

Diseño del Sistema de Distribución Primario de la Subestación Chorrera de la Empresa Eléctrica Los Ríos C.A.

Daniel R. Núñez Robles**
José A. Salas Valverde**
Winston F. Balanzategui Macias**
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
Jsalas180@hotmail.com, daniel1680@hotmail.com, winstonbalanzategui@hotmail.com

Resumen

En el sistema eléctrico a nivel de distribución se puede presentar problemas de interrupciones las cuales pueden ser momentáneas o permanentes, estos fenómenos desmejoran la calidad del servicio eléctrico y causan grandes perjuicios económicos tanto a los usuarios como a las empresas distribuidoras.

La evolución de la tecnología en especial de las cargas no lineales (equipo de electrónica de potencia), causa grandes problemas en el sistema eléctrico de distribución. A fin de evitar estos problemas causantes de la mala calidad del servicio eléctrico, es de suma importancia realizar el diseño del Sistema de Distribución Primario para escoger los equipos de protección mas adecuados a fin de llegar a tener un sistema confiable, seguro y que cumpla con todas las normas y reglamentos vigentes de Calidad del Servicio.

Palabra claves: confiabilidad, protecciones, carga, voltaje.

Abstract

In the electric system at distribution level it can present problems of interruptions which can be momentary or permanent, these phenomena deteriorate the quality of the electric service and they cause big economic damages as much to the users and to the distributor companies .

The evolution of the technology in special of not lineal loads (equipment of electronic of power), it causes big problems in the electric system of distribution. In order to avoid these causing problems of the bad quality of the electric service, it is of supreme importance to carry out the design of the Primary System of Distribution to choose the protection equipments more appropriate at the end of having a reliable, sure system and that it fulfils all the norms and effective regulations of Quality of the Service.

Key words: dependability, protection, loads, voltage.

1. Introducción

La industria eléctrica en el mundo ha tenido un desarrollo importante desde el invento de la lámpara eléctrica en 1879 por Thomas Alva Edison, hasta la aparición de las computadoras en la década de los 50's y todas las variantes que han habido en los inicios del siglo XXI. En el año de 1882, se puede decir que se dio inicio a la conformación de los sistemas eléctricos, Thomas Alva Edison puso en servicio la primera Central Eléctrica en Lower, Manhattan, y en ese mismo año, en Londres, Inglaterra, se puso en servicio, el primer Sistema de Suministro de Energía Eléctrica Pública.

Uno de los componentes más importantes de los sistemas eléctricos, ya sea que pertenezcan a empresas privadas o estatales, es el sistema de distribución.

En todos los casos la energía que vende cualquier compañía pasa por su sistema de distribución, siendo por ello importante el buen diseño y enfoque de tales sistemas. Estos pueden variar desde una simple línea aérea que conecte un generador con un solo consumidor, hasta un sistema malla o de red automática que alimente la zona más importante de una ciudad.

Las empresas eléctricas de distribución en Ecuador, están reguladas por el CONELEC, en varios aspectos, uno de ellos y de vital importancia; tanto para los proveedores como para los consumidores de energía es la Regulación No. CONELEC-004/01. La misma que trata la Calidad del Servicio Eléctrico del Sistema de Distribución

En el presente trabajo se analizará, se describirá todo el diseño del Sistema de Distribución Primario de la Subestación Chorrera de la Empresa Eléctrica de Los Ríos C. A., mediante el análisis de la frecuencia y duración de las interrupciones del servicio eléctrico. El objetivo es diseñar un Sistema de Distribución Primario de la Subestación Chorrera basado en la Calidad del Servicio que sea de mayor confiabilidad que el actual.

2. Descripción del Sistema Actual

La empresa EMELRIOS C.A., cuenta con 8 subestaciones que suministran energía eléctrica a la provincia de Los Ríos y a un cantón de la provincia del Guayas (Jujan).

