

Software en MATLAB para la Expansión de Generación Aplicando Criterios de Confiabilidad

P. Cazanova

J. Salazar

Escuela Politécnica Nacional - EPN

Resumen-- El comportamiento de un S.E.P. varía aleatoriamente a través del tiempo por causa de varios factores, es aquí en donde el criterio de confiabilidad basado en un análisis probabilístico y estadístico es indispensable para modelar un sistema con el fin de garantizar el suministro y seguridad del mismo.

El siguiente trabajo presenta una aplicación computacional que permite realizar el análisis de confiabilidad del sistemas de generación por medio de la obtención de índices tales como LOLE (*loss of load expectation*), LOEE (*loss of energy expectation*) principalmente; los cuales son comparados con la normativa adoptada por la NERC (*NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY CORPORATION*) la cual establece que el margen de reserva de un sistema debe ser considerando un LOLE menor o igual a 0.1 día por año debido a los factores como la diversidad de carga y la disponibilidad de generación adicional para sostener las contingencias de baja probabilidad. Además el software permite estimar el costo esperado que representaría al país por la energía no suministrada, el cual podría ser considerado como un criterio secundario de decisión para la gestión y directrices que el país deba adoptar en las inversiones del Sistema de Generación durante la etapa de planeación y operación.

Palabras clave-- Confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia - Adecuación de generación - LOLE - LOEE.

1. INTRODUCCIÓN

Considerando una tasa de crecimiento poblacional mundial alrededor del 2%, que implica un incremento en los recursos y esfuerzos para proveer electricidad, la cual constituye una fuente primaria para el desarrollo de los países; a medida que incrementa la población y tecnología, se modifica el tipo de carga y esta necesita mayor calidad de energía eléctrica entregada al usuario, debido a sus niveles de sensibilidad requeridos por sus componentes.

Bajo estas consideraciones la confiabilidad de los sistemas eléctricos es una herramienta que se inició

desde hace mucho tiempo, países como Canadá y Estados Unidos son los que se encuentran con un alto desarrollo en criterios de confiabilidad y esto en gran parte se debe a los fuertes colapsos energéticos que han afectado su economía por citar uno de ellos el *Blackout* de la ciudad de Nueva York, el 9 de Noviembre de 1965. El suministro de energía es un factor determinante en el impacto económico de una sociedad por lo que la gestión, diseño, planeamiento y operación de un sistema eléctrico debe ir en forma conjunta con técnicas y criterios de que permitan resolver el problema de abastecimiento energético.

2. CONCEPTOS BÁSICOS DE LA CONFIABILIDAD DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

2.1. Confiabilidad de un sistema

La confiabilidad se encuentra definida como la habilidad del sistema para proveer de energía eléctrica a los puntos de carga con adecuados niveles de calidad, seguridad y continuidad de servicio La Confiabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia considera 2 aspectos importantes como se indica en la Fig.1.



Figura 1: Subdivisión de la confiabilidad de sistemas eléctricos

- **Adecuación:** se define como la habilidad del sistema en suministrar la energía requerida para abastecer la carga dentro de los límites de voltaje y frecuencia tomando en cuenta la salida de los componentes.
- **Seguridad:** se refiere a cómo responde el sistema ante las perturbaciones, esto incluye condiciones de disturbio, pérdida inesperada de generación y/o transmisión.

2.2. Zonas funcionales y niveles jerárquicos

Las técnicas básicas para la adecuación de un sistema pueden ser categorizadas en términos de su aplicación. Estos segmentos se encuentran indicados en la Fig. 2, por zonas de generación, transmisión, y distribución. Esta segmentación es adecuada para propósitos de organización, planeamiento y distribución. Cada una de estas zonas se encuentra con su respectivo nivel jerárquico, estos niveles son generalmente usados en la adecuación de un sistema.

Generación (HL1): corresponde únicamente al estudio de generación de un sistema, este evalúa la capacidad de generación adecuada para un sistema.

Transmisión (HL2): comprende un estudio más exhaustivo, refleja la capacidad del sistema tanto en generación como en transmisión.

