

01170

FACULTAD DE INGENIERIA

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO

SECCION ELECTRICA



UNIVERSIDAD NACIONAL
INGENIERIA

ANALISIS DE SEGURIDAD EN ESTADO ESTABLE
EN SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

T E S I S

que presenta

RICARDO LARA LOPEZ

para obtener el grado de

MAESTRO EN INGENIERIA

(Sistemas Eléctricos de Potencia)

CREDITOS ASIGNADOS A LA TESIS 11

J U R A D O

ING. RAFAEL CRISTERNA OCAMPO

DR. FLORENCIO ABOYTES GARCIA

ING. RAFAEL GUERRERO CEPEDA

DR. EDUARDO ARRIOLA VALDES

M. EN C. FAUSTINO LARA NUÑEZ

01170
1982

EL COORDINADOR LA SECCION EL SECRETARIO ACADEMICO

Dr. Eduardo Arriola Valdes M. en I. Sergio Tirado Ledesma

Cd. Universitaria México, D.F. 20 de julio de 1982

TESIS CON
FALSA FECHA



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

INTRODUCCION

I.1 Panorama general	1
I.2 Relación entre estudios de flujos y análisis de contingencias.	3
I.3 Descripción histórica.	3
I.4 Descripción del contenido de la tesis.	6
I.5 Contribuciones.	8

CAPITULO I: UN ENFOQUE DIFERENTE AL PROBLEMA DE FLUJOS
DESACOPLADOS.

1.1 Introducción	9
1.2 Desacoplamiento de variables	10
1.3 Términos dominantes	15
1.4 Ecuaciones desacopladas	19
1.5 Comparación de formulaciones relevantes	21
1.6 Comentarios sobre convergencia	23

CAPITULO II: ANALISIS DE CONTINGENCIAS EN SISTEMAS LINEALES.

2.1 Introducción	25
2.2 Algoritmos de solución	25
2.3 Modelo lineal de potencia real	26
2.4 Método de compensación	27
2.4.1 Contingencia de una línea (Planteamiento 1)	27
2.4.2 Contingencia de una línea (Planteamiento 2)	32
2.4.3 Contingencia de dos líneas (Planteamiento 2)	36
2.4.4 Contingencia de dos líneas (Planteamiento 3)	43

CAPITULO III: ESTUDIO DE CONTINGENCIAS EN SISTEMAS
DE POTENCIA

3.1 Introducción	50
3.2 Análisis no lineal de contingencias	52
3.3 Ecuaciones desacopladas de potencia activa y reactiva	53

	Página
3.4 Cambios de configuración	54
3.5 Cambios múltiples de configuración	57
3.6 Alternativas de solución	60
3.7 Salida de transformadores	63
3.8 Cambios de generación y carga	63
3.9 Distribución con factores económicos	65
3.10 Control de voltaje	66
3.11 Límites de reactivos	67
3.12 Simulación de contingencias en el nodo compensador	68
CAPITULO IV: PRESENTACION Y ANALISIS DE RESULTADOS EN ESTUDIOS DE CONTINGENCIAS.	
4.1 Introducción	70
4.2 Reporte de contingencias	70
4.3 Indices de severidad	71
4.4 Porcentaje de violación	74
4.5 Resultados en sistemas de prueba	74
CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES PARA FUTURAS INVESTIGACIONES	
5.1 Conclusiones	83
5.2 Recomendaciones	85
APENDICE A: EJEMPLOS ILUSTRATIVOS DE LA SIMULACION DE CONTINGENCIAS	87
APENDICE B: DIAGRAMAS UNIFILARES Y DATOS DE LOS SISTEMAS DE PRUEBA	98
APENDICE C: ARTICULOS PRESENTADOS EN CONGRESOS	118
BIBLIOGRAFIA	133

INTRODUCCION

I.1 Panorama general

Un análisis de seguridad en estado estable en sistemas eléctricos de potencia requiere definir en forma precisa el concepto de seguridad y no en forma subjetiva como normalmente se hace. La seguridad de un sistema eléctrico se determina en base a una referencia o estándar de seguridad, el cual está determinado en cada compañía eléctrica por su política de operación o planificación del sistema. El estándar está constituido por un conjunto de contingencias con cierta probabilidad de ocurrencia, las cuales se simulan y se observan sus consecuencias en el sistema eléctrico. En general los sistemas de potencia tienen un estándar de seguridad que incluye, como mínimo, contingencias tales como:

- i) Salida sencilla de líneas o transformadores
- ii) Salida sencilla de unidades generadoras
- iii) Falla trifásica sencilla

A cada elemento de este conjunto de contingencias se puede añadir otro disturbio, con lo cual se podría establecer un estándar de seguridad muy estricto que incluyera contingencias dobles y triples.

El sistema de potencia será seguro si soporta todas las contingencias en el estándar de seguridad sin incurrir en estados de operación de emergencia¹¹⁻¹² esta situación se tendrá cuando existan violaciones de los límites operativos de los componentes del sistema eléctrico. Por otro lado el sistema será inseguro si al menos una contingencia en el estándar de seguridad produce una situación de emergencia.

Aun tomando en consideración este marco de referencia es necesario determinar el nivel de inseguridad producido por cada

contingencia, esto se logra mediante índices apropiados que son funciones de las magnitudes de las violaciones de límites de operación y del número de violaciones producidas. Esta clasificación hecha a posteriori es útil para determinar acciones de control correctivo de acuerdo al nivel de inseguridad producido por la contingencia. Recientemente¹³⁻¹⁴ también se han elaborado métodos para obtener una selección a priori de las contingencias más importantes, con lo cual el trabajo computacional y tiempo de ejecución se reduce considerablemente ya que se analiza solo un subconjunto de contingencias del estándar de seguridad.

En suma se requieren métodos para seleccionar, analizar y evaluar los efectos de contingencias en el sistema eléctrico.

Cuando se hace un estudio de planificación de la expansión de una red eléctrica se tiene especial interés en satisfacer la demanda máxima y simultáneamente el diseño de la expansión de la red debe hacerse de tal manera que una contingencia no produzca una situación de emergencia. Todo esto se logra mediante estudios de flujos y de contingencias por medio de los cuales se analiza que la demanda sea satisfecha y que la seguridad del sistema sea satisfactoria en base a una referencia o estándar de seguridad. En un estudio de planificación la rapidez en el cálculo de flujos y simulación de contingencias interesa más bien desde el punto de vista de costo computacional.

Por otra parte en un estudio de operación en tiempo real continuamente se hacen estudios de flujos y de contingencias de manera que en este caso la rapidez de los métodos utilizados es de vital importancia ya que los estudios se hacen con los datos que se registran a cada momento. En este caso el dialogo operador-computadora debe ser previamente preparado con objeto de facilitar el trabajo del operador ofreciendo versatilidad para que pueda analizar rápidamente problemas específicos.

Estos problemas de interés son indicados por un selector de contingencias y también la experiencia del operador puede contribuir a la selección de las contingencias más importantes.

Otro aspecto importante es el de la planificación de la operación, estos estudios se pueden hacer para un plazo de una hora, 24 horas o una semana, etc., tienen especial importancia cuando va a ocurrir un evento especial que ocasionará una demanda alta y que puede producir violaciones de los límites operativos de los componentes del sistema eléctrico. Las curvas históricas de demandas horarias proporcionan al operador una ayuda para pronosticar la demanda y con esto, poder realizar un estudio de planificación de la operación.

I.2 Relación entre estudios de flujos y análisis de contingencias

Un análisis de contingencias es de hecho un estudio de flujos simulando que alguno o algunos componentes del sistema eléctrico no están en operación. La razón del desarrollo de métodos automáticos para el análisis de contingencias es la disminución del trabajo computacional al analizar un gran número de contingencias, esto es posible mediante el empleo de la misma matriz de coeficientes en el proceso de cálculo.

I.3 Descripción histórica

Los primeros intentos en computadora para resolver el problema de flujos tuvieron poco éxito, porque los programas utilizaban métodos ineficientes (ecuaciones de malla) y no explotaban la capacidad de la computadora. La mayor carga de trabajo en estos primeros programas era la preparación de los datos, que definían las mallas independientes de la red. Se trabajó mucho para desarrollar métodos por medio de los cuales la computadora pudiera formar automáticamente la matriz del sistema. El método tuvo éxito parcial pero dio lugar al problema de limitación de memoria de la computadora²³⁻²⁴.

El primer programa de flujos que tuvo realmente éxito fué desarrollado por Ward y Hale²⁵. Ellos usaron la formulación nodal del problema y resolvieron las ecuaciones cuadráticas simultáneas que describen la red eléctrica por un procedimiento iterativo de Newton modificado²⁶. Posteriormente se implementó el algoritmo de Gauss-Seidel.

El éxito del método de Ward y Hale fué rápidamente aceptado en la industria, y varios artículos desarrollados por Glimm y Stagg, Brown y Tinney, y otros describieron modificaciones del algoritmo.

Debido al incremento del voltaje en las interconexiones entre sistemas y la disponibilidad de computadoras grandes fué posible el estudio de sistemas de gran tamaño en los últimos años de la década de los sesentas.

El estudio de flujos de un sistema grande por el método de Gauss-Seidel requiere de un gran número de iteraciones para obtener la solución o bien es matemáticamente inestable. Durante el proceso iterativo, en el método de Gauss-Seidel el efecto de los ajustes en una iteración son reflejados únicamente a los nodos vecinos. Por tal motivo la propagación de un ajuste a través de un sistema grande toma un gran número de iteraciones. Mientras tanto algunos ajustes se contraponen y son transmitidos y reflejados a través del sistema.

Afortunadamente en 1961, algunos investigadores trabajaban sobre otros métodos para resolver el problema de flujos en redes eléctricas. El algoritmo de mayor éxito y el más aceptado universalmente para reemplazar al método de Gauss-Seidel fué el método de Newton Raphson. Este algoritmo³ fué el resultado de un trabajo continuo de la Bonneville Power Administration^{3-4, 27-28}

Otro método para cálculo de flujos que no presenta los problemas de inestabilidad del método de Gauss-Seidel es el algoritmo basado en la matriz de impedancia²⁹. El método tiene características de convergencia similares a las del método de Newton-Raphson. Sin embargo se requiere gran capacidad de memoria para la matriz de impedancia porque la matriz es llena y no dispersa como la matriz de admitancias del método de Gauss-Seidel o el Jacobiano del método de Newton-Raphson. Este problema de capacidad de memoria puede ser superado partiendo el sistema y aplicando técnicas diakópticas^{18,30-31}.

En 1972 Peterson Tinney y Bree, desarrollaron un método desacoplado para cálculo de flujos². El método calcula el valor absoluto del ángulo de fase de cada nodo y de la magnitud de voltaje en cada iteración al mismo tiempo que utiliza el lema de inversión de matrices para la simulación de contingencias. El método utiliza pequeñas aproximaciones las cuales no son estrictamente necesarias.

En 1973 Stott y Alsac desarrollaron una formulación desacoplada para flujos¹ con este procedimiento se calcula el incremento del ángulo y de la magnitud de voltaje en cada iteración, también utilizaron el lema de inversión de matrices para la simulación de contingencias.

Un aspecto sobresaliente que se debe hacer notar es la presentación diferente de los enfoques anteriores. En el primer enfoque se manipulan las ecuaciones sin calcular derivadas y la presentación no da ideas claras de que es lo que se está resolviendo. En el segundo se sigue la notación del método de Newton pero para llegar a la forma deseada se hacen varias consideraciones despreciando términos lo cual puede dar la falsa idea de que es un método aproximado.

Las formulaciones en realidad son equivalentes como se verá en el desarrollo del CAPITULO I.

Los dos métodos requieren menor capacidad de memoria de computadora, que el método de Newton, el tiempo necesario para cada

iteración es menor, sin embargo en general se requieren más iteraciones para llegar a la solución. Por otra parte se ha reportado¹ que estos métodos convergen en algunos casos en que el método de Newton diverge.

En la actualidad para un estudio de contingencias se prefiere basar los desarrollos en una formulación desacoplada.

Otro enfoque del análisis de contingencias utilizado en estudios de planificación consiste en emplear la probabilidad de ocurrencia de la contingencia y la incertidumbre de la demanda para determinar en forma probabilística²² el efecto de la contingencia. La acción correctiva se puede realizar en base a índices de seguridad probabilísticos.

I.4 Descripción del contenido de la tesis

En el capítulo I se deducen las dos formulaciones más comunes de flujos desacoplados mediante la observación cuidadosa de la relación que existe entre las variables que influyen en el problema.

Se observa que la potencia activa depende más de la diferencia angular entre nodos que de las magnitudes de voltaje, por otra parte la potencia reactiva depende principalmente de las magnitudes de los voltajes, aunque tiene cierta dependencia de la diferencia angular. El análisis, básicamente se lleva a cabo utilizando derivadas parciales.

En el CAPITULO II se presentan tres métodos para la simulación de contingencias en sistemas lineales, el desarrollo de los tres planteamientos es a partir de la teoría de circuitos.

En el planteamiento 1 se establece la forma de simular una contingencia sencilla, los planteamientos 2 y 3 presentan métodos diferentes para simular contingencias sencillas y múltiples.

El estudio de contingencias en sistemas no lineales se desarrolla en el CAPITULO III, se resuelven los modelos de potencia real y potencia reactiva, se mencionan las diferentes secuencias que se pueden aplicar para resolver los dos modelos alternadamente.

Se analiza la distribución de generación, cuando ocurre un cambio de generación y/o carga mediante factores de distribución, de acuerdo a los controles disponibles vgr. regulación primaria, control automático de generación y despacho económico, respetando los límites de las unidades. Se asume la respuesta de los reguladores de voltaje en el control de los voltajes terminales.

En el CAPITULO IV se dan ideas en lo que se refiere a la presentación y análisis de resultados en estudios de contingencias, indicando la conveniencia de imprimir únicamente los resultados más relevantes que pueden ser líneas en las que se tiene alto porcentaje de violación del límite de transmisión y nodos en que se tiene alto porcentaje de violación del límite de voltaje. Esto permite concentrar la atención en los efectos producidos por las contingencias más importantes.

Se indica la conveniencia de usar índices de severidad con objeto de evaluar la importancia de una contingencia, se hace notar la importancia que tiene definir adecuadamente estos límites con objeto de minimizar el problema de encubrimiento.

El empleo de los índices representa un ahorro substancial en el tiempo de análisis de las contingencias ya que se concentra en los casos más críticos.

Para probar los métodos de análisis de contingencias se utilizaron los sistemas de 14, 30 y 57 nodos del IEEE³² y el Sistema Peninsular de Comisión Federal de Electricidad, se observa que el patrón de convergencia en todos los sistemas es similar.

En el CAPITULO V se presentan una serie de conclusiones que resumen los aspectos más importantes del trabajo y se dan recomendaciones para futuras investigaciones.

I.5 Contribuciones

Este trabajo de tesis presenta una aportación en lo que se refiere al enfoque del problema de flujos desacoplados ya que en una forma didáctica se señala la relación que existe entre las variables del problema. Además se demuestra que las dos formulaciones más relevantes de la literatura son equivalentes¹⁻².

El analizar las contingencias en sistemas lineales mediante la teoría de circuitos, por tres métodos, también constituye una contribución ya que es la mejor manera de entender el fenómeno físico y de incrementar las bases del estudio.

El análisis de contingencias en sistemas no lineales se realiza paso a paso, esto permite observar los detalles del algoritmo utilizado, se indican las diferentes alternativas de solución, utilizando diferentes secuencias para resolver los modelos de potencia activa y reactiva.

El análisis de la distribución de generación, cuando ocurre un cambio de generación y/o carga a través de factores de distribución de acuerdo a los controles disponibles vgr. regulación primaria, control automático de generación y despacho económico respetando los límites de las unidades también constituye una aportación.

Se contribuye mostrando varias ideas en cuanto a la presentación de resultados y diseñando índices de severidad para las contingencias con objeto de clasificar adecuadamente las contingencias importantes, ahorrando de esta manera una cantidad considerable de trabajo computacional.

C A P I T U L O I

UN ENFOQUE DIFERENTE AL PROBLEMA DE FLUJOS DESACOPLADOS

1.1 Introducción

El análisis en estado estable de grandes redes eléctricas requiere de métodos computacionalmente eficientes y con características de convergencia confiable.

El método de Newton basado en la publicación de Tinney y Hart³ ha sido aceptado en los últimos años por un gran número de compañías eléctricas para la solución del problema de flujos. Gran parte del éxito de este método se debe al uso de técnicas especiales⁴⁻⁶ en el manejo de matrices dispersas además de su característica de convergencia cuadrática.

También se han presentado algunas investigaciones¹⁻² las cuales tratan de aprovechar el desacoplamiento existente entre las variables del problema. El objetivo de este tipo de enfoques es resolver una secuencia de problemas mas pequeños y trabajar con matrices constantes lo cual elimina el proceso de triangularización que se tiene en cada iteración del método de Newton. Tomando en cuenta estas ideas sencillas se tienen como resultados ahorro considerable en memoria y tiempo de ejecución.

En este capítulo se presentan las ideas fundamentales en que se basan las formulaciones desacopladas del estudio de flujos y se valúan índices que dan una idea cuantitativa de cuando el desacoplamiento es posible.¹⁵ Otro de los objetivos que se persiguen es unificar los resultados de las publicaciones más importantes¹⁻² en esta área y presentar en una forma diferente más clara y objetiva los resultados de dichas formulaciones.¹⁵

1.2 Desacoplamiento de Variables

En la mayoría de las publicaciones del tema se habla de la dependencia que hay entre la potencia activa con el ángulo de fase ($P - \theta$) y la potencia reactiva con la magnitud del voltaje ($Q - V$) para ciertas características de las líneas. Aquí se tratará de justificar estas relaciones y determinar que factores son los que más afectan el desacoplamiento.

Enseguida se deducen las ecuaciones de flujo de potencia activa y reactiva entre los nodos $i-j$, Figura 1.

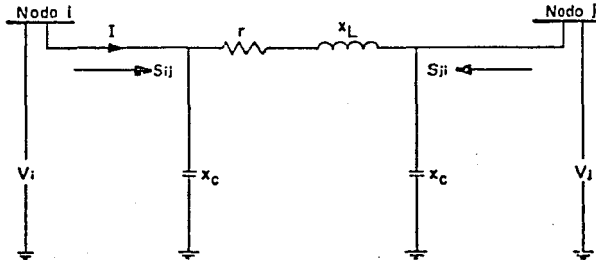


Figura 1

La corriente que sale del nodo i se puede expresar como

$$I = \frac{V_i - V_j}{z} + V_i y_c \quad (1.1)$$

donde,

z es la impedancia en serie de la línea

y_c es la admitancia del elemento capacitivo en derivación

Entonces el flujo de potencia entre los nodos $i - j$ se puede expresar mediante

$$S_{ij} = V_i I^* \quad (1.2)$$

$$S_{ij} = V_i \frac{V_i^* - V_j^*}{z} + V_i V_i^* y_c \quad (1.3)$$

$$S = \frac{|V_i|^2 - |V_i||V_j| e^{j(\theta_i - \theta_j)}}{r - jx} + |V_i|^2 \left(\frac{-j}{x_c} \right) \quad (1.4)$$

donde

θ_i, θ_j son los ángulos de los voltajes V_i, V_j

Arreglando la ecuación anterior se obtiene:

$$S_{ij} = \frac{\left[|V_i|^2 - |V_i||V_j| [\cos(\theta_i - \theta_j) + j \operatorname{sen}(\theta_i - \theta_j)] \right] (r + jx) - j \frac{|V_i|^2}{x_c}}{r^2 + x_l^2} \quad (1.5)$$

Separando la parte real y la parte imaginaria de la ecuación (1.5) se obtienen las expresiones para el flujo de potencia activa (P_{ij}) y reactiva (Q_{ij})

$$P_{ij} = \frac{1}{r^2 + x_l^2} \left\{ r |V_i|^2 - r |V_i||V_j| \cos(\theta_i - \theta_j) + x V_i V_j \operatorname{sen}(\theta_i - \theta_j) \right\} \quad (1.6)$$

$$Q_{ij} = \frac{1}{r^2 + x_l^2} \left\{ x |V_i|^2 - x |V_i||V_j| \cos(\theta_i - \theta_j) - r |V_i||V_j| \operatorname{sen}(\theta_i - \theta_j) \right\} - \frac{|V_i|^2}{x_c} \quad (1.7)$$

Si se utilizan las siguientes conversiones a componentes de admitancia

$$g_{ij} = \frac{r}{r^2 + x_l^2} \quad (1.8)$$

$$-b_{ij} = \frac{x_l}{r^2 + x_l^2} \quad (1.9)$$

$$y_c = \frac{1}{x_c} \quad (1.10)$$

y se eliminan los símbolos de valores absolutos de los voltajes, el flujo de potencia activa y reactiva entre los nodos $i-j$ se puede escribir como:

$$P_{ij} = V_i^2 g_{ij} - V_i V_j g_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) - V_i V_j b_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) \quad (1.11)$$

$$Q_{ij} = -V_i^2 (b_{ij} + y_s) - V_i V_j g_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) + V_i V_j b_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) \quad (1.12)$$

Los coeficientes de sensibilidad de P_{ij} y Q_{ij} con respecto a θ_i se pueden obtener como

$$S_1 = S_{\theta_i}^{P_{ij}} = \frac{\delta P_{ij}}{\delta \theta_i} \quad (1.13)$$

$$S_2 = S_{\theta_i}^{Q_{ij}} = \frac{\delta Q_{ij}}{\delta \theta_i} \quad (1.14)$$

$$S_1 = V_i V_j [g_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - b_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)] \quad (1.15)$$

$$S_2 = -V_i V_j [g_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + b_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)] \quad (1.16)$$

De esta manera se calculan las variaciones de P_{ij} y Q_{ij} con respecto a θ_i cuando las demás variables independientes permanecen constantes.

Similamente los coeficientes de sensibilidad de P_{ij} y Q_{ij} con respecto a V_i se calculan como

$$S_3 = S_{V_i}^{P_{ij}} = \frac{\delta P_{ij}}{\delta V_i} \quad (1.17)$$

$$S_4 = S \frac{Q_{ij}}{V_i} = \frac{\delta Q_{ij}}{\delta V_i} \quad (1.18)$$

$$S_3 = 2 V_i g_{ij} - V_j [g_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + b_{ij} \text{sen}(\theta_i - \theta_j)] \quad (1.19)$$

$$S_4 = -2 V_i (b_{ij} + y_s) - V_j [g_{ij} \text{sen}(\theta_i - \theta_j) - b_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)] \quad (1.20)$$

donde,

$g_{ij} + j b_{ij}$ es la admitancia serie de la línea
 y_s es la mitad de la admitancia en derivación de la línea.

Los índices de desacoplamiento se definen como:

$$I_1 = \frac{S_3}{S_1} = \frac{\frac{\delta P_{ij}}{\delta V_i}}{\frac{\delta P_{ij}}{\delta \theta_i}} \quad (1.21)$$

$$I_2 = \frac{S_2}{S_4} = \frac{\frac{\delta Q_{ij}}{\delta \theta_i}}{\frac{\delta Q_{ij}}{\delta V_i}} \quad (1.22)$$

expresados en función de los parámetros de la línea se tiene:

$$I_1 = \frac{2V_i g_{ij} - V_j [g_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + b_{ij} \text{sen}(\theta_i - \theta_j)]}{V_i V_j [g_{ij} \text{sen}(\theta_i - \theta_j) - b_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)]} \quad (1.23)$$

Si se aprovecha la relación

$$\frac{g_{ij}}{b_{ij}} = \frac{\frac{r}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2}}{\frac{x_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2}} = - \frac{r_{ij}}{x_{ij}} \quad (1.24)$$

I_1 queda expresada de la manera siguiente:

$$I_1 = \frac{\frac{g_{ij}}{b_{ij}} [2V_i - V_j \cos(\theta_i - \theta_j)] - V_j \sin(\theta_i - \theta_j)}{\frac{g_{ij}}{b_{ij}} V_i V_j \sin(\theta_i - \theta_j) - V_i V_j \cos(\theta_i - \theta_j)} \quad (1.25)$$

Por otra parte I_2 puede expresarse de la manera siguiente:

$$I_2 = \frac{-V_i V_j [g_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + b_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)]}{-2V_i (b_{ij} + y_s) - V_j [g_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - b_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)]} \quad (1.26)$$

utilizando la relación g_{ij}/b_{ij} I_2 queda expresado como:

$$I_2 = \frac{-V_i V_j \left[\frac{g_{ij}}{b_{ij}} \cos(\theta_i - \theta_j) + \sin(\theta_i - \theta_j) \right]}{-2V_i \left(1 + \frac{y_s}{b_{ij}} \right) - V_j \left[\frac{g_{ij}}{b_{ij}} \sin(\theta_i - \theta_j) - \cos(\theta_i - \theta_j) \right]} \quad (1.27)$$

El índice I_1 mide el impacto relativo que tiene la magnitud de voltaje y el ángulo de fase sobre la potencia activa. En el caso de tener la línea operando con una carga moderada (diferencia de ángulos pequeña) y voltajes unitarios el índice I_1 se aproxima a

$$I_1 = -\frac{g_{ij}}{b_{ij}} = \frac{r_{ij}}{x_{ij}} \quad (1.28)$$

Si $|I_1| < 1$ significa que la potencia real depende más del ángulo de fase.

