

ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE CON INCERTIDUMBRE EN LA
DEMANDA UTILIZANDO LA TÉCNICA DE FLUJO DE CARGA CONTINUADO.

ROBINSON ENRIQUE ARRIETA ARVILLA

JUAN CARLOS SEPÚLVEDA BELTRÁN

DIRECTOR

ENRIQUE VANEGAS

REVISÓ

ARTURO PADRON

MINOR EN SISTEMAS DE POTENCIA

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR

PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

CARTAGENA DE INDIAS

2008

ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE CON INCERTIDUMBRE EN LA
DEMANDA UTILIZANDO LA TÉCNICA DE FLUJO DE CARGA CONTINUADO

ROBINSON ENRIQUE ARRIETA ARVILLA

JUAN CARLOS SEPÚLVEDA BELTRÁN

**Trabajo de monografía presentado como requisito para obtener el certificado
del Minor en Sistemas de Potencia**

DIRECTOR

ENRIQUE VANEGAS

REVISÓ

ARTURO PADRON

MINOR EN SISTEMAS DE POTENCIA

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR

PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

CARTAGENA DE INDIAS

2008

Nota de aceptación

Jurado

Jurado

Cartagena D. T. Y C., Octubre de 2008

Señores

COMITÉ CURRICULAR

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR

La ciudad

Respetados señores:

Con toda atención nos dirigimos a ustedes con el fin de presentarles a su consideración, estudio y aprobación la monografía titulada ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE CON INCERTIDUMBRE EN LA DEMANDA UTILIZANDO LA TÉCNICA DE FLUJO DE CARGA CONTINUADO como requisito parcial para optar al título de ingeniero electricista.

Atentamente,

ROBINSON ENRIQUE ARRIETA ARVILLA

Cartagena D. T. Y C., Octubre de 2008

Señores

COMITÉ CURRICULAR

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR

La ciudad

Respetados señores:

Con toda atención nos dirigimos a ustedes con el fin de presentarles a su consideración, estudio y aprobación la monografía titulada ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE CON INCERTIDUMBRE EN LA DEMANDA UTILIZANDO LA TÉCNICA DE FLUJO DE CARGA CONTINUADO como requisito parcial para optar al título de ingeniero electricista.

Atentamente,

JUAN CARLOS SEPÚLVEDA BELTRÁN

Cartagena D. T. Y C., Octubre de 2008

Señores

COMITÉ CURRICULAR

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR

La ciudad

Cordial saludo:

Por medio de la presente me permito entregar la monografía titulada ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE CON INCERTIDUMBRE EN LA DEMANDA UTILIZANDO LA TÉCNICA DE FLUJO DE CARGA CONTINUADO para su estudio y evaluación la cuál fue realizada por los estudiantes ROBINSON ENRRIQUE ARRIETA ARVILLA y JUAN CARLOS SEPÚLVEDA BELTRÁN, bajo mi dirección.

Atentamente,

ENRRIQUE VANEGAS

AUTORIZACIÓN

Yo, ROBINSON ENRRIQUE ARRIETA ARVILLA identificado con la cédula de ciudadanía número 73.192.337 de Cartagena, autorizo a la Universidad Tecnológica de Bolívar, para hacer uso de mi trabajo de monografía y publicarlo en el catálogo online de la biblioteca.

ROBINSON ENRRIQUE ARRIETA ARVILLA

AUTORIZACIÓN

Yo, JUAN CARLOS SEPÚLVEDA BELTRÁN identificado con la cédula de ciudadanía número 73.200.998 de Cartagena, autorizo a la Universidad Tecnológica de Bolívar, para hacer uso de mi trabajo de monografía y publicarlo en el catálogo online de la biblioteca.

JUAN CARLOS SEPÚLVEDA BELTRÁN

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN

2. ESTABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA

2.1. Estabilidad Angular

2.2. Estabilidad de voltaje

2.2.1. Estabilidad de voltaje a pequeños disturbios

2.2.2. Estabilidad de voltaje a grandes disturbios

2.2.3. Margen de cargabilidad

2.2.4. Análisis Modal

3. FLUJO DE CARGA CONTINUADO

3.1. Etapa de predicción

3.2. Etapa de corrección

4. MODELO PROBABILISTICO DE LA DEMANDA

4.1. Modelo de la demanda

5. DESPACHO Y VARIACIÓN HORARIA DE LA CARGA

4.1. Despacho de sistema de prueba

4.1.1. Despacho Sistema New England 39 Nodos

4.1.2. Despacho Sistema IEEE 118 Nodos

6. DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA DE LA SIMULACIÓN DE MONTECARLO

7. APLICACIÓN 24 HORAS EN SISTEMA DE PRUEBA

7.1. Sistema New England

7.2. Sistema IEEE 18 Nodos

8. CONCLUSIONES

9. BIBLIOGRAFÍA

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 2.1. Margen de Cargabilidad para un Sistema Simple

FIGURA 3.1. Diagrama de flujo para encontrar el margen de cargabilidad usando el Flujo de Carga Continuo

FIGURA 3.2. Etapas de Predicción y corrección en el CPF

FIGURA 5.1. Variación horaria de la carga

FIGURA 5.2. Diagrama unifilar Sistema New England

FIGURA 5.3. Orden de Merito Hora t

FIGURA 5.4. Diagrama unificar Sistema IEEE 118 Nodos

FIGURA 6.1. Algoritmo de simulación de Montecarlo

LISTA DE TABLAS

TABLA 1. Orden de Merito de generadores Sistema New England

TABLA 2. Planeamiento operativo hora–hora de la Generación

TABLA 3. Riesgo de inestabilidad de voltaje hora–hora Sistema New England

TABLA 4. Riesgo de inestabilidad de voltaje hora–hora Sistema IEEE 118

1. INTRODUCCIÓN

La nueva regulación eléctrica con respecto a los sistemas de generación y transmisión impone condiciones de cargabilidad en los sistemas de potencia que los hacen trabajar en puntos de operación más cercanos a los límites de estabilidad, especialmente con respecto a voltajes y por lo tanto, en puntos de operación más cercanos a los límites de seguridad.

Un sistema de potencia, bajo condiciones de explotación dadas y sometido a una perturbación, es estable en voltaje si los valores de los voltajes de los puntos cercanos a los nodos de consumo se aproximan a valores de equilibrio después de la perturbación. El sistema entra en una inestabilidad de voltaje cuando una perturbación, tal como un aumento de la carga, o un cambio en la condición del sistema causa una caída de voltaje que es progresiva e irreparable. Hechos recientes en el mundo, como el apagón en Italia, en la ciudad de New York y sin ir tan lejos en nuestro país, demuestran lo frágiles que pueden llegar a ser los sistemas de potencia en ciertas condiciones, lo cual a su vez ha despertado una corriente de investigación en el mundo que trata de identificar de una u otra forma lo que según Kundur en su artículo "Voltage stability evaluation using modal analysis" se conoce como la proximidad y el mecanismo.

