

EL MÉTODO DE SIMULACIÓN DE MONTECARLO EN ESTUDIOS DE CONFIABILIDAD DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESUMEN

Este artículo presenta la aplicación del método de simulación de Montecarlo en estudios de confiabilidad de sistemas de distribución de energía eléctrica. Como ejemplo, se estudia un circuito de distribución de la ciudad de Pereira.

PALABRAS CLAVES: Confiabilidad, sistemas de distribución de energía, simulación de Montecarlo.

ABSTRACT

This paper presents the application of Montecarlo simulation method in reliability studies of power distribution systems. As an example, a distribution feeder from the city of Pereira is studied.

KEYWORDS: Reliability, power distribution systems, Montecarlo simulation.

CARLOS J. ZAPATA

Profesor
Escuela de Tecnología Eléctrica
Universidad Tecnológica de Pereira
cjzapata@utp.edu.co

LUIS C. PIÑEROS

Ingeniero Electricista
Universidad Tecnológica de Pereira
carlos@utp.edu.co

DIEGO A. CASTAÑO

Ingeniero Electricista
Universidad Tecnológica de Pereira

1. INTRODUCCIÓN

La confiabilidad en sistemas de distribución de energía eléctrica es un área de intensa investigación en todo el mundo dado lo siguiente:

- La sociedad es muy sensible a las interrupciones en el servicio de suministro de energía eléctrica dada la alta dependencia que de éste insumo se tiene en todas las actividades de la vida diaria.
- Más del 90% del total de eventos de salida del sistema de potencia ocurren en el sistema de distribución [1].
- La regulación fija límites máximos para los indicadores de confiabilidad de suministro del servicio. Si el operador del sistema no cumple estos límites, puede recibir penalizaciones como la obligación de compensar económicamente a los usuarios [7].

La confiabilidad de los sistemas de distribución se valora mediante índices que pueden ser:

- A nivel de punto de carga o sitio de conexión de los usuarios, generalmente, el secundario del transformador de distribución. Es lo utilizado internacionalmente [2].
- A nivel de circuito primario de distribución con medición en la subestación de distribución. Es lo utilizado actualmente en Colombia [7].

La desventaja del último tipo de índice es que no contabiliza todas las interrupciones del servicio pues gran parte de las fallas son aclaradas por fusibles ubicados en los

tramos laterales y trafos de distribución sin que intervenga el interruptor de subestación.

Los eventos de salida y restauración del servicio son registradas por el operador del sistema para calcular los índices de confiabilidad en un periodo de tiempo dado.

Esta información también sirve para el calcular estadísticas operativas, conocer las causas de las salidas y detectar las partes del sistema con menor confiabilidad.

Sin embargo, un asunto importante es predecir el valor de los índices de confiabilidad en un año futuro, dado el crecimiento de la demanda y la ejecución o no de obras de expansión, lo cual es parte del planeamiento eléctrico.

El análisis de adecuación corresponde a valorar, desde un punto de vista estático, la existencia de suficientes instalaciones en el sistema para atender la demanda futura de los usuarios.

Por esto, los índices de confiabilidad también se denominan índices de adecuación.

Dado que la mayoría de los sistemas de distribución están conformados por circuitos primarios de media tensión con topología radial, los estudios de confiabilidad consisten básicamente en análisis a nivel de puntos de carga de los circuitos primarios.

Así, los índices históricos (calculados) o pronosticados a nivel de punto de carga se acumulan para obtener índices a nivel de circuito primario, los índices de los circuitos primarios se acumulan para obtener los índices a nivel de

subestación y los índices de las subestaciones se acumulan para obtener los índices totales del sistema de distribución.

2. MÉTODOS DE ANÁLISIS

Los métodos de análisis más utilizados en confiabilidad de sistemas de distribución son frecuencia y duración y la simulación de Montecarlo.

2.1 Frecuencia y duración

Es el método más difundido dada su simplicidad y la analogía existente con los circuitos eléctricos.

Cada componente del circuito primario se representa como un bloque definido por una tasa media de salidas o fallas (λ) y un tiempo medio de restauración o reparación (r).

Los índices de confiabilidad de los puntos de carga se obtienen haciendo reducción consecutiva de los componentes ubicados entre la fuente y el punto de carga utilizando fórmulas definidas para las combinaciones serie y paralelo de componentes [3], [6].

