

Diagnóstico y Evaluación de Confiabilidad del Alimentador # 122 para la Empresa Eléctrica Azogues C.A. usando el Método de Simulación de Montecarlo

M. Escudero J. Rojas F.Quizhpi

Universidad Politécnica Salesiana Cuenca

Resumen-- El presente trabajo es un estudio para el análisis y evaluación de confiabilidad del Alimentador # 122 para la Empresa Eléctrica Azogues, aplicando Montecarlo. En primer lugar, se hace el cálculo estadístico de los índices que modelan el comportamiento del sistema de distribución 22/12,7kV para posteriormente, conocer las zonas críticas del alimentador así como los puntos de mayor impacto conforme la indisponibilidad de los componentes.

Palabras clave-- Sistema de Distribución, Análisis y Evaluación, Simulación de Montecarlo, confiabilidad.

1. INTRODUCCIÓN

La confiabilidad de energía eléctrica orientada directamente a la continuidad del suministro de electricidad, hoy en día se ha vuelto cada vez más importante debido a la gran cantidad de usuarios existentes en un mismo sistema de distribución. Esto ha ocasionado un aumento considerable de la demanda del consumo eléctrico. Cada vez estos usuarios son más exigentes puesto que disponen de equipos eléctricos y/o electrónicos que son más sensibles a las variaciones de voltaje y a los cortes de suministro por más pequeños que éstos sean.

Este trabajo, está orientado a evaluar la continuidad de suministro, que forma parte del concepto más general denominado “CONFIABILIDAD DE SERVICIO”.

La confiabilidad del servicio de energía eléctrica, medida a través de índices de desempeño, tiene dos orientaciones diferentes: el *registro de eventos pasados* y la *predicción de confiabilidad*. Las empresas de distribución normalmente llevan un registro estadístico de los eventos pasados, con los cuales pueden evaluar el desempeño de sus sistemas (alimentadores primarios) y algunos indicadores económicos, especialmente de energía no suministrada. La predicción de índices de confiabilidad pretende determinar el comportamiento que tendrá la red, basado en el desempeño pasado, y ayudar en la toma de decisiones

sobre modificaciones de elementos componentes de la red y/o topología.

Se presenta una metodología de evaluación de índices de confiabilidad basados en el método de simulación de Montecarlo para redes eléctricas de distribución radiales en media tensión (M.T). Esta evaluación se refleja en índices globales de frecuencia y duración de fallas por KVA instalado. Se modela el comportamiento de la red incluyendo seccionadores (fusibles), transformadores y líneas.

Se desarrolla una técnica, elaborada como un problema de optimización lineal, para localizar elementos en los cuales invertir recursos financieros, para alcanzar niveles mayores de disponibilidad de servicio en algún punto cualquiera de la red eléctrica.

Regulación 004/01 del CONELEC:

En el Ecuador, con el fin de garantizar a los consumidores un suministro eléctrico continuo y confiable, el ente encargado de dictar las Regulaciones relacionadas con los estándares mínimos de calidad a los que deben someterse las Empresas Distribuidoras del Servicio Eléctrico en cuanto a la frecuencia y duración de las fallas es el Consejo Nacional de Electricidad. En la **Regulación No. CONELEC – 004/01 “CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN”**, en el apartado “*Calidad del Servicio Técnico*” ubica los valores a cumplir.

2. INFORMACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

El sistema eléctrico de distribución del Alimentador # 122, está compuesto principalmente por la subestación de distribución de A.T/M.T, de tipo encapsulada, ubicada en el sector de Zhizhiquín, llamada S/E Azogues 1. Cuenta también con torres de transmisión en M.T ubicadas en los sectores de Zhapacal y Tabacay que, junto con la subestación Azogues, forman la línea principal del alimentador. Los niveles de voltaje de M.T son de 22/12.7 KV para la red trifásica y monofásica respectivamente.

Consta, además, de líneas de distribución de media y baja tensión, seccionador para la protección

de la red eléctrica, transformadores de distribución, convencionales y autoprotegidos.

2.1. Características del Alimentador #122 hasta el año 2010:

- Tipo: Urbano
- Longitud total (km): 172,251
- Sec. Principales: 47
- Transformadores:
 - Monofásicos: 449 (6.865 KVA)
 - Trifásicos: 66 (3.740 KVA)
 - Potencia instalada: 10.605 KVA

3. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DEL ALIMENTADOR #122

3.1. Clasificación de las interrupciones

Para el cálculo de los índices fue necesario clasificar las interrupciones por la causa que lo originaron. A partir de esto obtuvimos índices FMIK y TTIK para las interrupciones Programadas y Forzadas; y sumadas estas, las totales para el alimentador.

Todas estas interrupciones tienen tiempos de duración mayor a los tres minutos y corresponden a interrupciones Internas al Sistema de Distribución.

Dentro de las interrupciones Programadas, se tuvieron:

- IPA: Interrupciones programadas debidas a ampliaciones.
- IPM: Interrupciones programadas debidas a mantenimiento.

Mientras que; para las interrupciones Forzadas o No programadas:

- IC: Interrupciones forzadas debidas a factores climáticos.
- INO: Interrupciones forzadas en la red de bajo voltaje.
- INT: Interrupciones forzadas debidas a terceros.