El índice I_2 mide la importancia relativa que tiene el ángulo de fase y la magnitud del voltaje en la potencia reactiva. Bajo la suposición de operar la línea con diferencia de ángulos pequeña y voltajes unitarios el índice I_2 se aproxima a

$$I_2 = \frac{g_{ij}}{b_{ij}} = -\frac{r_{ij}}{x_{ij}} \quad (1.29)$$

Si $|I_2| < 1$ significa que la potencia reactiva es más sensible a la magnitud del voltaje.

Estos resultados confirman lo reportado en la literatura, que el desacoplamiento $(P - \theta)$, $(Q - V)$ depende de los parámetros de las líneas. Sin embargo hay que tener presente que estos resultados fueron derivados bajo la suposición de diferencia de ángulos pequeña, se puede mostrar que a medida que la carga de la línea aumenta el grado de desacoplamiento disminuye. La Tabla 1.1 muestra los índices encontrados para líneas de diversos voltajes con diferentes cargas. Es importante notar la variación de los índices con el cambio de carga.

La Tabla 1.2 muestra relaciones típicas de parámetros para líneas del Sistema Interconectado Nacional. Se puede observar que en general a medida que el voltaje de la línea aumenta la relación r/x disminuye esto justifica que el desacoplamiento sea mayor a medida que el voltaje de transmisión aumenta.

1.3 Términos Dominantes

A continuación se identificarán los términos que más influyen en la potencia activa y en la potencia reactiva.

Dividiendo entre V_i ambos miembros de las ecuaciones (1.11) y (1.12) y reagrupando términos se obtienen las ecuaciones siguientes:

$$\frac{P_{ij}}{V_i} = g_{ij} [V_i - V_j \cos(\theta_i - \theta_j)] - b_{ij} V_j \sin(\theta_i - \theta_j) \quad (1.30)$$

$$\frac{Q_{ij}}{V_i} = -g_{ij} V_i \sin(\theta_i - \theta_j) + \{b_{ij} [V_j \cos(\theta_i - \theta_j) - V_i] - V_i y_{ij}\} \quad (1.31)$$

El término dominante en estas expresiones es el segundo del lado derecho para relaciones g_{ij}/b_{ij} típicas.

El reconocimiento de estos términos dominantes han dado como resultado formulaciones aproximadas del estudio de flujos pero que

T A B L A 1.1 .

Indices de desacoplamiento para diferentes cargas

$V_i = V_j$	$\frac{g_{ij}}{b_{ij}}$	$\theta_i - \theta_j$ Grados +	I_1	I_2^*
1	-.1	0	.1	-.100
1	-.1	5	.186	-.184
1	-.1	15	.365	-.335
1	-.1	30	.669	-.495
.9	-.2	0	.222	-.180
.9	-.2	5	.315	-.252
.9	-.2	15	.508	-.374
.9	-.2	30	.835	-.491
1	-.2	0	.2	-.200
1	-.2	5	.284	-.280
1	-.2	15	.457	-.416
1	-.2	30	.752	-.545
1.1	-.2	0	.181	-.220
1.1	-.2	5	.258	-.308
1.1	-.2	15	.415	-.457
1.1	-.2	30	.683	-.600
1	-.5	0	.500	-.500
1	-.5	5	.566	-.558
1	-.5	15	.708	-.637
1	-.5	30	.752	-.674

* Se calculó con $\frac{y_s}{b_{ij}} = 0$

T A B L A 1.2

Relaciones de parámetros para líneas del sistema interconectado nacional.

	r/x	y_s/b
<u>69 KV</u>		
GU-TZ	.6853	.0000
CL-GV	.5855	.0003
TZ-HN	.6850	.0
<u>115 KV</u>		
IR-SL	.1693	.0009
TU-OZ	.1727	.0093
DB-VU	.1791	.0001
EFU-NVJ	.3765	.0160
LMU-TPO	.2776	.0003
<u>161 KV</u>		
CR-IR	.2994	.0135
IR-SL	.1659	.0005
CJM-CMA	.2586	.0083
SRO-TE	.2676	.0204
<u>230 KV</u>		
PB-MAZ	.1368	.0263
PR-MIA	.1474	.0368
ATN-GD	.1554	.0015
QR-SP	.1552	.0278
SP-AGS	.1502	.0165
<u>400 KV</u>		
MP-MD	.0730	.0167
MD-TD	.0743	.0398
VIC-ALT	.0664	.0305
TOP-TD	.0709	.0800
INT-NOP	.0747	.0232

dan resultados aceptables para determinados niveles de voltajes. Así resulta la formulación en "corriente directa" que se usa comúnmente en los cálculos de potencia activa y en la cual se desprecia el primer término de la ecuación (1.30), el seno de la diferencia de ángulos se aproxima por la diferencia de ángulos y se consideran disponibles medios de generación de reactivos que mantiene un nivel de voltaje unitario por lo que la ecuación (1.30) se transforma en

$$P_{ij} = -b_{ij}(\theta_i - \theta_j) \quad (1.32)$$

El nombre de la formulación resulta de la similitud de la expresión con el cálculo de corrientes en circuitos de corriente directa. La ecuación (1.32) es una ecuación lineal en θ cuya solución en un sistema multinodos no requiere de iteraciones, en forma matricial esta se escribe como

$$P = B \theta \quad (1.33)$$

El término dominante en la ecuación de potencia reactiva se puede aproximar a

$$-b_{ij}(V_i - V_j) - y_i V_i \quad (1.34)$$

Sin embargo el uso de este término como aproximación de la potencia reactiva no da buenos resultados esto se debe al efecto mayor del ángulo sobre la potencia reactiva comparada con el efecto del voltaje en la potencia activa al crecer la carga en las líneas. Esta comparación de efectos se hace por medio de la relación

$$r = \frac{\frac{\delta P_{ij} / V_i}{\delta V_i}}{\frac{\delta Q_{ij} / V_i}{\delta \theta_i}} \quad (1.35)$$

$$r = \frac{\frac{g_{ij}}{b_{ij}}}{\frac{-g_{ij}}{b_{ij}} V_i \cos(\theta_i - \theta_j) - V_i \sin(\theta_i - \theta_j)} \quad (1.36)$$

1.4 Ecuaciones Desacopladas

Es importante tener presente que el efecto de V en P y θ en Q , aunque pequeño se puede tomar en cuenta en formulaciones más rigurosas, así si a las ecuaciones (1.30) y (1.31), se les suma en ambos miembros sus términos dominantes correspondientes encontrados en (1.32) y (1.34) se tiene

$$\frac{P_{ij}}{V_i} - b_{ij}(\theta_i - \theta_j) = g_{ij}[V_i - V_i \cos(\theta_i - \theta_j)] - b_{ij} V_i \sin(\theta_i - \theta_j) - b_{ij}(\theta_i - \theta_j) \quad (1.37)$$

$$\frac{Q_{ij}}{V_i} - b_{ij}(V_i - V_j) - y_s V_i = -g_{ij} V_i \sin(\theta_i - \theta_j) + b_{ij}[V_i \cos(\theta_i - \theta_j) - V_j] - V_i y_s - [b_{ij}(V_i - V_j) + y_s V_i] \quad (1.38)$$

Si se deja del lado derecho solo el último término (el término dominante) en las ecuaciones anteriores se tiene

$$\frac{\Delta P_{ij}}{V_i} - b_{ij}(\theta_i - \theta_j) = -b_{ij}(\theta_i - \theta_j) \quad (1.39)$$

$$\frac{\Delta Q_{ij}}{V_i} - b_{ij}(V_i - V_j) - y_s V_i = -b_{ij}(V_i - V_j) - y_s V_i \quad (1.40)$$

Para propósito de ilustración pero sin perder generalidad se considerará un sistema de 2 nodos de los cuales uno es de referencia (i) y el otro es un nodo de carga (j).

Con estas consideraciones ΔP_{ij} y ΔQ_{ij} se pueden escribir como ΔP_i y ΔQ_i , la solución desacoplada de las ecuaciones (1.39) y (1.40) requiere de tener un término dominante en la ecuación correspondiente a la variable que se va a despejar. La dominancia de elementos y/o matrices en sistemas de ecuaciones se ha demostrado²⁶ que tiene efectos determinantes en la convergencia de métodos de solución de sistemas de ecuaciones.

Si se despeja de (1.39) y (1.40) la diferencia $(\theta_i - \theta_j)$ y V_i se tiene

$$\theta_i^n - \theta_j = \frac{\Delta P_i^{n-1} / V_i^{n-1}}{-b_{ij}} + (\theta_i^{n-1} - \theta_j) \quad (1.41)$$

$$V_i^n = \frac{\Delta Q_i^{n-1} / V_i^{n-1}}{-(b_{ij} + y_i)} + V_i^{n-1} \quad (1.42)$$

Si se define

$$\Delta \theta_i^n = \frac{\Delta P_i^{n-1} / V_i^{n-1}}{-b_{ij}} \quad (1.43)$$

$$\Delta V_i^n = \frac{\Delta Q_i^{n-1} / V_i^{n-1}}{-(b_{ij} + y_i)} \quad (1.44)$$

Entonces (1.41) y (1.42) se transforman en

$$\theta_i^n - \theta_j = \Delta \theta_i^n + (\theta_i^{n-1} - \theta_j) \quad (1.45)$$

$$V_i^n = \Delta V_i^n + V_i^{n-1} \quad (1.46)$$

Es importante notar que al operar con un modelo lineal (término dominante) la respuesta se puede obtener para el valor total del lado izquierdo de las ecuaciones (1.45) y (1.46) o bien sumando los resultados parciales de cada componente. Esto da lugar a dos versiones que producen resultados iguales salvo errores numéricos. La versión absoluta resuelve para ángulos y magnitudes de voltaje en cada iteración y evalúa todo el primer miembro de las ecuaciones (1.45) y (1.46), la versión incremental calcula incrementos de ángulos y magnitudes de voltaje a partir del punto de la iteración anterior, como el valor de uno de los términos del lado derecho es conocido (solución en el punto anterior) solo valúa la respuesta para una componente $(\Delta \theta_i^n, \Delta V_i^n)$.

Estos resultados se pueden generalizar para sistemas grandes

$$B_P \theta^n = B_P \theta^{n-1} + \Delta P' \quad (1.47)$$

$$B_Q V^n = B_Q V^{n-1} + \Delta Q' \quad (1.48)$$

donde,

B_P B_Q son matrices cuadradas de orden $n \times n$

$\theta^n, \theta^{n-1}; V^n, V^{n-1}$ son vectores columna de orden n

La matriz B_P representa el modelo del sistema desde el punto de vista de la potencia activa. En los modelos de líneas, transformadores y elementos en derivación no se tiene generalmente ningún elemento que consuma potencia activa entre un nodo y tierra, por lo tanto el modelo pasivo del sistema se encuentra aislado o desconectado de la referencia tierra.

La matriz B_Q representa el modelo de potencia reactiva del sistema, en este caso si existen gran cantidad de elementos que consumen potencia reactiva conectados entre cualquier nodo y tierra, el efecto capacitivo de líneas, elementos en derivación, transformadores fuera del tap nominal los cuales deben ser incluidos en B_Q . Es importante notar el efecto de los nodos de voltaje controlado en este modelo, ya que estos pasan a ser referencias de magnitud de voltaje, por lo cual no se tienen elementos mutuos pero su efecto está en la diagonal, por lo tanto aumentan la dominancia de B_Q

1.5 Comparación de formulaciones relevantes

En la literatura existente hay dos formulaciones que son las más aceptadas aquí se mostrará que ambos desarrollos son equivalentes con pequeñas variantes.

El método de Peterson, Tinney y Bree² (primer enfoque) resuelve el problema con una formulación absoluta con pequeñas aproximaciones las cuales no son estrictamente necesarias (reemplazar el seno y coseno por los primeros dos términos de la serie de Taylor).

El estudio desacoplado rápido de Stott y Alsac¹ (segundo enfoque) es una formulación incremental sin aproximaciones por lo cual no es sorprendente que se lleguen a los resultados de otras formulaciones que se consideran exactas.

Un aspecto importante que se debe recalcar es la forma diferente de presentación de ambos enfoques. En el primer enfoque se trata simplemente de manipular las ecuaciones sin entrar a calcular derivadas pero la presentación no da ideas claras de que es lo que se está resolviendo. En el segundo se trata de seguir la notación del método de Newton pero para llegar a la forma deseada se hacen varias consideraciones de desprestigiar términos lo cual puede dar la falsa idea de que es un método aproximado.

Existen dos pequeñas variantes que hacen a los dos métodos ligeramente diferentes.

- i) En el método (2) se trabaja con la potencia activa y reactiva dividida entre la magnitud del voltaje, sin embargo en el método (1) solo la potencia reactiva es dividida entre el voltaje.
- ii) En el método (2) todos los elementos en derivación, elementos a tierra del circuito equivalente de transformadores y efectos capacitivos de líneas están incluidos en la matriz del modelo reactivo, sin embargo en el método (1) estos están incluidos en el término independiente.

La diferencia (i) es muy pequeña ya que la potencia activa

casi no se ve afectaría por la magnitud del voltaje. En el caso (ii) la diferencia es generalmente pequeña con excepción de casos donde existen líneas largas de extra alto voltaje y elementos en derivación con admitancias comparables a las de las líneas.

1.6 Comentarios sobre convergencia.

Una característica deseable en cualquier método de flujos es una convergencia confiable. El método de Newton ha demostrado poseer una convergencia muy superior a métodos anteriores como Gauss-Seidel, generalmente el método converge en pocas iteraciones 3-5. El método desacoplado generalmente requiere de más iteraciones que el método de Newton 4-6 pero se ha comprobado¹ que converge en algunos casos en que el método de Newton falla.

Un análisis de ambos métodos revela que el modelo del método de Newton (Jacobiano) depende del punto de operación, mientras que el modelo del método desacoplado es constante. El Jacobiano está formado por coeficientes de sensibilidad que generalmente son válidos para el rango de variación de las variables del Jacobiano. Sin embargo en otros casos al depender del punto de operación y operar en una región no-lineal, los coeficientes de sensibilidad son válidos solamente para pequeños cambios de las variables de estado, si ésta limitación no se observa⁷ se puede llegar a casos de divergencia. La ventaja del método desacoplado es que al operar con coeficientes de sensibilidad constantes cuyos valores son para condiciones de operación normales permiten llegar a un punto en el rango de operación normal sin tener que limitar el cambio en las variables de estado y lo más importante es que lleva a este punto con coeficientes de sensibilidad muy aceptables⁸.

El problema de divergencia se presenta al tener el punto de operación en una región no-lineal, sin embargo el hecho de trabajar con $\Delta P/V$ y $\Delta Q/V$ permite tener regiones lineales más amplias alrededor de condiciones normales, estas regiones lineales pueden ser reducidas por tener un sistema cargado y relaciones r/x grandes. Esto

obviamente sugiere una manera de mejorar la confiabilidad de convergencia del método de Newton que es utilizar $\Delta Q/V$ en lugar de ΔQ

Es importante recalcar otro tipo de casos de divergencia los cuales se deben a inestabilidad eléctrica en este caso ambos métodos divergen ya que el uso de senos y cosenos impide ajustar en forma adecuada ángulos y voltajes. Sin embargo en estos casos una solución lineal (flujos cd) siempre es posible y puede dar una idea del problema de convergencia.

CAPÍTULO II

ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS EN SISTEMAS LINEALES

2.1 Introducción.

El objetivo principal de este Capítulo es ilustrar algunos métodos para simular contingencias en sistemas lineales. La presentación de los métodos se realiza en forma clara y didáctica con objeto de que posteriormente en el CAPÍTULO III se conozca la simulación de contingencias en sistemas no lineales.

El contenido de este Capítulo incluye un conjunto de conceptos que forman una base para el análisis de contingencias. Se presentan tres métodos (planteamientos) los dos primeros son ilustrativos y el tercero es de aplicación directa para programas de producción.

2.2 Algoritmos de Solución.

Los algoritmos que se utilizan en el análisis de contingencias se pueden dividir en dos grandes grupos que son los siguientes:

- i) Método de compensación
- ii) Método de modificación de datos

19

El método de compensación se basa en el principio de superposición, por medio del cual se pueden hacer simulaciones de salidas o adiciones de líneas por medio de inyecciones en el sistema y no es necesario sacar o adicionar las líneas, en este método se calcula la inyección necesaria para que los flujos en las líneas sean los que se obtendrían después de sacar o adicionar una línea. Además no es necesario modificar la matriz de admitancia lo cual es una gran ventaja desde el punto de vista computacional.

En el método de modificación de datos, las líneas se eliminan o se adicionan al sistema para cada simulación de contingencias. Esto trae como consecuencia la necesidad de modificar la matriz de admitancia en cada caso.

2.3 Modelo lineal de potencia real.

En este modelo para plantear la ecuación de flujo de potencia real entre dos nodos se hacen las consideraciones siguientes:

- i) Las magnitudes de voltajes son iguales a 1 p.u.
- ii) La resistencia de líneas y transformadores se desprecian.
- iii) La diferencia de ángulos entre dos nodos conectados mediante líneas o transformadores es pequeña.

Con esta base el flujo entre los nodos i-j está dado por:

$$P_{ij} = \frac{1}{x_{ij}} (\theta_i - \theta_j) \quad (2.1)$$

donde,

x_{ij} es la reactancia de la línea
 θ_i, θ_j son los ángulos de fase nodales.

Suponiendo que el nodo i está conectado únicamente a los nodos j y k Figura 2.1.

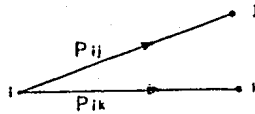


Figura 2.1

La ecuación de potencia real para el nodo i está dada por

$$P_i = P_{ij} + P_{ik} = \theta_i \left(\frac{1}{x_{ij}} + \frac{1}{x_{ik}} \right) - \theta_j \left(\frac{1}{x_{ij}} \right) - \theta_k \left(\frac{1}{x_{ik}} \right) \quad (2.2)$$

La ecuación (2.2) en el caso multinodos tiene la representación matricial siguiente:

$$\begin{bmatrix} P \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \theta \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

donde,

P es un vector columna de orden n que representa las potencias reales en los nodos.

Y es una matriz cuadrada de orden $n \times n$ que representa la matriz de admitancia

θ es un vector columna de orden n que representa los ángulos de fase nodales.

2.4 Método de Compensación.

Se considerarán 3 planteamientos para la simulación de salidas de líneas.

2.4.1. Contingencia de una línea (Planteamiento 1)

Por el momento se ilustrará el método para el caso particular en que sale una línea. Suponiendo que una línea conectada entre los nodos i - j sale de operación, los flujos en otras líneas se verán afectados, el efecto se puede simular mediante una inyección que entra en el nodo i que se denominará $P_{x_{ij}}$ misma que sale por el nodo j .

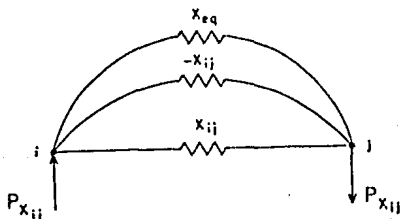


Figura 2.2

En la Figura 2.2 x_{ij} es la reactancia de la línea que sale de operación x_{eq} es la reactancia equivalente vista desde los nodos i-j.

Para efectuar la simulación de la salida de la línea el flujo en esta debe ser cero. Debe notarse que la combinación en paralelo de x_{ij} con $-x_{ij}$ en la Figura 2.2 da lugar a una reactancia infinita y con esto se representa la salida de la línea.

Se llamará x_s a la combinación en paralelo de x_{eq} con $-x_{ij}$ y se representa en la Figura 2.3.

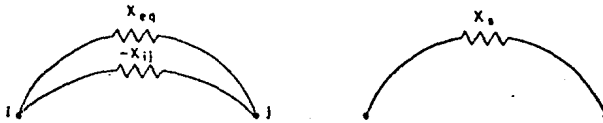


Figura 2.3

De manera que el sistema completo queda ahora representado en la Figura 2.4

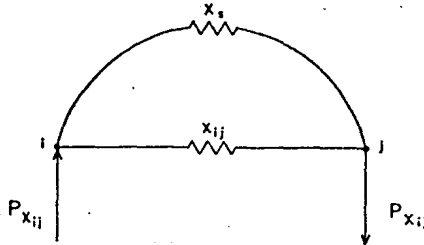


Figura 2.4

Ahora es necesario determinar que proporción de $P_{x_{ij}}$ hay en cada rama.

A la porción de $P_{x_{ij}}$ a través de x_s y x_{ij} se llamarán P_s y $P_{y_{ij}}$ respectivamente.

De manera que

$$P_{x_{ij}} = P_s + P_{y_{ij}} \quad (2.4)$$

Tomando en cuenta que la diferencia de ángulos entre los nodos $i - j$ es independiente de la rama que se considere, se puede plantear la ecuación siguiente:

$$P_s x_s = P_{y_{ij}} x_{ij} \quad (2.5)$$

Despejando $P_{y_{ij}}$ de la ecuación (2.5)

$$P_{y_{ij}} = \frac{P_s x_s}{x_{ij}} \quad (2.6)$$

Sustituyendo $P_{y_{ij}}$ en la ecuación (2.4)

$$P_{x_{ij}} = P_s \left(\frac{x_s + x_{ij}}{x_{ij}} \right) \quad (2.7)$$

Finalmente

$$P_s = \frac{P_{x_{ij}} x_{ij}}{x_s + x_{ij}} \quad (2.8)$$

Para simular la salida de la línea el flujo P_s debe ser igual a P_{ij}

$$P_{ij} = P_s \quad (2.9)$$

Sustituyendo P_s por P_{ij} y despejando $P_{x_{ij}}$ de la ecuación (2.8) se obtiene lo siguiente:

$$P_{x_{ij}} = \frac{P_{ij} (x_s + x_{ij})}{x_{ij}} \quad (2.10)$$

Se ha establecido que x_s es la combinación en paralelo de x_{eq} con $-x_{ij}$, de manera que la ecuación (2.10) puede expresarse de la manera siguiente:

$$P_{x_{ij}} = \frac{P_{ij}}{x_{ij}} \left(\frac{-x_{eq} x_{ij}}{x_{eq} - x_{ij}} + x_{ij} \right) \quad (2.11)$$

esta ecuación se puede simplificar como se muestra

$$P_{x_{ij}} = P_{ij} \left(\frac{-x_{ij}}{x_{eq} - x_{ij}} \right) \quad (2.12)$$

Debe observarse que $-P_{ij} x_{ij}$ es la diferencia angular antes de la simulación de la salida de la línea entre los nodos $i-j$ con signo negativo de manera que la ecuación (2.12) también puede expresarse como

$$P_{x_{ij}} = \frac{-(\theta_i^{(0)} - \theta_j^{(0)})}{x_{eq} - x_{ij}} \quad (2.13)$$

x_{eq} se obtiene de la diferencia angular producida por inyecciones de potencia iguales y de signo contrario en los nodos $i-j$. Para este cálculo se requiere la solución del sistema lineal siguiente:

$$\begin{bmatrix} \theta \\ \theta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} X \\ X \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P \\ P \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

donde,

X es una matriz cuadrada de orden $n \times n$ que representa la matriz de reactancia .

Para el objetivo que se tiene únicamente es necesario encontrar las expresiones para θ_i y θ_j , la representación siguiente ayuda a ilustrar los cálculos

$$\begin{bmatrix} \theta_i \\ \theta_j \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} X_{ii} & X_{ij} \\ X_{ji} & X_{jj} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_o \\ -P_o \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

$$\theta_i = X_{ii} P_o - X_{ij} P_o \quad (2.16)$$

$$\theta_j = X_{ji} P_o - X_{jj} P_o \quad (2.17)$$

De manera que x_{eq} se obtiene mediante

$$x_{eq} = \frac{\theta_i - \theta_j}{P_o} \quad (2.18)$$

$$x_{e,q} = (X_{ii} - X_{ij} - X_{ji} + X_{jj}) \quad (2.19)$$

como la matriz de reactancia es simétrica, entonces

$$X_{ij} = X_{ji} \quad (2.20)$$

por lo tanto

$$x_{e,q} = X_{ii} + X_{jj} - 2X_{ij} \quad (2.21)$$

y entonces la ecuación (2.13) se escribe como:

$$P_{x_{ij}} = \frac{-(\theta_i^{(0)} - \theta_j^{(0)})}{X_{ii} + X_{jj} - 2X_{ij} - x_{ij}} \quad (2.22)$$

A continuación se indican los pasos a seguir para hacer la simulación de la contingencia.