2.1. Subestación Chorrera

El sistema eléctrico de distribución de la Subestación Chorrera es un sistema radial simple, la misma que esta ubicada vía Babahoyo - Quevedo 1.5 Km. margen derecho acceso lastrado de 900 m. Esta subestación tiene una capacidad instalada de 10 MVA, y un valor de reactancia de $X = 5.6\%$. El nivel de voltaje de 69 kV es reducido a 13.8 kV a través del transformador de potencia de marca OSAKA modelo TLUN-7049 serie 339407.

A continuación en la **Tabla 1** se muestra los equipos de protección de la Subestación Chorrera.

Tabla 1. Equipos de Protección de la Subestación Chorrera.

EQUIPOS DE PROTECCIÓN		S/E	A 1	A 2	A 3
Rele de Protección	Sobrecorriente fase IAC 53B104A	9			
	Sobrecorriente tierra IAC 53B10A	3			
	Frecuencia IB7417-5	1			
Fusibles 69 kV	Tipo E 250 A	1			
Banco de Baterías	12 V - 11 Placas	1			
Seccionadores	Marca Westinghouse	15	205	144	567
Interruptores Tripolar	Tipo VAC-25.8-12.5	3			
Reconectador	Tipo RX	1			
Pararrayos	G.E 100kV – 10kA	15	124	109	434

2.2. Alimentadoras

La Subestación Chorrera tiene cuatro Alimentadoras conectados a la barra de 13.8kV, las alimentadoras abarcan zonas urbanas y rurales del cantón Babahoyo. En la **Tabla 2** se muestra longitud, # consumidores, capacidad instalada y área de influencia de cada alimentador.

Tabla 2. Información de las Alimentadoras

Ali	L ong. 3Ø en Km.	Long. 2Ø en Km.	L ong. 1Ø en Km.	# de Consumidores	Cap. Inst. en kVA	Sector de Influencia
1	8,9126	-----	6,049	4126	4665	Juan X Marcos
2	6,154	-----	3,127	2811	5120	Barreiro
3	57,883	4,114	196,942	5930	7574,5	El Salto, Baba, San Juan

2.3. Cargas

Cuando se planea un sistema de distribución se tiene libertad en la selección de muchos factores que intervienen en el diseño del sistema, pero no la tiene en uno de los más importantes: la carga, ya que ésta no queda dentro del entorno del sistema de distribución, siendo definitivamente la más importante y decisiva variable exógena tanto para el diseño como en la operación del sistema.

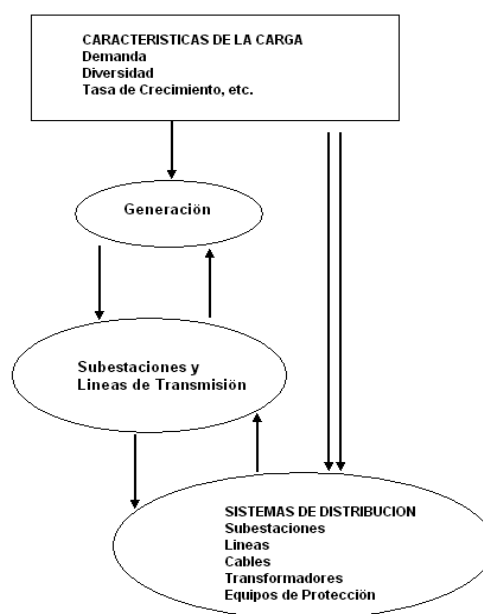


Figura 1. Flujograma de las Características de la Carga.

Las características de la carga influyen en los sistemas de potencia y distribución, mas no a la inversa.

2.3.1 Máxima Carga.

En promedio la máxima carga en la Subestación Chorrera se da en el mes de Mayo, este hecho en particular se produce, porque el sector agrícola comienza con el tratamiento industrial a todos los sembríos de ciclo corto especialmente arroz, que se encuentran bajo la influencia de la Subestación.

En la **Figura 2**, se muestra la curva de carga máxima de cada alimentador de la Subestación Chorrera para el año 2006.