3.2. Cálculo de los índices globales y Energía No Suministrada

El resultado de los índices globales y ENS que presentó el Alimentador en el año 2010 fue:

FMIK y TTIK

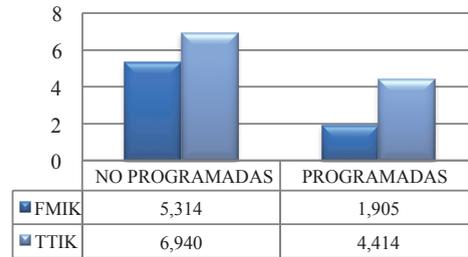


Figura 1: Índices FMIK y TTIK para las interrupciones Programadas y No Programadas

INDICES TOTALES

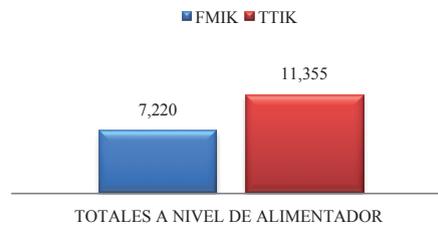


Figura 2: Índices totales del Alimentador # 122

ENS [kWh]

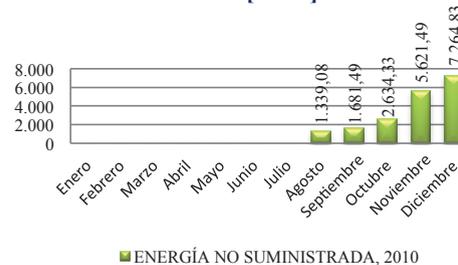


Figura 3: Energía No Suministrada por el Alimentador #122

Como se puede apreciar en la Fig. 2, los índices FMIK y TTIK que reflejan la frecuencia y el tiempo total que queda sin servicio la red de distribución, están por encima de los valores máximos establecidos por el CONELEC incumpliendo la Regulación 004/01 en el apartado “Calidad del Servicio Técnico”.

3.3. Modelación de los componentes que conforman el Alimentador # 122:

La confiabilidad del sistema de distribución del Alimentador # 122 se evaluó en función de la disponibilidad e indisponibilidad que presentan cada uno de sus componentes; llámense estos, líneas, transformadores y seccionadores.

El método implementado consiste en un “Modelo para Análisis de Disponibilidad”; que considera las salidas planeadas y no planeadas. Se consideran tiempos para salida (falla) y tiempos de restauración (reparación).

3.3.1. Clasificación de los elementos

En función de las causas de las interrupciones, clasificamos las mismas en los siguientes grupos:

- Causas que relacionen a Transformadores y Seccionadores (T-S).
- Causas propias de Transformadores (T).
- Causas propias de Seccionadores (S).
- Causas que relacionen a Líneas de Media Tensión (LM).
- Causas que relacionen a Líneas de Baja Tensión (LB).

3.3.2. Contabilización de las fallas de los elementos

La cantidad de fallas (m), se contabilizaron para los siguientes elementos o componentes:

- LÍNEAS LATERALES Y PRINCIPALES,
- LÍNEAS M.T S/N,
- TRANSFORMADORES, y
- SECCIONADORES.

3.3.3. Índices utilizados para la modelación de los componentes del Alimentador #122.

- Tasa de Falla (λ)

Representa la cantidad de fallas de un componente del sistema en el periodo de observación (p. ej. años) en el que estuvo operando o disponible.

$$\lambda_i = \frac{m}{\sum To_i} \left[\frac{FALLAS}{AÑO} \right] \quad (1)$$

Donde:

m Número total de fallas del componente i .

To_i Tiempo en el que el componente i , está en estado operativo o disponible.

$\sum_{i=1}^m To_i =$ Tiempo acumulado de operación del componente i .

- *Tiempo Medio Para Llegar a Fallar (MTTF)*

Nos indica cuanto tiempo tiene que pasar para que el componente illegue a fallar. Se obtuvo como el inverso de la tasa de falla.

$$MTTF = \frac{1}{\lambda} \cdot 8760 \left[\frac{HORAS}{FALLA} \right] \quad (2)$$

- *Tasa de Reparación (μ)*

Representa la cantidad de reparaciones de un componente del sistema en el periodo en el que estuvo siendo reparado.

$$\mu = \frac{1}{MTTR} \left[\frac{1}{HORAS} \right] \quad (3)$$

- *Tiempo Medio de Reparación (MTTR)*

Conocido también como *tiempo promedio de indisponibilidad*, nos indica el tiempo medio que se necesita para reparar el componente cuando éste, entre en estado de indisponibilidad (falla).

$$MTTR = \frac{\sum Tr}{m} \left[\frac{HORAS}{FALLA} \right] \quad (4)$$

Donde:

$\sum Tr$ Tiempo acumulado de indisponibilidad del componente.

La suma de los tiempos medios MTTR y MTTF nos proporcionó el *Tiempo Medio Entre Fallas (MTBF)*.

$$MTBF = MTTR + MTTF [HORAS] \quad (5)$$

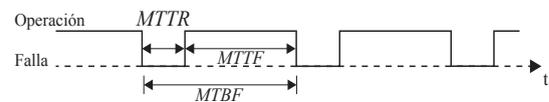


Figura 4: Diagrama temporal de disponibilidad utilizado para la modelación

3.3.4. Resultados obtenidos

A continuación, se presentan los valores promedios obtenidos para los índices que modelan el comportamiento de los componentes del sistema del Alimentador #122.

Tabla 1: Índices de los componentes del sistema

ELEMENTO	λ [FALLAS/ AÑO]	MTTR [HORAS/ AÑO]	MTTF	
			[HORAS/ FALLA]	[DÍAS/ FALLA]
Líneas M.T S/N	0,68	1,40	13.914,22	580
Líneas Principales y Laterales	1,99	1,29	7.322,13	305
Transformadores	1,91	1,78	8.521,44	355
Seccionadores	3,35	2,89	6.190,87	258

De esto se deduce que la tasa de falla, el tiempo medio de reparación y el tiempo medio para llegar a fallar, son los valores correspondientes para cada uno, de los n elementos, que forman el universo del sistema de distribución de acuerdo al grupo que pertenezcan.