Como inconvenientes tiene:

- Un componente tiene tasa de falla constante únicamente en su periodo de vida útil. Si los componentes están envejecidos tienen tasa de falla creciente.
- El asumir un tiempo medio de reparación constante implica una tasa de reparación constante. Sin embargo, en general, las tasas de reparación son crecientes.
- El utilizar tasas de falla y reparación constantes implica asumir que los tiempos para falla y reparación están distribuidos exponencialmente. Esto es una hipótesis que debe ser verificada.
- Este método solo produce valores esperados de los índices de confiabilidad. Un valor esperado puede tener una probabilidad baja de ocurrir.
- No se recomienda su aplicación si la indisponibilidad individual de los componentes es mayor o igual al 10% anual [6].

2.2 Simulación de Montecarlo

Está basado en la generación de números aleatorios y el procedimiento es simular el comportamiento aleatorio del sistema para obtener en forma artificial los índices de confiabilidad de los puntos de carga.

El tipo de simulación utilizado es secuencial, dado que los tiempos de salida y restauración generados se van

acumulando para obtener el tiempo total de operación del circuito primario bajo estudio.

La simulación 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.

Una vez se termina la simulación, se contabiliza para cada punto de carga el número de salidas que lo afectaron y el tiempo de indisponibilidad. Con estos dos índices básicos se calculan los demás índices de confiabilidad.

Para aplicar este método se requiere conocer las distribuciones de probabilidad que modelan los tiempos para salida y restauración de cada uno de los componentes.

La simulación se implementa como un software que utiliza la base de datos del sistema, donde se ha registrado para cada circuito primario: componentes con sus distribuciones de probabilidad, puntos de carga, número de usuarios por punto de carga y demanda total por punto de carga.

Un asunto clave en construcción de la base de datos del sistema es el método de codificación de los componentes de cada circuito primario, de tal forma que permita conocer cuáles puntos de carga son afectados por la salida de cualquiera de los componentes.

Este es el método de análisis más versátil dado que:

- Permite utilizar cualquier distribución para modelar los tiempos para salida y restauración de los componentes.
- Permite resolver sistemas en los cuales no existe una solución analítica. Por ejemplo, sistemas donde alguno de los componentes tiene modelado el tiempo para salida o restauración por medio de la distribución Gausiana.
- Permite obtener las distribuciones de probabilidad de los índices de confiabilidad de los puntos de carga, lo cual es muy útil para valorar el riesgo de que ocurran diferentes valores de los índices.
- Los cambios en el sistema se realizan en la base de datos sin que sea necesario realizar cambios en el software.

Como inconveniente, este método requiere un alto tiempo computacional. Esto, en parte se debe a la gran cantidad de componentes y puntos de carga que por lo general existen en los circuitos primarios de distribución por lo cual el software debe procesar una gran cantidad de información.

3. MODELAMIENTO

3.1 Modelamiento del circuito primario

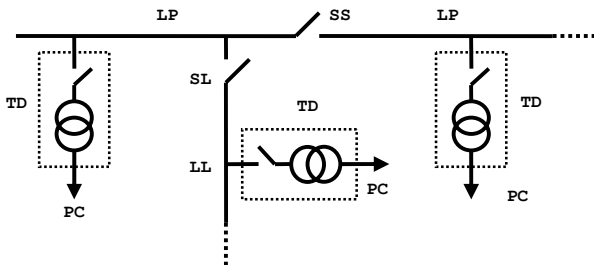


Figura 1. Modelamiento de circuitos primarios

El circuito primario de distribución se modela mediante la estructura de componentes mostrada en la Figura 1 y que consta de:

- Líneas principales (LP): Son las secciones del circuito primario separadas por un elemento de seccionamiento serie.
- Líneas laterales (LL): Son las secciones de circuito primario que se ubican al lado y lado de las líneas principales y poseen una longitud mayor a 530 m.
- Seccionamiento serie (SS): Dispositivo de maniobra que particiona el tramo principal del circuito primario formando así las líneas principales y definiendo las zonas del circuito primario.
- Seccionamiento lateral (SL): Dispositivo de maniobra que secciona a las líneas laterales.
- Transformador de distribución (TD): Conjunto constituido por el transformador y el elemento de maniobra y protección (cortacircuito con fusible).
- Punto de carga (PC): Corresponde al secundario del transformador de distribución. Para cada punto de carga se contabilizan el número de usuarios conectados y su demanda total en kVA.

La práctica general es considerar la red balanceada, lo que permite utilizar modelamiento monofásico. Además, se valora la confiabilidad asumiendo que el circuito primario cumple los criterios de calidad (regulación de tensión) y seguridad (cargabilidad de los componentes).

Sin embargo, siempre debe verificarse la validez de estas simplificaciones para el problema y aplicación a ser estudiado.