1. Resolver la ecuación matricial

$$\begin{bmatrix} P^{(0)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \theta^{(0)} \end{bmatrix} \quad (2.23)$$

para encontrar el vector columna $\theta^{(0)}$ que se utilizará en el cálculo de $P_{x_{ij}}$

2. Calcular $x_{e,q} = X_{ii} + X_{jj} - 2X_{ij}$ que también se utilizará en el cálculo de $P_{x_{ij}}$
3. Calcular $P_{x_{ij}}$ de acuerdo a la ecuación (2.22)
4. Para simular la salida de la línea se utilizarán las inyecciones $P_{x_{ij}}$ y $-P_{x_{ij}}$ esto trae como consecuencia un incremento de ángulos en los nodos ($\Delta \theta$) que se calculan resol-

viendo la ecuación matricial siguiente

$$\begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ 0 \\ P_{x_{ij}} \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \\ -P_{x_{ij}} \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \\ \theta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \end{bmatrix} \gamma \begin{bmatrix} \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \end{bmatrix} \Delta \theta \quad (2.24)$$

Utilizando el principio de superposición, se calculan los flujos después de la salida de la línea con el vector columna $\theta^{(0)} + \Delta \theta$

2.4.2 Continencia de una línea (planteamiento 2)

Se considera un sistema lineal representado por la ecuación matricial siguiente:

$$\begin{bmatrix} P^{(0)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \gamma \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \theta^{(0)} \end{bmatrix} \quad (2.25)$$

de la cual se obtiene la solución inicial

Para encontrar el vector columna de incrementos de ángulos debido a las inyecciones compensadoras se plantea la ecuación siguiente:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ 0 \\ P_{x_{ij}} \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \\ -P_{x_{ij}} \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \begin{matrix} i \\ \\ \\ j \\ \\ \\ \\ \\ \end{matrix} = Y \begin{bmatrix} \vdots \\ \Delta \theta \end{bmatrix} \quad (2.26)$$

y su solución se puede expresar como,

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta \end{bmatrix} = Y^{-1} \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ 0 \\ P_{x_{ij}} \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \\ -P_{x_{ij}} \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.27)$$

El vector columna de ángulos finales en los nodos que se tiene después de la salida de la línea será representado por θ' y se puede expresar de la manera siguiente:

$$\begin{bmatrix} \theta' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \theta^{(0)} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta \theta \end{bmatrix} \quad (2.2b)$$

o bien como

$$\begin{bmatrix} \theta^f \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P^{(0)} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Y^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{x_{ij}} \cdot 0 \\ \vdots \\ P_{x_{ij}} \cdot 0 \\ \vdots \\ -P_{x_{ij}} \\ \vdots \\ P_{x_{ij}} \cdot 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.29)$$

Se define el vector e_{ij} de la manera siguiente:

$$e_{ij} = \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ 0 \\ 1 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \\ -1 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.30)$$

Se considera que una línea sale o se conecta entre los nodos $i-j$ y se conocen los ángulos iniciales en los nodos $i-j$ que son $\theta_i^{(0)}$ y $\theta_j^{(0)}$ respectivamente.

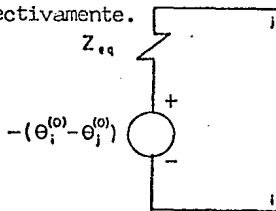


Figura 2.5

Para obtener la respuesta del sistema después del cambio se utiliza el circuito equivalente de Thevenin, Fig. 2.5. La diferencia

Enseguida se identificarán los términos que componen el último renglón de la ecuación matricial (2.33)

$$0 = \left[(R_{en_i} - R_{en_j}) \text{ de } Y^{-1} \right] P^{(0)} + \left[(R_{en_i} - R_{en_j}) \text{ de } Y^{-1} e_{ij} - x_{ij} \right] P_{x_{ij}} \quad (2.34)$$

Se puede observar que el primer término es la resta de los ángulos antes de la salida de la línea i-j. De manera que la ecuación (2.34) también se puede expresar de la manera siguiente:

$$0 = (\theta_i^{(0)} - \theta_j^{(0)}) + \left[(X_{ii} - X_{ij}) - (X_{ji} - X_{jj}) - x_{ij} \right] P_{x_{ij}} \quad (2.35)$$

Se puede observar en la ecuación (2.35) que

$$X_{ii} + X_{jj} - 2X_{ij} - x_{ij} = x_{iq} x_{ij} \quad (2.36)$$

Después de despejar $P_{x_{ij}}$ de la ecuación (2.35) se obtiene la expresión siguiente:

$$P_{x_{ij}} = \frac{-(\theta_i^{(0)} - \theta_j^{(0)})}{X_{ii} + X_{jj} - 2X_{ij} - x_{ij}} \quad (2.37)$$

Se puede observar que esta expresión es la misma que se obtuvo con el planteamiento 1 y que es la ecuación (2.22).

Ya conocida la inyección $P_{x_{ij}}$ obtenida a partir del último renglón de la ecuación (2.33), se utiliza este valor en la ecuación (2.33) para obtener el vector columna de ángulos finales θ^f (que son los ángulos que se obtienen como resultado de la salida de la línea entre los nodos i-j).

Naturalmente después de la simulación de la salida de la línea, los flujos se calculan utilizando el vector columna de ángulos finales

2.4 .3. Contingencia de dos líneas (planteamiento 2).

El sistema lineal se representa por la ecuación matricial siguiente:

$$\begin{bmatrix} P^{(0)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Theta^{(0)} \end{bmatrix} \quad (2.38)$$

$\Theta^{(0)}$ es un vector columna y representa los ángulos de referencia en los nodos antes de la simulación de la salida de las dos líneas y $P^{(0)}$ es un vector columna que representa las inyecciones en los nodos.

Ahora es necesario considerar cuatro inyecciones compensadoras que contribuyan a la simulación de la salida de las dos líneas, dos para la salida de la línea conectada entre los nodos i-j, Figuras 2.7 y 2.8, otras dos para la salida de la línea conectada entre los nodos k-l, Figuras 2.9 y 2.10.

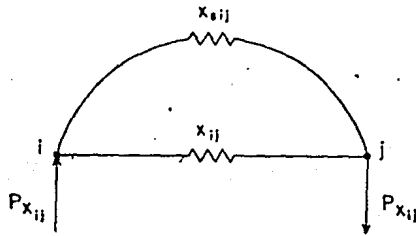


Figura 2.7



Figura 2.8

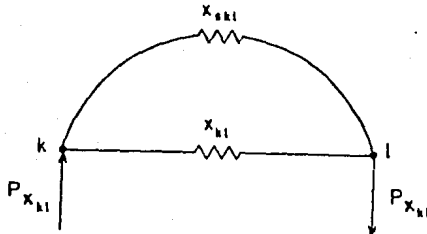


Figura 2.9

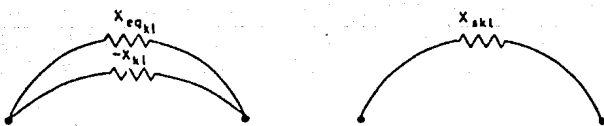


Figura 2.10

Con objeto de determinar el vector columna de incrementos de ángulos debido a las inyecciones compensadoras se debe plantear la ecuación matricial siguiente:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ 0 \\ P_{X_{ij}} \\ \vdots \\ 0 \\ -P_{X_{ij}} \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ 0 \\ P_{X_{kl}} \\ \vdots \\ 0 \\ -P_{X_{kl}} \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} = Y \begin{bmatrix} \Delta \theta \end{bmatrix} \quad (2.39)$$

y la solución se puede expresar como se indica

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta \end{bmatrix} = Y^{-1} \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ 0 \\ P_{X_{ij}} \\ \vdots \\ 0 \\ -P_{X_{ij}} \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} + Y^{-1} \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ 0 \\ P_{X_{kl}} \\ \vdots \\ 0 \\ -P_{X_{kl}} \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.40)$$

Después de calcular el vector de incrementos de ángulos debido a la salida de las dos líneas se puede calcular el vector de ángulos finales como se indica en la ecuación (2.41).

$$\begin{bmatrix} \theta' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y^{-1} P^{(0)} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Y^{-1} \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ P_{x_{ij}} \\ \vdots \\ -P_{x_{ij}} \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Y^{-1} \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ P_{x_{kl}} \\ \vdots \\ -P_{x_{kl}} \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \end{bmatrix}$$

(2.41)

Similarmente a e_{ij} se le llamará e_{kl} al vector que se indica enseguida:

$$e_{kl} = \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ 0 \\ 1 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \\ -1 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \begin{matrix} k \\ \\ \\ l \end{matrix} \begin{matrix} \text{(Posición } k \text{ del vector)} \\ \\ \\ \text{(Posición } l \text{ del vector)} \end{matrix}$$

(2.42)

Para el caso general en que ocurren varias contingencias simultáneamente se utiliza una generalización del teorema de Thevenin para encontrar la solución después de los cambios. Supóngase, sin perder generalidad y con objeto de simplificar la representación, que las líneas $i-j$ y $k-l$ salen de operación en la red mostrada en la Figura 2.11 y se requiere la respuesta del sistema a estos cambios

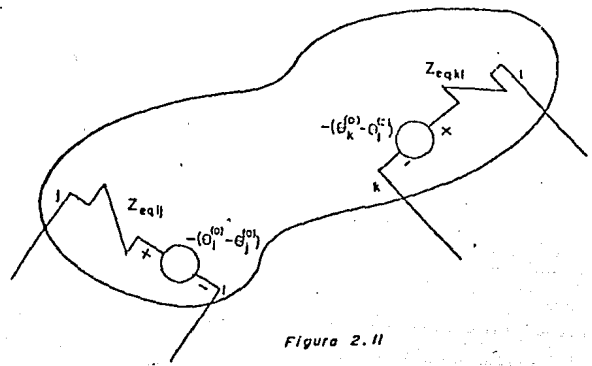


Figura 2.11

Se considera que las soluciones iniciales en los nodos i, j, k y l son $\theta_i^{(0)}$, $\theta_j^{(0)}$, $\theta_k^{(0)}$ y $\theta_l^{(0)}$ respectivamente.

Ahora puesto que hay varias inyecciones en la red y cada inyección influye en los ángulos de todos los nodos del sistema, el siguiente conjunto de ecuaciones simultaneas debe ser resuelto:

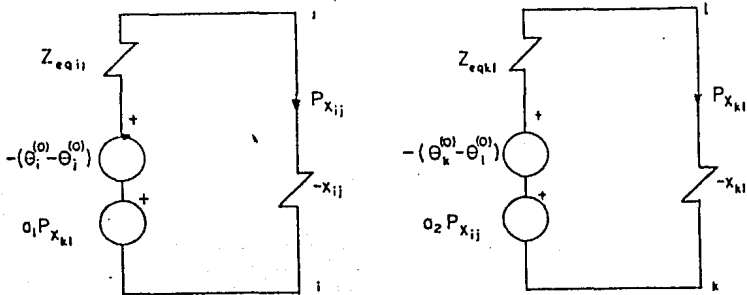


Figura 2.12

$$-(\theta_i^{(0)} - \theta_j^{(0)}) = Z_{eqij} P_{x_{ij}} - x_{ij} P_{x_{ij}} - a_1 P_{x_{kl}} \quad (2.43)$$

$$-(\theta_k^{(0)} - \theta_l^{(0)}) = Z_{eqkl} P_{x_{kl}} - x_{kl} P_{x_{kl}} - a_2 P_{x_{ij}} \quad (2.44)$$

donde a_1 y a_2 son los cambios en $-(\theta_i - \theta_j)$ y $-(\theta_k - \theta_l)$ debidos a un cambio unitario en $P_{x_{kl}}$ y $P_{x_{ij}}$ respectivamente, Figura 2.12

Las constantes a_1 y a_2 son calculadas de la manera siguiente: Si la inyección en el nodo i tiene un valor de 1 p.u. y en el nodo j -1 p.u., los ángulos en k y l con respecto al punto de referencia de la inyección serán

$$\theta_k = x_{ki} - x_{kj} \quad \theta_l = x_{li} - x_{lj} \quad (2.45)$$

Aquí el cambio en la diferencia angular $-(\theta_k - \theta_l)$ debido a un cambio unitario en $P_{x_{ij}}$ está dado por

$$a_2 = \frac{\theta_k - \theta_l}{-1} = x_{li} - x_{lj} - x_{ki} + x_{kj} \quad (2.46)$$

y similarmente

$$a_i = \frac{\theta_i - \theta_j}{-1} = X_{jk} - X_{jl} - X_{ik} + X_{il} \quad (2.47)$$

A continuación se plantea una ecuación matricial en la que aparece el cálculo de ángulos finales y en cada uno de los dos últimos renglones se expresa la condición de que la suma de ángulos en las mallas de la Figura 2.12 es igual a cero.

(2.48)

$$\begin{array}{c|c|c|c|c} \left[\begin{array}{c} \theta^f \\ 0 \\ 0 \end{array} \right] & \left[\begin{array}{c} Y^{-1} \\ \\ \end{array} \right] & \left[\begin{array}{c} Y^{-1} \\ \\ \end{array} \right] & \left[\begin{array}{c} \begin{array}{c} 0 \\ \vdots \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \\ -1 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{array} \\ i \\ j \end{array} \right] & \left[\begin{array}{c} Y^{-1} \\ \\ \end{array} \right] & \left[\begin{array}{c} \begin{array}{c} 0 \\ \vdots \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \\ -1 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{array} \\ k \\ l \end{array} \right] & \left[\begin{array}{c} P^{(0)} \\ P_{x_{ij}} \\ P_{x_{kl}} \end{array} \right] \end{array}$$

La interpretación de los términos que componen los dos últimos renglones de la ecuación matricial (2.48) se indica enseguida, atendiendo al penúltimo renglón se tiene la ecuación siguiente:

$$0 = \left[(Ren_i - Ren_j) \text{ de } Y^{-1} \right] P^{(0)} + \left[(Ren_i - Ren_j) \text{ de } Y^{-1} e_{ij} - x_{ij} \right] P_{x_{ij}} + \left[(Ren_i - Ren_i) \text{ de } Y^{-1} e_{kl} \right] P_{x_{kl}} \quad (2.49)$$

El primer término representa la resta de los ángulos en los nodos i-j antes de la salida de las dos líneas. Por esta razón la ecuación (2.49) también puede ser escrita como se indica.

$$0 = (\theta_i^{(0)} - \theta_j^{(0)}) + \left[(X_{ii} - X_{ij}) - (X_{ji} - X_{jj}) - x_{ij} \right] P_{x_{ij}} + \left[(X_{ik} - X_{il}) - (X_{jl} - X_{kl}) \right] P_{x_{kl}} \quad (2.50)$$

En el primer paréntesis rectangular de la ecuación (2.50) es notable la expresión para X_{*qij} , es decir

$$(X_{*qij} - x_{ij}) = (X_{ii} + X_{jj} - 2X_{ij} - x_{ij}) \quad (2.51)$$

de manera que el segundo término de la ecuación (2.49) representa una caída de ángulo a través de X_{*qij} y $-x_{ij}$ debido a la inyección $P_{x_{ij}}$

Por otra parte el tercer término de la ecuación (2.49) representa el cambio en $-(\theta_i - \theta_j)$ debido a la inyección $P_{x_{ki}}$

Con respecto al último renglón de la ecuación (2.47) se puede expresar de la manera siguiente: (2.52)

$$0 = \left[(Ren_k - Ren_l) de Y^{-1} \right] P_{x_{ij}}^{(0)} + \left[(Ren_k - Ren_l) de Y^{-1} e_{ij} \right] P_{x_{ij}} + \left[(Ren_k - Ren_l) de Y^{-1} e_{ki} - x_{ki} \right] P_{x_{ki}}$$

El primer término del segundo miembro significa la resta de los ángulos en los nodos $k-1$ antes de la salida de las dos líneas. De manera que la ecuación (2.52) también se puede expresar en la forma siguiente:

$$0 = (\theta_k^{(0)} - \theta_l^{(0)}) + \left[(x_{ki} - x_{li}) - (x_{kj} - x_{lj}) \right] P_{x_{ij}} + \left[(x_{kk} - x_{kl}) - (x_{lk} - x_{ll}) - x_{kl} \right] P_{x_{kl}} \quad (2.53)$$

El segundo término del segundo miembro de la ecuación (2.52) representa el cambio en $-(\theta_k - \theta_l)$ debido a la inyección $P_{x_{ij}}$

El tercer término del segundo miembro de la ecuación (2.52) significa una caída de ángulo a través de x_{qkl} y $-x_{kl}$ debida a la inyección $P_{x_{ki}}$

donde
$$x_{qkl} = x_{kk} + x_{ll} - 2x_{kl}$$

Enseguida se indican las etapas a seguir para hacer la simulación de la contingencia doble

1. Resolver la ecuación matricial

$$\begin{bmatrix} P^{(0)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \theta^{(0)} \end{bmatrix} \quad (2.3E)$$

que es la representación del sistema antes de la simulación de la contingencia, con objeto de calcular $\theta^{(0)}$

2. Calcular

$$X_{e,qij} = X_{ii} + X_{jj} - 2X_{ij}$$

$$X_{e,qki} = X_{kk} + X_{ii} - 2X_{ki}$$

3. Resolver simultaneamente las ecuaciones (2.50) y (2.53) con objeto de calcular $P_{x_{ij}}$, $P_{x_{ki}}$

4. Calcular el incremento de ángulos $\Delta\theta$ provocado por la salida de las dos líneas para lo cual se sustituyen $P_{x_{ij}}$ y $P_{x_{ki}}$ en la ecuación (2.40) que se repite por comodidad

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ 0 \\ P_{x_{ij}} \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \\ -P_{x_{ki}} \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Y^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ 0 \\ P_{x_{ki}} \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \\ -P_{x_{ij}} \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.40)$$

5. Posteriormente se calcula el vector de ángulos finales mediante la ecuación (2.54)

$$\begin{bmatrix} \theta' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \theta^{(0)} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta\theta \end{bmatrix} \quad (2.54)$$

2.4.4 Contingencia de dos líneas (planteamiento 3)

La diferencia principal entre este planteamiento y el planteamiento 2 es que no es necesario resolver ecuaciones simultáneas como se verá posteriormente en el desarrollo. Por otra parte no se considera por separado la simulación de la salida de una línea ya que sería igual que con el planteamiento 2.

Nuevamente se considera un sistema lineal representado por la ecuación matricial siguiente:

$$\begin{bmatrix} P^{(0)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \theta^{(0)} \end{bmatrix} \quad (2.55)$$

Se consideran cuatro inyecciones compensadoras que juegan un papel muy importante en la simulación de la salida de las dos líneas, dos para la salida de la línea conectada entre los nodos i-j Figuras 2.7 y 2.8 y otras dos para la salida de la línea conectada entre los nodos k-l Figuras 2.9 y 2.10

En general, de acuerdo al planteamiento 2, para simular la salida de la línea conectada entre los nodos i-j se requiere la ecuación matricial siguiente:

$$\begin{bmatrix} \theta^i \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y^{-1} & Z_2 \\ Z_2^t & Z_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P^{(0)} \\ P_{x_{ij}} \end{bmatrix} \quad (2.56)$$

donde,

Z_2^t es la transpuesta de Z_2 de la cual se puede escribir lo siguiente:

$$\theta^i = \theta^{(0)} + \Delta \theta \quad (2.57)$$

o bien

$$\theta^i = Y^{-1} P^{(0)} + Z_2 P_{x_{ij}} \quad (2.58)$$

si se despeja $P_{x_{ij}}$ de la ecuación siguiente:

$$0 = Z_2^t P^{(0)} + Z_4 P_{x_{ij}} \quad (2.59)$$

la ecuación (2.57) se puede escribir de la manera siguiente:

$$\theta^i = Y^{-1} P^{(0)} - Z_2 Z_4^{-1} Z_2^t P^{(0)} \quad (2.60)$$

o bien

$$\theta^{(1)} = (Y^{-1} - Z_2 Z_4^{-1} Z_2^t) P^{(0)} \quad (2.61)$$

La ecuación (2.61) es la de mayor interés ya que permite el cálculo de ángulos finales, cuando se hace la simulación de la salida de la línea conectada entre los nodos $i-j$. Sin embargo a manera de observación se escriben las ecuaciones siguientes:

$$0 = Z_2^t P^{(0)} + Z_4 P_{x,ij} \quad (2.59)$$

también se puede escribir de la manera siguiente:

$$0 = (\theta_i^{(0)} - \theta_j^{(0)}) + Z_4 P_{x,ij} \quad (2.62)$$

o bien

$$P_{ij} = -Z_4^{-1} (\theta_i^{(0)} - \theta_j^{(0)}) \quad (2.63)$$

donde

$$Z_2^t P^{(0)} = (\theta_i^{(0)} - \theta_j^{(0)}) \quad (2.64)$$

Ahora bien, como ya se mencionó anteriormente la ecuación (2.61) es la que tiene mayor interés

$$\theta^{(1)} = (Y^{-1} - Z_2 Z_4^{-1} Z_2^t) P^{(0)} \quad (2.61)$$

ya que con esta ecuación se calculan los ángulos finales después de la simulación de la salida de la línea conectada entre los nodos $i-j$, la expresión

$$Y^{n1} = Y^{-1} - Z_2 Z_4^{-1} Z_2^t \quad (2.65)$$

representa la matriz de admitancia nueva, es decir sin considerar la línea conectada entre los nodos $i-j$, o dicho en otras palabras es la matriz de admitancia después de haber simulado la primera contingencia.

En la ecuación (2.56) Z_2 está dada por:

$$Z_2 = Y^{-1} e_{ij} = \begin{pmatrix} Y^{-1} & \begin{pmatrix} 0 \\ \vdots \\ 0 \\ 1 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \\ -1 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{pmatrix} \end{pmatrix} \begin{matrix} i \\ j \end{matrix} \quad (2.66)$$

y por otra parte

$$Z_4 = X_{ij} + X_{jj} - 2X_{ij} - x_{ij} \quad (2.67)$$

ahora para simular la segunda contingencia se requiere una Z_2 nueva que se representa por

$$Z_2^n = Y_n^{-1} e_{kl} = \begin{pmatrix} Y_n^{-1} & \begin{pmatrix} 0 \\ \vdots \\ 0 \\ 1 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \\ -1 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{pmatrix} \end{pmatrix} \begin{matrix} k \\ l \end{matrix} \quad (2.68A)$$

$$Z_2^n = Y^{-1} e_{kl} - Z_2 Z_4^{-1} Z_2^t e_{kl} \quad (2.68B)$$

despues de este cálculo se puede obtener

$$Z_4^n = X_{kk}^n + X_{ll}^n - 2X_{kl}^n - x_l \quad (2.69)$$

para simular la segunda contingencia se plantea una ecuación similar a la (2.56) que es la siguiente:

$$Z_2 = Y^{-1} e_{ij} = \begin{pmatrix} Y^{-1} & \begin{pmatrix} 0 \\ \vdots \\ 0 \\ 1 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{pmatrix} \end{pmatrix} \begin{matrix} i \\ j \end{matrix} \quad (2.66)$$

y por otra parte

$$Z_4 = X_{ii} + X_{jj} - 2X_{ij} - x_{ij} \quad (2.67)$$

ahora para simular la segunda contingencia se requiere una Z_2 nueva que se representa por

$$Z_2^n = Y^{n-1} e_{kl} = \begin{pmatrix} Y^{n-1} & \begin{pmatrix} 0 \\ \vdots \\ 0 \\ 1 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{pmatrix} \end{pmatrix} \begin{matrix} k \\ l \end{matrix} \quad (2.68A)$$

$$Z_2^n = Y^{-1} e_{kl} - Z_2 Z_4^{-1} Z_2^t e_{kl} \quad (2.68B)$$

despues de este cálculo se puede obtener

$$Z_4^n = X_{kk}^n + X_{ll}^n - 2X_{kl}^n - x_l \quad (2.69)$$

para simular la segunda contingencia se plantea una ecuación similar a la (2.56) que es la siguiente:

$$\begin{bmatrix} \theta^{f_2} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_n^{-1} & Z_2^n \\ Z_2^{\frac{1}{2}} & Z_4^n \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P^{(0)} \\ P_{x_{k1}} \end{bmatrix} \quad (2.70)$$

de manera que

$$\theta^{f_2} = Y_n^{-1} P^{(0)} + Z_2^n P_{x_{k1}} \quad (2.71)$$

$$\theta^{f_2} = Y_n^{-1} P^{(0)} + Z_2^n (-Z_4^{-1} Z_2^{\frac{1}{2}} P^{(0)}) \quad (2.72)$$

$$\theta^{f_2} = (Y_n^{-1} - Z_2^n Z_4^{-1} Z_2^{\frac{1}{2}}) P^{(0)} - Z_2^n Z_4^{-1} Z_2^{\frac{1}{2}} P^{(0)} \quad (2.73)$$

$$\theta^{f_2} = Y_n^{-1} P^{(0)} - Z_2^n Z_4^{-1} Z_2^{\frac{1}{2}} P^{(0)} - Z_2^n Z_4^{-1} Z_2^{\frac{1}{2}} P^{(0)} \quad (2.74)$$

$$\theta^{f_2} = \theta^{(0)} + \Delta\theta^{(1)} + \Delta\theta^{(2)} \quad (2.75)$$

donde

$$\Delta\theta^{(1)} = -Z_2^n Z_4^{-1} Z_2^{\frac{1}{2}} P^{(0)} \quad (2.76)$$

$$\Delta\theta^{(2)} = -Z_2^n Z_4^{-1} Z_2^{\frac{1}{2}} P^{(0)} \quad (2.77)$$

$\Delta\theta^{(1)}$ es el incremento de ángulos debido a la primera contingencia, es decir debido a la salida de la línea conectada entre los nodos $i-j$, $\Delta\theta^{(2)}$ es la contribución de incremento de ángulos como consecuencia de la segunda contingencia, que es la salida de la línea conectada entre los nodos $k-l$.

