conectado, además con su conexión se puede obtener:

- La reducción de la corriente en atraso.
- El incremento de voltaje en el punto de conexión del capacitor.
- La mejora de la regulación del voltaje
- La reducción de las pérdidas de sistema.

Sin embargo para poder aprovechar al máximo estos efectos es necesario que los capacitores sean conectados en el lugar más apropiado, y que este correctamente dimensionado, con esto evitamos el sobrevoltaje en el sistema durante el período de baja carga.

La **Tabla 3**, presenta el número de capacitores, su localización y capacidad. Todos los capacitores del sistema de distribución son fijos, y de acuerdo con los datos proporcionados en subestación Sur la capacidad de los capacitores es 300 kVA.

Tabla 3. Descripción de Capacitores del Sistema

Alimentadora	Número de Capacitores	Ubicación de C1 en Km.	Ubicación de C2 en Km.	Capacidad instalada en kVA
S1	2	1,9069	3,5626	600
S2	1	2,7451	*	300
S3	1	5,7427	*	300
S5	0	*	*	0
B6	2	0,020	3,3261	600
B9	0	*	*	0

2.5. Cargas

La carga total de la subestación Sur está repartida a lo largo de sus seis Alimentadoras, mediante los transformadores de distribución. La **Tabla 4**, muestra las seis Alimentadoras, con una breve descripción de la capacidad, la carga instalada a cada alimentadora y la ubicación aproximada en la zona de concesión; además se tiene la carga máxima que se presenta entre las 18 y 20 horas del día.

Tabla 4. Datos de las Alimentadoras

Alimentadora	Capacidad instalada en MVA	Carga máxima conectada en MW	Ubicación
S1	3,6465	3,3150	Bellavista
S2	3,7025	3,3320	Pozos Chobo
S3	3,0225	2,7171	Piñas
S5	2,3830	1,9800	UNEMI-Cdla. William Reyes
B6	6,6230	4,6361	Centro
B9	4,5800	4,1667	I. San Martín

3. Análisis del Sistema Eléctrico Actual

En este capítulo se analiza el funcionamiento de la Subestación Sur, mediante métodos que permiten obtener información sobre el estado actual de la subestación. Además, se estudia y analiza la confiabilidad de la subestación tomando en consideración las estadísticas de fallas de los años 1999 hasta 2006, datos que proporcionó el Departamento de Operaciones de la EEMCA.

3.1 Análisis de la variación de voltaje.

El cálculo del voltaje nos da a conocer las condiciones de sobre y bajo voltaje a lo largo de las alimentadoras. Los puntos en los que se realizó el cálculo de voltaje y de caída de voltaje son todos aquellos de donde nace una ramificación de cada alimentadora.

Para que el Distribuidor en el punto de medición no cumpla con el nivel de voltaje establecido por la regulación del CONELEC, debe darse que durante el 5% o más del período de medición (7 días continuos) se tenga una variación de la magnitud del voltaje mayor a la permitida, la cual depende de la zona (Rural o Urbana) y de los niveles de voltajes nominales del Sistema, ver **Tabla 5**.

Tabla 5. Variaciones de Voltajes permitidas por el CONELEC

Alto Voltaje	+/- 7,0%
Medio Voltaje	+/- 10,0%
Bajo Voltaje Urbano	+/- 10,0%
Bajo Voltaje Rural	+/- 13,0%

La **Tabla 6**, muestra el promedio de voltaje de lunes a viernes, y el del fin de semana. La **Tabla 7**, tomando como base el voltaje nominal, 13.2kV, muestra el promedio de voltajes diarios en por unidad, que se registraron en una semana de operación normal de la subestación Sur, los mismo que están dentro del rango de variaciones establecido por el CONELEC en el 100% del período de medición.

Los voltajes tanto máximo como mínimo registrados a lo largo de la semana fueron de 14.4 kV y 13.7 kV respectivamente. Lo cual indica que referente a niveles de voltaje, el distribuidor está cumpliendo con lo establecido en la regulación. La subestación mantiene un voltaje de 14.2 kV, la mayor parte del tiempo, por lo cual consideramos este valor para el estudio de cortocircuito.

Tabla 6. Promedio de los voltajes de la Subestación

	p.u.	KV
Lunes- Viernes	1,0655	14,0641
Sábado- Domingo	1,0582	13,9682

Tabla 7. Promedio de Voltajes diarios en la Subestación en p.u.