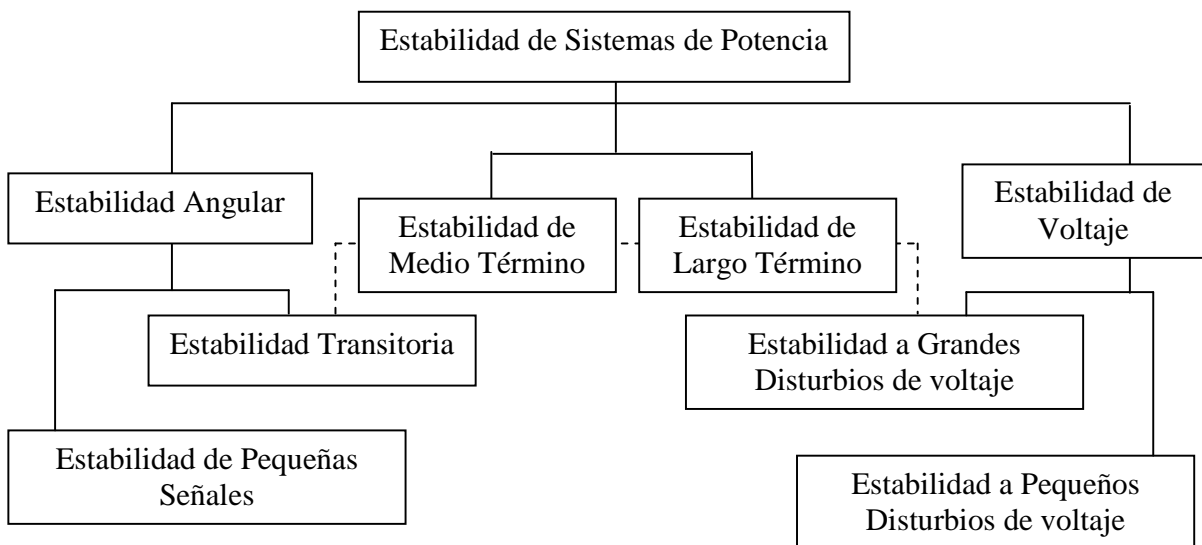
La proximidad es la cercanía que tiene un sistema de llegar a la inestabilidad, mientras que el mecanismo, trata de establecer los factores que contribuyen a que ocurra el fenómeno de inestabilidad, lo que este documento propone, es una herramienta para detectar la proximidad que tiene un sistema de potencia de llegar a la inestabilidad, utilizando el método del Flujo de Carga Continuado, que nos permite calcular un índice de cargabilidad del sistema en los puntos de mayor consumo, lo cual no es posible realizar con el método del flujo de carga, ya que, utiliza el algoritmo de Newton Rhadson, que tiene problemas de convergencia en los límites de la función.

Es bien sabido que la demanda eléctrica no sigue un patrón determinístico, por el contrario como lo plantea, V. Muzek en su paper "Stochastic Load Flow Analysis" , la curva de demanda diaria en un punto de operación, es decir, en una hora específica, presenta una variación de tipo aleatoria alrededor de ese punto de operación la cual se puede representar como una función normal con una varianza entre el 3 y el 10% de la media respectiva, es por esto, que en este trabajo se propone una metodología que nos permite calcular el riesgo probabilístico de inestabilidad de voltaje ante esas pequeñas variaciones en la carga, proponiendo un modelo de demanda que nos permite simular tanto una correlación normal entre nodos, como una correlación perfecta.

2. ESTABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA

La estabilidad en los sistemas de potencia se puede definir como la habilidad que presenta el sistema de mantener un estado de equilibrio bajo condiciones normales de operación, además, de mantenerlo al ser sometido a ciertos disturbios o pequeños cambios en las condiciones normales¹.

La inestabilidad de los sistemas de potencia a lo largo de su estudio se ha separado en dos ramas, la inestabilidad angular y la inestabilidad de voltaje, las cuales a su vez se subdividen para facilitar el estudio. A continuación se ilustra como se ramifica el estudio de la estabilidad en sistemas de potencia:



¹ Kundur, P., "Power System Stability and Control," McGraw-Hill, New York, 1994.

2.1. Estabilidad Angular

La estabilidad angular es la habilidad de las máquinas síncronas interconectadas en un sistema de potencia para mantener el sincronismo. Este problema de estabilidad es concerniente con el funcionamiento de la máquina después de una perturbación. En condiciones de estado estable, hay un equilibrio entre el torque mecánico y el torque eléctrico de cada máquina. El desbalance en el torque puede ser causado por cambios en la carga, generación o alguna otra condición de la red.

2.2. Estabilidad de Voltaje

Un sistema de potencia bajo condiciones de explotación dadas y sometido a una perturbación es estable en voltaje si los valores de los voltajes de los puntos cercanos a los nodos de consumo se aproximan a valores de equilibrio después de la perturbación. El sistema entra en una inestabilidad de voltaje cuando una perturbación, tal como un aumento de la carga, o un cambio en la condición del sistema causa una caída de voltaje que es progresiva e irreparable.

En un punto de funcionamiento dado para todos los nodos del sistema, éste es estable si el voltaje de cada nodo aumenta cuando hay una inyección de potencia reactiva en el mismo nodo. El sistema es inestable en voltaje si hay un nodo

donde el voltaje disminuye al aumentar la potencia reactiva inyectada en el nodo. De esta manera, se puede decir que la región de atracción a la estabilidad de voltaje está dada donde la sensibilidad voltaje-potencia reactiva es positiva.

Luego de una inestabilidad de voltaje, una red eléctrica sufre un colapso de voltaje si las tensiones de equilibrio, después de la perturbación, son inferiores a valores límites aceptables. El colapso de voltaje puede afectar a la totalidad del sistema o a una parte del mismo.

La inestabilidad y el colapso de voltaje son casi siempre provocados por perturbaciones mayores, como lo son, un esquema de voltajes iniciales bajos, un aumento importante de la carga, un funcionamiento próximo del límite de la capacidad de transporte de potencia, una generación alejada eléctricamente de los puntos de consumo o una insuficiencia de medios de compensación de potencia reactiva². Estas situaciones llevan a un aumento de las pérdidas de potencia en la red, a un aumento de las relaciones de transformación de los transformadores con cambiadores automáticos de Taps (LTC - Loaded Transformer Changer) y a alcanzar los límites de producción de potencia reactiva por parte de los generadores o los compensadores.

² Kundur, P., "Power System Stability and Control," McGraw-Hill, New York, 1994.

2.2.1. Estabilidad de voltaje a pequeños disturbios

Esta categoría considera pequeñas perturbaciones como el incremento de la carga. Las características de la carga y los dispositivos de control de voltaje determinan la capacidad de mantener estable el voltaje en las barras.

Este problema es normalmente estudiado usando herramientas basada en flujo de carga.

2.2.2. Estabilidad de voltaje a grandes disturbios

Aquí, el objetivo es mantener estable el voltaje en las barras después de un disturbio considerable provocado por una falla en el sistema, Esta capacidad es determinada por el sistema y las características de la carga, además de la interacción entre los diferentes dispositivos para el control del voltaje incluidos en el sistema.

La estabilidad de voltaje a grandes disturbios es típicamente estudiada en el dominio del tiempo y usando herramientas de análisis de estado-estable de sistemas dinámicos (Análisis Modal).

2.2.3. Margen de cargabilidad

Para un punto de operación en particular, la cantidad de carga adicional para atender un incremento de la misma, y pudiera causar un colapso de voltaje, es llamado margen de cargabilidad hasta el colapso de voltaje.

La carga del sistema es el parámetro que varía para determinar la forma de la curva PV característica del sistema., y el margen de cargabilidad es entonces la máxima cantidad de carga adicional que puede sostenerse hasta alcanzar los límites de estabilidad del sistema³.

Matemáticamente, el margen de cargabilidad puede establecerse como:

$$L = L_{lim} - L_0 \quad (2.1)$$

Donde, L_{lim} es la máxima corriente de carga del sistema en un límite dado y L_0 es la corriente normal de carga para un punto de operación en particular. En la figura 2.1, los márgenes de cargabilidad son identificados en una curva PV simple del sistema. En esta curva los márgenes de cargabilidad son mostrados para tres tipos de límites: Voltaje de barra (V_{lim}), Térmico (I_{lim}) y Estabilidad de Voltaje (S_{lim}).

³ F. Milano, "An Open Source Power System Analysis Toolbox," Paper accepted to the IEEE Trans. on Power Systems.