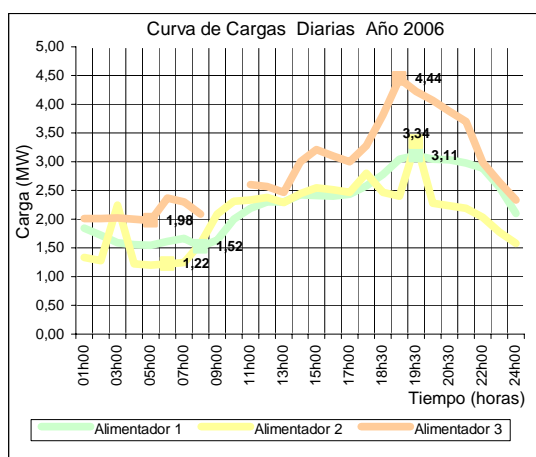


Figura 2. Curva de Carga Máxima Año 2006

2.3.2 Mínima Carga.

En promedio la mínima carga en la Subestación Chorrera se da en el mes de Agosto, este hecho en particular se produce, porque el sector agrícola termina la cosecha de todos los sembríos de ciclo corto, que se encuentran bajo la influencia de la Subestación. En la **Figura 3**, se muestra la curva de carga mínima de cada alimentador de la Subestación Chorrera para el año 2006.

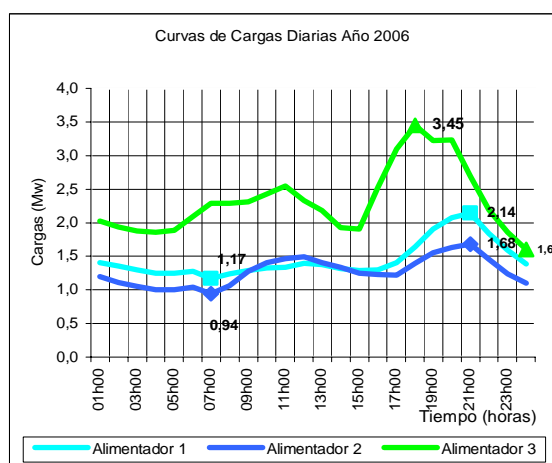


Figura 3. Curva de Carga Mínima Año 2006

3. Análisis del Sistema Eléctrico Actual

Este capítulo se basa en el análisis de voltaje en cada una de las alimentadoras con el fin de conocer, si cumple con los límites de Regulación de Voltaje del CONELEC.

A continuación en la tabla 3 se muestra los límites de Regulación de Voltaje del CONELEC.

Tabla 3. Límites de Regulación de Voltaje del CONELEC

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

3.1 Análisis de la variación de voltaje.

El cálculo de voltaje a lo largo de un alimentador se realiza con el objeto de obtener el voltaje que llega al consumidor, también se obtiene las corrientes de carga en cada uno de los ramales del alimentador, las mismas que se utilizan para realizar la coordinación de los equipos de protección.

Para los Alimentadores 1 y 2, el voltaje calculado está dentro de los límites; para el Alimentador 3 (Pimocha) existe un voltaje que está fuera de los límites como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 4. Voltaje por Fase de cada Alimentador

VOLTAJE POR FASE AL FINAL DE CADA ALIMENTADOR - SUBESTACIÓN CHORRERA					
Fases	Ali 1	Ali 2	Ali 3		
	Z. Urb.	Z. Urb.	El Salto (Urb)	San Juan	Pimocha
R	12,75	13,11	13,51	13,06	9,88
S	12,98	13,2	13,58	12,64	11,98
T	12,99	12,79	13,5	13,1	10,4

3.2. Balance en las Alimentadoras.

Los sistemas de distribución con cargas desequilibradas tienen un costo operativo mayor. Esto se debe a que las cargas desequilibradas incrementan las pérdidas de potencia en el sistema con respecto al mismo sistema que alimenta la misma demanda pero con cargas balanceadas.

El balanceo del sistema consiste en redistribuir las cargas de éste, de tal forma, que opere de la manera más balanceada posible. El proceso de distribución

se realiza a través de las tres fases que componen el sistema; comúnmente denominadas R, S y T.