Día	Voltaje de Operación
Lunes	1,0641
Martes	1,0651
Miércoles	1,0659
Jueves	1,0653
Viernes	1,0669
Sábado	1,0583
Domingo	1,0581

La variación de voltaje admitido con respecto al valor nominal es de $\pm 10\%$ durante 5% o menos del periodo de medición de 7 días continuos para nivel de medio voltaje, según lo señala la regulación No. CONELEC – 004/01 de la calidad de Servicio Eléctrico de Distribución, por lo tanto la subestación Sur cumple con lo estipulado en dicha regulación, ya

que el mayor voltaje es de 14.59 kV, 10.53% mas del nominal, pero lo mantiene durante un 1.19 % del periodo de medición; y el menor voltaje es de 10 KV., 24.24% menos del voltaje nominal, pero lo mantiene durante un 0.60 % del periodo de medición.

3.2 Balance de las alimentadoras.

En el Reglamento de Calidad de Servicio Eléctrico no se presenta un rango para el desbalance, en este estudio utilizamos un rango de $\pm 10\%$ del promedio de corriente (rango considerado por el departamento de Operaciones de la EEMCA).

El propósito de tener un balance de corriente en las fases de cada alimentadora es para reducir las pérdidas de potencia en el sistema y con esto disminuir el costo de operación.

3.3. Sistemas de Protecciones.

Para el mejor funcionamiento de un sistema de distribución se deben de tomar en cuenta muchos factores entre estos económicos, ambientales, y técnicos. Un buen diseño de un sistema de protecciones deberá tener una adecuada operación de las protecciones durante las diferentes perturbaciones a las que este pueda ser expuesto, entre estas perturbaciones se puede tener las fallas de línea, sobrecargas del sistema, y fallas de equipos, además de las descargas atmosféricas y las interferencias de humanos y animales.

Para el diseño es importante conocer el comportamiento de las posibles corrientes para poder seleccionar y calibrar adecuadamente los equipos de protección de sobrecorriente del sistema de distribución

La subestación Sur dispone de relés electromecánicos y electrónicos para proteger las alimentadoras contra sobrecorrientes. Las barras a 69kV están protegida por relés electromecánicos marca Westinghouse; la barra a 13.8kV y alimentadoras del transformador Yorkshire están protegidas por relés electromecánicos marca Reyrolle; la barra a 13.8 kV, y alimentadoras del transformador Mitsubishi están protegidas por relés electrónicos ABB SPAA 341 C y ABB SPAJ 140 C.

Básicamente en la subestación Sur, se dispone de los interruptores de potencia para proteger a los transformadores de poder, relés, interruptores y fusibles que protegen a los ramales monofásicos y trifásicos de las alimentadoras.

3.4. Cargas consumidores.

La **Tabla 8**, indica el tipo de Alimentadora de acuerdo a la población de la zona que esta cubre y la clase de tarifa de la mayor parte de los abonados.

Tabla 8. Tipo de consumidores por Alimentadora.

Alimentadora	Tipo	Tarifa
S1	Urbana	Residencial
S2	Urbana/ Rural	Residencial/ Servicios
S3	Urbana	Residencial/ Servicios
S5	Urbana/ Rural	Servicios/ Residencial
B6	Urbana	Residencial/ Comercial
B9	Urbana	Comercial

La **Tabla 9**, nos indica el número de abonados por alimentadoras.

Tabla 9. Consumidores por Alimentadora

Alimentadora	Consumidores	Ubicación	Carga conectada en MVA
S1	2000	Bellavista	33.150
S2	2500	Pozos Chobo	33.320
S3	2500	Piñas	27.171
S5	600	Universidad	19.800
B6	9456	Centro	4,6361
B9	4735	I. San Martín	41.667

3.5. Información estadística de las interrupciones.

Acorde al CONELEC una interrupción es el corte parcial o total del suministro de electricidad a los consumidores del área de concesión del Distribuidor.

Las interrupciones se produjeron debido a la falla o accionamiento de alguno de los siguientes componentes:

- Líneas, postes, aisladores.
- Transformadores de distribución, capacitores, switches.
- Fusibles, pararrayos.

Las interrupciones externas al Sistema de Distribución, tales como las producidas en Sistema Nacional Interconectado, mantenimientos, baja frecuencia, otro distribuidor, restricción de carga, y ampliaciones de las alimentadoras, no son consideradas en el análisis de interrupciones de la subestación Sur.

La **Tabla 10**, nos indica las diferentes causas de fallas en cada una de las alimentadoras.