A continuación se indican los pasos a seguir para llevar a cabo la simulación de la contingencia doble:

Primera contingencia:

1. a) Calcular Z_2 mediante la ecuación (2.66)

$$Z_2 = Y^{-1} e_{ij}$$

- b) Calcular $Z_4 = X_{ii} + X_{jj} - 2X_{ij} - x_{ij}$

- c) Calcular Z_4^{-1}

- d) Calcular Z_2^1

2. Calcular θ^{1i} mediante la ecuación (2.61) que se puede escribir como:

$$\theta^{1i} = \theta^{(0i)} - Z_2 Z_4^{-1} Z_2^1 P_0 \quad (2.78)$$

donde,

$\theta^{(0)}$ es el vector de ángulos iniciales antes de la contingencia.

θ^{1i} es el vector de ángulos finales a consecuencia de la primera contingencia.

3. a) Calcular Z_2^n mediante la ecuación (2.68A)

$$Z_2^n = Y^{n-1} e_{kl}$$

donde,

$$Y^{n-1} = Y^{-1} - Z_2 Z_4^{-1} Z_2^1 \quad (2.65)$$

- b) Calcular Z_4^n mediante la ecuación (2.69)

$$Z_4^n = X_{kk}^n + X_{ll}^n - 2X_{kl}^n - x_{kl} \quad (2.69)$$

- c) Calcular

$$Z_4^{n-1}$$

- d) Calcular Z_2^1

4. Calcular $\theta^{(2)}$ mediante la ecuación (2.74) que se puede expresar como

$$\theta^{(2)} = (Y^{-1} - Z_2 Z_4^{-1} Z_2^1 - Z_2^0 Z_4^{-1} Z_2^1) P^{(0)} \quad (2.79)$$

debe notarse que,

$$\theta^{(2)} = \theta^{(1)} - Z_2^n Z_4^{-1} Z_2^1 P^{(0)} \quad (2.80)$$

de manera que es necesario calcular

$$\Delta \theta^{(2)} = -Z_2^n Z_4^{-1} Z_2^1 P^{(0)} \quad (2.77)$$

y sumarlo al $\theta^{(1)}$ previamente calculado

C A P I T U L O I I I

ESTUDIO DE CONTINGENCIAS EN SISTEMAS DE POTENCIA

3.1 Introducción

Al hacer un estudio de contingencias deben tomarse en cuenta los adelantos tecnológicos en el campo de los sistemas eléctricos de potencia (SEP), es decir observar el panorama actual en este campo de estudio, con objeto de tener mayor conciencia de lo que se está estudiando y así mismo poder hacer estudios más útiles, un aspecto muy importante es que en los últimos años se tiene la filosofía de diseñar sistemas integrados de control en tiempo real, lo cual constituye una notable diferencia con los centros de control anteriores los cuales hacían funciones de control locales o centralizadas, la razón de estos nuevos diseños es obtener una mayor seguridad y economía.

El hablar de seguridad de un sistema de potencia puede parecer algo ambiguo e indefinido, además da la impresión de que abarcan muchos aspectos de un sistema de potencia, sin embargo cuando se utiliza este concepto como base principal para diseñar un centro de control, se requiere especificar en forma exacta una definición de este concepto, para lo cual es necesario definir una referencia o estandar de seguridad, que de hecho es variable para cada compañía eléctrica, debe tomarse en cuenta que cada compañía opera un sistema de potencia diferente y además cada compañía tiene su propia política de operación. El estandar de seguridad para un sistema de potencia determinado, está constituido por un conjunto de contingencias que se cree pueden ocurrir, estas contingencias se simulan con objeto de observar los efectos que causan en el sistema eléctrico, se dice que un sistema de potencia tiene un estandar muy estricto de seguridad si puede soportar por ejemplo la salida simultanea de tres líneas, sin embargo para la mayoría de los sistemas de potencia el estandar de seguridad incluye como mínimo contingencias sencillas tales como:

- i) Salida sencilla de líneas o transformadores.
- ii) Salida sencilla de unidades generadoras.
- iii) Falla trifásica sencilla.

De acuerdo a las consideraciones anteriores se dice que un sistema de potencia será seguro si soporta todas las contingencias establecidas en el estandar de seguridad, es decir sin tener que operar el sistema en estado de emergencia¹¹⁻¹², o bien que no se violen los límites de operación de cada componente del sistema eléctrico.

Sin embargo aunque se define este estandar de seguridad, es necesario determinar el grado de inseguridad causado por cada contingencia, aunque esta no produzca un estado de operación de emergencia, este índice de inseguridad será determinado en función del punto de operación a que se llegue después de ocurrida la contingencia.

A posteriori se hace una clasificación de contingencias importantes para determinar las acciones de control que deben hacerse para cada contingencia. Es natural que si se simularan todas las contingencias posibles se necesitaría un tiempo muy grande de computación, por tal motivo, recientemente se han desarrollado métodos para determinar a priori cuales son las contingencias más severas y así analizar únicamente un subconjunto de contingencias del estandar de seguridad.^{13-14,20-21}

Se puede decir entonces que es necesario contar con métodos para seleccionar, analizar y evaluar los efectos de las contingencias en el sistema de potencia. Al operar un sistema de potencia es necesario recurrir a la especificación de contingencias a nivel de interruptor, por tal motivo es necesario tener métodos computacionales para elaborar para cada contingencia el modelo del sistema.

En este capítulo se presentan conceptos y aplicaciones del análisis de seguridad del sistema eléctrico de potencia en estado estable y se consideran aspectos importantes para una evaluación en tiempo real.

3.2 Análisis no lineal de contingencias

Las contingencias más importantes de analizar en un sistema eléctrico son; cambios de configuración en la red vgr. entrada y salida de líneas y la pérdida de generación.

Desde el punto de vista de análisis, los cambios de configuración requieren mayor trabajo computacional ya que involucran cambios en la matriz asociada al sistema de transmisión. Esto requiere la utilización de técnicas de compensación para simular el cambio de configuración mediante inyecciones de potencia compensadoras, manteniendo la estructura de la matriz. Lo anterior permite simular en forma eficiente los cambios de configuración utilizando una misma matriz, triangularizada y factorizada en el estudio de diversos casos.

Matemáticamente el problema se puede formular de la manera siguiente

$$Y(x) = Ax \tag{3.1}$$

donde,

- A matriz del sistema
- x vector de variables de estado
- Y(x) vector de excitaciones no lineal

La simulación del cambio de configuración modifica el vector Y(X) con lo cual si se utiliza una formulación donde la matriz A es constante se tendrían atractivos computacionales en la utilización del método

La pérdida de generación en la mayoría de los casos no al-

tera la estructura de la matriz de coeficientes, todas las modificaciones se reducen al vector $Y(X)$. Por esta razón es más sencillo simular un cambio de generación o de carga. En algunos casos al perder una unidad generadora se pierde el control de voltaje de un nodo, esto modifica la estructura de la matriz A ya que se cambia el tipo de algún nodo.

La diferencia importante entre los métodos presentados en el CAPÍTULO II y los de este capítulo está en los procedimientos iterativos necesarios para obtener la solución. De aquí que sea necesario repetir la determinación de inyecciones de potencia compensadoras en la ecuación (3.1) hasta que no se produzcan cambios importantes en las variables de estado.

3.3 Ecuaciones desacopladas de potencia activa y reactiva.

Las características del estudio de flujos desacoplado han motivado que sea la formulación más utilizada en el análisis de contingencias. Las ecuaciones matriciales correspondientes, ecuación (3.2) muestra la utilización de matrices de coeficientes constantes B' y B'' y términos independientes no lineales (ΔP , ΔQ)

$$\begin{aligned}\Delta P &= B' \Delta \theta \\ \Delta Q &= B'' \Delta V\end{aligned}\tag{3.2}$$

El procedimiento normal de solución requiere alternar el cálculo de los vectores $\Delta \theta$ y ΔV hasta que las variaciones en los vectores ΔP y ΔQ sean de tal magnitud que no produzcan cambios apreciables en las variables de estado. La secuencia de cálculo está determinada por la sensibilidad de las variables involucradas.

En el análisis de contingencias se puede seguir el mismo procedimiento alternado de cálculo o bien experimentar con determinaciones secuenciales múltiples de las variables de estado.

3.4 Cambios de configuración.

De acuerdo a la estructura de la ecuación (3.2) el cambio de la impedancia entre dos nodos $i-j$ se puede simular con las inyecciones de potencia compensadoras de la ecuación (2.37), la diferencia básica para la aplicación no lineal es el cálculo iterativo de la inyección y el criterio de convergencia para obtener la solución

$$\Delta P_i^c = \frac{-(\Delta G_i^{(0)} - \Delta G_j^{(0)})}{X'_{ii} + X'_{jj} - 2X'_{ij} - x_{ij}} = -\Delta P_j^c \quad (3.3)$$

donde,

X'_{ij} es el elemento $i-j$ de la inversa de B'

$\Delta \theta_i^{(0)}$ es el incremento del ángulo en el nodo i

x_{ij} es la reactancia del elemento que se desconecta

Es importante señalar que en la ecuación (3.2) los cambios de configuración afectan a las matrices B' y B'' y a los vectores independientes ΔP y ΔQ . Los cambios en estos elementos se reducen a eliminar el término correspondiente del cálculo de la potencia activa y reactiva. En la Figura 3.1 al eliminar la línea $i-j$ el cambio de potencia activa se obtiene mediante:

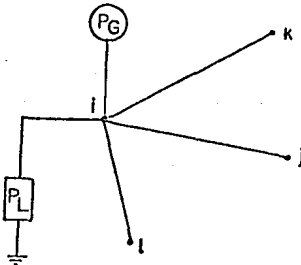


Figura 3.1

$$P_{ik} = \operatorname{Re} \left\{ V_i I_{ik} \right\} \quad (3.4)$$

$$P_{ik} = \operatorname{Re} \left\{ V_i \left(\frac{V_i - V_k}{z_{ik}} \right)^* \right\}$$

sin contingencia

$$P_i^{\text{calc}} = P_{ik} + P_{ij} + P_{il} \quad (3.5)$$

al ocurrir la contingencia

$$P_i^{\text{calc}} = P_{ik} + P_{il} \quad (3.6)$$

$$\Delta P_i = P_i^{\text{esp}} - P_i^{\text{calc}} = (P_{G_i} - P_{L_i}) - (P_{ik} + P_{il}) \quad (3.7)$$

para potencia reactiva el procedimiento es similar al presentado anteriormente en el caso de los nodos de carga. En los nodos de generación el control de voltaje elimina la ecuación de potencia reactiva.

La ecuación (3.7) muestra que al ocurrir un cambio de configuración se alterarán los vectores de estado de la ecuación (3.2). Esto se puede considerar como la solución inicial necesaria en el estudio lineal de contingencias. También es importante señalar que si los vectores independientes se alteran por cambios en las variables de estado se tendrá una nueva condición inicial, esto en esencia forma el ciclo iterativo de solución. Los cambios en las variables de estado producidos por las inyecciones compensadoras se obtienen directamente de la ecuación (3.2) anulando los elementos que no intervienen en la contingencia. Esto se reduce a utilizar solamente dos columnas de la inversa de las matrices B' y B'' . La ecuación (2.27) ilustra esquemáticamente este punto. Es importante hacer notar que estas columnas también fueron utilizadas en la determinación de las inyecciones compensadoras: ecuación (3.3), por lo cual se debe aprovechar esta característica. Los cambios en las variables de estado descritos anteriormente afectarán los valores de los errores nodales de las potencias activa y reactiva (vectores independientes en la ecuación (3.2)). El diagrama mostrado en la Figura 3.2 ilustra la secuencia iterativa de cálculo.

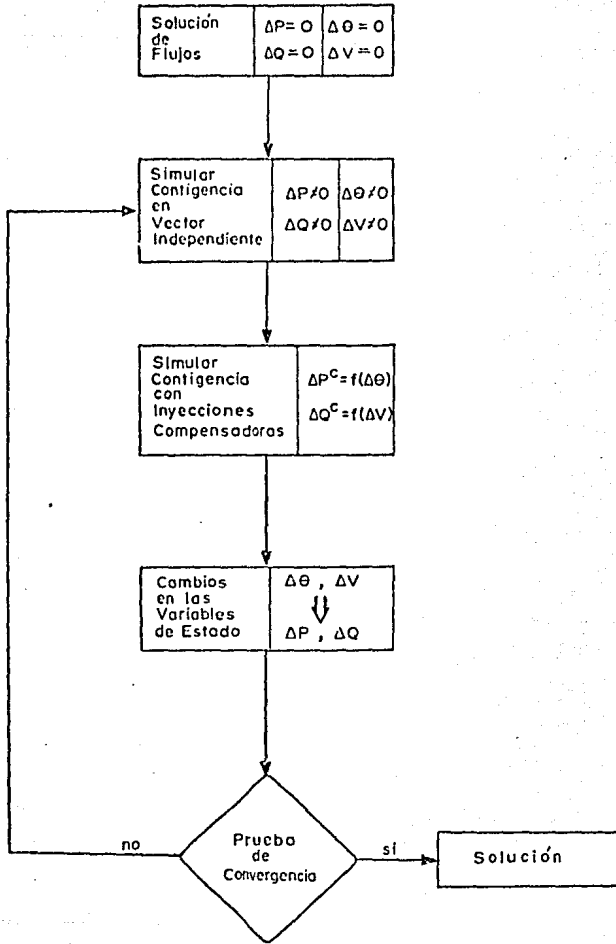


Figura 3.2

Secuencia Iterativa para el Análisis de Contingencias No-lineal.

3.5 Cambios múltiples de configuración.

La determinación de las corrientes compensadoras se puede realizar eficientemente utilizando el planteamiento descrito en el CAPITULO II sección 2.4.4. El aspecto importante de este método es que incorpora recursivamente las contingencias utilizando las ecuaciones para una contingencia sencilla hasta obtener la superposición de todas las contingencias.³³

La diferencia principal con el planteamiento antes mencionado es que ahora se tienen dos modelos a resolver simultáneamente. Los modelos de potencia activa y reactiva ecuación (3.2) se utilizarán en forma alternada para obtener la solución.

La condición antes de simular las contingencias (estudio inicial de flujos) es:

$$\begin{aligned}\Delta \theta &= 0 \\ \Delta V &= 0\end{aligned}\quad (3.8)$$

esto implica que se cumplen las condiciones establecidas en cada nodo.

Para la simulación de las contingencias se seguirán los pasos siguientes:

- 1) Se simula la salida de líneas en el término independiente del modelo de potencia activa

$$B' \Delta \theta = \Delta P^{(0)}(V^{(c)}, \theta^{(0)}) \quad (3.9)$$

el resultado es la determinación del vector $\Delta \theta$. Es importante notar que esta es la condición inicial utilizada en todos los planteamientos del CAPITULO II, y a partir de este punto se utilizarán las ecuaciones desarrolladas para sistemas lineales ya que el término independiente se mantendrá constante mientras no cambien los valores de magnitud de voltaje y ángulo

- 2) Para el cálculo del vector de incrementos de ángulo se utiliza la ecuación (2.76) que en este caso se escribe como:

$$\Delta \theta^{(1)} = -Z_{2P}^{(0)} (Z_{4P}^{(0)})^{-1} (Z_{2P}^{(0)})^t \Delta P^{(0)} + \Delta \theta^{(0)} \quad (3.10)$$

donde,

$$(Z_{2P}^{(0)})^t \Delta P^{(0)} = \Delta \theta_i^{(0)} - \Delta \theta_j^{(0)} \quad (3.11)$$

asumiendo que la línea que sale está conectada entre los nodos i-j.

- 3) La segunda contingencia requiere evaluar el efecto de la primera contingencia en la inversa de la matriz B'. Esto se logra mediante las ecuaciones (2.68) y (2.69). El vector de incrementos de ángulo considerando las dos contingencias será:

$$\Delta \theta^{(2)} = -Z_{2P}^{(1)} (Z_{4P}^{(1)})^{-1} (Z_{2P}^{(1)})^t \Delta P^{(1)} + \Delta \theta^{(1)} \quad (3.12)$$

donde,

$$(Z_{2P}^{(1)})^t \Delta P^{(1)} = \Delta \theta_i^{(1)} - \Delta \theta_j^{(1)} \quad (3.13)$$

asumiendo que la segunda línea que sale, está conectada entre los nodos k-l.

En el caso general para la n-ésima salida de línea, el cambio del vector de ángulos se obtiene como:

$$\Delta \theta^{(n)} = -Z_{2P}^{(n-1)} (Z_{4P}^{(n-1)})^{-1} (Z_{2P}^{(n-1)})^t \Delta P^{(n-1)} + \Delta \theta^{(n-1)} \quad (3.14)$$

donde,

$$(Z_{2P}^{(n-1)})^t \Delta P^{(n-1)} = \Delta \theta_r^{(n-1)} - \Delta \theta_s^{(n-1)} \quad (3.15)$$

asumiendo que la n-ésima línea que sale está conectada entre los nodos r-s.

- 4) Se corrigen los ángulos de fase de los nodos mediante

$$\theta^{(1)} = \theta^{(0)} + \Delta \theta^{(n)} \quad (3.16)$$

en estos ángulos están considerados los cambios en la matriz B' y en el término independiente.

- 5) Se simula la salida de líneas en el término independiente del modelo de potencia reactiva:

$$B'' \Delta V = \Delta Q^{(0)}(V^{(0)}, \theta^{(1)}) \quad (3.17)$$

el resultado es la determinación del vector $\Delta V^{(0)}$, que es la condición inicial para el modelo lineal.

- 6) Se obtiene el vector de incrementos de magnitud de voltajes mediante:

$$\Delta V^{(1)} = -Z_{20}^{(0)}(Z_{20}^{(0)})^{-1}(Z_{20}^{(0)})^t \Delta Q^{(0)} + \Delta V^{(0)} \quad (3.18)$$

donde,

$$(Z_{20}^{(0)})^t \Delta Q^{(0)} = \Delta V_i^{(0)} - \Delta V_j^{(0)} \quad (3.19)$$

si el nodo i o el j fuera de voltaje controlado el incremento de voltaje correspondiente sería cero. Para el cálculo de $Z_{20}^{(0)}$, en el vector e_{11} se tendrá solamente un elemento diferente de cero correspondiente al nodo sin control de voltaje. El signo del elemento dependerá de la convención utilizada vgr. al primer nodo en la especificación de la contingencia signo positivo, al segundo signo negativo.

- 7) El efecto de la segunda contingencia en el vector de incrementos de magnitud de voltaje se obtiene mediante

$$\Delta V^{(2)} = -Z_{20}^{(1)}(Z_{20}^{(1)})^{-1}(Z_{20}^{(1)})^t \Delta Q^{(1)} + \Delta V^{(1)} \quad (3.20)$$

donde,

$$(Z_{20}^{(1)})^t \Delta Q^{(1)} = \Delta V_k^{(1)} - \Delta V_l^{(1)} \quad (3.21)$$

En el caso general para la n -ésima contingencia se tiene

$$\Delta V^{(n)} = -Z_{20}^{(n-1)} (Z_{40}^{(n-1)})^{-1} (Z_{20}^{(n-1)})^t \Delta Q^{(n)} + \Delta V^{(n-1)} \quad (3.22)$$

donde,

$$(Z_{20}^{(n-1)})^t \Delta Q^{(n)} = \Delta V_r^{(n-1)} - \Delta V_i^{(n-1)} \quad (3.23)$$

- 8) Se corrigen los voltajes de los nodos sin control mediante

$$V^{(n)} = V^{(n-1)} + \Delta V^{(n)} \quad (3.24)$$

- 9) Los vectores $\theta^{(n)}$ y $V^{(n)}$ constituyen el punto inicial a partir del cual se iniciará la segunda iteración de la simulación de contingencias. El procedimiento se repite a partir del paso 1 sustituyendo la condición inicial mencionada.

El criterio de convergencia de este proceso iterativo es tener los errores nodales de potencia activa y reactiva ($\Delta P, \Delta Q$) dentro de una tolerancia especificada. Esto implica que los cambios en los ángulos y voltajes complejos entre dos iteraciones sucesivas son despreciables.

3.6 Alternativas de solución.

En el algoritmo de solución presentado en la sección anterior existen diversas alternativas para encontrar la solución al problema de contingencias múltiples no lineal.

Al terminar el paso 4 se tiene la opción de evaluar el vector de errores nodales de potencia activa o reactiva. En el primer caso se calculará el término

$$\Delta P^{(n)}(V^{(n)}, \theta^{(n)}) \quad (3.25)$$

eliminando los términos correspondientes a las líneas que salen. A partir de este punto se iniciaría nuevamente el ciclo de pasos de 1 a 4 para corregir por segunda ocasión el vector de ángulos de fase. En el segundo caso se tendría la opción descrita en el algoritmo de la sección anterior.

Al término del paso 9 se tiene también la opción de continuar con otra iteración con el modelo de potencia reactiva, calculan-

do el término

$$\Delta Q^{(l)}(V^{(l)}, \theta^{(l)}) \quad (3.26)$$

el ciclo se repite utilizando los pasos 5 al 9 del algoritmo de la sección anterior.

En el caso general de dar k sustituciones sucesivas en el modelo de potencia activa y l sustituciones sucesivas en el modelo de potencia reactiva se tienen que evaluar los términos

$$\Delta P_m^{(i)}(V_m^{(0)}, \theta_m^{(i)}) \quad i = 1, 2, \dots, k-1, k \quad (3.27)$$

$$\Delta Q_m^{(j)}(V_m^{(j)}, \theta_m^{(k+1)}) \quad j = 1, 2, \dots, l-1, l \quad (3.28)$$

donde,

el subíndice m indica la iteración general de los modelos, los superíndices $i, j, k+1$ indican las sustituciones sucesivas en cada modelo.

Al final de una iteración completa de los modelos se tiene:

$$V_{m+1}^{(0)} = V_m^{(k+1)} \quad V_{m+1}^{(l)} = V_m^{(l+1)} \quad (3.29)$$

La efectividad de realizar diversas combinaciones de iteraciones con los modelos de potencia activa y reactiva, dependerá del grado de acoplamiento entre los modelos. Así en sistemas sin acoplamiento la solución es independiente. En sistemas reales existe un mayor efecto de los ángulos sobre la potencia reactiva que el de las magnitudes de voltaje sobre la potencia activa como se mostró en el CAPITULO I. Esto justifica resolver siempre primero el modelo de potencia activa, seguido por el modelo de potencia reactiva. En los sistemas analizados se encontraron mejores resultados iterando de un modelo a otro, sin sustituciones, esto se debe en gran parte al acoplamiento considerable entre modelos.

En la Figura 3.3 se presenta un diagrama de flujo del algoritmo computacional.