En este ejemplo “dominan” los límites de voltaje de barra porque ellos ocurren en el factor de carga más bajo, pero esto podría ser diferente para otros sistemas.

La ventaja de usar los márgenes de cargabilidad es que es posible evaluar la sensibilidad del sistema para cualquier parámetro arbitrario.

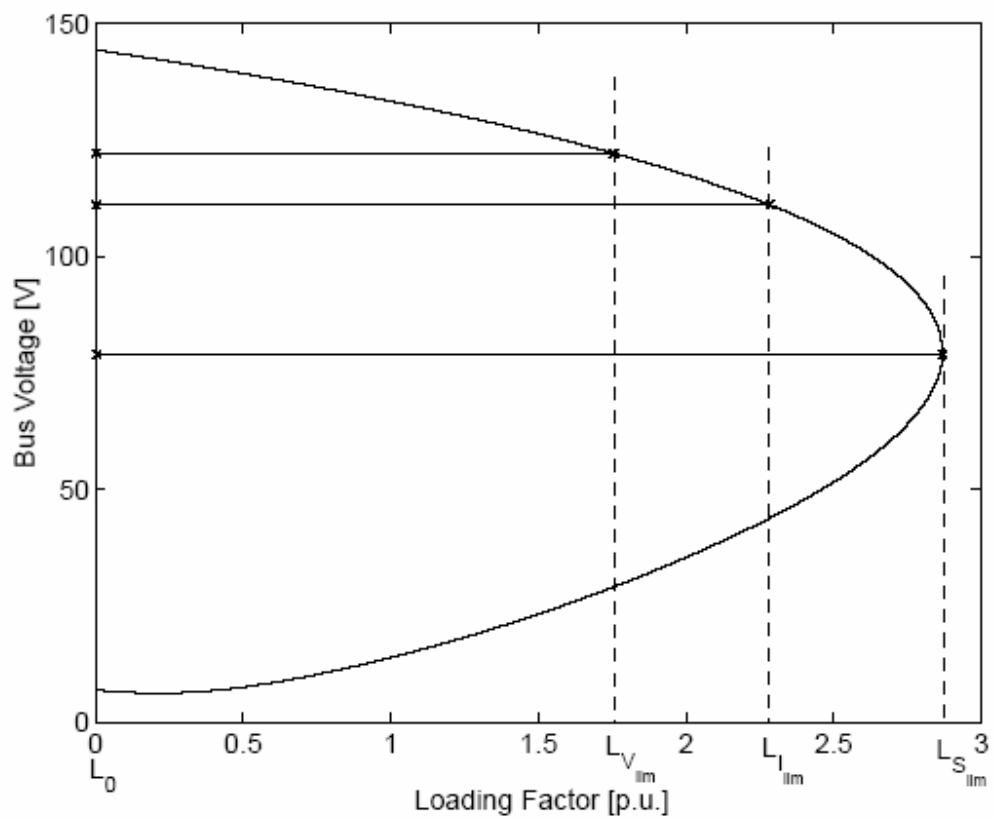


Figura 2.1. Margen de cargabilidad para un sistema simple.

2.2.4. Análisis Modal

Una de las técnicas de análisis de la estabilidad de voltaje en estado estable es el análisis modal. Esta es una técnica que puede clasificarse dentro de los métodos de análisis de sistemas dinámicos pero no corresponde a simulaciones en el tiempo.

El análisis modal de voltaje se fundamenta en el cálculo de los valores propios de la matriz Jacobiana reducida, la cual relaciona en forma lineal la potencia reactiva inyectada en la red con los voltajes de los nodos. El método modal se emplea para determinar las áreas más débiles del sistema con respecto a la estabilidad de voltaje y para obtener información con respecto a los mecanismos de la inestabilidad de voltaje por medio del cálculo de factores de participación.

Los factores de participación muestran la influencia de cada nodo sobre los modos de oscilación y muestran la influencia modal de los diferentes elementos de la red (generadores, líneas, transformadores).

3. FLUJO DE CARGA CONTINUADO

Cuando se define un punto de operación del sistema, se debe estudiar la capacidad del mismo para mantener unas condiciones de operación estables bajo la presencia de pequeñas y grandes perturbaciones.

El Flujo de Carga Continuo o CPF por sus siglas en ingles (Continuation Power Flow), es un método establecido para calcular la máxima capacidad de carga de un sistema, y es típicamente usado para encontrar el margen de cargabilidad para un sistema, como se ilustra en la figura 2.1. El método asume que la variación de los parámetros de Potencia Activa y Reactiva son los principales contribuyentes que conducen al flujo de carga Jacobiano a la singularidad (punto donde la función no está bien definida o tiende a infinito) y así a un colapso de voltaje. La técnica introduce un parámetro escalar ξ el cual es incrementado en pasos discretos, la solución del flujo de carga se encuentra en cada etapa. El método del CPF implica un algoritmo predictor-corrector para facilitar la convergencia de los procesos de solución.

Matemáticamente, las ecuaciones básicas del flujo de carga del sistema son representadas por las siguientes ecuaciones no-lineales:

$$P_{Gi} - P_{Li} - \sum_{j=1}^N V_i V_j [G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)] = 0 \quad (3.1)$$

$$Q_{Gi} - Q_{Li} - \sum_{j=1}^N V_i V_j [G_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] = 0 \quad (3.2)$$

Donde P_G y Q_G representan la potencia real y reactiva inyectada por la barra de generación en una barra cualquiera i ; P_L y Q_L representan la potencia real y reactiva inyectada en la barra de carga; G y B son las componentes real e imaginaria de la matriz del bus de admitancia; V y δ representan los voltajes y sus ángulos en las barras. Si se asumen modelos de carga constante y se permiten cambios, entonces los cambios en las potencias del bus de carga en función de ξ son los siguientes⁴:

$$P_{Li} = P_{L_{0i}} + \xi \Delta P_{Li} \quad (3.3)$$

$$Q_{Li} = Q_{L_{0i}} + \xi \Delta Q_{Li} \quad (3.4)$$

donde P_0 y Q_0 son las potencias activa y reactiva básicas en la barra i ; ΔP y ΔQ forman el vector de dirección de cambio de la carga el cual incluye los efectos de toda las transacciones en el sistema.

⁴ F. Milano, "An Open Source Power System Analysis Toolbox," Paper accepted to the IEEE Trans. on Power Systems.

Los generadores asumen los requerimientos de la carga de acuerdo a los cambios de su programación (ΔP_G), en respuesta a las condiciones del mercado. Una potencia base, $P_{G_{0i}}$, y un factor de participación, k_{G_i} , representan una barra slack distribuida que incluye al sistema las perdidas generadas por estos cambios:

$$P_{G_i} = P_{G_{0i}} + \Delta P_i(\xi + k_{G_i}) \quad (3.5)$$

El procedimiento básico del Flujo de carga continuado se ilustra en la figura 3.1. Este procedimiento permite la evaluación de un perfil PV completo para un sistema donde el término “límite” está relacionado con límites de voltajes en una barra, límites térmicos, SNB Saddle-node Bifurcation o SLIB Saddle Limit-induced Bifurcation⁵.

3.1. Etapa de predicción

En la etapa de predicción, la técnica del flujo de carga continuado procura conjeturar acerca de la solución del siguiente incremento de ξ . Esta predicción esta basada en el vector tangente a la trayectoria de la solución evaluada en la solución actual. El vector dirección, Δz_1 , en el punto de equilibrio (z_1, λ_1) puede ser hallado, dado que $F(z_1, \lambda_1)=0$, entonces:

⁵ Abed E.H, Hamdan A.M, Alexande J.C, 1993 Dynamical Bifurcations in power systems exhibiting a voltage collapse.