Tabla 10. Tipo de Fallas en Alimentadoras

Tipo de Fallas	Alimentadoras					
	S1	S2	S3	S5	B6	B9
Puente Volado	1	0	0	1	2	3
Fallas	3	3	5	3	11	7
Línea Arrancada	3	4	0	0	4	6
Por gallinazos	1	0	0	0	1	1
Falla trafo. distribución	1	0	0	0	0	0
Descargas atmosféricas	0	0	0	0	1	0
Cometas	0	7	0	0	1	4
Falla en Poste	0	2	3	1	3	3
Falla por árbol	0	2	1	0	2	2
Objetos (Otros)	0	0	0	1	2	1
Aisladores Fallados	0	3	0	0	6	5

3.5.1. Frecuencia de las Interrupciones

La **Figura 2**, muestra el número de fallas que se han producido en cada una de las alimentadoras de la Subestación Sur, en los últimos ocho años, durante los cuales se han registrado un total de 123 interrupciones. Las alimentadoras con mayor número de interrupciones son S2, B6, y B9. Como podemos observar la frecuencia de las interrupciones ha disminuido en los últimos años.

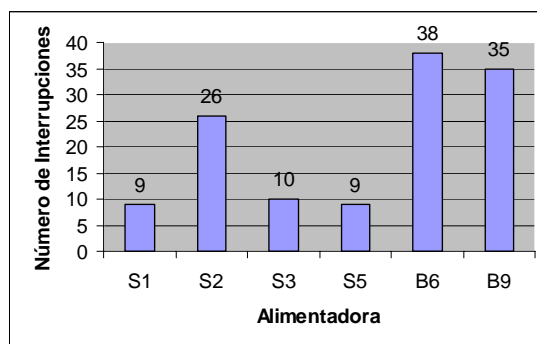


Figura 2. Número de Interrupciones por Alim. durante 8 años

3.5.2. Duración de las interrupciones

Acorde a la regulación del CONELEC, referente a la calidad del servicio eléctrico de distribución, las interrupciones por su duración pueden ser:

- Breves, con duración igual o menor a tres minutos.

- Largas, con duración mayor a tres minutos.

Basado en esto, las interrupciones que se han producido en la subestación Sur, con duración mayor a tres minutos, son consideradas como largas.

La **Figura 3**, muestra las horas de interrupción por año de cada alimentadora.

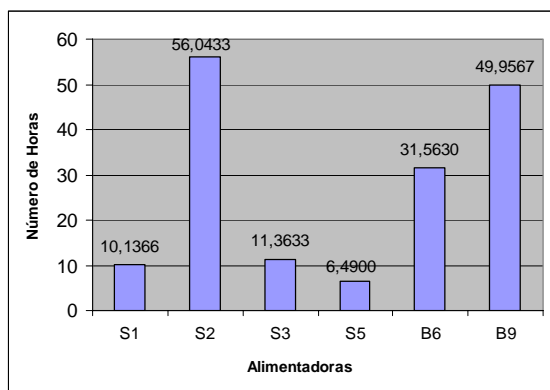


Figura 3. Duración de Interrupciones por año en cada Alimentadora

3.5.3. Energía no entregada y consumidores no servidos durante las interrupciones.

Las **Tabla 11** fue facilitada por el departamento de operaciones de la EEMCA, dichas tablas dan a conocer el valor de energía no suplida y consumidores sin servicio desde el año 1999 hasta el 2006.

Tabla 11. Energía Anual No Suplida debido a las Interrupciones

Energía Anual No Suplida en cada Alimentadora (MW)						
Año	S1	S2	S3	S5	B6	B9
1999	0,240	-	0,000	-	1,600	2,540
2000	0,190	-	2,717	-	3,080	2,950
2001	0,000	-	2,600	-	3,375	2,240
2002	2,950	1,880	0,000	-	3,500	2,396
2003	0,000	2,737	1,560	-	3,200	3,395
2004	1,875	2,070	1,265	-	2,816	2,350
2005	0,000	2,190	2,600	0,630	0,000	0,000
2006	1,015	1,560	1,250	1,570	4,636	2,940

3.6. Evaluación de la confiabilidad.

Se puede definir a la calidad de la energía como la ausencia de interrupciones, sobretensiones y

deformaciones producidas por armónicas en la red y variaciones de voltaje RMS suministrado al usuario; esto referido a la estabilidad del voltaje, la frecuencia y la continuidad del servicio eléctrico. Para su obtención es necesario mantener una tensión continua, lo cual ha ido aumentando en los últimos años debido al incremento de las cargas sensibles en los diferentes sistemas.

Las tasas de falla y tiempos de recuperación basados en experiencias operacionales para componentes de un sistema de distribución nos permiten establecer que tan confiable es el sistema. Al incorporar consideraciones de confiabilidad en los diseños de sistemas de distribución y en las posibles expansiones, operaciones y mantenimientos, el funcionamiento del sistema mejora.