3.3. Sistemas de Protecciones.

Los equipos de protección, tienen como finalidad asegurar, proteger y mantener la continuidad del servicio eléctrico, por ende la calidad del mismo. La selección y coordinación de los equipos de protección por parte del ingeniero de diseño determinará le eficiencia y calidad del servicio eléctrico por parte de la empresas distribuidoras de energía eléctrica. La Empresa EMELRIOS C.A., tiene actualmente el siguiente sistema de protección que se muestra en la siguiente figura:

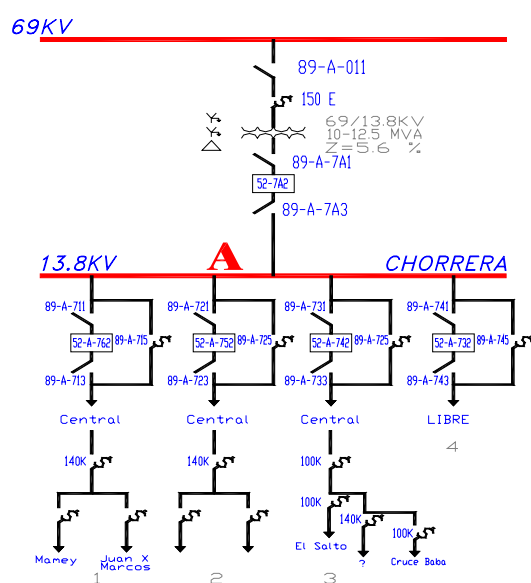


Figura 4. Diagrama Unifilar de Protecciones S/E Chorrera

La Coordinación de los Alimentadores 1, 3 se la realizo tomando en cuenta que estos tienen como equipo de protección en la Subestación un Interruptor comandado por rele, y la Coordinación del Alimentador 2 se la hizo tomando en cuenta que tiene un reconectador en la Subestación. Para todos los Alimentadores se utilizó las Corrientes de Corto Circuito y las Corrientes de Carga que circulan por cada uno de los ramales.

3.4. Información Estadísticas de las Interrupciones

Según la Regulación No. CONELEC- 004/01, que trata sobre la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución; en el numeral 3.1.3 establece para todas las empresas distribuidoras, el registro y clasificación de las interrupciones.

Para el cálculo de los índices de calidad se han considerado todas las interrupciones mayores a tres minutos, incluyendo las de origen externo.

En la **Figura 5** se muestra el número de interrupciones por año de cada alimentador.

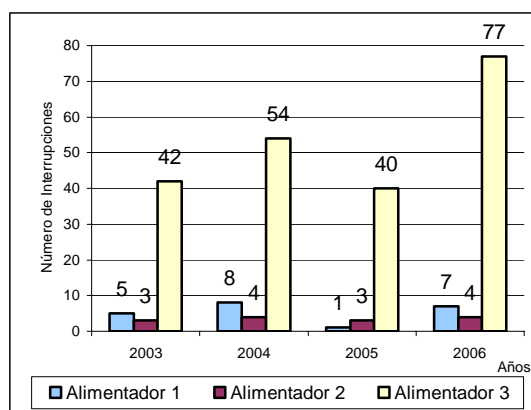


Figura 5. Número de Interrupciones por Alimentadora

3.4.1 Duración de la Salida de Servicio

El impacto de la falla de un componente en la disponibilidad del sistema es influenciado por dos procedimientos operacionales:

- 1.- La restauración permanente de las funciones del sistema (sea separando o reemplazando el componente fallado).
- 2.- La restauración temporal (total o parcial), de las funciones del sistema a través de la reconfiguración del circuito (switcheo).

Los principales componentes de una duración de salida de servicio son:

- Tiempo de Notificación (TN)
- Tiempo de Preparación de la Cuadrilla (TPC).
- Tiempo de Ubicación de la Falla (TUF).
- Tiempo de Viaje al Switch (TVS).
- Tiempo de Reparación o Reemplazo del Componente (TRC).

La Empresa EMELRIOS C.A., no lleva un registro de estos tiempos; a través de una encuesta realizada al personal encargado de la reparación de una falla, se determinó ciertos tiempos para cada alimentador y dependiendo del componente fallado como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 5. Tiempo Estimado para la Reparación de Componentes Fallados.