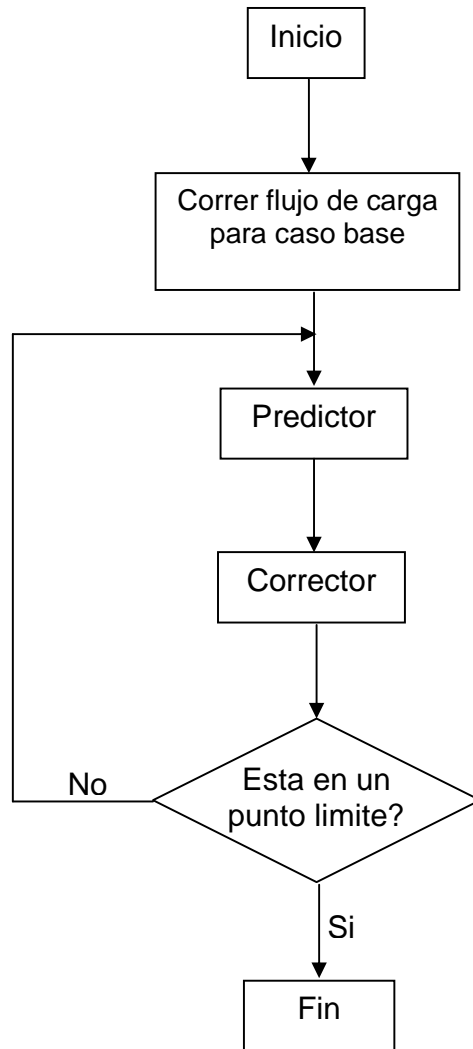


Figura 3.1 Procedimiento para encontrar el margen de cargabilidad usando el flujo de carga continuado.

$$\frac{dF}{d\lambda}(z_1, \lambda_1) = D_z(z_1, \lambda_1) \frac{dz}{d\lambda_1} + \frac{\partial F}{\partial \lambda_1} = 0 \quad (3.6)$$

$$\frac{dz}{d\lambda_1} = -[D_z F|_1]^{-1} \frac{\partial F}{\partial \lambda_1} \quad (3.7)$$

Entonces dado un escalar positivo, α :

$$\Delta\lambda_1 = \frac{\alpha}{\|dz/d\lambda_1\|} \quad (3.8)$$

Con lo que el vector dirección queda definido como:

$$\Delta z_1 = \Delta\lambda_1 \frac{dz}{d\lambda_1} \quad (3.9)$$

La solución para la siguiente iteración será entonces $(z'_2, \lambda'_2) = (z_1 + \Delta z_1, \lambda_1 + \Delta\lambda_1)$.

Es posible que el proceso completo de solución se haga demasiado extenso si α se selecciona demasiado pequeño. Igualmente, si α es demasiado grande, esto podría acarrear problemas. Por lo tanto, es común elegir un $\alpha=1$, y luego implementar un algoritmo step-cutting (paso a paso) para reducir la longitud de paso ya que el proceso se acerca al punto de bifurcación e inestabilidad.

3.2. Etapa de Corrección

El propósito de la etapa de corrección es calcular (z_2, λ_2) a partir de (z'_2, λ'_2) . En esta etapa, el sistema original de ecuaciones de flujo de carga es aumentado, en una de las técnicas usadas, con un vector perpendicular a la tangente que intersecta la curva PV:

$$F(z, \lambda) = 0 \quad (3.10)$$

$$\Delta z_1^T (z - z'_2) + \Delta \lambda_1^T (\lambda - \lambda'_2) = 0 \quad (3.11)$$

Donde, la ecuación 3.10 es el sistema original de ecuaciones de flujo de carga, y 3.11 es el vector perpendicular que intercepta la curva PV. La solución a este sistema de ecuaciones es (z_2, λ_2) . El procedimiento del Flujo de carga continuado se ilustra en la figura 3.2 para un SNB; además se indica las etapas de predicción y corrección.

Como se mencionó anteriormente, en ciertas etapas del procedimiento del Flujo de carga continuado, es usualmente necesario usar "step-cutting" para encontrar un punto de solución. Así si la longitud de Δz_1 en la etapa de predicción es muy grande, entonces el corrector perpendicular podría no interceptar la curva PV. En tales casos, es necesario reducir sistemáticamente α en la ecuación 3.8 hasta que

una solución pueda ser encontrada. Esta técnica hace posible detectar el SNB o SLIB y seguir la curva PV completamente.

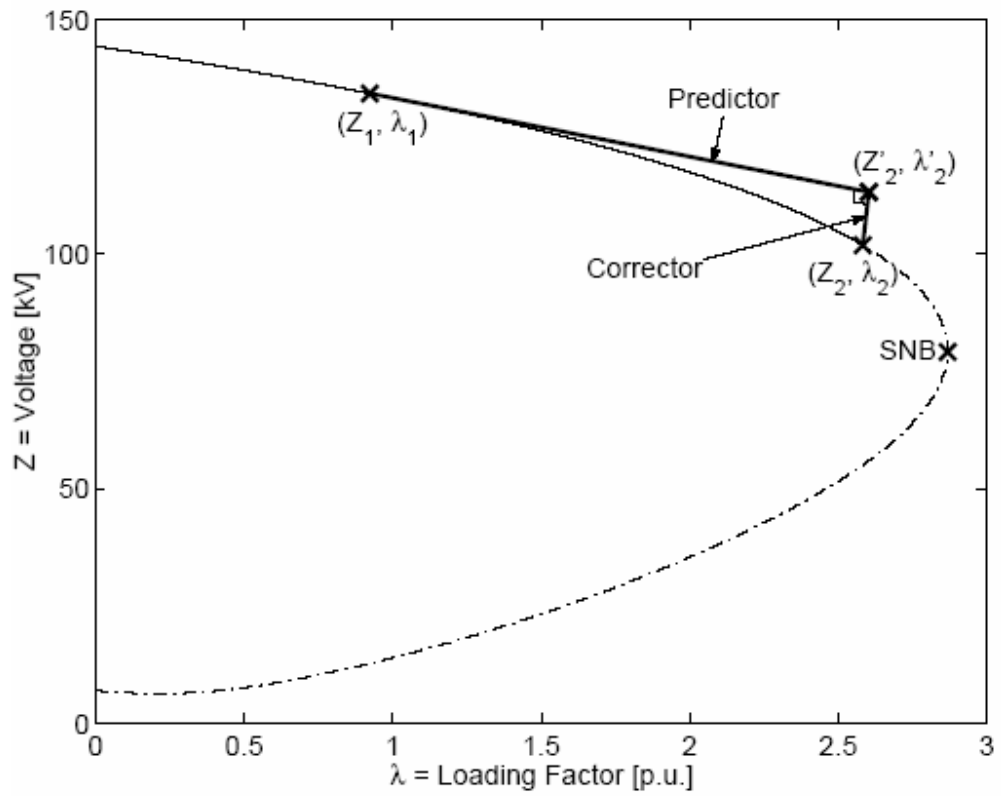


Figura 3.2. Etapas de predicción y corrección en el CPF.

4. MODELO PROBABILISTICO DE LA DEMANDA

4.1. Modelo de la demanda

El modelo de carga usado es el probabilístico⁶, el cual considera que la distribución de los datos de entrada y su dependencia o independencia mutua tiene un impacto sobre la selección del método para el análisis de flujo de carga estocástico. Para efecto de este trabajo consideraremos una distribución de probabilidad de carga normal, de tal forma que la función densidad de probabilidad viene dada por:

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad (4.1)$$

Donde, la media esta representada como μ y la varianza σ^2 , La generación la consideraremos constante ya que para propósitos de proyección del comportamiento de un sistema de potencia en el sistema eléctrico colombiano, para un despacho determinado, se considera constante la generación en un período de una hora.