Distribución (HL3): incluye las tres zonas funcionales, este estudio divide zonas en que los puntos de carga pueden o no pueden considerarse que son totalmente confiables; por esta razón los estudios no se dirigen a este punto por su complejidad.

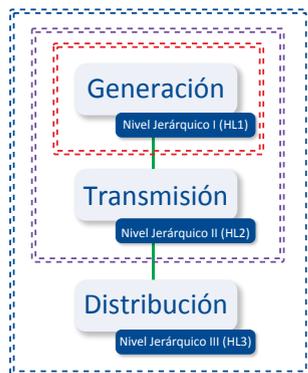


Figura 2: Zonas funcionales y niveles jerárquicos

3. REQUERIMIENTOS PARA LA ADECUACIÓN DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

3.1. Estudio de Generación de un sistema (HL1)

En un estudio de sistema de generación el objetivo principal es determinar la capacidad total del sistema que satisfaga la demanda y tener capacidad suficiente de realizar correctivos y mantenimientos en los medios generadores. El modelo del sistema a este nivel se muestra en la Fig. 3.



Figura 3: Modelo del nivel jerárquico 1 (HL1)

3.1.1. Condiciones necesarias para la modelación

- El sistema de transmisión es 100% confiable: para que los posibles déficits o problemas de transmisión no se encubra como el incremento en el sistema de generación motivo por el cual debe ser evaluado en forma individual.
- No se consideran interconexiones: para tener un sistema autónomo e independiente.

3.1.2. Índices de Adecuación de Generación

Los índices de Adecuación para el sistema de Generación son:

- **LOLE:** Pérdida de Carga Esperada $\left[\frac{\text{días}}{\text{año}} \right]$ u $\left[\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right]$. Se establece como el valor esperado del número de días u horas en un periodo de tiempo (generalmente 1 año) en el cuál el pico de carga horaria exceda la capacidad disponible de generación.
- **LOEE:** Pérdida de Energía Esperada $\left[\frac{\text{MWh}}{\text{año}} \right]$. Se define como el valor esperado de energía no suministrada por el sistema de generación. Es un índice que incorpora la severidad de las deficiencias, además del número de ocasiones, y su duración, así como su probabilidad de ocurrencia.

Este índice se utiliza para dar una proyección hacia el futuro.

- **EDNS:** Demanda Esperada no Suministrada [MW].

Se define como el valor esperado de potencia no suministrada por el sistema de generación. Indica la potencia en el que la demanda supera la capacidad del sistema.

3.2. Método de Montecarlo

3.2.1. Método de Montecarlo en la evaluación de confiabilidad

El Método de Montecarlo es la designación general para simulación estocástica que usa números aleatorios, además de resolver problemas determinísticos. Montecarlo presenta diversas aplicaciones tanto en simulación de procesos estocásticos como cálculos matemáticos complejos que son necesarios para el estudio de confiabilidad.

Un parámetro fundamental en la evaluación de confiabilidad es la expectativa matemática de índices de confiabilidad del sistema.

Índice

i = Número de unidades ($i=1, \dots, i$)

Variable

x_i = Estado de la unidad.

Constante

N = Número de muestras.

Parámetros

\bar{Q} = Probabilidad de falla.

$x_i = 0$ Indisponible.

$x_i = 1$ Disponible.

$V(x)$ = Varianza de la muestra.

α = Coeficiente de variación.

La estimación de indisponibilidad del sistema está dada por:

$$\bar{Q} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i \quad (1)$$

La varianza de la muestra es:

$$V(x) = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (x_i - \bar{Q})^2 \quad (2)$$

Cuando la muestra es grande la ecuación (3.2) puede aproximarse a:

$$V(x) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - \bar{Q})^2 \quad (3)$$