TIEMPO ESTIMADO PARA LA REPARACIÓN DE COMPONENTES FALLADOS (min.)						
Alimentadoras	TN	TPC	TUF	TVS	TRC	TOTAL
1	Líneas	10	5	30	5	80
	Fusibles	10	5	30	5	60
	Transf.	10	5	30	5	110
2	Líneas	10	5	30	5	80
	Fusibles	10	5	30	5	60
	Transf.	10	5	30	5	110
3	Líneas	10	5	60	5	110
	Fusibles	10	5	60	5	90
	Transf.	10	5	60	5	140

Estos tiempos, equivalen aproximadamente a lo que se tomarían en reestablecer el servicio eléctrico la cuadrilla de reparación de fallas, de haber ocurrido una interrupción en el alimentador y en los componentes indicados en la **Tabla 5**.

En la siguiente figura, se muestra la duración de las interrupciones por alimentador para el periodo (2003-2006), según los datos registrados por EMELRIOS C.A., y los tiempos estimados que se mostraron en la **Tabla 5**.

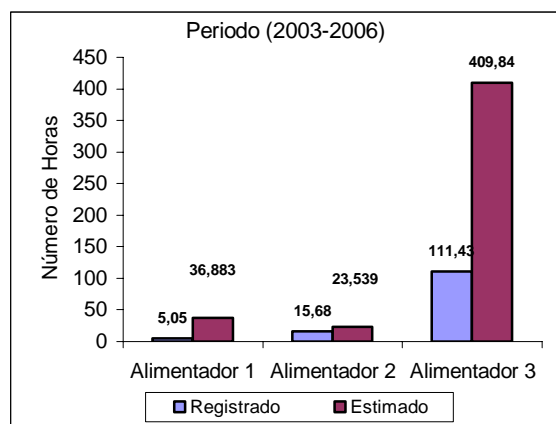


Figura 6. Duración de Interrupciones por Alimentadora durante 4 Años.

3.5. Evaluación de la Confiabilidad

El objetivo de la evaluación de la confiabilidad es determinar índice que reflejen la calidad del servicio que presenta el sistema para el usuario final.

Para la evaluación de la confiabilidad, se determinan diferentes parámetros o índices a partir de datos históricos de operación; Para la evaluación de los parámetros hemos considerados los siguientes componentes en cada uno de los alimentadores de la Subestación Chorrera: transformadores de

distribución (T/D), fusibles, líneas divididas en troncal principal y ramales a nivel de 13.8 kV.

3.5.1.- Índices o Indicadores de la Confiabilidad 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 Frecuencia de Interrupción Promedio de Consumidor (CAIFI)

$$CAIFI = \frac{\text{Número Total de Consumidores Interrumpidos}}{\text{Número Total de Consumidores Servidos}}$$

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

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Productos de la duración de la int erup} * \# \text{ consumidor es int p}}{\text{Número Total de Consumidor es}}$$

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

$$CAIDI = \frac{\sum \text{de los Productos de la Duración de la Interrup} * \# \text{ de consumidor es int erup}}{\text{Número Total de Consumidor es interrumpido}}$$

- Índice de la Disponibilidad Promedio de Servicio (ASAI)

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

- Índice de Indisponibilidad Promedio del Servicio (ASUI)

$$ASUI = 1 - \frac{\text{Consumidor es} - \text{horas de servicio disponible}}{\text{Consumidor es} - \text{horas demandados}} = 1 - ASAI$$

3.5.2. Índices o Indicadores de la Confiabilidad Orientados a la Carga

- Índice de Energía total no suplida (ENS).

$$ENS = \sum Lai * Ui$$

Donde:

Lai = Carga promedio conectada al punto de carga i.

Ui= Indisponibilidad del sistema en el punto i.

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

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

4. Rediseño del Sistema Eléctrico

La mayoría de las empresas de servicio eléctrico usan índices de confiabilidad para cuantificar y registrar el funcionamiento de sus circuitos. Las

empresas comúnmente usan dos índices, SAIFI y SAIDI, como punto de referencia de la confiabilidad.