Para el análisis de tasas fallas consideramos tres, que son: la línea o conductor (circuito trifásico, de dos fases y monofásico), transformadores y fusibles. Las tasas de fallas de las líneas están relacionadas con la longitud del conductor de la alimentadora. Los valores de tasas de fallas de los transformadores y fusibles, nos dan a conocer el número de fallas producidas para periodos de un trimestre, semestre o año en los transformadores y fusibles instalados en la alimentadora.

3.6.1. Índices orientados al Consumidor

- Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema (SAIFI).

$$SAIFI = \frac{\text{Número total de consumidores interrumpidos}}{\text{Número total de consumidores servidos}}$$

- Índice de la Duración Interrupción Promedio del Sistema (SAIDI).

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Duración de interrupción} * \text{Total de consumidores interrumpidos}}{\text{Número total de consumidores servidos}}$$

- Índice de la Duración de la Interrupción Promedio de Consumidor (CAIDI).

$$CAIDI = \frac{\sum \text{Duración de interrupción} * \text{Total de consumidores interrumpidos}}{\text{Número total de consumidores interrumpidos}}$$

- Índice de la Disponibilidad Promedio de Servicio (ASAI).

$$ASAI = \frac{\text{Consumidores} - \text{horas de servicio disponible}}{\text{Consumidores} - \text{horas demandadas}}$$

- Índice de Indisponibilidad Promedio del Servicio (ASUI).

$$ASUI = 1 - ASAI = \frac{\text{Consumidores} - \text{horas de servicio no disponible}}{\text{Consumidores} - \text{horas demandadas}}$$

3.6.2. Índices orientados a la Carga

- Índice de Energía total no suplida (ENS).

$$ENS = \sum Lai * Ui$$

Donde:

L_{ai} = Carga promedio conectada al punto de carga i.

U_i = Indisponibilidad del sistema en el punto i.

- Índice de corte de carga promedio del sistema o energía promedio no suplida (AENS).

$$AENS = \frac{\text{Energía total no sup lida}}{\text{Número total de clientes servidos}} = \frac{\sum Lai * Ui}{\sum Ni}$$

4. Rediseño del Sistema Eléctrico

La finalidad de este capítulo es hacer un rediseño que permita aumentar la confiabilidad de la subestación Sur, por medio de la disminución del número y la duración de las interrupciones.

4.1. Determinación de Parámetros de Diseño.

El Estudio de coordinación de protecciones tiene un impacto directo sobre la seguridad eléctrica de un sistema de distribución y de su funcionamiento continuo. En caso de presentarse una falla por sobrecorrientes, la protección deberá operar inmediatamente antes de que los cables o los equipos se dañen y sin que la falla se extienda a otras partes del sistema provocando daños mayores. El dispositivo que protege al circuito fallado deberá aislar la falla sin que las otras protecciones tengan que dispararse, y en caso de que esta protección no opere deberá hacerlo su respaldo.

En este trabajo se utiliza como referencia el documento del CEARE “Valor de la Confiabilidad en el Sistema Eléctrico”, este documento expone límites para los índices de confiabilidad SAIDI y SAIFI según el ENRE (Entes Reguladores de Electricidad de Argentina)

4.2. Rediseño del Sistema de Protecciones basado en Calidad del Servicio.

Para lograr un funcionamiento óptimo del sistema de protección deben satisfacerse simultáneamente los requerimientos de selectividad, sensibilidad y velocidad, pero resulta imposible satisfacer en forma

óptima los tres requerimientos, puesto que la mayoría de las veces satisfacer más a un requerimiento significa satisfacer menos a los otros y todo esto en general depende de una buena selección de los dispositivos de protección, su ajuste y su coordinación.

Se presentan tres alternativas, la primera, la segunda y la tercera las cuales son posibles rediseños que pueden ser implementados en este sistema de distribución de la EMCA; adicionalmente se tomará como base la alternativa cero, que muestra las condiciones actuales del sistema.

En la primera alternativa se utilizan fusibles en toda la red y se los coordina con el relé de sobrecorriente que se encuentra en la subestación; esta es la posibilidad mas barata y la que actualmente se emplea en el sistema de la subestación Sur, la diferencia es que en la primera alternativa la selección de los fusibles ha sido hecha de acuerdo a las corrientes de carga y de cortocircuito actuales del sistema.

En la segunda alternativa se plantea el uso de la primera alternativa y además la transferencia de carga del punto de B de la alimentadora S1, los puntos C y D de la alimentadora S2, y el D de la alimentadora B9.