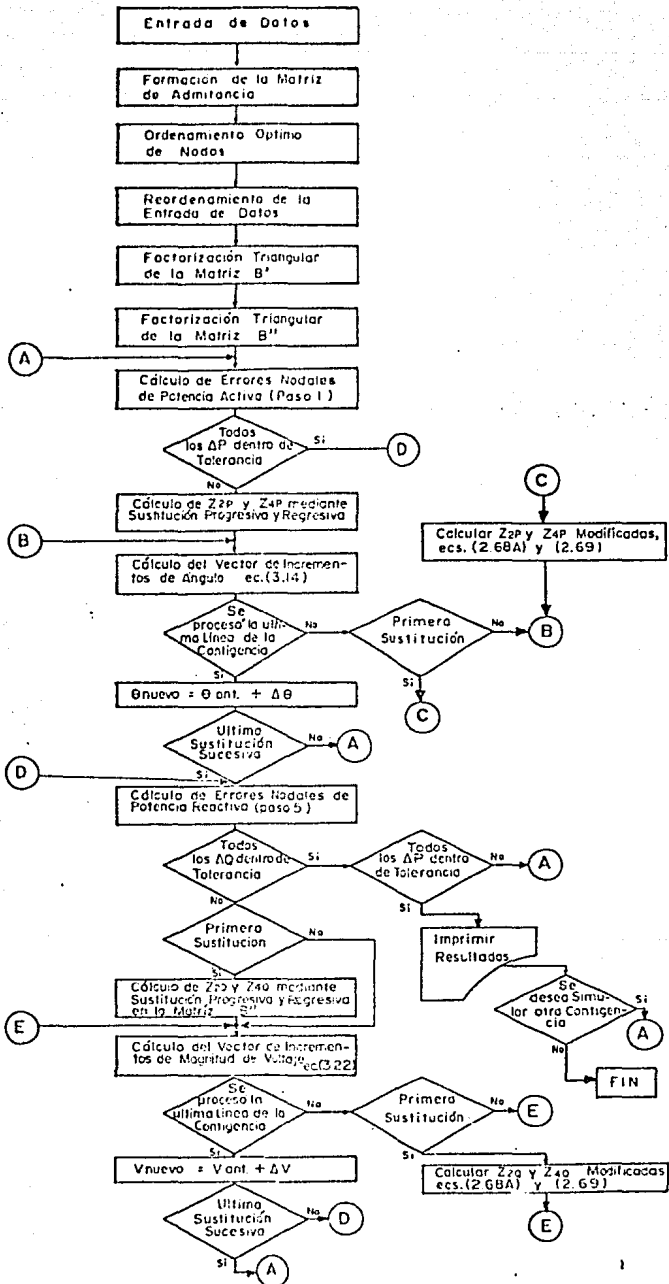


Figura 3.3

Diagrama de Flujo del Algoritmo Computacional para la Simulación de Contingencias Múltiples de Líneas.

3.7 Salida de transformadores.

La simulación de la salida de transformadores se realiza en forma similar a la de las líneas de transmisión. En ambos modelos se simula la eliminación de la reactancia serie de las matrices B' y B". En el cálculo del término independiente se cancelan los elementos del circuito equivalente del transformador para condiciones fuera del tap nominal.

3.8 Cambios de generación y carga.

En los estudios de contingencias en estado estable se analiza el comportamiento del sistema eléctrico, después de que los efectos transitorios han desaparecido. Así en los estudios de pérdida de generación se asume la respuesta de los reguladores de voltaje en el control de los voltajes terminales y la distribución de la potencia activa perdida entre los generadores restantes de acuerdo a los controles disponibles vgr. regulación primaria, control automático de generación y despacho económico.³⁴

En cualquier caso la generación se distribuirá utilizando factores y respetando los límites de las unidades

$$P_k = P_k^{(0)} + \frac{\theta_k \Delta P_i}{\sum_{i \neq j} \theta_i} \quad (3.30)$$

donde,

θ_k representa el factor de distribución utilizado

$$P_k^{\min} \leq P_k \leq P_k^{\max} \quad (3.31)$$

se puede observar de la ecuación (3.30) que los factores θ_i indican, la importancia relativa de la distribución, al ser normalizados con la sumatoria de los generadores conectados, la generación perdida se compensa exactamente. La forma de determinar estos factores dependerá del tipo de control disponible. Para el caso de regulación primaria se utilizarán las características de los reguladores de velocidad

en estado estable. En la Figura 3.4 se muestran diferentes características y sus ecuaciones correspondientes, en este caso los factores de distribución son inversamente proporcionales a la regulación de la máquina

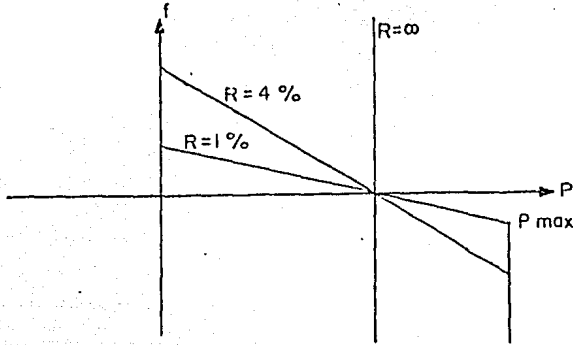


Figura 3.4

$$\Delta P = - \frac{1}{R} \Delta f \tag{3.32}$$

$$\Delta P = - \emptyset \Delta f$$

es importante señalar que para la aplicación correcta de la ecuación (3.32) se requiere expresar las regulaciones de las máquinas en la misma base. En el sistema de la Figura 3.5 se muestran 3 máquinas con las características indicadas. La máquina con el regulador de velocidad "amarrado", tiene un factor de distribución cero de acuerdo a la ecuación (3.32). Las otras dos máquinas aunque con la misma regulación en por ciento, tienen los factores de distribución indicados al efectuar la conversión a una base común (100 MW).

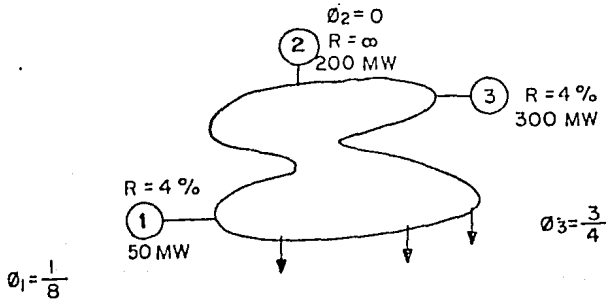
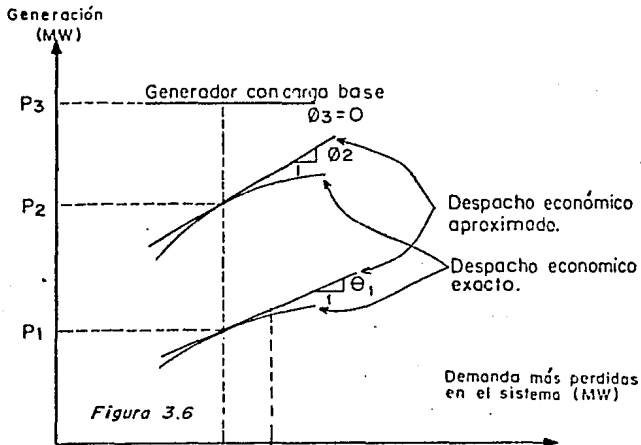


Figura 3.5

3.9 Distribución con factores económicos.

El reparto económico de la generación perdida se puede lograr utilizando las características de costos incrementales de las unidades generadoras. En el esquema más simple con características de costo-generación lineales, la distribución de generación se hará de acuerdo a una lista de prioridad basada en costos incrementales crecientes. Así la unidad con el costo incremental más bajo tomará, si es necesario la carga hasta llegar a su límite máximo, así sucesivamente hasta llegar a compensar la generación perdida.

En el caso general se utilizarán los factores de participación económicos utilizados en los algoritmos de control de generación con despacho económico. Estos factores indican la sensibilidad del cambio de generación en un nodo al ocurrir un cambio en la demanda o generación del sistema. El cálculo de estos factores se obtiene de un estudio incremental de un despacho económico



En la Figura 3.5 se ilustra la determinación de los factores de participación económicos para tres generadores con características diferentes.

$$\begin{aligned}\Delta P_1 &= \theta_1 \Delta G_s \\ \Delta P_2 &= \theta_2 \Delta G_s \\ \Delta P_3 &= 0\end{aligned}\tag{3.33}$$

Es importante notar que el cambio de generación o carga debe ser compensado con el movimiento de generación de las máquinas restantes. Las ecuaciones de (3.31) a (3.33) se aplican en ambos casos. Sin embargo una diferencia importante es que en el caso de pérdida de carga no existe el problema de perder el control de voltaje en el nodo correspondiente.

3.10 Control de voltaje.

En los esquemas normales de sistemas de potencia cada unidad generadora tiene su transformador de máquina. El voltaje en terminales de la unidad se controla mediante el regulador de voltaje y el sistema de excitación de la máquina. Así al salir una unidad se pierde el control de voltaje en el nodo el cual tendrá una característica pasiva. Sin embargo es común que al perder la unidad generadora se desconecta automáticamente el transformador de máquina. Esto permite realizar la simulación de la contingencia sin necesidad de agregar la ecuación del nodo de carga en la matriz B'' .³³⁻³⁴

En el modelo de potencia activa, se elimina del vector independiente la contribución del transformador de máquina y la inyección de potencia activa generada se anula. Aquí no es posible simular la salida del transformador ya que produciría un nodo aislado y no sería factible calcular las inyecciones compensadoras. Dada la estructura del sistema en el caso presentado, para una inyección de potencia igual a cero se obtienen ángulos de fase iguales en los nodos extremos del transformador de máquina.

En el modelo de potencia reactiva si es necesario eliminar de la matriz B'' la admitancia serie del transformador, ya que tiene

un valor muy considerable comparado con los efectos capacitivos de las líneas de transmisión. El efecto de este cambio se manifiesta únicamente en el término diagonal del nodo de carga al que está conectado el transformador. Es decir el efecto resultante de la salida del generador es la simulación de la contingencia del transformador. Es importante recordar que el término independiente también se debe afectar por la eliminación del transformador.

En algunos estudios de flujos y contingencias las plantas generadoras se representan por unidades equivalentes con el fin de reducir el tamaño del modelo. Esta situación produce que la pérdida de un generador en la planta no afecte el control de voltaje en el nodo, salvo los límites de reactivos que se ven modificados. Además se introduce un cambio de configuración al modificarse la reactancia equivalente de los transformadores. En resumen se tiene una contingencia doble motivada por la modelación del sistema eléctrico.

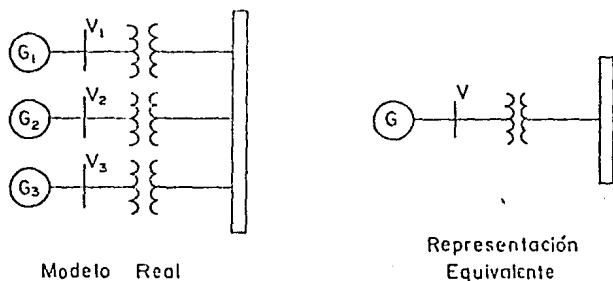


Figura 3.7

3.11 Límites de reactivos

El control de voltaje en un nodo de generación se puede mantener, siempre y cuando no se excedan los límites de potencia reactiva en la máquina. Esta situación se elimina mediante dispositivos de protección del regulador de voltaje y el nodo de generación se transforma en un nodo de voltaje no controlado. Desde el punto de vista de las ecuaciones se trata de obtener una solución con la potencia

reactiva en el límite violado. Esto hace necesario incorporar la ecuación de potencia reactiva en el conjunto de ecuaciones.

Es posible utilizar la información de la matriz B'' factorizada para triangularizar el renglón que se agrega¹, sin embargo esto es eficiente cuando se tiene solo una violación de un límite. En el caso general se recomienda factorizar nuevamente las matrices tomando en cuenta las contingencias y especificando la potencia reactiva en el valor del límite violado en los generadores correspondientes.

3.12 Simulación de contingencias en el nodo compensador.

En el caso general de un sistema con varios nodos compensadores, la pérdida de uno de estos se simula como para cualquier generador. Si se tiene solo un nodo compensador y se pierde su generación, en el modelo de potencia activa se distribuye la generación en forma normal, sin embargo no se anula su generación en el término independiente ya que no existe una ecuación para este nodo. En el modelo de potencia reactiva generalmente se tienen varios nodos de voltaje controlado, por lo cual la simulación se realiza eliminando el transformador correspondiente.

Con el procedimiento descrito anteriormente se obtendrá cierta generación en el nodo compensador, si se desea eliminar completamente se requiere un proceso iterativo que distribuya la generación entre las unidades restantes.

En la Figura 3.8 se representa un diagrama de flujo del algoritmo computacional para la simulación de pérdida de generadores y cambios de carga.

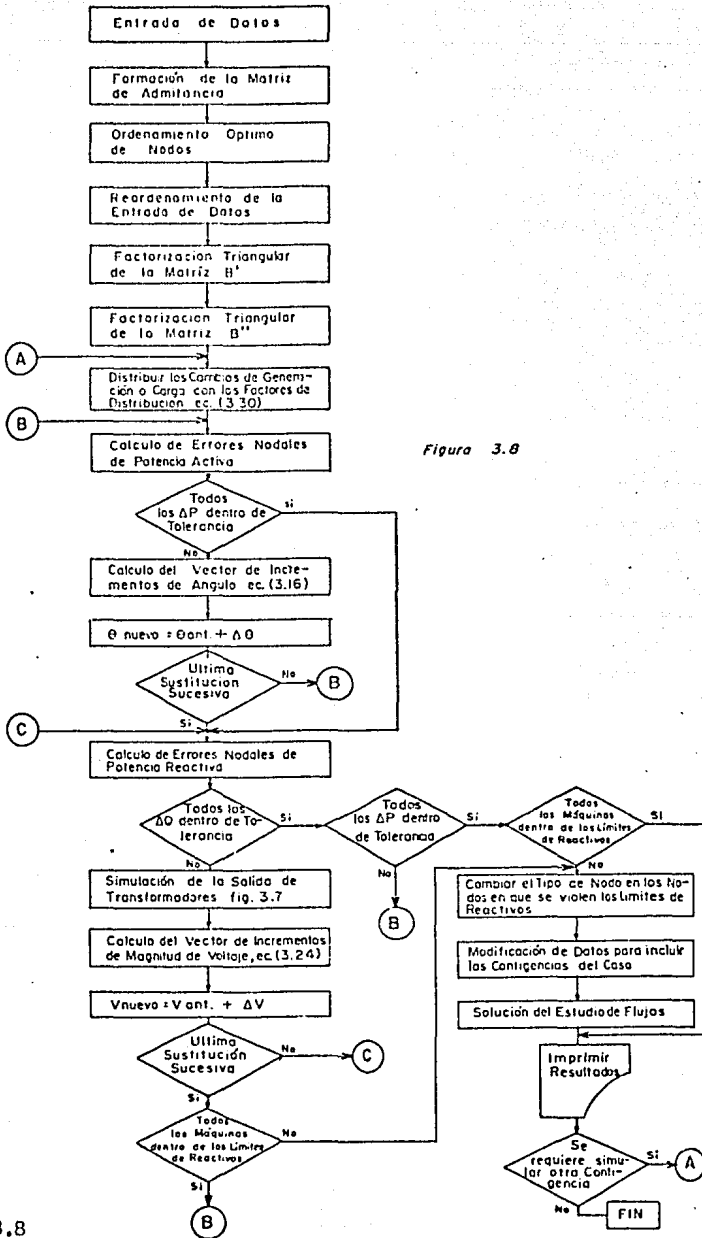


Figura 3.8

Figura 3.8

Diagrama de Flujo del Algoritmo Computacional para la Simulación de Pérdida de Generación.

C A P I T U L O I V

PRESENTACION Y ANALISIS DE RESULTADOS EN ESTUDIOS DE CONTINGENCIAS

4.1 Introducción.

En un estudio de contingencias generalmente se simula una gran cantidad de salidas de líneas, transformadores y generadores. Esto aunado a la dimensión del sistema analizado da por resultado la obtención de una gran cantidad de variables del problema. Por este motivo es importante disponer de los medios adecuados para la presentación de resultados que permitan identificar en forma directa las contingencias que pueden producir situaciones de emergencia en el sistema.

Como resultado del estudio se deberá tener una clasificación que muestre en orden de importancia las contingencias más peligrosas para el sistema. Esta clasificación permite concentrar la atención en los problemas importantes y desechar los resultados irrelevantes, con el correspondiente ahorro del manejo de información y en el tiempo de análisis.

En este capítulo se presentan ideas para la clasificación de contingencias y se muestran resultados de simulaciones en los sistemas de prueba de 14, 30 y 57 nodos del IIEFE, y en el Sistema Peninsular de Comisión Federal de Electricidad.

4.2 Reporte de contingencias.

En un sistema real al analizar un conjunto de contingencias se tiene como resultado un gran volumen de información. El análisis de los resultados consumirá muchas horas hombre si no se cuenta con los procedimientos adecuados para reportar los resultados.

Un método sencillo para resumir los efectos de contingen-

cias en el sistema es presentar únicamente los elementos de transmisión y nodos del sistema que exceden porcentajes pre-establecidos en los límites de transmisión y voltajes nodales. En la Tabla 4.1 se presenta un ejemplo de este tipo de reporte para un 20% en los límites de transmisión y un 5% en los límites de voltajes nodales.

T A B L A 4.1
Resumen del análisis de contingencias

Línea	% de violación límite de transmisión
4-8	23
15-23	21
11-35	28
7 líneas con límite violado	
Nodo	% de violación límite de voltaje
8	7.5
15	-6.6
3 nodos con límite violado	

4.3 Indices de severidad

Cuando se maneja una gran cantidad de contingencias es muy conveniente utilizar índices para clasificar la severidad de las contingencias. Esto permite concentrar la atención en los casos más críticos de acuerdo al valor del índice obtenido.

Los índices a considerar en un estudio de contingencias son:

- Indice de sobre-voltaje
- Indice de bajo-voltaje
- Indice de sobre-corriente
- Indice de estabilidad

La definición de cada uno de estos índices se debe hacer de manera que se minimice el problema de encubrimiento, que consiste en clasificar con mayor severidad una contingencia donde muchas líneas tienen una violación pequeña que una contingencia donde pocas líneas tienen una violación grande. Para eliminar este problema se propone un índice de severidad de la forma siguiente:

$$I = \sum_{i \in \alpha_i} (x_i \%) + \sum_{j \in \alpha_j} (y_j \%)^2 + \sum_{k \in \alpha_k} (z_k \%)^4 \quad (4.1)$$

donde

- α_i es el conjunto de elementos con una violación
 $0 \leq x_i < X$
- α_j es el conjunto de elementos con una violación
 $X \leq y_j < Y$
- α_k es el conjunto de elementos con una violación
 $Y \leq z_k$

Para cada uno de los índices mencionados anteriormente se especifican porcentajes límites a partir de los cuales se define la inclusión de la violación en alguno de los tres términos. El límite X se define como un límite moderado de violación del parámetro correspondiente. El límite Y se define como un límite de emergencia para el equipo correspondiente. En cualquier caso el usuario especificará estos valores de acuerdo a los criterios de operación o planeación existentes.

La utilidad de estos índices de severidad es que permiten identificar en una presentación resumida las contingencias más críticas para su análisis detallado. Esto es muy importante especialmente cuando se analizan sistemas de gran tamaño y un gran número de contingencias, donde el volumen de información por analizar es considerable. El empleo de los índices representa un ahorro substancial en el tiempo de análisis de las contingencias, ya que se concentra en los casos más críticos.

Para mostrar el efecto de la magnitud de la violación en el

índice de severidad se presenta la Tabla 4.2. Se puede observar que aun cuando se tienen 10 líneas con violaciones del 5 y 9% el índice relativo es despreciable comparado con las violaciones que exceden el límite de emergencia (25%), aun cuando estas últimas son únicamente dos. El problema de encubrimiento dependerá principalmente de la especificación del límite moderado y de emergencia, ya que si ninguna de las violaciones excede el límite moderado todos los valores se calcularán con exponente unitario.

T A B L A 4.2

Cálculo de índices de severidad

No. de líneas con violaciones	$0 \leq x_i < 10$	$10 \leq y_i < 25$	$25 \leq z_i$	Índice de severidad	Índice Relativo
10	5			50	6.4×10^{-5}
10	9			90	1.15×10^{-4}
3		11		363	4.65×10^{-4}
5		20		2000	2.56×10^{-2}
2			25	781250	1.0

4.4 Porcentaje de violación

El porcentaje de violación para ser utilizado en cualquier índice se calcula de la manera siguiente:

$$x\% = \frac{f - f_e}{f_e} \times 100 \quad (4.2)$$

donde:

- f es el valor actual de la variable
- f_e es el valor nominal de la variable

en el caso de índices térmicos en líneas y transformadores se utiliza el valor nominal de la corriente que circula por el elemento. En los índices de estabilidad se pueden utilizar las diferencias angulares determinadas de acuerdo a un margen de estabilidad establecido. En forma equivalente se pueden utilizar las potencias activas correspondientes a las diferencias angulares.

En el caso de los índices de voltaje se utilizan los valores nominales del equipo.

4.5 Resultados en sistemas de prueba.

Para probar algunos de los métodos presentados en los capítulos II y III se utilizaron los sistemas de 14, 30 y 57 nodos del IEEE. Los diagramas unifilares y datos correspondientes se tomaron de la referencia 32 .

Una muestra representativa de los resultados de contingencias sencillas en líneas o transformadores se presenta en las Tablas 4.3 a 4.5. Se observan los efectos de modificar ángulos y magnitudes de voltajes en las potencias activa y reactiva. En las iteraciones enteras se modifican voltajes en las medias iteraciones se modifican ángulos. Se grafican las desviaciones máximas de potencias, pero en general se tienen valores medios muy inferiores a estos. En los tres

sistemas se tienen patrones de convergencia muy similares, con la posibilidad de reducir iteraciones de acuerdo a la tolerancia de convergencia. La comparación de flujos en líneas, y voltajes complejos entre el análisis de contingencias y un estudio de flujos convencional modificando los datos correspondientes, no se presenta ya que los resultados para todo fin práctico se observó que eran iguales.

La simulación de contingencias dobles en líneas y transformadores se realizó como se describió en el Capítulo III. Se probaron diferentes alternativas para la sustitución sucesiva de ángulos y magnitudes de voltaje. En los sistemas de prueba se encontró que la solución sin sustituciones sucesivas para los modelos de potencia activa y reactiva fué la mejor desde el punto de vista de convergencia.

En la Tabla 4.6 se presenta la comparación de las soluciones para contingencias dobles por un método automático y por un estudio de flujos. Una forma de presentar la exactitud de la simulación de contingencias es a través de la estadística de los errores de las variables de interés, tomando como referencia una solución exacta. En la Tabla 4.7 se muestra el error promedio, el error máximo y la desviación estandar para los flujos en líneas de los tres sistemas de prueba bajo una contingencia doble específica. De los resultados se observa una gran concentración de errores alrededor del valor medio.

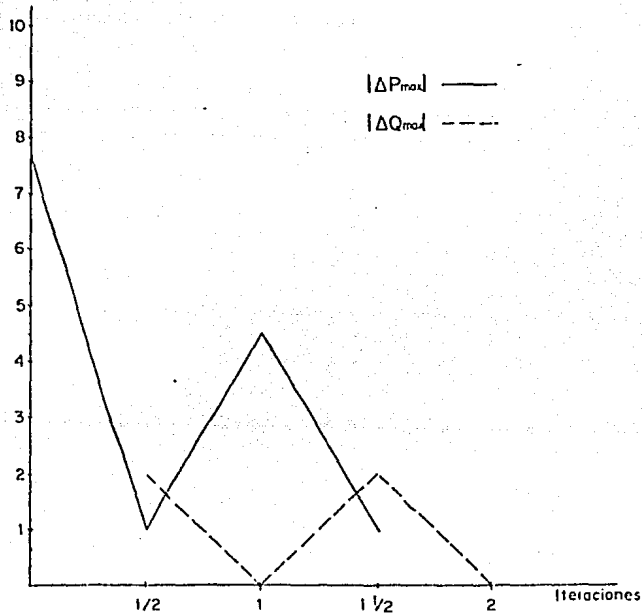
En la Tabla 4.8 se presentan los factores de distribución por regulación primaria e inerciales utilizados en las pruebas de pérdida de generación con un modelo del Sistema Peninsular. La distribución de generación se realizó de acuerdo al algoritmo presentado en las secciones 3.7 y 3.8. Los resultados obtenidos en las pruebas realizadas son prácticamente iguales a los de una simulación externa con un estudio de flujos. En todos los casos probados se requirieron

dos iteraciones de cada modelo para obtener la solución con una tolerancia de 0.001 pu en potencia activa y reactiva.

T A B L A 4.3

$|\Delta P_{mod}|$ y $|\Delta Q_{mod}|$ después de cada iteración, en la simulación de la contingencia sencilla de la línea 13-14, sistema de 14 nodos.