Tabla 2: Número de elementos indisponibles en el período de observación

ELEMENTOS	No. DE ELEMENTOS TOTALES	ELEMENTOS INDISPONIBLES EN EL PERÍODO DE OBSERVACIÓN
Líneas M.T S/N	-	56
Líneas Principales y Laterales	48	33
Transformadores	515	310
Seccionadores	47	29
SISTEMA	610	428

Las tasas de falla totales promedio de los componentes del sistema son:

Tabla 3: Fallas totales promedio de los componentes del sistema

ELEMENTO	ELEMENTOS INDISPONIBLES	FALLAS INDIVIDUALES /AÑO	FALLAS TOTALES /AÑO
Líneas M.T S/N	56	0,68	38,290
Líneas Principales y Laterales	33	1,99	65,742
Transformadores	310	1,91	590,844
Seccionadores	29	3,35	97,228
TOTALES A NIVEL DEL SISTEMA:			792,104

En la Tabla 4 se despliegan los valores máximos y mínimos de los diferentes indicadores durante el período de observación.

Tabla 4: Límites de los índices de los componentes del sistema

ELEMENTO	LIM.	m	l	MTTR	MTTF
Líneas M.T s/n	Mín.	1	0,571	0,200	5109,42
	Máx.	3	0,684	1,403	13914,22
Líneas principales y laterales	Mín.	1	0,571	0,556	1701,81
	Máx.	9	5,147	3,400	15329,40
Transformadores	Mín.	1	0,571	0,083	729,01
	Máx.	21	12,016	9,083	15329,92
Seccionadores	Mín.	1	0,571	0,633	897,11
	Máx.	17	9,765	7,217	15328,25
	Sec. 188	57	33,099	4,287	264,66

La Empresa Eléctrica Azogues al no tener referenciado los componentes del sistema de distribución, generaliza para cualquier seccionador del sistema, fuera de los ramales principales, con el número 188 para su identificación, cuando los KVA que desconecta son apreciables.

Otros parámetros importantes a tener en consideración para los componentes del alimentador, son la probabilidad de falla y su confiabilidad. En las tablas 5 y 6 se presentan los resultados para el tiempo de observación.

Tabla 5: Probabilidad de falla de los componentes

PROBABILIDAD DE FALLA EN	PORCENTAJE
UNA LINEA PRINCIPAL O LATERAL, P(L)	7,9%
UN TRANSFORMADOR, P(T)	84,4%
UN SECCIONADOR, P(S)	7,7%

Tabla 6: Confiabilidad e inconfiabilidad de los componentes

ELEMENTOS	DISPONIBLES	INDISPONIBLES	CONFIABILIDAD	INCONFIABILIDAD
Líneas principales y laterales	15	33	31%	69%
Transformadores	205	310	40%	60%
Seccionadores	18	29	38%	62%

3.4. Modelación del comportamiento del sistema

3.4.1. Tasa de falla, indisponibilidad y MTTR del Alimentador # 122

Estos índices fueron calculados bajo el criterio que el sistema de distribución del alimentador sigue una topología radial de la red, o dicho de otra forma, es un sistema serie. Esto se debe a que el alimentador tiene una única trayectoria para el flujo de potencia entre la subestación de distribución y los consumidores.

Tabla 7: Índices para el Alimentador # 122

INDICES	FÓRMULAS UTILIZADAS	RESULTADOS
Tasa de falla del sistema	$\lambda_T = \sum \lambda_i$	792,10 FALLAS/AÑO
Indisponibilidad anual total del sistema	$\mu_T = \sum \lambda_i \cdot r_i$	1.700,18 HORAS/AÑO
Duración de la falla promedio del sistema	$r_T = \frac{\mu_T}{\lambda_i}$	2,15 HORAS/FALLA
Kva promedio desconectado	$\frac{kVAfs}{\#fallastotales} = \frac{\sum kVAfs_i}{\#fallastotales}$	105 KVA

Como se puede apreciar en la tabla 7, se registrarán aproximadamente 792 interrupciones en el año para el Alimentador #122 lo que conlleva a tener una indisponibilidad media de 1.700 horas. La duración promedio para la restauración del sistema ante una falla es de 2,15 horas.

El tiempo medio para que se presente una falla en cualquier zona del alimentador es de:

$$MTTF = 11,06 \frac{\text{HORAS}}{\text{FALLA}}$$

Aproximadamente cada 11 horas se tendrá una interrupción o falla en el sistema, ya sean por: salidas planeadas o no planeadas.

La disponibilidad de energía eléctrica del alimentador es de:

$$\text{DISP}=76,8\%$$

La confiabilidad y no confiabilidad del sistema son:

$$\begin{aligned} \text{CONFIABILIDAD} &= 39\% \\ \text{INCONFIABILIDAD} &= 61\% \end{aligned}$$

3.5. Análisis del Alimentador #122:

Para el análisis del sistema de distribución partimos identificando las zonas que contiene el alimentador. El número de zonas del alimentador quedan definidas por los seccionadores en serie que posee la red de distribución. De esta manera, se tuvieron 5 zonas principales que se pueden identificar claramente en la figura 14:

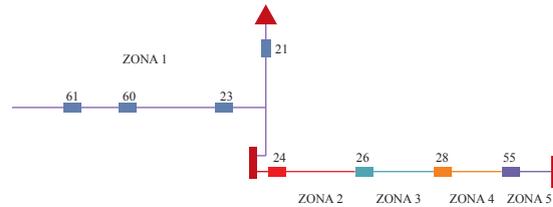


Figura 5: Zonas del Alimentador # 122

La Zona 1 a su vez, posee tres partidores serie principales dando lugar a las sub-zonas del alimentador. Como consecuencia, se tuvieron ocho zonas que fueron sujetas a análisis.