Como X_i es una variable que puede ser uno ó cero se puede expresar:

$$\sum_{i=0}^N x_i^2 = \sum_{i=1}^N x_i$$

Sustituyendo las ecuaciones (1) y (4) en (3) se tiene:

$$V(x) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i^2 - \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N 2x_i \bar{Q} + \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \bar{Q}^2 \quad (5)$$

$$V(x) = \bar{Q} - 2\bar{Q}^2 + \bar{Q}^2$$

$$V(x) = \bar{Q} - \bar{Q}^2$$

La incertidumbre alrededor de la estimación puede ser medida por la variación de la estimación:

$$V(\bar{Q}) = \frac{1}{N} V(x) \quad (6)$$

$$V(\bar{Q}) = \frac{1}{N} (\bar{Q} - \bar{Q}^2)$$

El nivel de exactitud de Montecarlo puede expresarse por el coeficiente de variación α :

$$\alpha = \frac{\sqrt{V(\bar{Q})}}{\bar{Q}} \quad (7)$$

Sustituyendo la ecuación (6) en la ecuación (7) se obtiene:

$$\alpha = \frac{\sqrt{\frac{\bar{Q} - \bar{Q}^2}{N}}}{\bar{Q}} \quad (8)$$
$$(\alpha)^2 = \frac{\left(\sqrt{\frac{\bar{Q} - \bar{Q}^2}{N}} \right)^2}{(\bar{Q})^2}$$
$$N = \frac{1 - \bar{Q}}{\alpha^2 \bar{Q}}$$

Esta ecuación indica dos puntos importantes:

1. Para una exactitud deseada el **alfa** nivelado, el número requerido de muestras N depende de la indisponibilidad del sistema, pero es independiente del tamaño del sistema, constituyendo una ventaja importante de Montecarlo ante los métodos analíticos.
2. En el caso de evaluar la confiabilidad de un sistema es recomendable tener un número de muestras lo suficiente grande para satisfacer el nivel de exactitud y obtener resultados muy cercanos a la realidad con un error menor a los métodos analíticos.

3.2.2. Eficiencia del Método de Montecarlo

Ventajas:

- Es un método flexible y se adapta al evento.
- Cuando el modelo matemático es complicado la simulación permite obtener una aproximación.
- Permite interactuar entre diferentes variables sin limitación.
- Permite resolver problemas que mediante el método analítico resultaría imposible.

Desventajas:

- La simulación por Montecarlo requiere gran esfuerzo de cómputo.

3.2.3. Característica de Convergencia del Método de Montecarlo

1. Proceso de la convergencia

Montecarlo crea un proceso de simulación mediante números aleatorios en el cual a mayor número de muestras disminuye el rango de error.

2. Exactitud

Para reducir la desviación estándar en Montecarlo se obtiene disminuyendo la variación de la muestra y aumentando el número de muestras.

3. Criterio de la convergencia

Montecarlo converge con números aleatorios para k muestras independientes del tamaño del sistema. Esta es una ventaja en comparación con los métodos analíticos.

4. EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO UTILIZANDO MÉTODOS DE MONTECARLO

4.1. Criterios Actuales para medición de la Disponibilidad de las unidades de Generación

La adecuada calidad y continuidad del servicio eléctrico se garantiza a partir de tener unidades de generación en óptimas condiciones de operación, en el ámbito de su disponibilidad para su conexión en la red tan pronto sean solicitados.

En este contexto se toma en cuenta los criterios que fueron estudiados y realizados a nivel internacional, siendo el más fructífero el que llevó a cabo el *Institute of Electric and Electronic Engineers (IEEE)*.

En el *IEEE Standard Definition for Use in Reporting Electric Generating Unit Reliability, Availability, and Productivity* (en adelante, *Norma IEEE 762*), define una serie de criterios que manifiestan los estados e indisponibilidades de una central de generación ya sea, salida planeada o forzada, la disminución de la potencia, tiempo que permanece en determinado estado, capacidad máxima, etc.

La norma IEEE 762 se aplica a unidades generadoras y señala distintas clases de salidas o disminución de potencias forzadas, dependiendo de su clase, como se muestra en la Fig. 4.



Figura 4: Estados de una unidad de generación. - Norma IEEE 762

Por medio de la Estadística se pudo recolectar, organizar, presentar un conjunto de datos numéricos y a partir de ellos obtener el valor pico horario incluido el valor a las 19h30 de cada año en el periodo 2005-

2010, además de la tasa de salida forzada de cada una de las unidades generadoras en base a la estadística realizada considerando el periodo 1999-2010 como se observa en la Fig. 5. Estos datos fueron proporcionados por la Dirección de Operaciones del Cenace.