Para realizar el rediseño de los alimentadores de la Subestación Chorrera, basado en la calidad de servicio eléctrico, se partirá de los indicadores de calidad calculados a partir de la situación actual, como un Caso Base de la empresa. Para mejorar la confiabilidad de cada uno de los alimentadores; se centrará el rediseño en disminuir los valores de los índices SAIFI Y SAIDI.

4.1. Determinación de Parámetros de Diseño.

Los principales parámetros de Diseño a Estimar son las tasas de falla, tiempos de restauración, tiempos de maniobra manual o duración de la salida de servicio, y la probabilidad de que un equipo automático no reconozca y aisle la falla en su zona de protección.

4.2. Rediseño de la Topología del Sistema de Media Tensión Basado en la Calidad del Servicio.

Para realizar la evaluación de los parámetros de la Confiabilidad para el Sistema y también los consumidores, es necesaria la descripción de la Estructura Topológica actual del Sistema, sin experimentar ningún cambio; que para nuestro caso vendría a ser como un Caso Base del cual se partirá para realizar el Rediseño de la Topología del Sistema.

Caso Base

La Topología Actual de cada uno de los Alimentadores de la Subestación Chorrera es la siguiente; los Alimentadores 1,2 compuesta por tramos principales y ramales separados por elementos de protección y/o maniobra (Topología Serie). Esto indica que los consumidores conectados a un mismo tramo sufrirán idénticas consecuencias ante las diversas contingencias que puedan presentarse en la red.

En cuanto al Alimentador 3, comprende la zona Rural más extensa del Sistema, debido a las averías en el Alimentador 4, ahora el Alimentador 3 esta compuesto por una zona Urbana presentando así una topología mixta es decir en serie y paralelo. Para poder calcular los índices de Confiabilidad se trato de forma independiente cada zona; así se obtuvo una topología en serie igual a la de los Alimentadores 1, 2.

Caso Uno.

En el Caso Uno se propone mejoras significativas en el Tiempo de Restauración del Servicio Eléctrico,

por medio del análisis de las llamadas de las averías y de la gestión del personal encargado de las mismas.

En lo referente a Tiempos de Restauración o Reparación del Servicio, se debe tener en cuenta el impacto que el mismo tiene sobre la duración de las interrupciones, mediante las siguientes acciones se puede disminuir este impacto:

- Mejoras en planes de atención de averías.
- Mejoras en sistemas de detección de fallas.
- Utilización informática en los centros de atención de clientes.
- Automatización de la red.
- Aumento en la cantidad de personal que atiende problemas de la red.

Es mucho más factible intervenir en los tiempos que en las tasas de las fallas, en la actualidad se han realizado muchos estudios sobre como disminuir los Tiempos de Reparación de Averías o Fallas, este tema se conoce como Gestión de Interrupciones del Servicio (OMS), en sus siglas en ingles.

El OMS propone que los operadores de la red pueden identificar, evitar o amortiguar las perturbaciones antes de que se conviertan en apagones de gran extensión.

Caso Dos

Para el Caso Dos se ha considerado modificaciones específicas para cada Alimentador tales como:

Para el Alimentador 1, colocar un Seccionador Automático que trabaje Bajo Carga, el mismo que pueda ser configurado y manejado a distancia; la ubicación sería a 4,10 Km desde la Subestación Chorrera, de esta manera se haría una transferencia de Carga de ser necesario hacia el Alimentador 3 de la Subestación Terminal Terrestre.

Para el Alimentador 2, colocar un Seccionalizador Electrónico, que automáticamente desconecte las secciones en falla a 4. 040 Km desde la Subestación.

El Seccionalizador no posee capacidad para interrumpir corrientes de falla, estos cuentan las operaciones del reconectador durante condiciones de falla establecidas de un número seleccionado de aperturas del reconectador asociado y cuando este ultimo este abierto, el Seccionalizador abre y aísla la sección en falla de la línea. Esta operación permite al reconectador cerrar y reestablecer el servicio en las zonas libre de fallas.