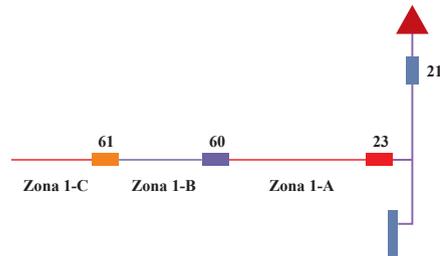


Figura 6: Sub-zonas del Alimentador # 122

3.5.1. Frecuencia de fallas promedio del alimentador

Tabla 8: Parámetros de las zonas del Alimentador # 122

ZONAS	FRECUENCIA DE FALLAS PROMEDIO	DESVIACIÓN ESTÁNDAR (+/-)
ZONA 1	18,45	12,12
ZONA 2	16,01	8,95
ZONA 3	1,14	-
ZONA 4	9,86	5,12
ZONA 5	8,87	2,84

El valor elevado de la desviación estándar se debe a la fuerte variación de los valores respecto a su valor promedio. Como se puede ver, es en la zona 1, donde los datos tienen a dispersarse considerablemente de su media aritmética.

HISTOGRAMA DE LAS FRECUENCIAS DE FALLAS:

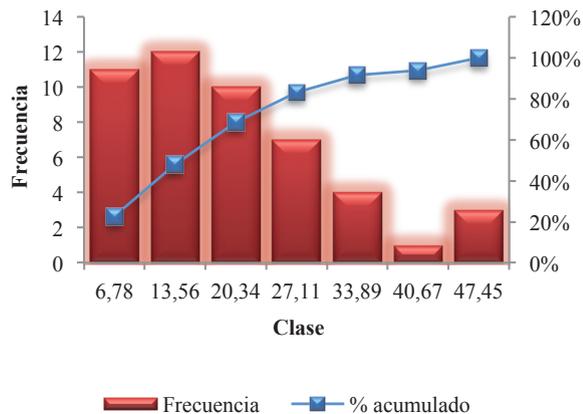


Figura 7: Frecuencia de fallas promedio del Alimentador # 122

Al realizar el ajuste a los datos de la frecuencia de las fallas, usando el método de los momentos, se encontró que la distribución, que mejor se ajusta, es la Exponencial, con parámetro:

$$\lambda (\lambda) = 0,3429$$

El valor esperado y la desviación estándar de la frecuencia de fallas son:

- Valor Esperado = 20 FALLAS/AÑO/SEC
- Desviación Estándar = ± 20

FUNCIÓN EXPONENCIAL DE DENSIDAD DE LA FRECUENCIA DE FALLAS DEL ALIMENTADOR # 122:

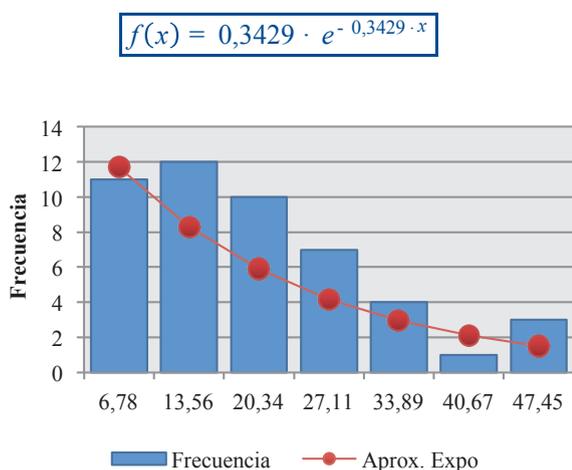


Figura 8: Función exponencial de densidad de la frecuencia de fallas

3.5.2. *Tiempos medios de reparación del alimentador*

Se calculó el promedio de la duración de las fallas a nivel de sistema y su desviación estándar cuyos valores son:

MEDIDAS	VALORES
PROMEDIO =	1,78
MEDIANA =	1,58
MODA =	#N/A
DESVIACION =	0,83
CV =	46,9%
MTTR CRITICO =	2,62

Entonces, el MTTR promedio del sistema está por encima de la hora y media para una reparación o reposición del sistema. Se considera como crítico el tiempo de reparación cuando esté supere las 2,62 horas aproximadamente. Existe una variación cercana al 47% de los MTTR por seccionador respecto al MTTR promedio, lo que se ve reflejada con una desviación estándar de ± 0,83 horas. El valor medio es de 1,58 horas.

Las zonas más afectadas por interrupciones prolongadas, o por tiempos de reparación superiores al valor medio se muestran en la tabla 9.

Tabla 9: Sectores afectados por tiempos de reparación elevados

SECCIONADOR	SECTOR
4	El Paraíso (Borrero)
7	Guarangos Chico
11	Quisquis
63	Purcay, Capizhún, S.M. de Porotos
12	Jarata
13	Olleros
14	San Miguel de Porotos
15	Jatumpamba, Guachún, San Vicente
188	Varios Sectores

HISTOGRAMA DE LOS TIEMPOS MEDIOS DE REPARACIÓN:

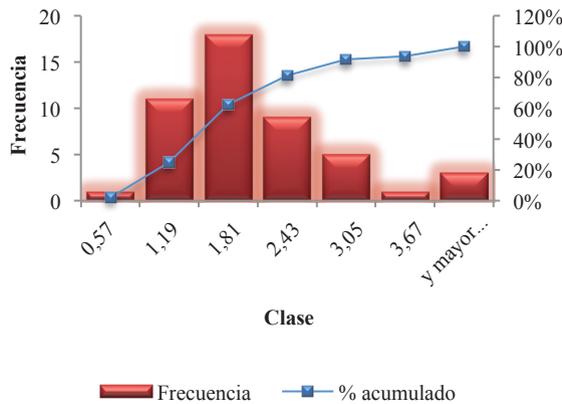


Figura 9: Duración de las fallas promedio del Alimentador #122

Al realizar el ajuste a los datos de la duración de las fallas aplicando el método de los mínimos cuadrados, se encontró que la distribución, que mejor se ajusta, es la Weibull, con parámetros:

$$\text{beta } (\beta) = 1,9034$$

$$\text{alfa } (\alpha) = 1,5175$$

$$\text{delta } (\delta) = 0,4316$$

FUNCIÓN DE DENSIDAD DE WEIBULL DE LOS TIEMPOS DE REPARACIÓN DEL ALIMENTADOR # 122:

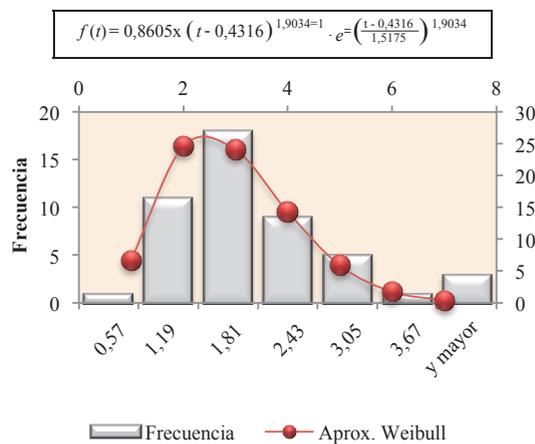


Figura 10: Función de densidad de Weibull de los tiempos de reparación

El valor esperado y la desviación estándar de los tiempos medios de reparación son:

- Valor Esperador = 1,347 HORAS/REP
- Desviación Estándar = ± 0,736

3.5.3. Tiempos medios para producirse un fallo del alimentador

MEDIDAS	VALORES
PROMEDIO =	8.944,49
MEDIANA =	9.305,15
MODA =	#N/A
DESVIACION =	2.634,73
CV =	29,5%
MTTF CRITICO =	6.309,76

Entonces, el MTTF promedio del sistema está por encima de las 8.760 horas que tiene un año. El es de 6.310 horas para la falla aproximadamente; esto significa, que en promedio tiene que pasar menos de un año para que la zona delimitada por un seccionador cualquiera pueda considerarse como crítica.

Existe una variación cercana al 30% de los MTTF por seccionador respecto al MTTF promedio, lo que se ve reflejada con una desviación estándar de 2.635 horas/falla. El valor medio es de 9.305 horas/falla.

Las zonas más afectadas por tiempos para la falla menores al MTTF crítico son:

Tabla 10: Sectores afectados por fallas frecuentes en la Zona 1-A

SECCIONADOR	SECTOR
23	Panamericana Sur
11	Quisquis
113	Toctesol (Borrero)
63	Purcay, Capizhún, S.M. de Porotos
12	Jarata
13	Olleros
14	San Miguel de Porotos
15	Jatumpamba, Guachún, San Vicente

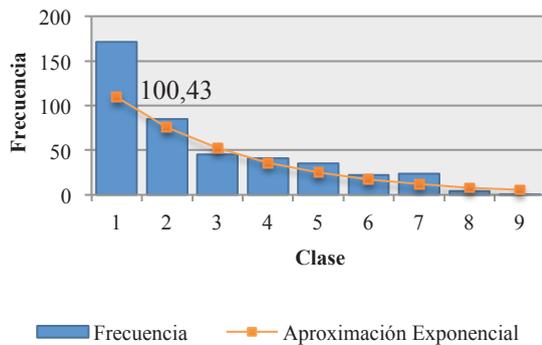
En la Zona 1-C existe, únicamente, un sector crítico perteneciente al sector de El Carmen, seccionador 94.

En la Zona 2, existe un punto crítico en el seccionador 115, correspondiente al sector, Ciudadela del Chofer. El MTTF es de 4.469,89 horas/falla.

FUNCIÓN EXPONENCIAL DE DENSIDAD DE LOS TIEMPOS PARA LA FALLA:

$$f(t) = 0,3702 \cdot e^{-0,3702 \cdot t}$$

Figura 11: Función exponencial de densidad de los tiempos medios para fallar



4. PROCEDIMIENTO PARA LA SIMULACIÓN DE MONTECARLO

El programa implementado tuvo como objetivo realizar el análisis de confiabilidad presentando al final de la simulación los índices globales del sistema y la Energía No Suministrada.

A continuación se muestra la estructura principal del algoritmo implementado para la simulación de Montecarlo.

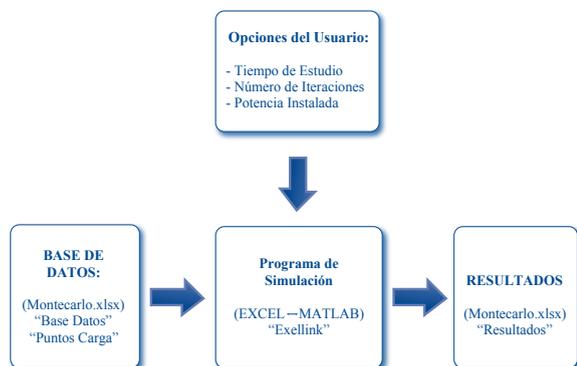


Figura 12: Estructura del Programa de Simulación

“Excellink es un software que integra Microsoft Excel y MATLAB en una ventana microsoft basada en ambiente de cálculo”.

Los dos comandos más utilizados en esta simulación fueron:

Tabla 11: Comandos de Excellink utilizados para la simulación

COMANDO	PROCEDIMIENTO QUE EJECUTA
<i>putmatrix</i>	Envía una matriz desde Excel a Matlab. Ej. mputmatrix("BD";'Base Datos'!A5:Q433)
<i>getmatrix</i>	Transfiere una matriz desde Matlab a Excel. Ej. mlgetmatrix("mdexcel";'g14")

4.1. Pasos para la simulación:

No existe un algoritmo único para implementar la simulación de Montecarlo. A continuación se presenta un algoritmo para el Estudio de Confiabilidad del Sistema de Distribución.

Definiendo:

- T Tiempo de estudio en años. P. ej., 1000 años.
- N El número de iteraciones deseadas o número de veces que se desea repetir el proceso de observar el comportamiento del sistema durante T años.
- i El número de iteraciones ejecutadas. Inicialmente $i=0$.
- t_i El tiempo acumulado de operación del circuito primario durante la iteración i .
- td_{ki} El tiempo de indisponibilidad acumulado en el punto de carga k en durante la iteración i .
- n_{ki} El número de fallas acumulado en el punto de carga k durante la iteración i .