Figura 5: Datos históricos de unidades

4.2. Norma

Mediante el análisis de la curva de carga horaria y las disponibilidades probables de generación la NERC establece que:

El margen de reserva de un sistema debe ser considerando un LOLE menor o igual a 0.1 días al año ó 2.4 horas al año, debido a los factores como la diversidad de carga y la disponibilidad de generación adicional para sostener las contingencias de baja probabilidad o indisponibilidades coincidentes.

5. METODOLOGÍA

La metodología que se aplica se basa en el método de Montecarlo que facilita el complejo desarrollo que involucra la evaluación de todas las unidades de generación del Sistema Nacional Interconectado (SNI).

5.1. Adecuación de generación para un nivel de carga

La capacidad disponible de cada unidad generadora puede determinarse según su estado, tal como se indica en la Fig. 6.

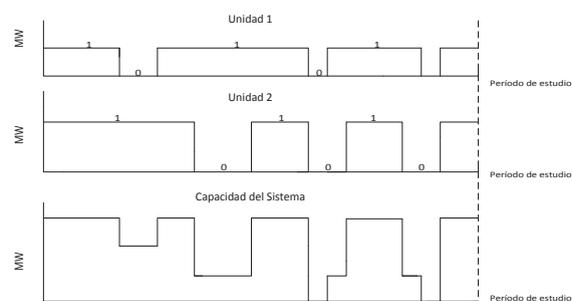


Figura 6: Capacidad disponible de las unidades 1 y 2 y del sistema

La adecuación de un sistema de generación para un nivel de carga depende de los posibles estados de capacidad de cada una de las unidades de generación. El estado del sistema es una combinación aleatoria de los estados de todas las unidades de generación

El comportamiento de cada unidad generadora puede ser simulado por una sucesión de números aleatorios obtenidos a partir de una distribución uniforme continua entre [0-1].

Para este propósito se emplea la siguiente notación.

Índices

i = Número de unidades generadoras ($i=1, \dots, m$)

m = Total de unidades generadoras.

k = Número de muestras ($k=1, \dots, n$)

n = Total de muestras

Variables

U_i = Número aleatorio.

I_k = Indicador

Constante

FU_i = Tasa de salida forzada de la unidad i

Vectores

$S_{i[1 \times m]}$ = Estado de la unidad i .

$G_{ik[1 \times n]}$ = Capacidad de generación de la unidad i en k muestras.

Parámetros

N = Número de iteraciones

DNS_k = Demanda no suministrada para k muestras.

$EDNS$ = Demanda no suministrada esperada.

$LOEE$ = Pérdida de energía esperada.

$LOLE$ = Pérdida de carga esperada.

$$S_i = \begin{cases} 0 & \text{Indisponible} & \text{sí} & 0 \leq U_i < FU_i \\ 1 & \text{Disponible} & \text{sí} & U_i \geq FU_i \end{cases} \quad (9)$$

$$S_i = [S_{i1}, \dots, S_{im}]_{[1 \times m]}$$

$$G_{ik} = [G_{i1}, \dots, G_{in}]_{[1 \times n]}$$

$$DNS_k = D - \sum_{i=1}^m G_{ik} \quad [\text{MW}]$$

Los índices de confiabilidad correspondientes a un nivel de carga se calculan mediante las siguientes ecuaciones:

$$EDNS = \frac{\sum_{k=1}^N DNS_k}{N} \quad [\text{MW}] \quad (10)$$

$$LOEE = \frac{\sum_{k=1}^N DNS_k \times 8760}{N} \quad [\text{MWh/año}] \quad (11)$$

$$I_k = \begin{cases} 0 & \text{sí} & DNS_k = 0 \\ 1 & \text{sí} & DNS_k \neq 0 \end{cases} \quad (12)$$

$$LOLE = \frac{\sum_{k=1}^N I_k(DNS_k)}{N} \times 8760 \quad [\text{horas/año}]$$

5.2. Modelación de la Curva de Duración de Carga Anual

La curva de demanda horaria se genera a partir de los datos históricos del comportamiento de la carga tal como se indica en la Fig. 7.