3.2 Modelamiento de los componentes

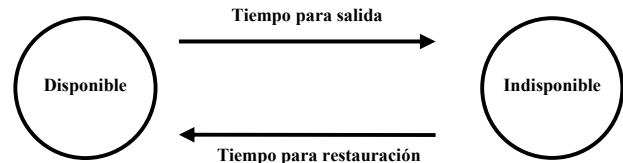


Figura 2. Modelo de dos estados para los componentes

Para todos los componentes del circuito primario se utiliza el modelo de dos estados mostrado en la Figura 2.

Este modelo se define mediante las funciones de densidad de probabilidad de los tiempos para salida y de los tiempos para restauración o sus correspondientes funciones de distribuciones de probabilidad.

La construcción del modelo se hace ajustando los datos históricos operativos de tiempos para salida y tiempos para restauración del componente a una función de probabilidad dada (Gausiana, Weibull, etc.), tal como se describe en la referencia [9].

Según su naturaleza, las salidas que ocurren en un componente pueden ser no planeadas (fallas, accidentes, fenómenos ambientales, etc.) o planeadas (mantenimiento preventivo, expansión, mejoramiento, etc.).

Aunque las salidas planeadas son determinísticas, deben tenerse en cuenta para los análisis de largo plazo, pues este tipo de evento siempre existirá y contribuye a la indisponibilidad del componente.

Entonces, pueden implementarse dos versiones del modelo de dos estados:

- Modelo para análisis de disponibilidad: Considera las salidas planeadas y no planeadas. Se consideran tiempos para salida y tiempos para restauración.
- Modelo para análisis de fallas: Solo considera salidas no planeadas que corresponden a fallas propias del componente. En este caso se habla de tiempo para falla y tiempo para reparación.

Los tiempos para falla y tiempos para reparación son un subconjunto de los tiempos para salida y tiempos para restauración, respectivamente.

4. PROCEDIMIENTO DE SIMULACIÓN

No existe un algoritmo único para implementar la simulación de Montecarlo [8]. Se presenta aquí el algoritmo utilizado en el Estudio de Confiabilidad del Sistema de Distribución de la Ciudad de Pereira [9].

Definiendo:

T: Tiempo de estudio en años. Por ejemplo, 1000 años.

N: El número de iteraciones deseado o número de veces que se desea repetir el proceso de observar el comportamiento del sistema durante T años. Por ejemplo, 10 veces.

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 iteración i .

n_{ki} : El número de fallas acumulado en el punto de carga k durante la iteración i .

El procedimiento de simulación secuencial es:

Paso 1: Hacer $i=i+1$ y t_i , td_{ki} y n_{ki} iguales a cero.

Paso 2: Genere un número aleatorio uniforme para cada componente del circuito primario y conviértalo en un tiempo para salida utilizando la correspondiente distribución de probabilidad de cada componente.

Paso 3: El elemento x con menor tiempo para salida t_{to} se considera que está en el estado indisponible.

Paso 4: Genere un número aleatorio uniforme y conviértalo en un tiempo para restauración t_{tr} utilizando la correspondiente distribución de probabilidad del componente x .

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

$$t_i = t_i + t_{to} + t_{tr} \quad (1)$$

Paso 6: Determine los puntos de carga afectados por la salida del elemento x . Para cada punto de carga k afectado registre:

$$n_{ki} = n_{ki} + 1 \quad (2)$$

$$td_{ki} = td_{ki} + t_{tr} \quad (3)$$

Paso 7: Si $t_i < T$ vuelva al paso 2.

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

Tasa de fallas [Fallas/año]

$$\lambda_{ki} = n_{ki} / t_i \quad (4)$$

Tiempo medio de reparación [Horas/falla]

$$r_{ki} = td_{ki} * 8760 / n_{ki} \quad (5)$$

Indisponibilidad [Probabilidad]

$$U_{ki} = td_{ki} / t_i \quad (6)$$

Indisponibilidad [Horas/año]

$$U_{ki} = td_{ki} * 8760 / t_i \quad (7)$$

Paso 9: Si $i < N$ vuelva al paso 1.

Paso 10: Terminar.

Al finalizar se tendrán n observaciones de los índices de confiabilidad de cada punto de carga.

Otros índices de confiabilidad como $saifi$, $saidi$, $caifi$ y $caidi$ pueden calcularse utilizando los índices básicos aquí presentados.

En el procedimiento presentado se utiliza un tiempo de estudio (T) pre-especificado del cual depende la precisión de los resultados. Como este dato se debe conocer de antemano, un asunto muy importante es determinar cuál es su valor óptimo, pues a mayor tiempo de estudio mayor precisión, pero también mayor tiempo computacional requerido. Este asunto se discute más adelante.