El procedimiento de la simulación es:

- Paso 1:** Hacer y , y iguales a cero.
- Paso 2:** Generar un número aleatorio uniforme para cada componente del circuito primario y convertirlo en un tiempo para falla utilizando la correspondiente distribución de probabilidad de cada componente.

Paso 3: El elemento con menor tiempo para falla se considera que está en el estado indisponible.

Paso 4: Generar otro número aleatorio uniforme y convertirlo en un tiempo para restauración utilizando la correspondiente distribución de probabilidad del componente .

Paso 5: El tiempo acumulado de operación del sistema durante la iteración es:

$$tsistema = tsistema + tfalla + treparación$$

$$t_i = t_i + tto + ttr$$

Paso 6: Determinar los puntos de carga afectados por la salida del elemento . Para cada punto de carga afectado se registra:

$$n_{ki} = n_{ki} + 1$$

$$td_{ki} = td_{ki} + ttr$$

Paso 7: Si $t_i < T$ se retorna hacia el Paso 2.

Paso 8: Calcular para cada punto de carga k los índices de confiabilidad en la iteración i :

Tasa de fallas [Fallas/año]:

$$\lambda_{ki} = n_{ki} / t_i$$

Tiempo medio de reparación [Horas/falla]:

$$r_{ki} = td_{ki} \cdot 8760 / n_{ki}$$

Indisponibilidad [Horas/año]:

$$U_{ki} = td_{ki} \cdot 8760 / t_i$$

Paso 9: Si $i < N$ retornar al Paso 1.

Paso 10: Finalización.

4.2. Estructura general de la simulación:

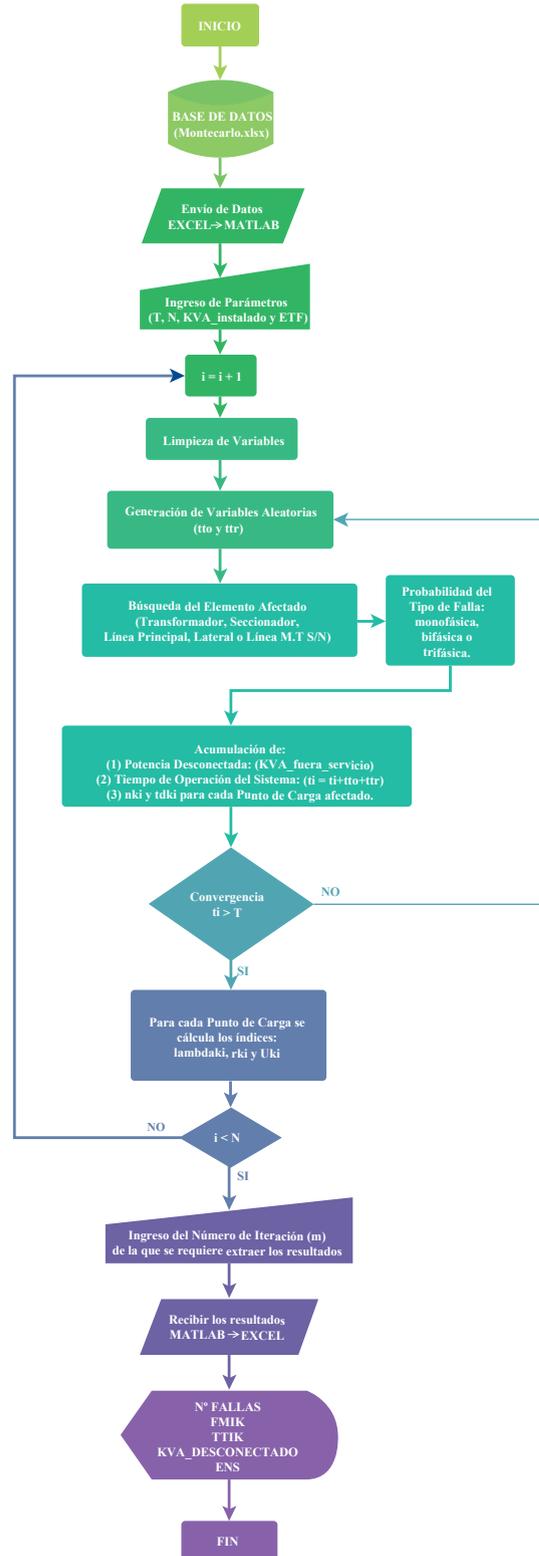


Figura 13: Diagrama de Flujo de la Simulación de Montecarlo

4.3. Resultados obtenidos de la simulación:

Una vez enviados todas las matrices de la base de datos hacia MATLAB se ejecuta la simulación ingresando los parámetros mencionados con anterioridad. Dentro del algoritmo se crean nuevas variables la cuales irán recibiendo, guardando y acumulando los valores de cada índice deseado a calcular.

Finalizada la simulación se envían los resultados obtenidos al archivo " " a la pestaña , en la cual se muestra una síntesis de los valores de mayor importancia de la simulación.

Cabe recalcar que al inicio de la simulación se pide el ingreso del número de iteraciones () que se desea se ejecute y culminada la misma se pide en cambio el número de la iteración de la cual se quiere observar o extraer los resultados.

5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para hallar los puntos de mayor impacto del alimentador, esto es, transformadores, seccionadores o líneas de distribución con número de desconexiones considerables, utilizamos los resultados obtenidos de la evaluación del sistema, donde se presentaron los sectores críticos.

A partir de estos sectores, se filtró los componentes con tasa de fallas mayores a 4 FALLAS/AÑO, ya que se consideró, un valor sensato como margen de desconexión de un componente del alimentador, dado la gran cantidad de componentes que posee.

5.1. Sectores críticos del Alimentador #122:

Los sectores críticos dentro de la zona 1 corresponden a las parroquias de Borrero, Javier Loyola, El Carmen, San Miguel de Porotos y sus comunidades.