Para el Alimentador 3, en la Zona Urbana (El Salto), colocar un Reconector Automático en la Subestación Chorrera, de esta manera se independiza esta parte volviendo a conformar el Alimentador 4.

Para el Alimentador 3, en la Zona Rural (San Juan, Pimocha-Baba), colocar dos Seccionalizadores Automáticos con Interruptores de respaldo en los puntos de mayor carga que son: vía San Juan en el Cruce de Caracol a 8.47 Km. desde la Subestación y el otro en Baba a 19.66 Km. desde la Subestación Chorrera.

4.3. Resultados

En la siguiente tabla se muestran los diferentes Índices de Calidad para cada uno de los Alimentadores correspondientes al año 2006 para nuestro caso base.

Tabla 6. Índices de Confiabilidad Caso Base

SUBESTACIÓN CHORRERA (CASO BASE)				
Índices	Ali 1	Ali 2	Ali.3 Urb.	Ali. 3 Rural
SAIFI	0,762	1,837	6,707	2,996
CAIFI	1,168	1,930	7,214	3,020
SAIDI	1,077	1,266	51,265	9,780
CAIDI	1,413	0,689	7,644	3,265
ASAI	1,000	0,951	0,994	0,999
ASUI	0,000	0,049	0,006	0,001
ENS	6266,70	5641,57	31272,38	46658,71
AENS	2,221	2,109	122,158	14,169

Caso uno

Tabla 7. Índices de Confiabilidad Caso Uno

SUBESTACIÓN CHORRERA (CASO UNO)				
Índices	Ali 1	Ali 2	Ali.3 Urbano	Ali. 3 Rural
SAIFI	0,762	1,837	6,707	2,996
CAIFI	1,168	1,930	7,214	3,020
SAIDI	0,538	0,633	25,632	4,890
CAIDI	0,707	0,345	3,822	1,632
ASAI	1,000	0,952	0,997	0,999
ASUI	0,000	0,048	0,003	0,001
ENS	3133,351	2820,785	19732,971	23329,354
AENS	1,110	1,054	61,079	7,085

Caso Dos

Tabla 8. Índices de Confiabilidad Caso Dos

SUBESTACIÓN CHORRERA (CASO DOS)				
Índices	Ali 1	Ali 2	Ali.3 Urbano	Ali. 3 Rural
SAIFI	0,693	0,475	3,449	2,641
CAIFI	1,190	1,654	3,710	2,678
SAIDI	0,529	1,114	6,591	4,561
CAIDI	0,763	2,345	1,911	1,727
ASAI	1,000	1,000	0,999	0,999
ASUI	0,000	0,000	0,001	0,001
ENS	2932,59	1494,30	4020,73	19511,13
AENS	1,221	1,85167	15,706	5,925

4.4.1. Análisis Económico de los Casos o Alternativas Presentadas

La Estimación Económica se basará en parámetros como la carga desconectada (L), la Energía No Suministrada, el valor del equipo o dispositivo que se incorpore al Sistema para su mejora en la Calidad del Servicio Técnico. El método a utilizarse será Costo Vs. Beneficio, se utilizará la siguiente fórmula en cada uno de los puntos de Carga i como se haya determinado para cada Alimentador.

$$C_T = \sum_i Cl_i \lambda_i L_i + \sum_i Ce_i E_i + Ceu \sum_i E_i + Cr$$

Donde:

i = i -ésimo punto de carga o consumidor.

Cl_i = Costo al consumidor por kW de carga desconectada.

Ce_i = Costo al consumidor por kWh no suplida.

Ceu = Perdida de ingreso por kWh no suplida.

L_i = Carga desconectada.

E_i = Energía no suplida.

Cr = Costo de la mejora

El costo al consumidor por kW de carga desconectada es de \$ 0,7 y el costo al consumidor por kWh no suplida es de \$1,4. En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos para cada Alternativa y para cada Alimentador para el año 2006.