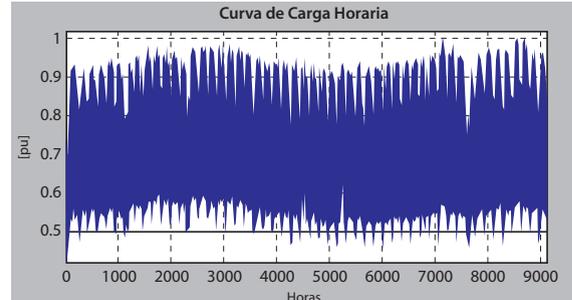


Figura 7: Curva de carga horaria

Al ordenar cada uno de los puntos de la curva de carga horaria se obtiene la curva de duración de carga anual como se indica en la Fig. 8.

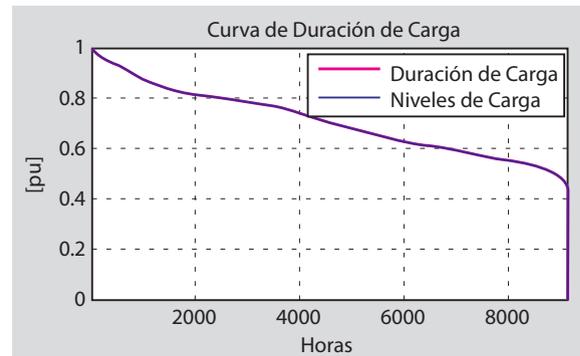


Figura 8: Curva de duración de carga anual

La curva de carga anual es dividida en niveles que incluyen NL_i puntos de carga. Los niveles de carga se hallan mediante una técnica denominada algoritmo K-mean:

- Seleccionar el agrupamiento medio M_i , donde $i(i=1, \dots, NL)$.
- Calcular la distancia D_{ki} , donde, $L_k (k = 1, \dots, 8760)$.

$$D_{ki} = |M_i - L_k| \quad (13)$$

- Los puntos de carga son asignados al nivel más cercano y establecemos un nuevo nivel, esto se realiza hasta que los valores no cambien.

$$M_i = \frac{\sum_{k=1}^{NL} L_k}{NL_i} \quad (14)$$

- Se encuentra la probabilidad de cada nivel.

$$P_i = \frac{NL_i}{8760} \quad (15)$$

5.3. Cálculo de Índices de Adecuación de Generación para el Sistema considerando los niveles de la curva de duración de carga

Considerando los diferentes niveles de carga por medio del algoritmo K-mean se

$$EDNS = \sum_{i=1}^{NL} EDNS_i P_i \quad (15)$$

$$LOEE = \sum_{i=1}^{NL} LOEE_i P_i \quad (16)$$

$$LOLE = \sum_{i=1}^{NL} LOLE_i P_i \quad (17)$$

6. SOFTWARE

A continuación se presenta el programa en el cual fue hecho el diseño en plataforma Matlab 7.11 y sus reportes se generan en Excel versión 93-2003

6.1. Datos de entrada

Los datos de entrada para el programa incluyen:

- Potencia horaria anual incluido el valor de las 19h30 (estimación histórica).
- Capacidad de cada unidad de generación
- Tasa de salida forzada de cada unidad generadora.
- Horas de mantenimiento programado en el año (estimación futura).
- Demanda máxima (estimación futura)
- Selección de niveles de carga.
- Número de iteraciones.
- Costo unitario de energía no suministrada a nivel nacional.