Según [6], las desviaciones estándar de las distribuciones normales de las cargas están en el orden de 2,5 y 3,5%, la cual usaremos en nuestras simulaciones.

⁶ Voršič, V. Muzek and G. Škerbinek, "Stochastic Load Flow Analysis," IEEE CH2964-5/91/-1445, 1991

Consideraremos tres casos de correlación mutua entre cargas: Primero correlación perfecta, donde el factor de correlación entre las cargas de todos los nodos es uno, luego no correlacionadas, donde no existe ninguna relación entre la potencia de los nodos de carga, y correlacionadas, en la que existe alguna relación entre las cargas consideradas, expresadas todas, como coeficientes de correlación entre 0 y 1.

Este último caso permite considerar las zonas de carga, que son grupos de nodos de carga con comportamiento similar debido entre otros a sus similares condiciones climáticas, económicas, sociales, etcétera. Los nodos de carga intragrupos se encuentran más correlacionados entre si, que la correlación intergrupos.

Con el objetivo de modelar la carga de acuerdo a los tres modos de correlación entre los nodos planteados anteriormente utilizaremos una transformación lineal entre dos variables gaussianas:

Partimos de una matriz C_X de correlación entre nodos:

C_X : Matriz de Correlación.

σ : Matriz de desviaciones estándar.

Calculamos la matriz de Covarianzas de X

$$K_X = \sigma \cdot C_X \cdot \sigma' \quad (4.2)$$

Teniendo la matriz de covarianzas de X podemos encontrar la transformación $Y=AX$ de la siguiente forma:

Calculamos los valores y vectores propios de K_X .

$$\det(\lambda I - K_X) = 0 \quad (4.3)$$

$$K_X V = \lambda V \quad (4.4)$$

Obteniendo así, la matriz modal M, y la matriz diagonal Z de valores propios, con la cual se hace lo siguiente:

$$Z = \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{\lambda}} & 0 & 0 \\ 0 & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{\sqrt{\lambda}} \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

De donde sale la matriz A que diagonaliza a K_Y .

$$A = Z' \cdot M' \quad (4.6)$$

Finalmente podemos calcular la media y la matriz de covarianza del vector Y.

$$\eta_X = A \cdot \eta_Y \quad (4.7)$$

$$K_Y = A \cdot K_X \cdot A' \quad (4.8)$$

Dado que el software a utilizar genera vectores de números aleatorios de componentes independientes entre sí, debemos hacer uso de la transformación

anterior para obtener un vector aleatorio con componentes generalmente correlacionadas.

5. DESPACHO Y VARIACIÓN HORARIA DE LA CARGA

La demanda eléctrica es muy variable a lo largo de los años, los meses, los días e incluso las horas. Con datos históricos es posible determinar a través de estadísticas, cual será el valor esperado de demanda hora a hora durante el día, lo cual se hace necesario para establecer una condición de planeamiento operativo.

Con el objetivo de realizar un planeamiento operativo se necesita realizar la variación horaria de la demanda eléctrica, para obtener la probabilidad de inestabilidad en cada hora.

Se considera que los nodos de carga del sistema se comportan de acuerdo a la figura 5.1, por lo que la demanda total diaria obedece a la misma variación.

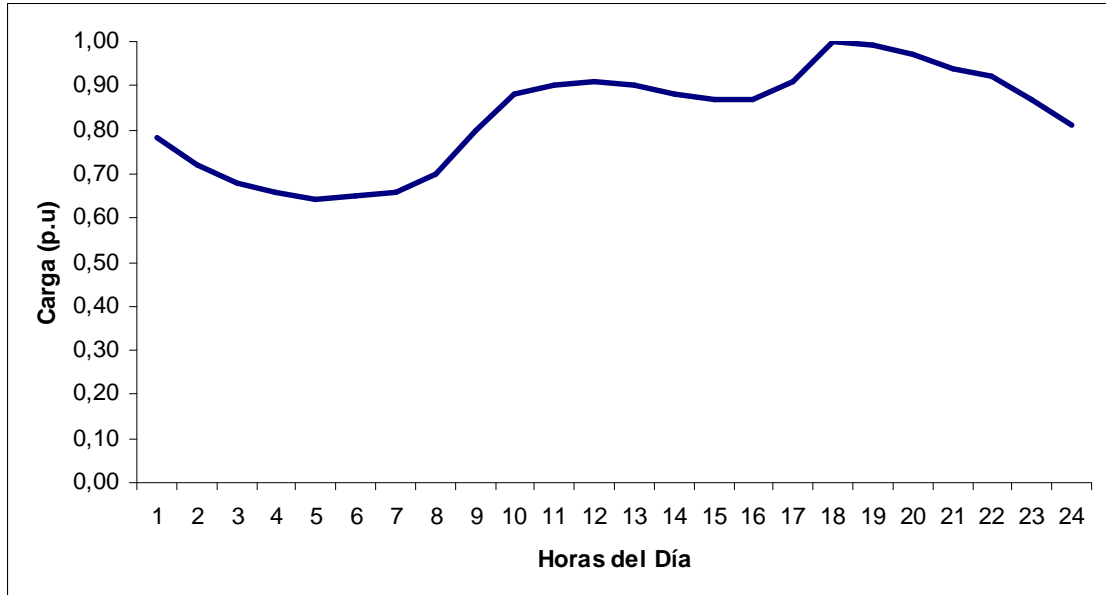


Figura 5.1. Variación Horaria de la Carga.

5.1 Despacho Sistemas de Prueba.

El planeamiento operativo de la generación fue desarrollado simulando una operación de despacho similar al centro nacional de despacho (CND) donde se selecciona un orden de despacho de acuerdo al precio del Mega Vatio generado, el cual se le da a las plantas generadoras de acuerdo a la tecnología que utilicen y donde el generador Slack controla lo que falte o sobre de los Mega Vatios generados.

La validación de esta metodología se realizó en los sistemas New England 39 nodos e IEEE-118 nodos.

5.1.1 Despacho Sistema New England 39 nodos

El orden de mérito de los generadores en el sistema New England se muestra en la siguiente tabla.

Orden	Nodo	Potencia	Unidades de G.	Costos(\$)
G2	32	6,5 MW	4 of 200 MW	4,9
G3	33	6,32 MW	4 of 200 MW	4,9
G4	34	5,08 MW	3 of 200 MW	4,9
G9	39	10 MW	5 of 200 MW	4,9
G5	35	6,5 MW	4 of 200 MW	4,9
G7	37	5,4 MW	3 of 200 MW	5,25
G8	38	8,3 MW	5 of 200 MW	5,3
G6	36	5,6 MW	3 of 200 MW	5,4
G1	30	2,5 MW	3 of 120 MW	5,8

Tabla 1. Orden de Merito de Generadores Sistema New England.

Para facilitar el estudio solo se tomaron dos tipos de tecnologías, los generadores hidráulicos y térmicos con Fuel Oil. La figura 5.2. Muestra el diagrama unifilar del sistema New England.