En la zona 2 los sectores críticos son la parroquia de Luis Cordero y sus comunidades, Zhapacal y los barrios El Calvario y Zhirincay.

En la zona 4 los sectores críticos son la parroquia Bayas en las comunidades de OpparPaccha, Leonán y Guazhún.

Finalmente en la zona 5 el sector crítico es Uchupucún.

5.2. Puntos de inversión para el sistema:

En función del análisis y evaluación efectuada para el alimentador en estudio y conociendo las causas más comunes de las interrupciones del servicio de energía eléctrica, se presenta a continuación un listado de los puntos más críticos sujetos a inversión:

- **En material de la red de baja tensión (B.T).-** Dentro de estos se involucran: aisladores tipo rollo clase ANSI 53-2; bastidores (varias vías) abrazaderas pequeñas 5"-6" y grandes 6"-7", dobles y simples; retenciones preformadas (para varios calibres), conectores tipo perno hendido, Cu-Al. 2/0 AWG y terminal recto Cu/Al. # 250 MCM, NEMA 1; conductor desnudo cableado Al. ACSR o 5005 (varios calibres).
- **En material para la instalación de un transformador.-**Entre estos están: bases para fusibles; bajantes para la conexión de las fases (conductor AISLADO, cable de potencia 600V Cu. THHN #1/0 AWG); pararrayo, válvula, clase distribución, 10kA-18kV; conductor para puesta a tierra (Cu. tipo DESNUDO calibre #2 AWG); conector de línea energizada #1/0; conectores perno hendido; otros.
- Otro punto ajeno a la inversión de materiales pero no menos importante es el aspecto técnico y humano que deben tener los trabajadores que efectúan las tareas de mantenimiento y corrección de las fallas para restablecer el servicio de energía eléctrica.

Esto involucra, tener dentro del personal de mantenimiento de la Empresa Eléctrica a gente capaz, responsable, honesta y entusiasta en realizar el trabajo que está bajo su cargo.

6. CONCLUSIONES

- El cálculo de los índices globales de energía o índices del sistema, conforme lo establecido en la Regulación N°. 004/01 del CONELEC, no están dentro de los límites establecidos en esta regulación para alimentadores de tipo urbano. Cuyos valores superan las 5 fallas por KVA para la Frecuencia Media de Interrupción (FMIK) y de las 10 horas por KVA para el Tiempo Total de Interrupción (TTIK). Por lo tanto, la Empresa Eléctrica Azogues, NO CUMPLE con la calidad de servicio técnico.
- Debido al incumpliendo en los valores

de los índices globales, el sistema refleja un incremento positivo de la Energía No Suministrada a partir del sexto mes (aprox.) del año que esté vigente. A partir del primer valor positivo de la ENS, esta aumenta conforme pasan los meses del año hasta llegar a diciembre donde termina el período para efectuar el control del servicio técnico. Esto a más de contribuir con la inconfiabilidad del sistema representa un costo económico que la Empresa Eléctrica dejará de percibir por energía no facturada.

- La modelación de los componentes del Alimentador # 122 (líneas, transformadores y seccionadores), se la realizó en función a su disponibilidad, como pudiéndose encontrar en uno de dos estados posibles: completamente disponible o completamente indisponible (en falla). Las probabilidades que hicieron posible encontrar a cada elemento en uno de estos dos estados fueron definidas por las tasas de falla y reparación o como por los tiempos medios para llegar a fallar (MTTF), y los tiempos medios de reparación (MTTR).
- La mayor cantidad de interrupciones debidas a fallas en las líneas de distribución, de media y baja tensión, se deben a la salida de una de sus fases. Estas representan alrededor del 47% de las fallas totales registradas.
- La frecuencia de falla en los puntos de carga depende de la zona en la cual éstos se ubican, entendiéndose como zona lo que está delimitado entre dos seccionamientos principales. A su vez, la frecuencia de fallas es variable en los puntos de carga y proporcional a la longitud de la zona.
- La simulación de Montecarlo es un proceso iterativo en el cual se observa para un periodo de tiempo de interés, los estados operativos que aparecen en el circuito primario debido a los eventos aleatorios de salida y restauración de los componentes. En cada estado operativo se determinan los puntos de carga afectados por la salida de un componente dado.
- El algoritmo implementado de la simulación de Montecarlo es aplicable para cualquier alimentador primario de la Empresa Eléctrica Azogues. El único cambio que

se debe efectuar es en la base de datos que contiene a todos los elementos fallados con sus respectivos índices de disponibilidad (MTTF y MTTR).

- La técnica desarrollada es también aplicable a cualquier sistema de distribución, volviendo a insistir, que es necesario partir de una base de datos actualizada.
- Se pueden obtener diferentes escenarios de la disponibilidad de los componentes del sistema y de los índices que controlan la Calidad del Servicio Técnico al ejecutar el programa de simulación con (número de iteraciones) mayor a 1.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] UNIVERSIDAD DE CHILE. Programa de Investigaciones en Energía. “Confiabilidad de sistemas eléctricos”. Santiago, Junio 1999. http://www.prien.cl/documentos/proyectos_procobre/Confiabilidad_en_sistemas_electricos.pdf. (16-oct-10).
- [2] JEFFREY, R.C. “Probabilidad”. <http://es.wikipedia.org/wiki/Probabilidad>. (16-oct-10).
- [3] WALPOLE, RONALD E. “Probabilidad y Estadística para Ingenieros”. Prentice-Hall, Hispanoamericana S.A., México, 1999. p. 10-37, p. 135-136.
- [4] ppt. Conceptos de Confiabilidad. (16-oct-10).
- [5] BADI, M.H. Y CASTILLO J. “Distribuciones probabilísticas de uso común”. [http://www.spentamexico.org/revista/volumen4/numero1/13.%204\(1\)%20149-178.pdf](http://www.spentamexico.org/revista/volumen4/numero1/13.%204(1)%20149-178.pdf). (16-oct-10).
- [6] WIKIPEDIA. “Función de densidad de probabilidad”. http://es.wikipedia.org/wiki/Funci%C3%B3n_de_densidad_de_probabilidad. (16-oct-10).
- [7] WIKIPEDIA. “Distribución de probabilidad”. http://es.wikipedia.org/wiki/Distribuci%C3%B3n_de_probabilidad. (16-oct-10).
- [8] PROF. ING. L. R. CARLOS. Anexo 3. “Colas Estadística”. (16-oct-10)