En cuanto al número de iteraciones (N), su número se fija dependiendo de los resultados que se deseen obtener:

- Si únicamente se desea obtener un pronóstico de los índices de confiabilidad, hacer una iteración. Los valores obtenidos corresponden a valores medios o "esperados".
- Si se desea obtener las distribuciones de probabilidad de los índices de confiabilidad, hacer al menos 10 iteraciones.

5. EJEMPLO

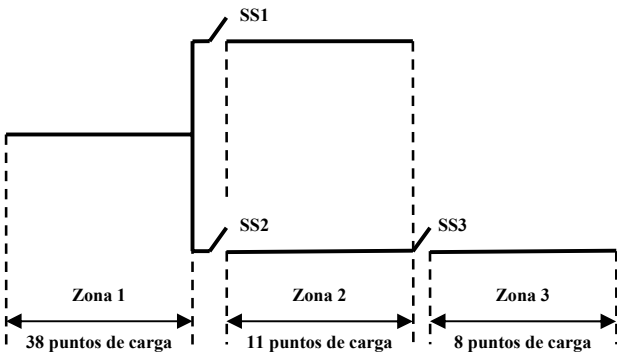


Figura 3. Circuito de prueba

Como ejemplo, se aplica la metodología expuesta al circuito primario número 9 de la subestación Cuba, el cual opera a 13.2 kV. Este es el circuito primario de mayor longitud y cantidad de usuarios del sistema de distribución de la ciudad de Pereira.

Este circuito tiene 22.2 km de tramos principales, 89.8 km de tramos laterales, 282 transformadores de distribución, 3 seccionamientos serie, 26 seccionamientos laterales y 3330 usuarios en el año 2003.

Para simplificar el modelo a implementar, se concentraron cargas (transformadores) ubicados en un radio de 0.53 km de las líneas principales y laterales, para obtener así los puntos de carga equivalentes. Además, solo se tomaron en cuenta los partidores laterales que se localizan sobre las líneas principales.

La Figura 3 muestra las zonas del circuito equivalente implementado, el cual consta de 117 componentes, 57 puntos de carga y 3 zonas.

Los modelos de los componentes se construyeron utilizando los datos presentados en la Tabla 1 que corresponden a información histórica en un periodo de 18 meses (año 2002 y primer semestre 2003).

Componente	Tasa de fallas [Fallas/año]	Tiempo medio de reparación [Horas/falla]
Líneas	14.55	0.6745
Seccionamientos	3.5321	2.6941
Transformador	3.5737	2.6848

Tabla 1. Datos estadísticos de los componentes

Actualmente, la universidad adelanta estudios detallados de estadísticas y modelos de confiabilidad de los componentes del sistema de distribución.

6. TIEMPO ÓPTIMO DE SIMULACION

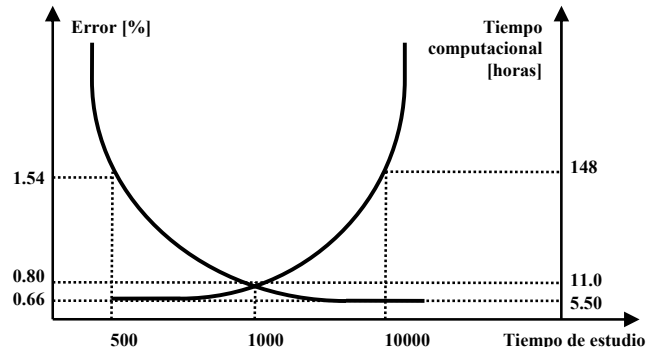


Figura 4. Análisis del tiempo óptimo de simulación

Se ejecutó la simulación del circuito bajo estudio con un tiempo de estudio (T) de 100, 500, 1000 y 10000 años utilizando distribución exponencial para los tiempos de falla y los tiempos para reparación en todos los componentes.

En cada caso, se registró el tiempo de cómputo requerido y la variación porcentual en los resultados de los índices de los puntos de carga, lo cual se presenta en la Figura 4. Los datos de tiempo computacional requerido corresponden a un procesador Pentium IV de 1.8 GHz y el programa de simulación desarrollado con el software Matlab.

Como se observa en la Figura 4, el tiempo de estudio óptimo aproximado para realizar la simulación es de 1000 años. Hasta este valor, la relación entre el tiempo computacional requerido versus la variación porcentual de los resultados es una función lineal. Para valores mayores a 1000 años, esta función crece exponencialmente, lo cual quiere decir que se requiere mucho tiempo computacional para lograr una mejora muy pequeña en los resultados. Esto se debe realmente, a que la simulación ya ha convergido a la solución. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que el tiempo óptimo de simulación obtenido es particular para el circuito estudiado y componentes modelados mediante distribuciones exponenciales.