6.2. Simulación

- Determina la curva de duración de carga anual.
- Divide la curva de duración de carga en los niveles seleccionados y obtiene su probabilidad de ocurrencia.
- Calcula LOLE, LOEE, EDNS, costo ENS.
- Permite ingresar nuevas unidades de generación.
- Permite guardar los resultados obtenidos.
- Permite graficar los resultados obtenidos.
- Genera reportes en Excel

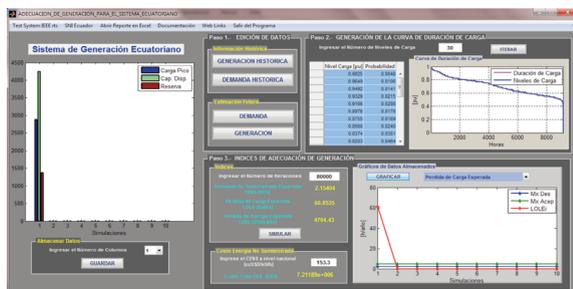


Figura 9: Simulación en el software

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

7.1. Conclusiones

- La evaluación de confiabilidad de generación con el software desarrollado en el presente trabajo, permitirá determinar un margen adecuado de reserva en función de la norma NERC; a más de validar la eficiencia del sistema y estimar el costo esperado por energía no suministrada.
- La herramienta computacional desarrollada permitirá validar planes de expansión considerando la programación de mantenimientos en el año solicitada por cada unidad de generación.
- La determinación de los índices expuestos permitirá a la dirección tomar acciones en función de una línea de acción futura con el fin de garantizar el abastecimiento y seguridad del sistema.
- Las técnicas anteriormente usadas para determinar la capacidad del sistema consideraban una reserva en función del 10% de la disponibilidad promedio al igual la reserva en función de la unida más grande; en la actualidad dichos conceptos se han remplazado por métodos probabilísticos que responden y reflejan los factores reales que influyen en la confiabilidad del sistema.

7.2. Recomendaciones

- Se recomienda que el Ecuador, adopte el criterio expresado en este trabajo sustentado en normas internacionales como normativa para la determinación de la reserva mínima y las inversiones que se deban realizar en el sistema de generación.
- Se recomienda realizar la evaluación de confiabilidad para el sistema de transmisión con el fin de que estos estudios sean tomados en cuenta en la expansión de la transmisión con el fin de robustecer el sistema

AGRADECIMIENTOS

Se agradece a la Dirección de Operaciones del CENACE por la información estadística proporcionada, la cual fue de gran valor para la ejecución de dicho programa.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] R. Y. Rubinstein. (1981). “Simulation and the Montecarlo Method, Wiley”, New York, United States.
- [2] B. J. T. Morgan. (1984). “Computer Simulation and Montecarlo Method”, Chapman and Hall, London.
- [3] R. Billinton and W. Li. (1993). “Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Montecarlo Methods”, University of Saskatchewan, United States.
- [4] L. Gan. (1991). “Multi – Area Generation System Adequacy Assessment by Montecarlo Simulation”, Thesis, University of Saskatchewan, United States.
- [5] R. Billinton. (1972). “Application of Probability Methods in the Evaluation of Generating Capacity Requirements.” IEEE/PES , paper. 31, pp. 62-66, New York, United States
- [6] Disponible (online) en:
<http://www.nerc.com/>
- [7] Disponible (online) en:
<http://www.nerc.com/docs/pc/gadstf/ieee762tf/762-2006.pdf>



Andrea Paulina Cazanova Vintimilla.- Nació en Quito el 28 de mayo de 1985.Obtuvo el título de bachiller Físico Matemático en el Colegio Experimental “24 de Mayo”. Realizó sus estudios superiores en la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional. Actualmente se encuentra desarrollando la tesis de grado para la obtención de su título de Ingeniera Eléctrica.

Su interés personal: Confiabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia, Investigación y Desarrollo de Energías Renovables, Gestión Empresarial.



Juan Pablo Salazar Vallejo.- Nació en Quito el 19 de agosto de 1985. Obtuvo el título de bachiller Técnico Industrial – Especialidad Electrónica en el Colegio Técnico Salesiano “Don Bosco”. Realizó sus estudios superiores en la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional. Actualmente se encuentra desarrollando la tesis de grado para la obtención de su título de Ingeniero Eléctrico.

Su interés personal: Confiabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia, Protecciones Eléctricas, Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia, Tecnologías Innovadoras.