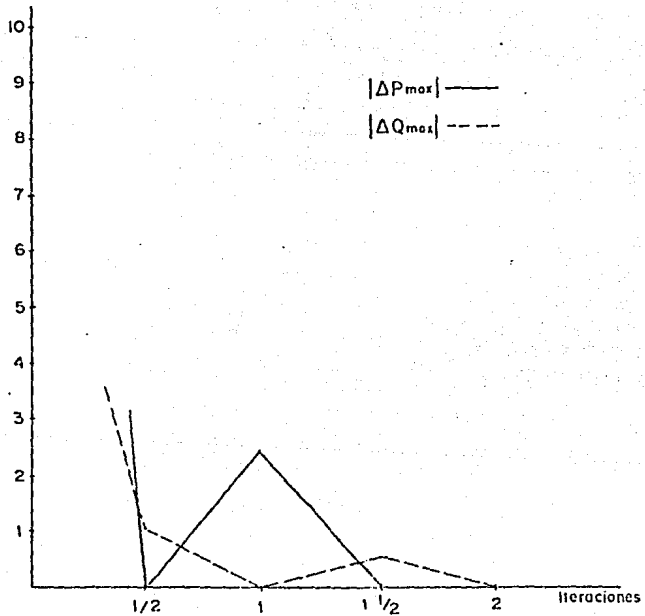
Nodo	Iteración	$ \Delta P_{max} $	$ \Delta Q_{mod} $
14	0	7.750	
13	1/2	0.899	
13	1/2		1.946
13	1		0.013
13	1	4.507	
13	1 1/2	1.195	
13	1 1/2		2.088
13	2		0.013



T A B L A 4.4

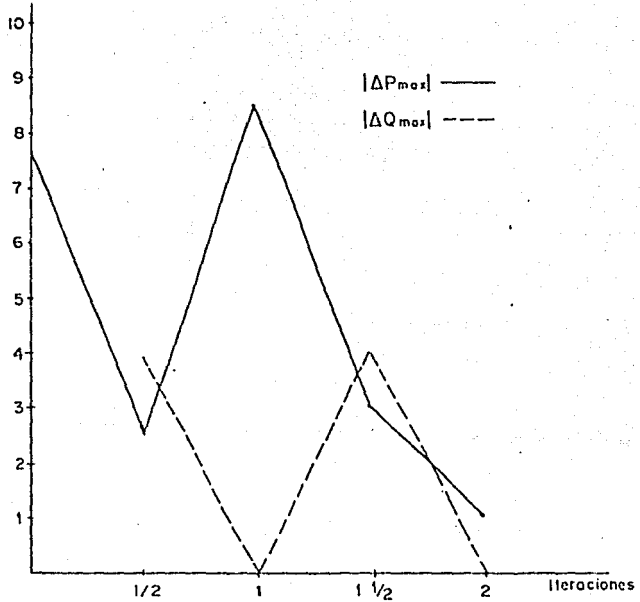
$|\Delta P_{max}|$ y $|\Delta Q_{max}|$ después de cada iteración, en la simulación de la contingencia sencilla de la línea 6-28, sistema de 30 nodos.

Nodo	Iteración	$ \Delta P_{max} $	$ \Delta Q_{max} $
26	0	74.56	
22	1/2	0.20	
26	1/2		0.910
26	1		0.004
22	1	2.40	
26	1 1/2	0.11	
22	1 1/2		0.661
22	2		0.002



$|\Delta P_{max}|$ y $|\Delta Q_{max}|$ después de cada iteración, en la simulación de la contigüencia sencilla de la línea 38-48, sistema de 57 nodos.

Nodo	Iteración	$ \Delta P_{max} $	$ \Delta Q_{max} $
49	0	7.8	
49	1/2	2.6	
49	1/2		3.7
49	1		0.01
49	1	8.5	
49	1 1/2	3.0	
49	1 1/2		4.0
49	2		0.0



T A B L A 4.5

Resultados de la simulación de contingencias dobles para tres sistemas de prueba.

Línea	Simulación de la contingencia mediante una corrida de flujos		Simulación automática de la contingencia	
	Potencia Real MW	Potencia Reactiva MVAR	Potencia Real MW	Potencia Reactiva MVAR
Sistema de 14 nodos salen las líneas 12-13 y 13-14				
1 - 2	156.283	020.265	156.450	-020.303
5 - 1	-073.469	003.439	-073.613	003.495
3 - 2	-070.520	001.450	-070.533	001.455
5 - 2	-040.473	005.574	-040.605	005.622
5 - 6	042.365	-013.265	043.147	-013.192
5 - 4	063.967	-002.359	063.079	-002.529
7 - 4	-029.525	003.295	-029.216	003.410
7 - 9	029.523	021.042	029.224	020.651
4 - 2	-054.439	007.304	-054.415	007.370
4 - 9	016.610	001.933	016.441	001.853
Sistema de 30 nodos salen las líneas 8-28 y 29-30				
26-25	-003.500	-002.301	-003.506	-002.297
16-17	003.475	004.122	003.473	004.123
10-20	009.022	002.234	009.028	002.234
1 - 2	177.317	-025.745	177.951	-025.776
4 - 3	-077.402	005.363	-077.463	006.354
3 - 1	-080.605	003.817	-080.634	003.823
5 - 2	-030.026	005.416	-030.057	005.429
2 - 4	045.769	001.537	045.771	001.541
4 - 6	070.439	004.627	070.472	-004.623
12-4	-044.035	006.047	-044.056	006.049
Sistema de 57 nodos salen las líneas 38-49 y 55-57				
2 - 1	-146.546	-069.169	-146.795	-069.036
8 - 9	176.182	020.020	176.305	020.007
17-1	-093.022	002.036	-093.256	002.132
2 - 3	091.536	-003.005	091.776	-003.069
18-4	-031.726	-011.463	-031.746	-011.617
44-45	-036.813	-002.731	-035.611	-003.802
45-15	-037.757	-004.260	-037.413	-005.022
46-14	-039.135	-002.932	-039.013	-003.935
15-1	-149.425	-021.469	-149.610	-021.843
15-14	066.695	001.101	067.043	001.566

T A B L A 4.7

Estadística de errores en la simulación de contingencias
dobles en los sistemas de prueba del IEEE .

POTENCIA REAL			POTENCIA REACTIVA		
Error Promedio	Error Máximo	Desviación Estandar	Error Promedio	Error Máximo	Desviación Estandar
Sistema de 14 nodos salen las líneas 12-13 y 13-4					
0.23670	0.88800	0.29826	0.11030	0.39100	0.11034
Sistema de 30 nodos salen las líneas 8-28 y 23-30					
0.03250	0.13400	0.04018	0.00710	0.03100	0.00943
Sistema de 57 nodos salen las líneas 38-49 y 56-57					
0.30620	1.20200	0.33036	0.40300	1.05300	0.40016

T A B L A 4.2

Factores de distribución para estudios de pérdida de generación en el Sistema Peninsular

NOMBRE UNIDAD	CAPACIDAD (MW)	R* (%)	H* (S)	FDR ⁺	FDI ⁺⁺
LER-U1	31.0	5	4	0.062	1.24
LER-U2	31.0	5	4	0.062	1.24
LER-U3	27.5	5	4	0.055	1.10
LER-U4	37.5	5	4	0.075	1.50
ICM-U1	24.5	5	4	0.049	0.93
ICM-U5	6.5	5	4	0.013	0.26
ICM-U7	6.7	5	4	0.013	0.25
ICM-U8	13.0	5	4	0.026	0.52
CAN-U1	14.0	5	4	0.028	0.56
MDA-U3	30.0	5	4	0.060	1.20
MDA-U1	84.0	5	4	0.168	3.36
CAN-U2	14.0	5	4	0.028	0.56
CAN-U3	30.0	5	4	0.060	1.20

* Característica de regulación en estado estable (R) y constantes de inercia (H) en las bases de las unidades.

+ Factor de distribución por regulación en base 100 MW

++ Factor de distribución inercial en base 100 MW

C A P I T U L O V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES PARA FUTURAS INVESTIGACIONES

5.1 Conclusiones

El objetivo de este capítulo es resumir los aspectos más relevantes que se han observado en el desarrollo de este trabajo.

1. El factor que tiene mayor influencia en el desacoplamiento $P-\theta, Q-V$ es la relación r/x para cargas bajas, de tal manera que al disminuir r/x el desacoplamiento aumenta. El desacoplamiento disminuye a medida que el nivel de carga aumenta en el sistema de transmisión debido a la no - linealidad del problema.
2. La formulación del método desacoplado es exacta ya que se puede desarrollar sin tener que recurrir a aproximaciones y suposiciones.
3. Las formulaciones más relevantes que aparecen en la literatura son la de Stott¹ y la de Tinney² las cuales aunque tienen una presentación diferente son equivalentes. Las diferencias principales son que en la primera se calcula el incremento de θ y V mientras que en la segunda se calcula el valor total.
4. El análisis de contingencias se desarrolló a partir de la teoría de circuitos lo cual ayuda a una mejor comprensión del problema. El proceso puramente matricial equivalente sería la aplicación del lema de inversión de matrices.
5. El planteamiento 3 (Capítulo II) es mas conveniente que el planteamiento 2 ya que no es necesario resolver ecuaciones

simultáneas cuando se simulan contingencias múltiples. En las pruebas realizadas generalmente se requirieron dos iteraciones para obtener convergencia en la simulación de contingencias múltiples.

6. En general la inclusión de restricciones en el análisis de contingencias, tales como límites de reactivos en generadores, reducen la eficiencia de los métodos propuestos en el Capítulo III. En estos casos es más conveniente simular las contingencias mediante una corrida de flujos.
7. Para simular las contingencias en sistemas no lineales, se pueden utilizar métodos lineales mediante la superposición de efectos, requiriéndose iteraciones para obtener la solución del problema.
8. Los factores de distribución se escogen en base al tiempo en que interesa la respuesta, que puede ser el tiempo en que ocurra la regulación primaria, control automático de generación o despacho económico.
9. Para analizar los resultados de un estudio de contingencias es necesario disponer de procedimientos adecuados, para la presentación de los mismos ya que de otra manera se necesitaría mucho tiempo para llevar a cabo el análisis.
10. Es necesario medir los efectos de contingencias con un índice de severidad que las clasifique de acuerdo a su importancia. Esto permite concentrarse en la observación de los resultados de las contingencias más importantes y de esta manera determinar acciones correctivas únicamente para los casos de mayor interés.
11. El análisis de seguridad de un sistema requiere la evalua-

ción de contingencias en estado estable v transitorio, en este trabajo se presentaron métodos para el primer estado.

5.2 Recomendaciones

1. Se recomienda investigar métodos de evaluación para el estudio de los efectos de contingencias en estado transitorio.
2. Se propone investigar sobre métodos de selección de contingencias con un análisis completo de los flujos de potencia activa v reactiva, lo cual es muy importante en sistemas con problemas de soporte de voltaje v limitaciones de reactivos.
3. Otro problema importante que requiere investigación es la determinación de acciones correctivas después que se han determinado los efectos de las contingencias más importantes. Existen varias alternativas para tomar acciones correctivas, una seria corregir los efectos de todas las contingencias, eliminando la inseguridad del sistema, esto obviamente elevaría el costo de operación del sistema. Es importante notar que se corrigen los efectos de todas las contingencias importantes, cuando posiblemente solo una de ellas ocurra, siendo la probabilidad conjunta muy pequeña. Otra alternativa es determinar la acción de control para cada contingencia y no implantarla hasta que esta se presente. La ventaja es que no se eleva el costo de operación, la desventaja es que el objetivo del control para la seguridad no se cumple v la probabilidad de los estados de emergencia es alta.

En general se observa un conflicto entre economía y seguridad, donde se tiene que llegar a un acuerdo entre ambos aspectos para determinar las acciones correctivas.

4. Para la utilización de un método de análisis de contingencias en la planeación y operación de un sistema eléctrico de potencia, se requiere emplear eficientemente los recursos computacionales disponibles, ya que el volumen de datos y de resultados por analizar son muy considerables. Es conveniente tener flexibilidad para especificar casos a través de diálogos interactivos de manera que fácilmente se le indique a la computadora la parte del análisis que se desea desarrollar. Mediante la revisión de los resultados parciales a través de resúmenes apropiados se decidirá la continuación del estudio o la repetición de alguna parte del estudio con cambio de información.

5. En la presentación de resultados es de gran importancia la utilización de diagramas unifilares los cuales está acostumbrado a manejar el usuario. Este tipo de presentación requiere de un diseño apropiado para seleccionar cualquier porción del sistema a través de menús jerárquicos.

6. Se recomienda el desarrollo de programas interactivos para el análisis de seguridad del sistema eléctrico de potencia que presten las facilidades antes mencionadas.

APENDICE A

EJEMPLOS ILUSTRATIVOS DE LA
SIMULACION DE CONTINGENCIAS

A P E N D I C E A

Se hará la simulación de dos contingencias dobles en un sistema lineal, haciendo referencia al CAPITULO II y se usará el planteamiento 3.

Cuando se implementa un método de análisis de contingencias en una computadora, para calcular la inversa de la matriz del sistema se utiliza la técnica de factorizar la matriz, utilizando técnicas de dispersidad, sin embargo aquí no se mostrará esto con objeto de ilustrar directamente el método de análisis de contingencias.

A.1 Caso 1

Considere el sistema eléctrico mostrado en la Figura A.1

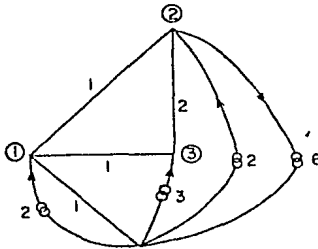


Figura A.1

se hará la simulación de la salida de la línea (2-3) y la reducción de la reactancia en la línea (1-2) a 1/2.

Las ecuaciones nodales del sistema son las siguientes:

$$\text{nodo 1} \quad \frac{\theta_1}{1} - 2 + \frac{\theta_1 - \theta_2}{1} + \frac{\theta_1 - \theta_3}{1} = 0$$

$$\text{nodo 2} \quad \frac{\theta_2 - \theta_1}{1} + \frac{\theta_2 - \theta_3}{2} + 4 = 0$$

por lo 3
$$\frac{\theta_3 - \theta_1}{1} + \frac{\theta_3 - \theta_2}{2} - 3 = 0$$

Estas ecuaciones se expresan ahora en forma vectorial matricial:

$$\begin{bmatrix} 3 & -1 & -1 \\ -1 & 3/2 & -1/2 \\ -1 & -1/2 & 3/2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \\ \theta_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2 \\ -4 \\ 3 \end{bmatrix}$$

que es la ecuación

$$\begin{bmatrix} P^{(0)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \theta^{(0)} \end{bmatrix}$$

donde,

$$Y^{-1} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & 7/4 & 5/4 \\ 1 & 5/4 & 7/4 \end{bmatrix}$$

con lo cual se obtiene la solución inicial

$$\begin{bmatrix} \theta^{(0)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & 7/4 & 5/4 \\ 1 & 5/4 & 7/4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 2 \\ -4 \\ 3 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} \theta^{(0)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ -5/4 \\ 9/4 \end{bmatrix}$$

En primer lugar se simulará la salida de la línea (2-3) por lo cual se calcula

$$Z_2 = Y^{-1}e_{ij}$$

donde, $i=2$ $j=3$

$$Y^{-1} e_{ij} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & 7/4 & 5/4 \\ 1 & 5/4 & 7/4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \\ -1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 1/2 \\ -1/2 \end{bmatrix} \quad (2.66)$$

se puede observar que debido a que e_{ij} tiene un cero, únicamente es necesario conocer las columnas segunda y tercera de Y^{-1}

Ahora ya se puede plantear la ecuación siguiente (2.56)

$$\begin{bmatrix} \theta_1^{f1} \\ \theta_2^{f1} \\ \theta_3^{f1} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 0 \\ 1 & 7/4 & 5/4 & 1/2 \\ 1 & 5/4 & 7/4 & -1/2 \\ 0 & 1/2 & -1/2 & 1-2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 2 \\ -4 \\ 3 \\ P_{x_{23}} \end{bmatrix}$$

Ahora se despeja $P_{x_{23}}$ de la ecuación siguiente:

$$0 = 0(2) + 1/2(-4) - 1/2(3) - P_{x_{23}} \quad (2.59)$$

$$P_{x_{23}} = -7/2$$

Enseguida se calculan los incrementos de ángulo:

$$\Delta \theta_1^{(1)} = 0(-7/2) = 0$$

$$\Delta \theta_2^{(1)} = 1/2(-7/2) = -7/4$$

$$\Delta \theta_3^{(1)} = -1/2(-7/2) = 7/4$$

con lo cual se tienen los vectores:

$$\theta^{(0)} = \begin{bmatrix} 1 \\ -5/4 \\ 9/4 \end{bmatrix} \quad \Delta \theta^{(1)} = \begin{bmatrix} 0 \\ -7/4 \\ 7/4 \end{bmatrix} \quad \theta^{f1} = \begin{bmatrix} 1 \\ -3 \\ 4 \end{bmatrix}$$

donde,

$$\theta^{f1} = \theta^{(0)} + \Delta \theta^{(1)}$$

Para simular la reducción de la reactancia en la línea (1-2) a 1/2 ordinariamente se utilizaría

$$Y_n^1 = Y^1 - Z_2 Z_4^{-1} Z_2^1 \quad (2.65)$$

sin embargo esto no es absolutamente necesario y se requiere únicamente Z_2 modificada = Z_2^{nueva} - (columna 1 - columna 2 de $Z_2 Z_4^{-1} Z_2^1$)

donde,

$$Z_2^{\text{nuevo}} = Y^{-1} e_{12}$$

$$Z_2^{\text{modificado}} = Y^{-1} e_{12} - Z_2 Z_4^{-1} Z_2^1 e_{12}$$

$$Z_2^{\text{nuevo}} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & 7/4 & 5/4 \\ 1 & 5/4 & 7/4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 \\ -1 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ -3/4 \\ -1/4 \end{bmatrix}$$

$$Z_2 Z_4^{-1} Z_2^1 e_{12} = \begin{bmatrix} 0 \\ 1/2 \\ -1/2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 & 1/2 & -1/2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 \\ -1 \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$Z_2 Z_4^{-1} Z_2^1 e_{12} = \begin{bmatrix} 0 \\ 1/4 \\ -1/4 \end{bmatrix}$$

$$Z_2^{\text{modificado}} = \begin{bmatrix} 0 \\ -3/4 \\ -1/4 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 0 \\ 1/4 \\ -1/4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ -1 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Ahora $Z_A = (\text{Resplón 1} - \text{Resplón 2})$ de Z_2 modificarla + reactancia de la línea adicionada. $Z_A = 1 + 1 = 2$ debido a que se simula la conexión de otra línea (1-2) también con reactancia 1 para que la combinación en paralelo de las dos líneas de lugar a una reactancia equivalente de $1/2$.

Enseguida se aplica la ecuación

$$0 = \theta_1^i - \theta_2^i + Z_A P_{x_{12}}$$

para lo cual se sabe que el vector θ^i es el siguiente:

$$\theta^i = \begin{bmatrix} 1 \\ -3 \\ 4 \end{bmatrix}$$

que son los ángulos finales después de la salida de la línea (2-3), sustituyendo estos valores se obtiene:

$$0 = 1 - (-3) + 2 P_{x_{12}}$$

$$P_{x_{12}} = -2$$

ahora que se conoce la inyección $P_{x_{12}}$ se pueden calcular los incrementos de ángulo

$$\Delta\theta_1^{(2)} = 0(-2) = 0$$

$$\Delta\theta_2^{(2)} = -1(-2) = 2$$

$$\Delta\theta_3^{(2)} = 0(-2) = 0$$

es decir se tiene el vector

$$\Delta\theta^{(2)} = \begin{bmatrix} 0 \\ 2 \\ 0 \end{bmatrix}$$

con lo que se puede calcular ahora θ^{i2} mediante la ecuación siguiente:

$$\theta^{i2} = \theta^i + \Delta\theta^{(2)}$$

enseguida se presenta un resumen de vectores

$$\theta^{(0)} = \begin{bmatrix} 1 \\ -5/4 \\ 9/4 \end{bmatrix} ; \quad \Delta\theta^{(1)} = \begin{bmatrix} 0 \\ -7/4 \\ 7/4 \end{bmatrix} ; \quad \theta^{(1)} = \begin{bmatrix} 1 \\ -3 \\ 4 \end{bmatrix}$$

$$\Delta\theta^{(2)} = \begin{bmatrix} 0 \\ 2 \\ 0 \end{bmatrix} ; \quad \theta^{(2)} = \begin{bmatrix} 1 \\ -1 \\ 4 \end{bmatrix}$$

Con objeto de verificar el resultado de la simulación de esta contingencia doble se sustituirá el resultado que es el vector $\theta^{(2)}$ en las ecuaciones nodales del sistema eléctrico sin la línea (2-3) y con reactancia igual a 1/2 en la línea (1-2), mostrado en la Figura A.2

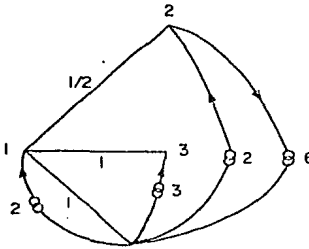


Figura A.2

$$\text{nodo 1} \quad \frac{\theta_1}{1} - 2 + \frac{\theta_1 - \theta_2}{1/2} + \frac{\theta_1 - \theta_3}{1} = 0$$

$$\text{nodo 2} \quad \frac{\theta_2 - \theta_1}{1/2} + 4 = 0$$

$$\text{nodo 3} \quad \frac{\theta_3 - \theta_1}{1} - 3 = 0$$

Estas ecuaciones se expresan ahora en forma vectorial matricial

$$\begin{bmatrix} 2 \\ -4 \\ 3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 4 & -2 & -1 \\ -2 & 2 & 0 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \\ \theta_3 \end{bmatrix}$$

si se sustituye el vector $\theta^{(2)}$ se obtiene

$$\begin{bmatrix} 2 \\ -4 \\ 3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 4 & -2 & -1 \\ -2 & 2 & 0 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 \\ -1 \\ 4 \end{bmatrix}$$

lo cual muestra que se satisface la igualdad y con esto se verifica que el resultado de la simulación de la contingencia doble es correcto.

A.2 Caso 2

Se simulará la contingencia doble que consiste en la pérdida de generación del generador 1 y su distribución entre los generadores 2 y 3 con factores de distribución de 1/4 y 3/4 respectivamente, así como la salida de la línea (2-3).