Tabla 9. Análisis Costo – Beneficio Año 2006

	ANÁLISIS DE COSTOS - BENEFICIOS (\$)		
	Caso Base	Caso Uno	Caso Dos
Ali 1	9944,82	17651,12	16147,61
Ali 2	8811,21	5647,48	16846,18
Ali. 3 Urb.	46704,20	23036,73	10825,08
Ali. 3 Rural	70336,32	74045,77	65595,69
Costo Total	135796,55	120381,11	109414,56

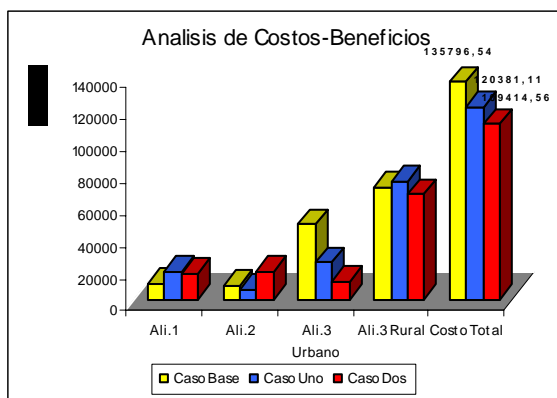


Figura 7. Análisis Costo – Beneficio

Las inversiones a realizarse tanto en los casos uno y dos son similares en cuanto a su valor económico, la implementación de uno de ellos o una combinación de los dos casos, sería otro tema de análisis, en consecuencia la Empresa distribuidora debe tratar de aplicar todas las mejoras técnicas posibles a fin de mejorar el nivel de la Calidad del servicio Técnico y así la Calidad de vida de los Consumidores Finales.

5. Conclusiones y Recomendaciones

Luego de haber finalizado este estudio se puede llegar a las siguientes conclusiones:

- La Automatización de la Subestación Chorrera (Alimentadores 1, 2, 3), mediante un Equipo de OMS (Gestión de Interrupciones del Sistema), representa un Mejoramiento Significativo en el rendimiento de su Sistema de Distribución.
- El Alimentador 3 en su Zona Rural, los sectores de Pimocha y Baba es en donde se presenta la mayor concentración de carga, y también estos ramales son los de mayor longitud; de ocurrir una falla en estos sectores ésta afecta al Alimentador en toda su extensión.

- El propósito de coordinación de los dispositivos de protección es proveer confiabilidad al sistema; sus funciones son aislar una línea o un equipo fallado de la parte del sistema sin falla con la mayor rapidez posible y minimizar la magnitud del disturbio.

Además gracias a las experiencias y criterios logrados en este estudio podemos citar las siguientes recomendaciones con relación al tema:

- Para el Alimentador 3 (Zona Rural), se recomienda a la Empresa realice recorridos programados para verificar y dar mantenimiento al Derecho de Vía; mantenimiento que consiste en el desbroce de la vegetación siguiendo como guía las Normas para distribución Rural, la misma que en su sección 40 explica y especifica mediante un gráfico las dimensiones que las brechas de Vegetación deben tener.
- Se recomienda hacer un seguimiento del crecimiento de la carga para poder realizar una correcta coordinación de los equipos de protección tales como fusible, reconector, interruptor.
- Para el Alimentador 3 (Zona Rural), se recomienda la colocación de dos Seccionalizadores Manuales en los sectores de Pimocha y Baba a fin de restablecer el servicio a sectores de este Alimentador y de esta forma limitar el efecto de la falla.

6. Agradecimientos

Se agradece a la Empresa Eléctrica Los Ríos C.A., por las facilidades brindadas para el desarrollo de vuestra tesis, y en especial a los directores de cada departamento de dicha empresa que nos facilitaron la información requerida.

7. Referencias

- [1] IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices, IEEE Standard 1366, 2003 Edition.
- [2] REGULACION No. CONELEC-004/01(Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución)
- [3] Sistema de Distribución(Roberto Espinosa y Lara)
- [4] Sitios Web: G&WElectricCompany, CooperPower, S&CMexicana, ABB Group, General Electric, Toshiba, Leyden, Joslyn.
- [5] Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas (Gilberto Henríquez Harper)