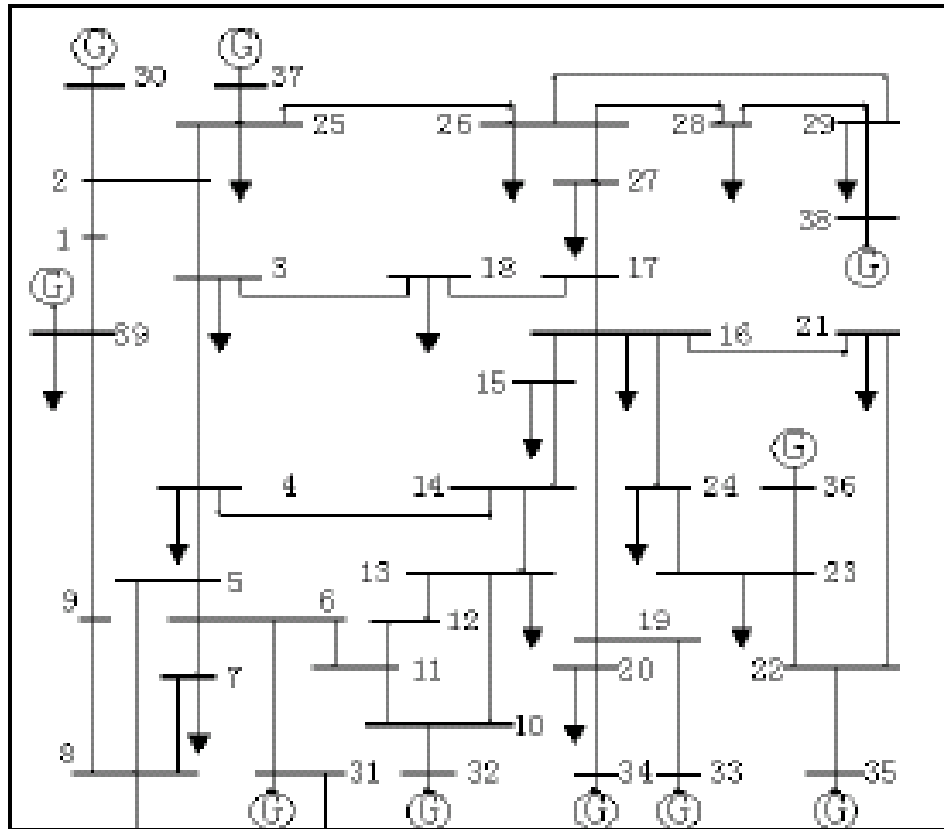


Figura 5.2. Diagrama Unifilar del Sistema New England.

Como se puede observar en la figura 5.2 el grueso de la generación se encuentra en la parte de abajo en los nodos 32, 34, 33, 31 y el nodo 39 que es una planta hidráulica de 1000 MW.

De acuerdo a lo anterior se genera la siguiente orden de mérito.

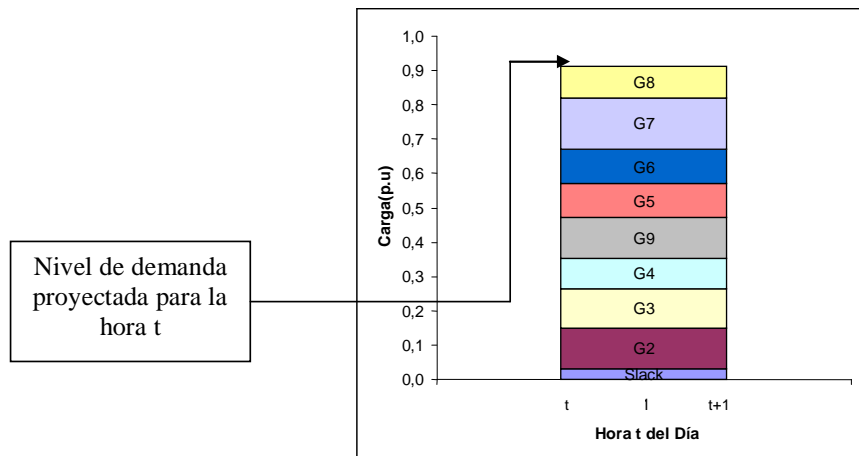


Figura 5.3. Orden de merito Hora t.

El despacho realizado para suplir la curva de demanda mostrada en la figura 5.1.

Se muestra en la siguiente tabla.

TIME	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8	G9
12-1	OUT	IN	IN	IN	IN	IN	IN	IN	IN
1-2	OUT	IN	IN	IN	IN	OUT	IN	IN	IN
2-3	OUT	IN	IN	IN	IN	OUT	IN	IN	IN
3-4	OUT	IN	IN	IN	IN	OUT	IN	IN	IN
4-5	OUT	IN	IN	IN	IN	OUT	IN	IN	IN
5-6	OUT	IN	IN	IN	IN	OUT	IN	IN	IN
6-7	OUT	IN	IN	IN	IN	OUT	IN	IN	IN
7-8	OUT	IN	IN	IN	IN	OUT	IN	IN	IN
8-9	OUT	IN	IN	IN	IN	IN	IN	IN	IN
9-10	OUT	IN	IN	IN	IN	IN	IN	IN	IN
10-11	OUT	IN	IN	IN	IN	IN	IN	IN	IN
11-12	OUT	IN	IN	IN	IN	IN	IN	IN	IN
12-13	OUT	IN	IN	IN	IN	IN	IN	IN	IN
13-14	OUT	IN	IN	IN	IN	IN	IN	IN	IN
14-15	OUT	IN	IN	IN	IN	IN	IN	IN	IN
15-16	OUT	IN	IN	IN	IN	IN	IN	IN	IN
16-17	OUT	IN	IN	IN	IN	IN	IN	IN	IN
17-18	IN	IN	IN	IN	IN	IN	IN	IN	IN
18-19	IN	IN	IN	IN	IN	IN	IN	IN	IN
19-20	IN	IN	IN	IN	IN	IN	IN	IN	IN
20-21	IN	IN	IN	IN	IN	IN	IN	IN	IN
21-22	IN	IN	IN	IN	IN	IN	IN	IN	IN
22-23	OUT	IN	IN	IN	IN	IN	IN	IN	IN
23-24	OUT	IN	IN	IN	IN	IN	IN	IN	OUT
Bus	30	32	33	34	35	36	37	38	39

Tabla 2. Planeamiento operativo Hora-Hora de la Generación

5.1.2 Sistema IEEE-118 Nodos

El sistema IEEE-118 nodos fue tomado de la página Web de la Universidad de Washington la cual permite que se descarguen los sistemas de prueba gratuitamente para investigación.

La siguiente figura muestra el diagrama unifilar del sistema IEEE-118 nodos.

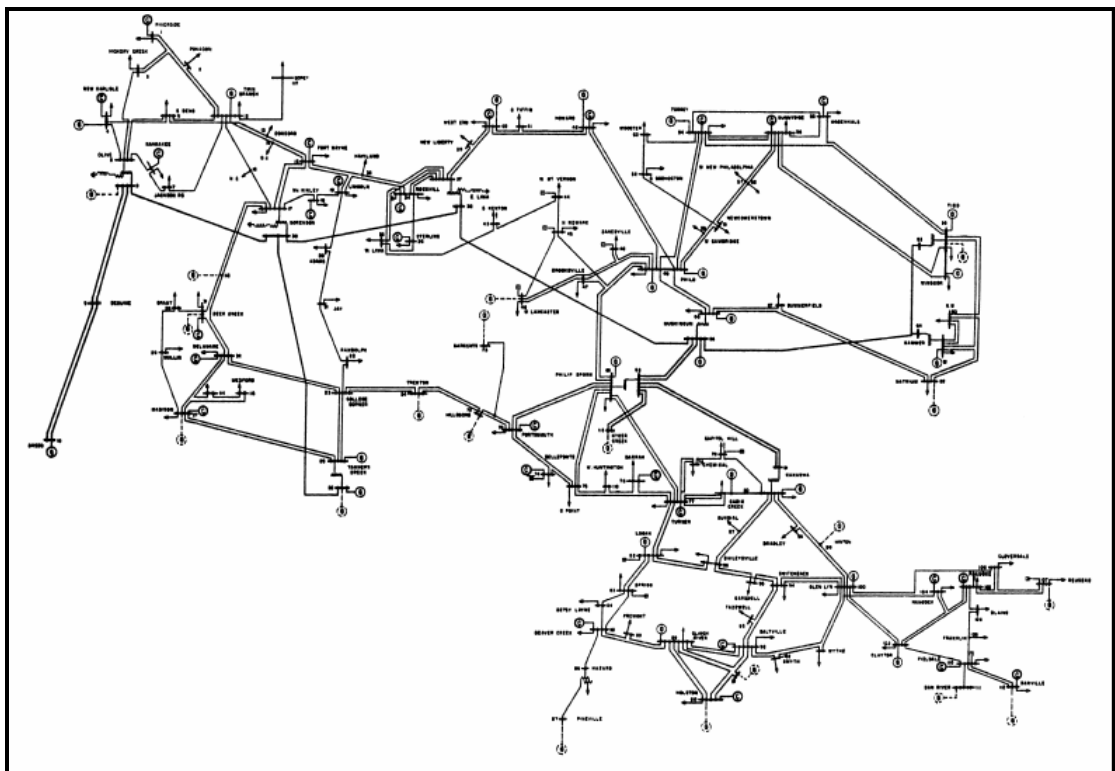


Figura 5.4. Diagrama Unifilar Sistema IEEE-118 Nodos.