En primer lugar se simulará la pérdida de generación y su distribución por lo cual ahora:

$$\begin{aligned} \text{generación en el generador } 1 &= 0 \\ \text{generación en el generador } 2 &= 2 + 1/4(2) = 5/2 \\ \text{generación en el generador } 3 &= 3 + 3/4(2) = 9/2 \end{aligned}$$

esto da lugar a un cambio $\Delta P^{(1)}$ en el vector P que es

$$\Delta P^{(1)} = \begin{bmatrix} -2 \\ 1/2 \\ 3/2 \end{bmatrix}$$

este cambio en el vector P produce un cambio

$$\Delta \theta^{(1)} = \begin{bmatrix} Y^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P^{(1)} \end{bmatrix}$$

$$\Delta\theta^{(1)} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & 7/4 & 5/4 \\ 1 & 5/4 & 7/4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -2 \\ 1/2 \\ 3/2 \end{bmatrix}$$

$$\Delta\theta^{(1)} = \begin{bmatrix} 0 \\ 3/4 \\ 5/4 \end{bmatrix}$$

con lo cual

$$\theta^{(1)} = \theta^{(0)} + \Delta\theta^{(1)}$$

$$\theta^{(1)} = \begin{bmatrix} 1 \\ -5/4 \\ 9/4 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ 3/4 \\ 5/4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ -1/2 \\ 7/2 \end{bmatrix}$$

enseguida se presenta un resumen de vectores

$$P^{(0)} = \begin{bmatrix} 2 \\ -4 \\ 3 \end{bmatrix} ; \quad \Delta P^{(1)} = \begin{bmatrix} -2 \\ 1/2 \\ 3/2 \end{bmatrix} ; \quad P^{(1)} = \begin{bmatrix} 0 \\ -7/2 \\ 9/2 \end{bmatrix}$$

$$\theta^{(0)} = \begin{bmatrix} 1 \\ -5/4 \\ 9/4 \end{bmatrix} ; \quad \Delta\theta^{(1)} = \begin{bmatrix} 0 \\ 3/4 \\ 5/4 \end{bmatrix} ; \quad \theta^{(1)} = \begin{bmatrix} 1 \\ -1/2 \\ 7/2 \end{bmatrix}$$

se simulará ahora la salida de la línea (2-3) además de la distribución de la generación por lo cual se requiere

$$Z_2 = Y^{-1}e_{ii}$$

donde,

$$i=2 \quad ; \quad i=3$$

que ya se calculó en el Caso 1

$$Z_2 = Y^{-1} e_{ij} = \begin{bmatrix} 0 \\ 1/2 \\ -1/2 \end{bmatrix}$$

ahora se plantea la ecuación siguiente:

$$\begin{bmatrix} \theta_1^{12} \\ \theta_2^{12} \\ \theta_3^{12} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 0 \\ 1 & 7/4 & 5/4 & 1/2 \\ 1 & 5/4 & 7/4 & -1/2 \\ 0 & 1/2 & -1/2 & 1-2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ -7/2 \\ 9/2 \\ P_{x_{23}} \end{bmatrix}$$

Ahora se despeja $P_{x_{23}}$ de la ecuación siguiente:

$$0 = 0(0) + 1/2(-7/2) - 1/2(9/2) - P_{x_{23}}$$

$$P_{x_{23}} = -4$$

A continuación se calculan los incrementos de ángulo

$$\Delta\theta_1^{(2)} = 0(-4) = 0$$

$$\Delta\theta_2^{(2)} = 1/2(-4) = -2$$

$$\Delta\theta_3^{(2)} = -1/2(-4) = 2$$

De manera que después de simular las dos contingencias se tienen los vectores:

$$\theta^{(0)} = \begin{bmatrix} 1 \\ -5/4 \\ 9/4 \end{bmatrix} ; \quad \Delta\theta^{(1)} = \begin{bmatrix} 0 \\ -7/4 \\ 5/4 \end{bmatrix} ; \quad \theta^{(1)} = \begin{bmatrix} 1 \\ -1/2 \\ 7/2 \end{bmatrix}$$

$$\Delta\theta^{(2)} = \begin{bmatrix} 0 \\ -2 \\ 2 \end{bmatrix} ; \quad \theta^{(2)} = \begin{bmatrix} 1 \\ -5/2 \\ 11/2 \end{bmatrix}$$

Para verificar el resultado de la simulación de la contingencia doble se sustituirá el vector $\theta^{(2)}$ en las ecuaciones nodales del sistema eléctrico, con la distribución de la generación que se indicó anteriormente y sin la línea (2-3), mostrado en la Figura A.3

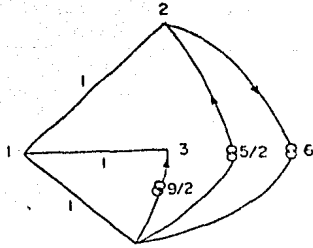


Figura 4.3

Las ecuaciones nodales del sistema son las siguientes:

nodo 1

$$\frac{\theta_1}{1} + \frac{\theta_1 - \theta_2}{1} + \frac{\theta_1 - \theta_3}{1} = 0$$

nodo 2

$$\frac{\theta_2 - \theta_1}{1} + 6 - 5/2 = 0$$

nodo 3

$$\frac{\theta_3 - \theta_1}{1} - 9/2 = 0$$

Ahora se obtiene la expresión vectorial matricial de estas ecuaciones:

$$\begin{bmatrix} 3 & -1 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \\ \theta_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ -7/2 \\ 9/2 \end{bmatrix}$$

si se sustituye el vector θ^2 se obtiene

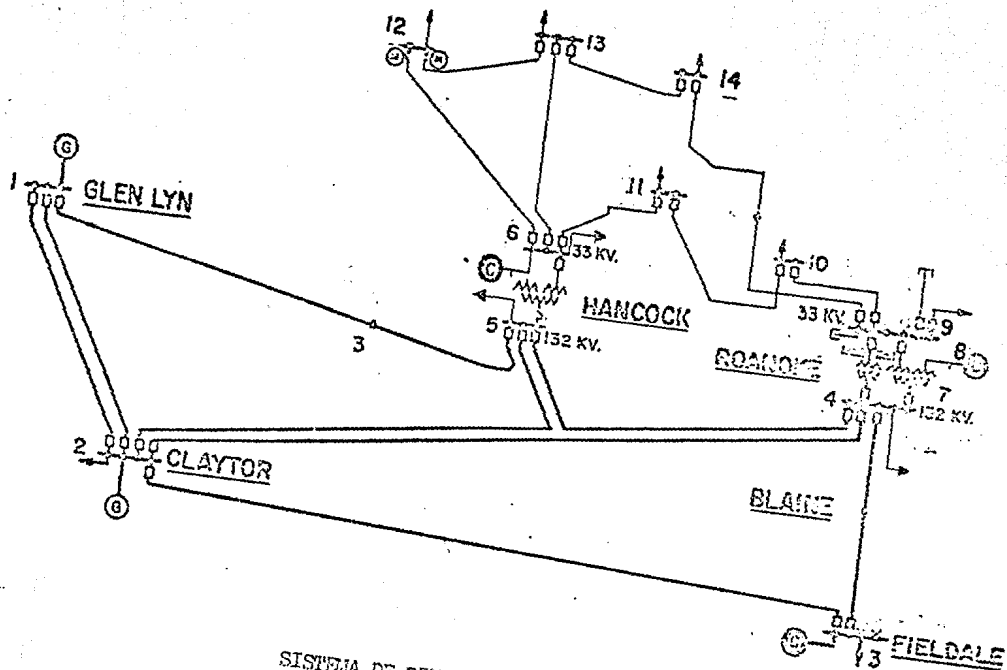
$$\begin{bmatrix} 3 & -1 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 \\ -5/2 \\ 11/2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ -7/2 \\ 9/2 \end{bmatrix}$$

lo cual indica que se satisface la igualdad, es decir que el resultado de la simulación de la contingencia doble es correcto.

A P E N D I C E B

DIAGRAMAS UNIFILARES Y DATOS DE LOS SISTEMAS

DE PRUEBA



- (G) GENERADORES
- (C) CONDENSADORES
- (S) SINCROS

SISTEMA DE PRUEBA DE 14 NODOS DEL IEEE

SISTEMA DE PRUEBA DE 14 BUDOS

DATOS DE LINEAS

Línea	Resistencia	Reactancia	y/2
1-2	0.01938	0.05917	0.0264
1-5	0.05403	0.22304	0.0246
2-3	0.04699	0.19797	0.0219
2-4	0.05811	0.17632	0.0187
2-5	0.05695	0.17368	0.0170
3-4	0.06701	0.17103	0.0173
4-5	0.01335	0.04211	0.0064
4-7	0.0	0.20912	0.0
4-9	0.0	0.55618	0.0
5-6	0.0	0.25202	0.0
6-11	0.09408	0.19890	0.0
6-12	0.12291	0.25531	0.0
6-13	0.06615	0.13027	0.0
7-8	0.0	0.17615	0.0
7-9	0.0	0.11001	0.0
9-10	0.03181	0.08450	0.0
9-14	0.12711	0.27033	0.0
10-11	0.09205	0.19207	0.0
12-13	0.22092	0.19998	0.0
13-14	0.17093	0.34302	0.0

Todos los datos se expresan en p.u. en una base de 100 MVA

SISTEMA DE PRUEBA DE 14 NODOS

CONDICIONES DE OPERACION

Nodo	Voltajes iniciales		Generación		Carga	
	Magnitud	Angulo	Mw	Mvar	Mw	Mvar
1*	1.06	0	0	0	0	0
2	1.0	0	40	0	21.7	12.7
3	1.0	0	0	0	94.2	19.0
4	1.0	0	0	0	47.8	- 3.9
5	1.0	0	0	0	7.6	1.6
6	1.0	0	0	0	11.2	7.5
7	1.0	0	0	0	0	0
8	1.0	0	0	0	0	0
9	1.0	0	0	0	29.5	16.6
10	1.0	0	0	0	9.0	5.8
11	1.0	0	0	0	3.5	1.3
12	1.0	0	0	0	6.1	1.6
13	1.0	0	0	0	13.5	5.8
14	1.0	0	0	0	14.9	5.0

* Nodo compensador

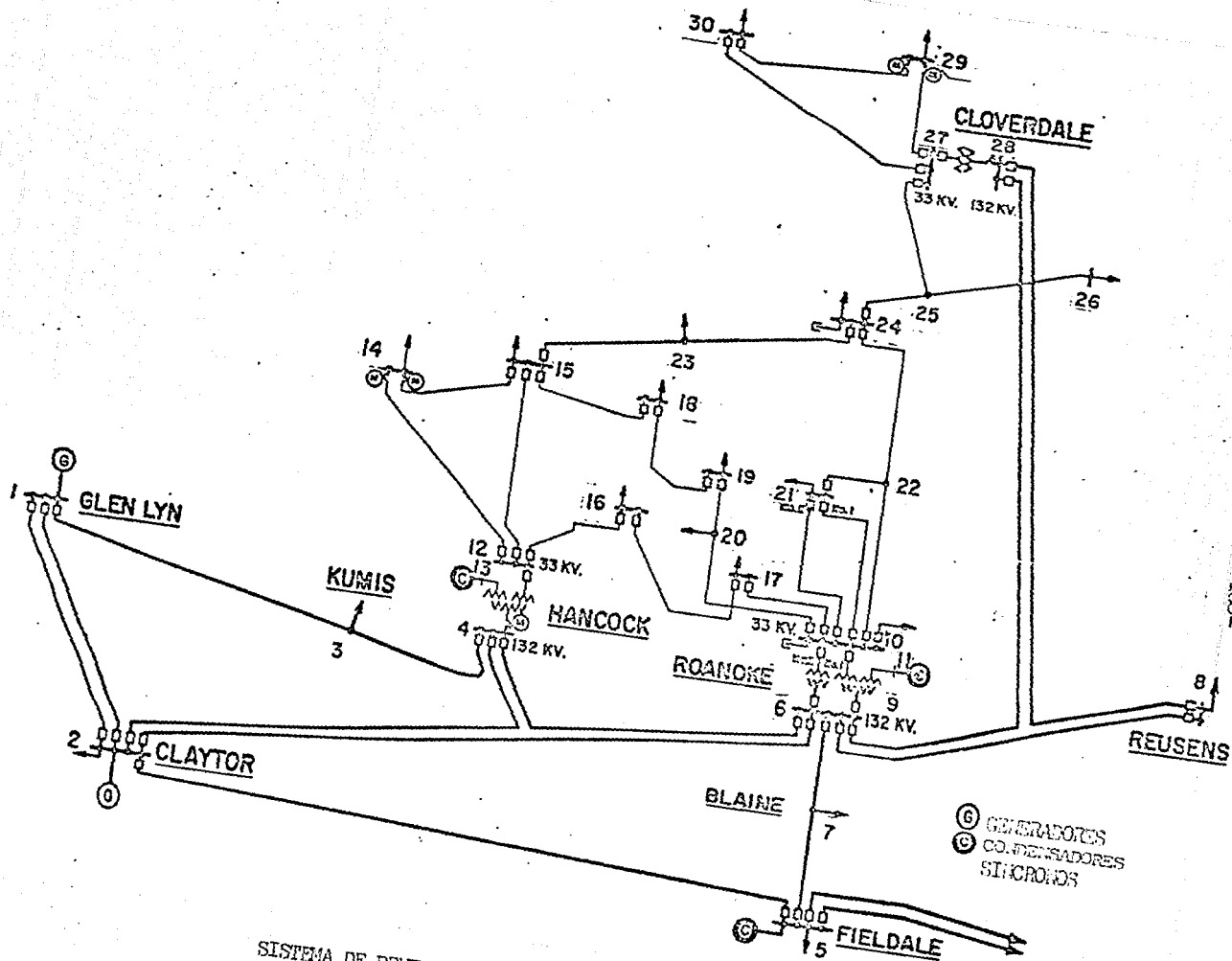
SISTEMA DE PRUEBA DE 14 NODOS

NODOS DE VOLTAJE CONTROLADO

Nodo	Magnitud de Voltaje	Límites de Reactivos	
		Mínimo	Máximo
2	1.045	-40	50
3	1.010	0	40
6	1.070	-6	24
8	1.030	-6	24

DATOS DE TRANSFORMADORES

Nodos	Tap
4-7	0.978
4-9	0.969
5-6	0.932



SISTEMA DE PRUEBA DE 30 NODOS DEL IEEE

SISTEMA DE PRUEBA DE 30 NODOS

DATOS DE LINEAS

Línea	Resistencia	Reactancia	y/2
1 - 2	.0192	.0575	.0264
1 - 3	.0452	.1852	.0204
2 - 4	.0570	.1737	.0184
3 - 4	.0132	.0379	.0042
2 - 5	.0472	.1983	.0209
2 - 6	.0581	.1763	.0187
4 - 6	.0119	.0414	.0045
5 - 7	.0460	.1160	.0102
6 - 7	.0267	.0820	.0085
6 - 8	.0120	.0420	.0045
6 - 9	0	.2080	0
6 - 10	0	.5560	0
9 - 11	0	.2080	0
9 - 10	0	.1100	0
4 - 12	0	.2560	0
12 - 13	0	.1400	0
12 - 14	.1231	.2559	0
12 - 15	.0662	.1304	0
12 - 16	.0945	.1987	0
14 - 15	.2210	.1997	0
16 - 17	.0824	.1923	0
15 - 18	.1073	.2185	0
18 - 19	.0639	.1292	0
19 - 20	.0340	.0680	0
10 - 20	.0936	.2090	0
10 - 17	.0324	.0845	0
10 - 21	.0348	.0749	0
10 - 22	.0727	.1499	0
21 - 22	.0116	.0236	0
15 - 23	.1000	.2020	0
22 - 24	.1150	.1790	0
23 - 24	.1320	.2700	0
24 - 25	.1885	.3292	0
25 - 26	.2544	.3800	0
25 - 27	.1093	.2087	0
27 - 28	0	.3960	0
27 - 29	.2198	.4153	0
27 - 30	.3202	.6027	0
29 - 30	.2399	.4533	0
8 - 28	.0636	.2000	.0214
6 - 28	.0169	.0599	.0065

SISTEMA DE PRUEBA DE 30 BODOS

CONDICIONES DE OPERACION

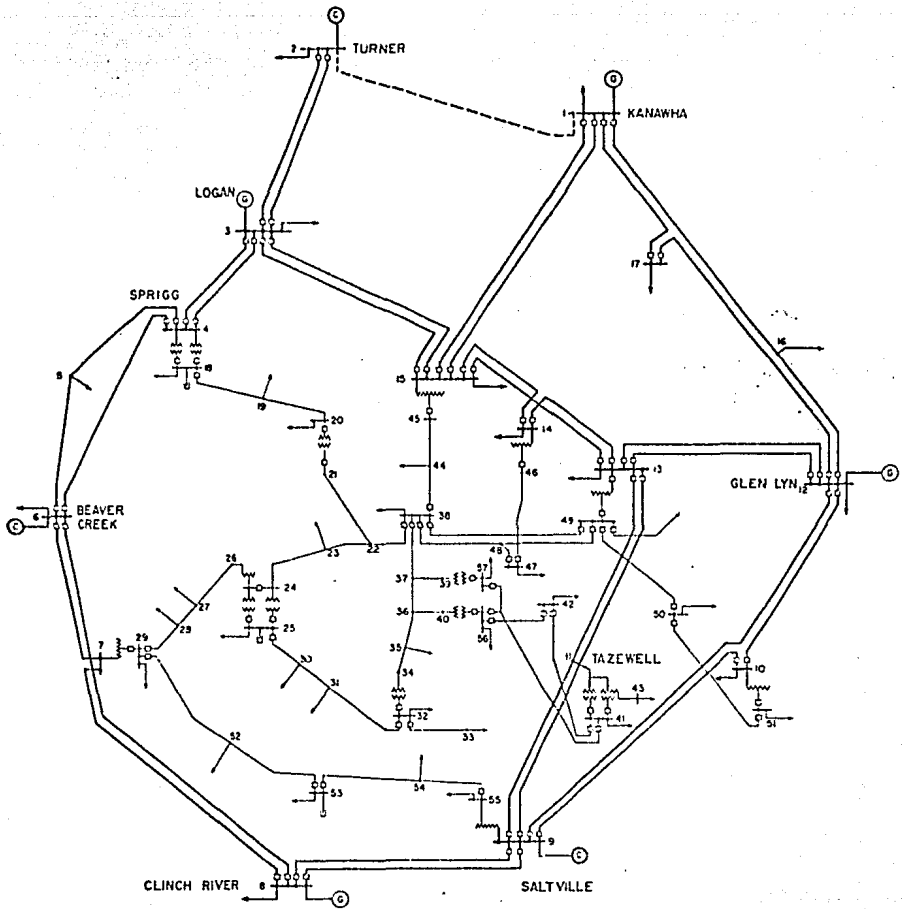
Bodo	Voltajes iniciales		Generación		Carga	
	Magnitud	Angulo	Mw	Mvar	Mw	Mvar
1 *	1.06	0	0	0	0	0
2	1.0	0	40	0	21.7	12.7
3	1.0	0	0	0	2.4	1.2
4	1.0	0	0	0	7.6	1.6
5	1.0	0	0	0	94.2	19.0
6	1.0	0	0	0	0	0
7	1.0	0	0	0	22.8	10.9
8	1.0	0	0	0	30.0	30.0
9	1.0	0	0	0	0	0
10	1.0	0	0	0	5.8	2.0
11	1.0	0	0	0	0	0
12	1.0	0	0	0	11.2	7.5
13	1.0	0	0	0	0	0
14	1.0	0	0	0	6.2	1.6
15	1.0	0	0	0	8.2	2.5
16	1.0	0	0	0	3.5	1.8
17	1.0	0	0	0	9.0	5.8
18	1.0	0	0	0	3.2	.9
19	1.0	0	0	0	9.5	3.4
20	1.0	0	0	0	2.2	.7
21	1.0	0	0	0	17.5	11.2
22	1.0	0	0	0	0	0
23	1.0	0	0	0	3.2	1.6
24	1.0	0	0	0	8.7	6.7
25	1.0	0	0	0	0	0
26	1.0	0	0	0	3.5	2.3
27	1.0	0	0	0	0	0
28	1.0	0	0	0	0	0
29	1.0	0	0	0	2.4	.9
30	1.0	0	0	0	10.6	1.9

SISTEMA DE PRUEBA DE 30 NODOS
NODOS DE VOLTAJE CONTROLADO

Nodo	Magnitud de Voltaje	Límites de Reactivos	
		Mínimo	Máximo
2	1.045	-40	50
5	1.01	-40	40
8	1.01	-10	40
11	1.082	- 6	24
13	1.071	- 6	24

DATOS DE TRANSFORMADORES

Nodos	Tap
4-12	.932
6-9	.978
6-10	.969
28-27	.968



SISTEMA DE PRUEBA DE 57 NODOS DEL IEEE

SISTEMA DE PRUEBA DE 57 LÍNEAS

DATOS DE LÍNEAS

Línea	Resistencia	Reactancia	y/2
1 - 2	.0083	.0280	.0645
2 - 3	.0298	.0850	.0409
3 - 4	.0112	.0366	.0190
4 - 5	.0625	.1320	.0129
4 - 6	.0430	.1480	.0174
6 - 7	.0200	.1020	.0138
6 - 8	.0339	.1730	.0235
8 - 9	.0099	.0505	.0274
9 - 10	.0369	.1679	.0220
9 - 11	.0258	.0848	.0109
9 - 12	.0648	.2950	.0386
9 - 13	.0481	.1580	.0203
13 - 14	.0132	.0434	.0055
13 - 15	.0269	.0869	.0115
1 - 15	.0178	.0910	.0494
1 - 16	.0454	.2060	.0273
1 - 17	.0238	.1080	.0143
3 - 15	.0162	.0530	.0272
4 - 18	0	.555	0
4 - 18	0	.43	0
5 - 6	.0302	.0641	.0062
7 - 8	.0139	.0712	.0097
10 - 12	.0277	.1262	.0164
11 - 13	.0223	.0732	.0094
12 - 13	.0178	.0580	.0302
12 - 16	.0180	.0813	.0108
12 - 17	.0397	.1790	.0238
14 - 15	.0171	.0547	.0074
18 - 19	.4610	.6850	0
19 - 20	.2830	.4340	0
20 - 21	0	.7767	0
21 - 22	.0736	.1170	0
22 - 23	.0099	.0152	0
23 - 24	.1660	.2560	.0042
24 - 25	0	1.182	0
24 - 25	0	1.23	0
24 - 26	0	.0473	0
26 - 27	.1650	.2540	0
27 - 28	.0618	.0954	0
28 - 29	.0418	.0587	0
7 - 29	0	.0648	0
25 - 30	.1350	.2020	0
30 - 31	.3260	.4970	0

CONTINUACION

Línea	Resistencia	Reactancia	y/2
22 - 38	.0192	.0295	0
11 - 41	0	.7490	0
41 - 42	.2070	.3520	0
41 - 43	0	.4120	0
38 - 44	.0289	.0585	.0010
15 - 45	0	.1042	0
14 - 46	0	.0735	0
46 - 47	.0230	.0680	.0016
47 - 48	.0182	.0233	0
48 - 49	.0834	.1290	.0024
49 - 50	.0801	.1280	0
50 - 51	.1386	.2200	0
10 - 51	0	.0712	0
13 - 49	0	.1910	0
29 - 52	.1442	.1870	0
52 - 53	.0762	.0984	0
53 - 54	.1878	.2320	0
54 - 55	.1732	.2265	0
11 - 43	0	.1530	0
44 - 45	.0624	.1242	.0020
40 - 56	0	1.1950	0
56 - 41	.5530	.5490	0
56 - 42	.2125	.3540	0
39 - 57	0	1.3550	0
57 - 56	.1740	.2600	0
38 - 49	.1150	.1770	.0030
38 - 48	.0312	.0482	0
9 - 55	0	.1205	0
31 - 32	.5070	.7550	0
32 - 33	.0392	.0360	0
32 - 34	0	.9530	0
34 - 35	.0520	.0780	.0016
35 - 36	.0430	.0537	.0008
36 - 37	.0290	.0366	0
37 - 38	.0651	.1009	.0010
37 - 39	.0239	.0379	0
36 - 40	.0300	.0466	0

SISTEMA DE PRUEBA DE 57 NODOS

CONDICIONES DE OPERACION

Nodo	Voltajes iniciales		Generación		Carga	
	Magnitud	Angulo	Mw	Mvar	Mw	Mvar
1*	1.0 ⁴	0	0	0	55.0	17.0
2	1.0	0	0	0	3.0	88.0
3	1.0	0	40	0	41.0	21.0
4	1.0	0	0	0	0	0
5	1.0	0	0	0	13.0	4.0
6	1.0	0	0	0	75.0	2.0
7	1.0	0	0	0	0	0
8	1.0	0	450	0	150.0	22.0
9	1.0	0	0	0	121.0	26.0
10	1.0	0	0	0	5.0	2.0
11	1.0	0	0	0	0	0
12	1.0	0	310	0	377.0	24.0
13	1.0	0	0	0	18.0	2.3
14	1.0	0	0	0	10.5	5.3
15	1.0	0	0	0	22.0	5.0
16	1.0	0	0	0	43.0	3.0
17	1.0	0	0	0	42.0	8.0
18	1.0	0	0	0	27.2	9.8
19	1.0	0	0	0	3.3	0.6
20	1.0	0	0	0	2.3	1.0
21	1.0	0	0	0	0	0
22	1.0	0	0	0	0	0
23	1.0	0	0	0	6.3	2.1
24	1.0	0	0	0	0	0
25	1.0	0	0	0	6.3	3.2
26	1.0	0	0	0	0	0
27	1.0	0	0	0	9.3	0.5
28	1.0	0	0	0	4.6	2.3
29	1.0	0	0	0	17.0	2.6
30	1.0	0	0	0	3.6	1.8
31	1.0	0	0	0	5.8	2.9
32	1.0	0	0	0	1.6	0.8
33	1.0	0	0	0	3.8	1.9
34	1.0	0	0	0	0	0
35	1.0	0	0	0	6.0	3.0
36	1.0	0	0	0	0	0
37	1.0	0	0	0	0	0
38	1.0	0	0	0	14.0	7.0
39	1.0	0	0	0	0	0
40	1.0	0	0	0	0	0
41	1.0	0	0	0	6.3	3.0
42	1.0	0	0	0	7.1	4.4
43	1.0	0	0	0	2.0	1.0
44	1.0	0	0	0	12.0	1.8
45	1.0	0	0	0	0	0

CONTINUACION

Borio	Voltajes iniciales		Generación		Carga	
	Magnitud	Angulo	Mw	Mvar	Mw	Mvar
46	1.0	0	0	0	0	0
47	1.0	0	0	0	29.7	11.6
48	1.0	0	0	0	0	0
49	1.0	0	0	0	18.0	8.5
50	1.0	0	0	0	21.0	10.5
51	1.0	0	0	0	18.0	5.3
52	1.0	0	0	0	4.9	2.2
53	1.0	0	0	0	20.0	10.0
54	1.0	0	0	0	4.1	1.4
55	1.0	0	0	0	6.8	3.4
56	1.0	0	0	0	7.6	2.2
57	1.0	0	0	0	6.7	2.0