7. RESULTADOS

A continuación, se presentan los resultados generales para cada zona del circuito primario para un tiempo de estudio de 1000 años y 10 iteraciones. Los resultados detallados para cada punto de carga se presentan en la referencia [9].

Zona	Puntos de Carga	Frecuencia de falla [Fallas/año]	Desviación [Fallas/año]	Desviación [%]
1	1-38	6.6298	1.6491	24.9
2	39-49	9.3254	1.8670	20.1
3	50-57	13.2874	1.8488	13.9

Tabla 2. Frecuencia de falla media por zona

7.1 Frecuencia media de falla en los puntos de carga

Como se observa en la Tabla 2, la tasa de fallas media de los puntos de carga aumenta sustancialmente conforme la zona se aleja de la subestación.

Tomando los datos de frecuencia de falla de los puntos de carga de cada zona se aplicó el procedimiento de ajuste a una distribución de probabilidad con una confianza del 95%. Los resultados se presentan en la Tabla 3.

Zona	Distribución	Parámetro 1	Parámetro 2
1	No existe	-----	-----
2	Gamma	27.8201	0.3352
3	Uniforme	11.41	15.17

Tabla 3. Distribuciones para la frecuencia de falla

7.2 Duración media de falla en los puntos de carga

Al analizar los tiempos medios de reparación de todos los puntos de carga se encontró un valor promedio de 2.3509 Horas/reparación con una desviación estándar muy pequeña de 0.0845 Horas/reparación (3.6%).

Esto indica que el tiempo medio de reparación de los puntos de carga es constante y no depende de la ubicación del punto de carga por zona o de su distancia a la subestación de distribución.

También se encontró que estos datos se ajustan a una distribución Weibull con parámetros $5.6348 \cdot 10^{-16}$ y 40.3812 con una confianza del 95%.

7.3 Cambio en las distribuciones de probabilidad

Un análisis posterior contempló cambiar la distribución de los tiempos para reparación de los componentes de exponencial a Gausiana (desviación del 10%) y uniforme para observar el cambio en los índices de confiabilidad de los puntos de carga. Se encontró que los resultados varían máximo en 1%.

8. CONCLUSIONES

La frecuencia de falla de los puntos de carga no es una función de la distancia del punto de carga a la subestación, depende de la zona donde se ubique el punto de carga, entendiéndose por zona el tramo de circuito primario comprendido entre dos seccionamientos serie principales.

En cada zona del circuito primario, la frecuencia de falla de los puntos de carga varía alrededor de un valor medio el cual aumenta sustancialmente conforme la zona se aleja de la subestación.

No se encontró para todas las zonas, una distribución de probabilidad que se ajustara a los datos de frecuencia de falla de los puntos de carga.

El tiempo medio para reparación de los puntos de carga no depende de la ubicación del punto de carga por zona o de su distancia a la subestación de distribución. Sus valores varían alrededor de un valor medio con muy poca desviación.

Los tiempos medios de reparación de los puntos de carga se pueden modelar mediante una distribución de probabilidad Weibull.

9. AGRADECIMIENTOS

Los autores manifiestan su agradecimiento a Fernando Valencia, Jefe de Planeamiento Operativo de la EEP, por suministrar la información para realizar este estudio.

10. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Kjolle G, Rolfsegn L, Dahl E, "The Economic Aspect of Reliability in Distribution System Planning", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 5, No. 2, 1990.
- [2] IEEE Working Group, "A Survey of Distribution Reliability Measurement Practices in the U. S", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 14, No. 1, 1999.
- [3] Billinton R, Allan R, "Reliability evaluation of power systems", Plenum Press, 1996.
- [4] Billinton R, "Teaching Distribution System Reliability Evaluation Using Montecarlo Simulation", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 2, 1999.
- [5] Law A, Kelton D, "Simulation Modeling and Analysis", 1999.
- [6] IEEE standard 493, "Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Systems, IEEE, 1990.
- [7] Comisión de Regulación de Energía y Gas, "Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica", 1998.
- [8] Zapata Carlos J, "Confiabilidad de Sistemas Eléctricos", UTP, 2003.
- [9] Piñeros Luis C, Castaño Diego A, "Estudio de Confiabilidad del Sistema de Distribución de Pereira Usando el Método de Simulación de Montecarlo", UTP, 2003.