El sistema IEEE-118 nodos tiene el grueso de la generación en la parte inferior derecha (figura 5.4) donde se encuentran los generadores Hidráulicos de más alta generación.

6 DESARROLLO DE LA METODOLOGIA DE SIMULACION DE MONTECARLO

6.1 Algoritmo de Simulación

Para este trabajo utilizamos el programa PSAT (Power System Analysis Toolbox), de Ph.D. Federico Milano de la Universidad de Waterloo, el cual se ejecuta bajo MATLAB y es una herramienta interesante, ya que permite calcular fácilmente los valores propios y factores de participación de la matriz de estados.

Con el objetivo de medir el impacto probabilístico de la demanda eléctrica en el análisis de estabilidad de voltaje se realizó un algoritmo de simulación donde básicamente se utiliza la técnica de simulación de Monte-Carlo, la cual es útil para calcular una función de pertenencia del índice de cargabilidad y de esta forma poder obtener los parámetros estadísticos del mismo.

El riesgo de inestabilidad consiste en la probabilidad que tiene el índice de cargabilidad de llegar a un valor de cero, lo cual indica, la probabilidad de que el sistema ya se encuentra en la zona de inestabilidad.

El algoritmo de simulación es el mostrado en la figura 6.1 y se explica como sigue:

1. **Condición Inicial:** El algoritmo parte de un caso base determinístico alrededor del cual se introduce la aleatoriedad, estas condiciones iniciales pertenecen a este caso base y son necesarias para iniciar el programa PSAT.
2. **Correr Flujo de Carga:** Este paso es necesario para inicializar las variables como lo son los vectores de estados, variables dinámicas, potencias activas y reactivas de los sistemas de prueba, Etcétera.
3. **Inicializar Variables:** Se deben inicializar las variables que nos permiten hacer iterativo el flujo de carga, además las que intervienen en el cálculo de los valores propios.
4. **Modelo de Demanda:** Se introduce el modelo de demanda explicado en el capítulo 4.
5. **Generación de Números Aleatorios:** Consiste en generar números aleatorios con una varianza predeterminada y con un valor medio igual a los valores de potencia del caso base.
6. **Correr Flujo de Carga:** Después de generar los números aleatorios se corre el flujo de carga para que cambien las condiciones iniciales y así poder medir el impacto de la variación de la demanda en los modos propios.

- 7. Correr CPF:** Se utiliza el flujo de carga continuado para calcular el índice de cargabilidad.
- 8. Cálculo del Índice de Cargabilidad:** Se calcula el índice de cargabilidad por medio del programa PSAT y se almacenan en una matriz.
- 9. Cálculo de los Parámetros Estadísticos:** Consiste en calcular la media y la varianza del índice de cargabilidad y así calcular su función de densidad.
- 10. Estimador:** El estimador se utiliza para saber cuantas simulaciones se deben realizar hasta que exista una convergencia, para esto se escoge un error permisible y se realizan un número de iteraciones tal, que cuando el estimador, que para nuestro caso es el inverso de raíz cuadrada de la desviación estándar, sea igual o menor que el error, detiene al programa indicando que existe convergencia.
- 11. Inicializar las Variables:** Se inicializan nuevamente las variables para poder utilizar nuevamente el programa PSAT ya sea para otra aplicación o la misma.

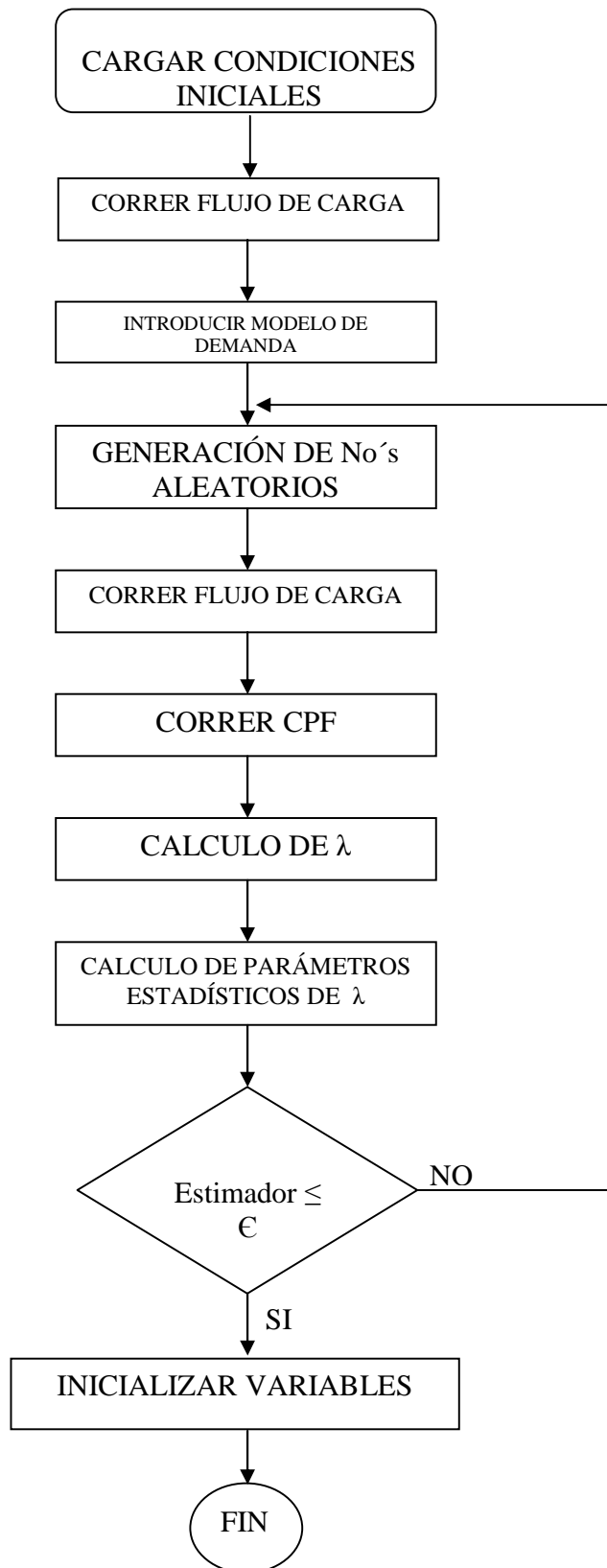


Figura 6.1. Diagrama de Flujo Algoritmo de la Simulación de Montecarlo

7 APLICACIÓN 24 HORAS EN SISTEMAS DE PRUEBA

Como se mencionó anteriormente la metodología se probó en los sistemas New England de 39 nodos y el sistema IEEE-118 nodos obteniendo los siguientes resultados.