- [9] “Distribución exponencial”.
<<http://www.uv.es/ceaces/base/modelos%20de%20probabilidad/exponencial.htm>>. (16-oct-10).
- [10] PAPOULIS, PILLAI. “Distribución exponencial”.
<http://es.wikipedia.org/wiki/Distribuci%C3%B3n_de_Weibull>. (17-oct-10).
- [11] PROF. BERMÚDEZ, JUAN. “Conceptos Básicos de Confiabilidad”.
- [12] CONELEC. “Regulación N°. CONELEC-004/01 CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN”. p. 10-16. p. 21-23. <<http://www.conelec.gov.ec>>. (17-oct-10).
- [13] CAZCO C. EDUARDO. Curso ARIAE Regulación Energética. “Calidad del sistemas, suministro y servicio”. Noviembre 2003. (31-oct-2010).
- [14] CONGRESO LATINOAMERICANO DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA. “Cálculo de los Índices de Confiabilidad de Circuitos Eléctricos de Distribución de 13.8 y 24 kV en Venezuela”. (17-oct-10).
- [15] CIER. “Comisión de Integración Energética Regional”.
<<http://www.cier.org.uy/docyserv/novedades/cie/r06.htm>>. (31-oct-10).
- [16] COMISION NACIONAL DE ENERGIA. Elaboración de Normas Técnicas Complementarias al Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, Parte I. “Índices de Continuidad de Suministro”. Artículo 246° del D. S. 327/97. (17-oct-10).
- [17] [Word] Calidad del servicio técnico. “Tasa de interrupción y tiempo medio de interrupción”. (17-oct-10).
- [18] LEY ORGANICA DE DEFENSA DEL CONSUMIDOR. Registro Oficial No. 116. Lunes 10 de julio de 2000. p. 28-31. <<http://www.conelec.gov.ec>>. (31-oct-10).
- [19] PROF. BERMÚDEZ, JUAN. “Procesos Markovianos”.
- [20] PEÑA SÁNCHEZ DE RIVERA, DANIEL. “Método de Montecarlo”. Madrid, 2001. <http://es.wikipedia.org/wiki/M%C3%A9todo_de_Montecarlo>. (26-oct-10).
- [21] ZAPATA CARLOS J., PIÑEROS LUIS C. CASTAÑO DIEGO A. “El método de Simulación de Montecarlo en Estudios de Confiabilidad de Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica”.
<<http://www.utp.edu.co/php/revistas/ScientiaEtTechnica/docsFTP/15111555-60.pdf>>. (26-oct-10).
- [22] PROF. BERMÚDEZ, JUAN. “Simulaciones de Montecarlo”.
- [23] SCIENTIA ET TECHNICA, “El método de simulación de Montecarlo en estudios de confiabilidad de sistemas de distribución de energía eléctrica”. Mayo 2004.
- [24] ARRAIGADA M., ALDO G. “Evaluación de Confiabilidad de Sistemas Eléctricos de Distribución”. Pontificia Universidad Católica de Chile. Santiago, 1994.
- [25] SALINAS C., ARTURO. “Manual MATLAB y enlace a Excel”. <<http://www.slideshare.net/arturo.salinas/excel-link>>. (02-nov-10).
- [26] ADRIANMB, Importar datos de Excel a MatLab. <<http://blog.make-a-tronik.com/importar-datos-de-excel-a-matlab/>>
- [27] ADRIANMB, Exportar datos de Matlab a Excel. <<http://blog.make-a-tronik.com/exportar-datos-de-matlab-a-excel/>>
- [28] PIÑEROS V. LUIS C. Y CASTAÑO A. DIEGO A. Universidad Tecnológica de Pereira. “Estudio de Confiabilidad del Sistema de Distribución de Pereira”. Pereira, 2003. <http://www.utp.edu.co/~planeamiento/prod_aca/tesis/Confiabilidad%20distribucion.pdf>
- [29] Proyecto de Tesis: “DIAGNÓSTICO Y EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD DEL ALIMENTADOR # 122 PARA LA EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES C.A. USANDO EL MÉTODO DE SIMULACIÓN DE MONTECARLO”. MANUEL ESCUDERO, JORGE ROJAS. RESOLUCION No. 0765-44-2010-12-08, Universidad Politécnica Salesiana, Sede Cuenca. Diciembre, 2010.



Jorge Luis Rojas Espinoza. Nació en Azogues.- Ecuador, en 1987. Estudiante de la Universidad Politécnica Salesiana, egresado de la carrera de Ingeniería Eléctrica. Lectivo, marzo – julio de 2010. Trabajo de Tesis previo a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico.



Manuel Alejandro Escudero Astudillo.- Nació en Cuenca-Ecuador, en 1988. Estudiante de la Universidad Politécnica Salesiana, egresado de la carrera de Ingeniería Eléctrica. Lectivo, marzo – julio de 2010. Trabajo de Tesis previo a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico.



Flavio Alfredo Quizhpi Palomeque.- Nació en Cuenca-Ecuador, en 1969. Recibió el Título de Ingeniero Electrónico en la Universidad Politécnica Salesiana en el 2003, Licenciado en Ciencias de la Educación en la Universidad Politécnica Salesiana en el 1999, Especialista en Educación Superior en la Universidad del Azuay en el 2002. Actualmente cursando el programa Doctoral en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Simón Bolívar de Venezuela. Dedicado al área de investigación de los Sistemas Eléctricos de Potencia, Confiabilidad, FACTs e Inversores Multinivel.