En la tercera alternativa se añaden reconectores a la primera alternativa, en las partes más importantes del sistema dependiendo del número de usuarios que tenga cada trayectoria. Aquí las operaciones de los reconectadores electrónicos pueden ser programadas a través de control automático con numerosas características avanzadas, dependiendo del nivel de precisión elegido para coordinarse con los demás elementos de protección. Si el sistema requiere alguna modificación, es posible realizar cambios de forma sencilla en el software que se haya elegido, sin sacrificar precisión o estabilidad en el sistema.

4.3. Análisis de los resultados

Para analizar los resultados tomaremos en cuenta dos factores importantes, la confiabilidad (valores de índices de confiabilidad) y las consideraciones económicas.

La primera alternativa o alternativa 1 requiere un costo de reforzamiento de 12000 USD, con un costo total de 421964.79 USD, 19.63 USD por usuario; y para el segundo semestre un costo total de 154977.44 USD, permitiendo un costo de 7.21 USD por usuario.

La segunda alternativa o alternativa 2 plantea el uso de los fusibles y la transferencia de carga en algunos puntos de las alimentadoras, lo cual requiere un costo de reforzamiento de casi 20000 USD, con un costo total de 29191.56 USD para el primer semestre 13.73 USD por usuario; y para el segundo semestre un costo total de 132681.14, y 6.17 USD por usuario.

La tercera alternativa o alternativa 3, consiste en la instalación de reconectores con un costo de reforzamiento de 84000 USD. Para el primer semestre se tiene un costo total de 270424.86 USD, y 12.58 USD por usuario; y para el segundo semestre un costo total de 155819.44 USD, y un costo de 7.25 USD por usuario.

La alternativa 3 presenta el costo de reforzamiento mas elevado, pero disminuye el valor de los índices de confiabilidad, por lo que se tienen costos totales cercanos a los valores de la alternativa 2.

La alternativa 2 y 3 son las que permiten brindar un servicio confiable a los usuarios, ya que plantean índices de confiabilidad acorde con los valores límites del CEARE, la alternativa 3 presenta los valores de índices de confiabilidad mas bajos de las tres alternativas, pero el costo de reforzamiento mas elevado, por lo cual la alternativa 2 es la mas recomendable de implementar.

5. Conclusiones y recomendaciones

La Regulación del CONELEC establece como limite un voltaje $\pm 10\%$ del valor nominal (13.2kV), durante un tiempo no mayor al 5% del periodo de medición. El mayor voltaje registrado en la subestación Sur es de 14.59 kV, un 10.53% mas del voltaje nominal, este se mantiene durante un 1.19 % del periodo de medición; mientras que el menor voltaje es de 10 kV, un 24.24% menos del voltaje nominal, el mismo que se mantiene durante un 0.60 % del periodo de medición. Por lo tanto el voltaje en la subestación Sur se mantiene dentro de los límites dispuestos en la regulación, y no es necesario realizar ningún ya que si cumple los límites establecidos

La instalación de reconectores en las diferentes alimentadoras permitió mejorar los índices de confiabilidad del sistema, sin necesidad de implementar la transferencia. Además se los calibre para evitar posibles sobrecargas en el sistema.

La subestación Sur posee un sistema de protecciones que no coordina, es necesario cambiar los ajustes de los relés de protección de las alimentadoras, puesto que de acuerdo a los ajustes

actuales, al producirse una falla que genere una corriente en el orden de los 1000 amperios, el relé de protección de la alimentadora operará primero que los fusibles, por lo que se recomienda cambiar las tiras fusibles considerando los ratings adecuados para los fusibles tipo K que se implementan. La coordinación de protecciones que realiza la empresa no considera la capacidad del 150% de corriente continua del rating de los fusibles tipo K.

Al implementar los cambios del rediseño, se tiene un ahorro de 7.90 USD por usuario durante el primer semestre, que es cuando mayor número de interrupciones se tiene, y 0.53 USD para el segundo semestre.

6. Agradecimientos

Agradecemos a la Empresa Eléctrica Milagro C.A., por la información brindada para el desarrollo de nuestra tesis.

7. Referencias

- [1] The aluminum association, **“Aluminum Electrical Conductor hand Book-first edition”**, páginas 3-23 hasta 3-27.
- [2] Oklahoma Corporation Comision, Index of Dependability O.C.C www.occ.state.ok.us/Divisions/PUD/Annual%20Reliability%20Report.pdf.
- [3] Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética (CEARE), **“Valor de la Confiabilidad en el Sistema Eléctrico”**, www.ceare.org/investigaciones/vc1f.pdf.