7.1. Sistema New England

Se consideraron las siguientes características en el sistema:

- ❖ Cada carga se modela como una función de probabilidad normal con media igual al caso base y coeficiente de correlación (σ/μ) de 10%.
- ❖ Todos los nodos de carga tienen una correlación de 0.6.
- ❖ Cualquier variación de la carga se realiza conservando el factor de potencia de los nodos.
- ❖ La demanda máxima del sistema se aumentó al 10%.

El riesgo de inestabilidad se mide como la probabilidad de $\lambda \leq 0$, lo cual, indicaría que el sistema ya está en zona de inestabilidad.

La probabilidad de riesgo de inestabilidad de voltaje para cada hora se muestra en la Tabla número 3 “Riesgo de inestabilidad de voltaje hora-hora sistema New England”.

Hora	$\mu(\lambda)$	$\sigma(\lambda)$	Riesgo
0-1	2.241	0,80	0,25%
1-2	2.241	0,1	1,57E-11
2-3	2.241	0,05	0,00%
3-4	2.241	1,20	3,00%
4-5	2.241	1,24	3,50%
5-6	2.241	1,19	3,02%
6-7	2.241	1,21	3,22%
7-8	2.241	0,02	0,00%
8-9	2.241	0,98	1,10%
9-10	2.241	1,03	1,50%
10-11	2.241	1,09	1,90%
11-12	2.241	1,13	2,35%
12-13	2.241	1,12	2,22%
13-14	2.241	0,94	0,84%
14-15	2.241	0,94	0,87%
15-16	2.241	0,94	0,84%
16-17	2.241	1,23	3,43%
17-18	2.241	1,30	4,20%
18-19	2.241	1,40	5,47%
19-20	2.241	1,23	3,40%
20-21	2.241	1,29	4,12%
21-22	2.241	1,28	4,00%
22-23	2.241	0,92	0,74%
23-24	2.241	0,93	0,80%

Tabla 3. Riesgo de inestabilidad de voltaje hora-hora sistema New England.

7.2. Sistema IEEE-118 Nodos

Se consideraron las siguientes características en el sistema:

- ❖ Cada carga se modela como una fdp normal con media igual al caso base y coeficiente de correlación (σ/μ) de 10%.
- ❖ Todos los nodos de carga tienen una correlación de 0.6.
- ❖ Cualquier variación de la carga se realiza conservando el factor de potencia de los nodos.
- ❖ La demanda máxima del sistema se aumentó al 20%.

El riesgo de inestabilidad se mide como la probabilidad de $\lambda \leq 0$, lo cual, nos indicaría que el sistema ya está en zona de inestabilidad.

La probabilidad de riesgo de inestabilidad de voltaje para cada hora se muestra en la Tabla número 4.

Hora	$\mu(\lambda)$	$\sigma(\lambda)$	Riesgo
0-1	2.1989	0,63	0,0241%
1-2	2.1989	0,075	0,0000%
2-3	2.1989	0,35	0,0002%
3-4	2.1989	1,07	1,9937%
4-5	2.1989	1,36	5,2957%
5-6	2.1989	1,43	6,2062%
6-7	2.1989	1,18	3,1198%
7-8	2.1989	0,32	0,0000%
8-9	2.1989	1,14	2,6874%
9-10	2.1989	0,97	1,1698%
10-11	2.1989	0,94	0,9661%
11-12	2.1989	0,94	0,9661%
12-13	2.1989	0,89	0,6743%
13-14	2.1989	0,97	1,1698%
14-15	2.1989	0,92	0,8422%
15-16	2.1989	0,95	1,0317%
16-17	2.1989	1,50	7,1333%
17-18	2.1989	1,56	7,9336%
18-19	2.1989	1,72	10,0550%
19-20	2.1989	1,32	4,7873%
20-21	2.1989	1,35	5,1676%
21-22	2.1989	1,46	6,6021%
22-23	2.1989	1,18	3,1198%
23-24	2.1989	1,19	3,2315%

Tabla 4. Riesgo de inestabilidad de voltaje hora-hora sistema IEEE-118.

Comparando los resultados mostrados en las tablas 3 y 4 se puede observar que el sistema IEEE 118 nodos esta más próximo a la inestabilidad, que el sistema New England, esto se debe más que todo a la topología del sistema, ya que, el sistema IEEE 118 presenta el fuerte de su generación ubicado en el sector sur, lo cual crea problemas de regulación en el sector norte, haciendo frágil el sistema.

De la misma forma según los resultados mostrados se observa que el riesgo de inestabilidad es dependiente del despacho, ya que, presenta altas probabilidades tanto en las horas pico, como en las horas de bajo consumo, donde hay menos generadores y por ende menos generación de reactivos, lo cual hace que el sistema se aproxime al colapso.

CONCLUSIONES

El método del flujo de carga continuado es una herramienta muy útil, la cual permite simular los sistemas en un punto de estrés bastante alto con lo cual se determina como se comportan los sistemas antes las mencionadas condiciones y permiten organizar una mejor planeación del despacho, el cual según los resultados es de vital influencia para determinar el riesgo de inestabilidad.

Los resultados muestran que la metodología aquí planteada es un indicador de riesgo consistente e importante ya que, se apreció como en los sistemas con una cargabilidad alta el riesgo de inestabilidad era menor, lo cual es absolutamente lógico y concuerda con los resultados esperados.

Es importante señalar que este tipo de estudios son muy acertados ya que brindan una respuesta real acerca de los sistemas de potencia y permiten saber cuanto se puede realmente estresar los sistemas sin que estos lleguen a sufrir una inestabilidad a causa del aumento de la demanda.

El planeamiento operativo “day ahead” consiste simplemente en evaluar el estado del sistema para cada hora del día siguiente a la planeación, estableciendo las unidades de generación necesarias para que suplan cada hora la respectiva demanda horaria. De acuerdo a lo anterior en cada hora de planeamiento se debe

analizar el riesgo de operación del sistema, considerando las unidades de generación en operación constante de acuerdo al funcionamiento del Mercado Eléctrico Colombiano.

La naturaleza probabilística de las cargas de un sistema puede definir parámetros que están relacionados con el riesgo de inestabilidad, ya que intrínsecamente definen una naturaleza probabilística al índice de cargabilidad.

Así, se puede evaluar el efecto probabilístico que tiene el considerar las cargas como variables aleatorias independientes, parcialmente correlacionadas o perfectamente correlacionadas. A medida que aumenta la correlación cruzada en un sistema altamente cargado (como el de New England) aumenta el riesgo de inestabilidad.

8 BIBLIOGRAFIA

- [1] Kundur, P.: *Power System Stability and Control*, Mc Graw Hill, New York, 1994.
- [2] E. Ruiz, A. Torres, "Estudio de Pequeña Señal En El Sistema Eléctrico Colombiano", Universidad de Los Andes, Bogota, 2002.
- [3] Singhvi, Vikas, "Small Signal Stability Of An Unregulated Power System", Mississippi State University, Diciembre 2002.
- [4] B. Gao, G. K. Morison, and P. Kundur, "*Voltage Stability Evaluation Using Modal Analysis*," IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 7, No. 4, November 1992, pp. 1529-1542.
- [5] J. Voršič, V. Muzek and G. Škerbinek, "Stochastic Load Flow Analysis," IEEE CH2964-5/91/-1445, 1991.
- [6] C. Su, "*Probabilistic Load Flow Computation Using Point Estimate Method*". IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, No 4, November 2005.
- [7] A. Torres, *Probabilidad, Variables Aleatorias, Confiabilidad y Procesos Estocásticos*, Notas de Clase, Universidad de Los Andes, 2002.
- [8] F. Milano, "An Open Source Power System Analysis Toolbox," Paper accepted to the IEEE Trans. on Power Systems.