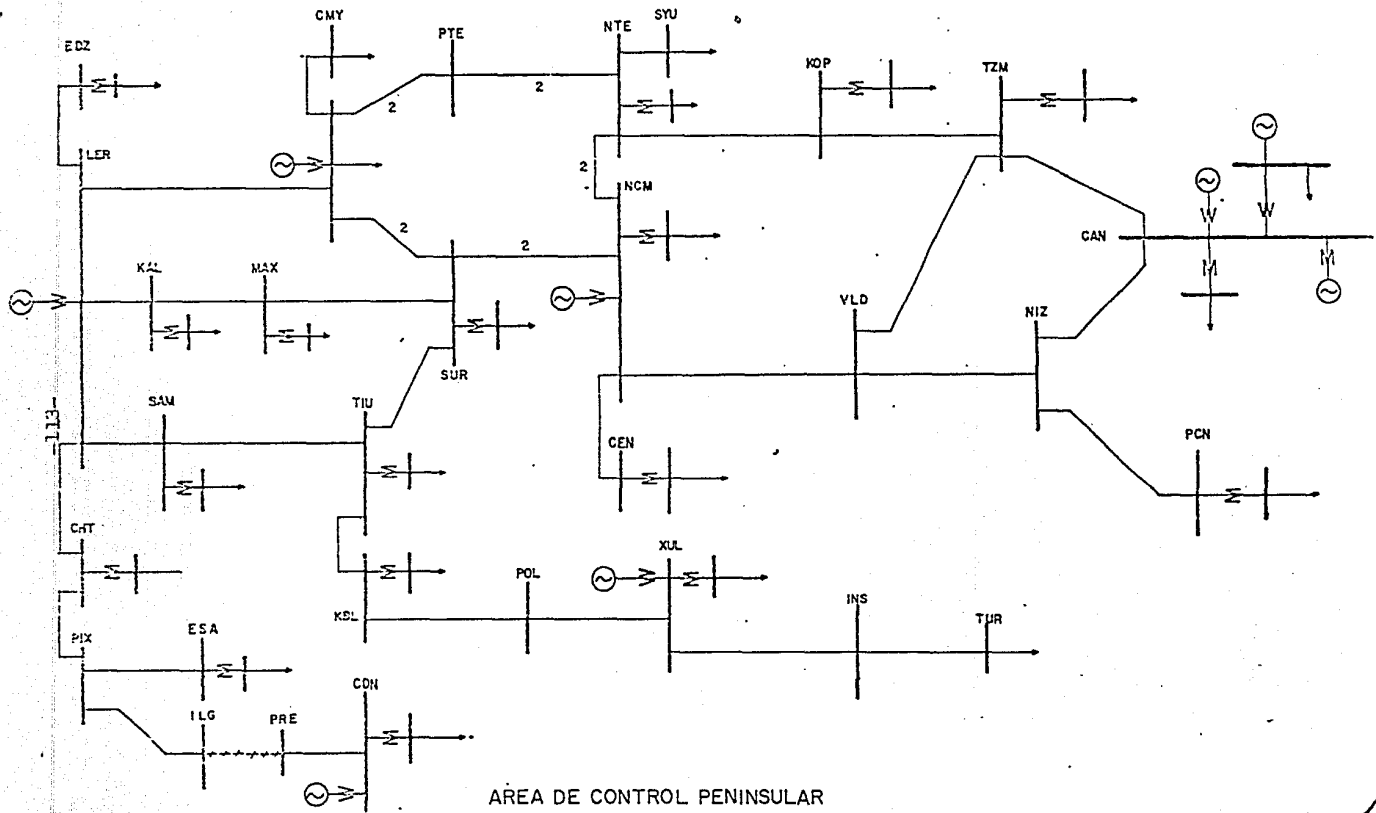
SISTEMA DE PRUEBA DE 57 BOMBAS

VALORES DE VOLTAJE CORRIENDO

Bomba	Magnitud de Voltaje	Límites de Reactivos	
		Mínimo	Máximo
2	1.01	-17	50
3	.985	-10	60
6	.98	-8	25
8	1.005	-140	200
9	.98	-3	9
12	1.015	-50	155

DATOS DE TRANSFORMADORES

Bombas	Tap
4-18	.97
4-18	.978
7-29	.967
9-55	.94
10-51	.93
11-41	.955
11-43	.958
13-49	.895
14-46	.9
15-45	.955
21-20	1.043
24-25	1.000
24-25	1.000
24-26	1.043
34-32	.975
39-57	.98
40-56	.958



SISTEMA PENINSULAR

DATOS DE LINEAS

L i n e a		Resistencia	Reactancia	$\gamma/2$
LER-115	LER-FIC	0.00000	0.00005	0.00000
LER-FIC	LER-U1	0.00000	0.23281	0.00000
LER-FIC	LER-U2	0.00000	0.21493	0.00000
LER-FIC	LER-U3	0.00000	0.21493	0.00000
LER-FIC	LER-U4	0.00000	0.22511	0.00000
LER-115	KAL-115	0.02341	0.09724	0.00497
KAL-115	MAX-115	0.10372	0.38760	0.02218
KAL-115	KAL-138	0.00000	0.34550	0.00000
MAX-115	SUR-115	0.05108	0.19047	0.01086
MAX-115	MAX-345	0.00000	1.05300	0.00000
LER-115	CHI-115	0.05729	0.20745	0.01256
CHI-115	CHI-CAR	0.00000	1.34600	0.00000
CHI-115	PIX-115	0.02202	0.07966	0.00482
PIX-115	ESA-115	0.06702	0.24016	0.01488
ESA-115	ESA-345	0.00000	1.51804	0.00000
PIX-115	ILG-115	0.09094	0.32976	0.02001
ILG-115	PRE-115	0.00406	0.01469	0.00089
PRE-115	CAN-115	0.04056	0.14380	0.00889
LER-115	SAN-115	0.00853	0.03176	0.00181
SAN-115	SAN-CAR	0.00000	0.21920	0.00000
SAN-115	SAN-345	0.00000	1.34550	0.00000
SUR-115	SUR-CAR	0.00000	0.25885	0.00000
LER-115	BDA-115	0.17342	0.65188	0.03758
LER-115	EBZ-115	0.05505	0.20326	0.01171
BDA-115	BDA-FIC	0.00000	0.00005	0.00000
BDA-FIC	BDA-U1	0.00000	0.07870	0.00000
BDA-FIC	BDA-U2	0.00000	0.07870	0.00000
BDA-115	BDA-138	0.00000	0.53325	0.00000
BDA-115	PTE-115	0.00757	0.02656	0.00171
BDA-115	PYE-115	0.00757	0.02656	0.00171
BDA-115	CAY-115	0.00386	0.01330	0.00085
SAN-115	TIU-115	0.13644	0.50502	0.02976
TIU-115	TIU-CAR	0.00000	1.90300	0.00000
TIU-115	TIU-345	0.00000	0.32215	0.00000
TIU-115	KAL-115	0.09247	0.34536	0.01974
TIU-115	SUR-115	0.21340	0.53347	0.01812
KAL-115	KAL-CAR	0.00000	1.51804	0.00000
KAL-115	FOL-115	0.04602	0.16609	0.01009
FOL-115	ZOL-115	0.15233	0.55482	0.03337
ZOL-115	ZOL-U12	0.00000	0.32475	0.00000

CONTINUACION

L i n e a		Resistencia	Reactancia	y/2
XUL-115	XUL-345	0.00000	0.93812	0.00000
XUL-115	INS-115	0.01593	0.05764	0.00347
INS-115	IUP-115	0.00710	0.02390	0.00168
SUR-115	NCM-115	0.00923	0.03441	0.00196
SUR-115	NCM-115	0.00923	0.03441	0.00196
SUR-115	NDA-115	0.01129	0.04061	0.00249
SUR-115	NDA-115	0.01129	0.04061	0.00249
NCM-115	CEN-115	0.00329	0.01104	0.00078
CEN-115	CEN-CAR	0.00000	0.25720	0.00000
NCM-115	VLD-115	0.15184	0.54959	0.03397
NCM-115	NCM-FIC	0.00000	0.00005	0.00000
NCM-FIC	NCM-U1	0.00000	0.23895	0.00000
NCM-FIC	NCM-U2	0.00000	0.23895	0.00000
NCM-115	NCM-345	0.00000	0.61804	0.00000
NCM-115	NCM-138	0.00000	0.29574	0.00000
NCM-345	NCM-U3	0.00000	0.32000	0.00000
NCM-115	NTE-115	0.01335	0.04779	0.00295
NCM-115	NTE-115	0.01335	0.04779	0.00295
NTE-115	NTE-CAR	0.00000	0.64950	0.00000
NTE-115	NTE-345	0.00000	0.56800	0.00000
FTE-115	FTE-CAR	0.00000	0.21294	0.00000
FTE-115	NTE-115	0.00913	0.03269	0.00202
FTE-115	NTE-115	0.00913	0.03269	0.00202
NTE-115	SYU-115	0.00057	0.00204	0.00012
NTE-115	KOP-115	0.03550	0.13071	0.00763
KOP-115	TZH-115	0.12083	0.45209	0.02590
TZH-115	VLD-115	0.05270	0.19079	0.01155
KOP-115	KOP-CAR	0.00000	0.60843	0.00000
TZH-115	CAN-115	0.14841	0.54985	0.03238
TZH-115	TZH-CAR	0.00000	0.62947	0.00000
VLD-115	NIZ-115	0.15623	0.56925	0.03476
NIZ-115	PCN-115	0.06242	0.22605	0.01369
PCN-115	PCN-CAR	0.00000	0.96816	0.00000
NIZ-115	CAN-115	0.01279	0.04626	0.00280
CAN-115	CAN-345	0.00000	0.31794	0.00000
CAN-115	CAN-138	0.00000	0.57386	0.00000
CAN-115	CAN-U3	0.00000	0.29241	0.00000
CAN-115	CAN-CS1	0.00000	0.34625	0.00000

SISTEMA PENINSULAR
CONDICIONES DE OPERACION

Nodo	Voltajes iniciales		Generación		Carga	
	Magnitud	Angulo	Mw	Mvar	Mw	Mvar
LER-115	1.0	0	0	0	10.00	3.00
LER-FIC	1.0	0	0	0	0.00	0.00
LER-U1	1.00	0	20.0	0	0.00	0.00
LER-U2	1.00	0	30.0	0	0.00	0.00
LER-U3	1.01	0	30.0	0	0.00	0.00
LER-U4	1.01	0	30.0	0	0.00	0.00
KAL-115	1.0	0	0	0	0.00	0.00
KAL-128	1.0	0	0	0	13.00	4.00
KAX-115	1.0	0	0	0	0.00	0.00
KAX-345	1.0	0	0	0	3.00	1.00
EDZ-115	1.0	0	0	0	2.00	1.00
CHT-115	1.0	0	0	0	0.00	0.00
CHT-CAR	1.0	0	0	0	5.00	2.00
PIX-115	1.0	0	0	0	0.00	0.00
ESA-115	1.0	0	0	0	0.00	0.00
ESA-345	1.0	0	0	0	4.00	2.00
FIG-115	1.0	0	0	0	0.00	0.00
PRE-115	1.0	0	0	0	0.00	0.00
CRU-115	1.0	0	0	0	16.00	7.00
SAN-115	1.0	0	0	0	0.00	0.00
SAN-CAR	1.0	0	0	0	12.00	4.00
SAN-345	1.0	0	0	0	5.00	2.00
TIU-115	1.0	0	0	0	0.00	0.00
TIU-CAR	1.0	0	0	0	3.00	2.00
TIU-345	1.0	0	0	0	4.00	3.00
KBL-115	1.0	0	0	0	0.00	0.00
KBL-CAR	1.0	0	0	0	4.00	3.00
PUL-115	1.0	0	0	0	0.00	0.00
XUL-115	1.0	0	0	0	0.00	0.00
XUL-345	1.0	0	0	0	7.00	3.00
XUL-U12	1.01	0	20.0	0	0.00	0.00
INS-115	1.0	0	0	0	0.00	0.00
NHA-115	1.0	0	0	0	-16.00	6.00
SUR-115	1.0	0	0	0	0.00	0.00
SUR-CAR	1.0	0	0	0	17.00	6.00
NBA-115	1.0	0	0	0	10.00	3.00
NBA-FIC	1.0	0	0	0	0.00	0.00
NBA-U1	1.010	0	25.0	0	0.00	0.00
NBA-U2	1.010	0	25.0	0	0.00	0.00
NBA-103	1.010	0	25.0	0	0.00	0.00
CON-115	1.0	0	0	0	12.00	4.00
CON-115	1.0	0	0	0	5.00	1.50
CON-FIC	1.0	0	0	0	0.00	0.00
CON-138	1.0	0	0	0	28.00	8.00
CON-345	1.0	0	0	0	8.00	3.00
CON-U1	1.01	0	20.0	0	0.00	0.00

SISTEMA PENINSULAR
CONDICIONES DE OPERACION

Nodo	Voltajes iniciales		Generación		Carga	
	Magnitud	Angulo	Mw	Mvar	Mw	Mvar
NOD-01	1.0	0	0	0	0.00	0.00
NCH-08	1.0	0	0	0	0.00	0.00
CEP-115	1.0	0	0	0	0.00	0.00
CEP-CAR	1.0	0	0	0	31.00	10.00
NTE-115	1.0	0	0	0	0.00	0.00
NTE-CAR	1.0	0	0	0	7.00	2.00
NTE-345	1.0	0	0	0	11.00	4.00
SYU-115	1.0	0	0	0	10.00	4.00
PTE-115	1.0	0	0	0	0.00	0.00
PTE-CAR	1.0	0	0	0	30.00	10.00
KOP-115	1.0	0	0	0	0.00	0.00
KOP-CAR	1.0	0	0	0	9.00	4.00
TZN-115	1.0	0	0	0	0.00	0.00
TZN-CAR	1.0	0	0	0	11.00	4.00
VLD-115	1.0	0	0	0	0.00	0.00
HIZ-115	1.0	0	0	0	0.00	0.00
PCB-115	1.0	0	0	0	0.00	0.00
PCB-CAR	1.0	0	0	0	16.00	5.00
CAN-115	1.0	0	0	0	0.00	0.00
CAN-345	1.0	0	0	0	18.00	6.00
CAN-138	1.0	0	0	0	18.00	6.00
CAN-OS1	1.01	0	0	0	0.00	0.00
CAN-02	1.01	0	28.0	0	0.00	0.00

NODOS DE VOLTAJE CONTROLADO

Nodo	Magnitud de Voltaje	Límites de Reactivos	
		Mínimo	Máximo
LER-01	1.01000	-18.00	18.00
LER-02	1.01000	-18.00	18.00
LER-03	1.01000	-18.00	18.00
LER-04	1.01000	-18.00	18.00
NDA-01	1.01000	-30.00	30.00
NDA-02	1.01000	-30.00	30.00
NDA-168	1.01000	-15.00	16.00
NCH-01	1.01000	-12.00	15.00
NCH-02	1.01000	-12.00	15.00
NBL-012	1.01000	-12.00	12.00
CAN-OS1	1.01000	-45.00	45.00
CAN-03	1.01000	-15.00	15.00

APENDICE C

ARTICULOS PRESENTADOS

EN CONGRESOS

Florencio Aboytes
Comisión Federal de Electricidad
C E N A C E

Ricardo Lara
Comisión Federal de Electricidad

R E S U M E N

Se presentan conceptos básicos para la formulación de un estudio de flujos desacoplado. Mediante un desarrollo matemático exacto se llega a dos formulaciones adecuadas, las cuales se comparan e identifican con las contenidas en las publicaciones más relevantes^{1,2}. Los resultados del desarrollo muestran que la formulación del estudio de flujos desacoplado más aceptada en la literatura es "exacta" y que la presentación del método¹ no es la más adecuada ya que involucra suposiciones que no son necesarias. Además, se demuestra que dicha formulación es equivalente a otras publicadas con anterioridad.

I N T R O D U C C I O N

El análisis en estado estable de grandes redes eléctricas requiere de métodos computacionalmente eficientes y con características de convergencia confiables. El método de Newton basado en la publicación de Tinney y Hart³ ha sido aceptada en los últimos años por un gran número de compañías eléctricas para la solución del problema de flujos. Gran parte del éxito de este método se debe al uso de técnicas especiales⁴ en el manejo de matrices dispersas, además de su característica de convergencia cuadrática.

También se han presentado algunas investigaciones^{1,2} las cuales tratan de aprovechar el desacoplamiento existente entre las variables del problema. El objetivo de este tipo de enfoques es resolver una secuencia de problemas más pequeños y trabajar con matrices constantes, lo cual elimina el proceso de triangulación que se tiene en cada iteración del método de Newton. Tomando en cuenta estas líneas sencillas, se obtiene un ahorro considerable en memoria y tiempo de ejecución.

En este trabajo se presentan las ideas fundamentales en que se basan las formulaciones desacopladas del estudio de flujos y se valgan índices que dan una idea cuantitativa de cuando el desacoplamiento es posible. Otro de los objetivos que se persiguen es unificar los resultados de publicaciones más importantes^{1,2} en esta área y presentar en una forma diferente, más clara y objetiva los resultados de dichas formulaciones.

D E S A C O P L A M I E N T O D E V A R I A B L E S

En la mayoría de las publicaciones del tema se habla de la dependencia que hay entre la potencia activa con el ángulo de fa-

se (P-θ) y la potencia reactiva con la magnitud del voltaje (Q-V) para ciertas características de las líneas. Aquí se tratará de justificar dichas relaciones y determinará que factores son los que más afectan el desacoplamiento.

El flujo de potencia activa y reactiva entre los nodos k-m se puede escribir como:

$$P_{km} = V_k^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) - V_k V_m b_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) \quad (1)$$

$$Q_{km} = -V_k^2 (b_{km} + y_s) - V_k V_m g_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) + V_k V_m b_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) \quad (2)$$

Los coeficientes de sensibilidad de P_{km} y Q_{km} con respecto a θ_k se pueden obtener como⁵

$$S_1 = \frac{P_{km}}{\theta_k} = V_k V_m \left\{ g_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) - b_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) \right\} \quad (3)$$

$$S_2 = \frac{Q_{km}}{\theta_k} = -V_k V_m \left\{ g_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + b_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) \right\} \quad (4)$$

Similarmente los coeficientes de sensibilidad de P_{km} y Q_{km} con respecto a V_k se calculan como

$$S_3 = \frac{P_{km}}{V_k} = 2V_k g_{km} - V_m \left\{ g_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + b_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) \right\} \quad (5)$$

$$S_4 = \frac{Q_{km}}{V_k} = -2V_k (b_{km} + y_s) - V_m \left\{ g_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) - b_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) \right\} \quad (6)$$

donde

$g_{km} + jb_{km}$ es la admitancia serie de la línea.

y_s es la mitad de la admitancia shunt de la línea.

$r_{km} + jx_{km}$ es la impedancia serie de la línea.

Se definen los índices de desacoplamiento como:

$$I_1 = \frac{S_3}{S_1} \quad I_2 = \frac{S_2}{S_4}$$

$$I_1 = \frac{\frac{g_{km}}{b_{km}} \left[2V_k - V_m \cos(\theta_k - \theta_m) - V_m \sin(\theta_k - \theta_m) \right]}{V_k V_m \left[\frac{g_{km}}{b_{km}} \sin(\theta_k - \theta_m) - \cos(\theta_k - \theta_m) \right]} \quad (9)$$

$$I_2 = \frac{-V_k V_m \left[\frac{g_{km}}{b_{km}} \cos(\theta_k - \theta_m) + \sin(\theta_k - \theta_m) \right]}{-2V_k \left(1 + \frac{y_s}{b_{km}} \right) - V_m \left[\frac{g_{km}}{b_{km}} \sin(\theta_k - \theta_m) - \cos(\theta_k - \theta_m) \right]} \quad (10)$$

El índice I_1 mide el impacto relativo que tiene la magnitud de voltaje y el ángulo de fase sobre la potencia activa. En el caso de tener la línea operando con una carga moderada (diferencia de ángulos pequeña) y voltajes unitarios, el índice I_1 se aproxima a

$$I_1 = - \frac{g_{km}}{b_{km}} = \frac{r_{km}}{x_{km}} \quad (11)$$

El índice I_2 mide importancia relativa que tiene el ángulo de fase y la magnitud del voltaje en la potencia reactiva. Bajo la suposición de operar la línea con diferencia de ángulos pequeña y voltajes unitarios, el índice I_2 se aproxima a

$$I_2 = \frac{g_{km}}{b_{km}} = - \frac{r_{km}}{x_{km}} \quad (12)$$

Estos resultados confirman lo reportado en la literatura que el desacoplamiento P-Q-V depende de los parámetros de las líneas. Sin embargo hay que tener presente que éstos resultados fueron derivados bajo la suposición de una diferencia angular pequeña, se puede mostrar que a medida que la carga de la línea aumenta, el grado de desacoplamiento disminuye. La tabla 1 muestra los índices encontrados para líneas de diversos voltajes con diferentes cargas. Es importante notar la variación de los índices con el cambio de carga.

La tabla 2 muestra relaciones típicas de parámetros para líneas del Sistema Interconectado Nacional. Se puede observar que en general a medida que el voltaje de la línea aumenta la relación r/x disminuye, esto justifica que el desacoplamiento sea mayor a medida que el voltaje de transmisión aumenta.

Términos Dominantes

Si se reagrupan las ecuaciones (1-2) estas pueden escribirse como

$$\frac{P_{km}}{V_k} = g_{km} \left[V_k - V_m \cos(\theta_k - \theta_m) \right] - b_{km} \left[V_m \sin(\theta_k - \theta_m) \right] \quad (13)$$

$V_k = V_m$	$\frac{g_{km}}{b_{km}}$	$\theta_k - \theta_m$ Grados ±	I_1	I_2^*
1	-.1	0	.1	-.100
1	-.1	5	.186	-.184
1	-.1	15	.365	-.335
1	-.1	30	.669	-.495
.9	-.2	0	.222	-.180
.9	-.2	5	.315	-.252
.9	-.2	15	.508	-.374
.9	-.2	30	.835	-.491
1	-.2	0	.2	-.200
1	-.2	5	.284	-.280
1	-.2	15	.457	-.416
1	-.2	30	.752	-.545
1.1	-.2	0	.181	-.220
1.1	-.2	5	.258	-.308
1.1	-.2	15	.415	-.457
1.1	-.2	30	.683	-.600
1	-.5	0	.500	-.500
1	-.5	5	.566	-.558
1	-.5	15	.708	-.637
1	-.5	30	.752	-.674

* Se calculó con $\frac{y_s}{b_{km}} = 0$

$$\frac{Q_{km}}{V_k} = - g_{km} \left[V_m \sin(\theta_k - \theta_m) \right] + \left\{ b_{km} \left[V_m \cos(\theta_k - \theta_m) - V_k \right] - V_k y_s \right\} \quad (14)$$

El término dominante en estas expresiones es el segundo del lado derecho para relaciones de g/b típicas de líneas de transmisión. El reconocimiento de estos términos dominantes ha dado como resultado formulaciones aproximadas del estudio de flujos, las cuales dan resultados aceptables para determinados niveles de voltaje. Así resulta la formulación en "corriente directa" que se usa comúnmente en los cálculos de potencia activa y en la cual se desprecia el primer término de la ecuación (13), además el seno de la diferencia de ángulos se aproxima por $(\theta_k - \theta_m)$ y se consideran disponibles medios de generación de reactivos para mantener un perfil de voltaje unitario, por lo que la ecuación (13) se transforma en

$$P_{km} = - b_{km} (O_k - O_m) \quad (14')$$

El nombre de la formulación resulta de la similitud de la expresión con el cálculo

lo de corriente en circuitos de corriente directa. La ecuación (14) es una ecuación lineal en θ cuya solución en un sistema multinodos no requiere de iteraciones, en forma matricial ésta se escribe como

$$P = B \theta \quad (15)$$

el término dominante en la ecuación de potencia reactiva se puede aproximar a

$$-b_{km} (V_k - V_m) - y_s V_k \quad (16)$$

Sin embargo el uso de este término como aproximación de la potencia reactiva no da buenos resultados, esto se debe al mayor efecto, al crecer la carga en las líneas, del ángulo sobre la potencia reactiva comparado con el del voltaje en la potencia activa, de las ecuaciones (13) y (14) se puede obtener dicha relación.

$$r = \frac{\partial P_{km}/V_k}{\partial V_k} / \frac{\partial Q_{km}/V_k}{\partial \theta_k} \quad (17)$$

$$r = \frac{\frac{g_{km}}{b_{km}} V_m \cos(\theta_k - \theta_m) - V_m \sin(\theta_k - \theta_m)}{b_{km}} \quad (18)$$

Ecuaciones Desacopladas

Es importante tener presente que el efecto de V en P y θ , aunque pequeño se puede tomar en cuenta en formulaciones más rigurosas, así si a las ecuaciones (15) y (14) se les suma de ambos lados los términos dominantes encontrados en (14) y (16) se tiene

$$\frac{P_{km}}{V_k} - b_{km} (\theta_k - \theta_m) = g_{km} \left\{ \sqrt{V_k - V_m} \cos(\theta_k - \theta_m) \right\} - b_{km} \left\{ \sqrt{V_m} \sin(\theta_k - \theta_m) \right\} + \left\{ -b_{km} (\theta_k - \theta_m) \right\} \quad (19)$$

$$\frac{Q_{km}}{V_k} - b_{km} (V_k - V_m) - y_s V_k = -g_{km} \left\{ \sqrt{V_m} \sin(\theta_k - \theta_m) \right\} + b_{km} \left\{ \sqrt{V_m} \cos(\theta_k - \theta_m) - V_k \right\} + V_k y_s + \left\{ -b_{km} (V_k - V_m) - y_s V_k \right\} \quad (20)$$

Si se dejan del lado derecho solo el último término de las ecuaciones anteriores se tiene

$$\frac{\Delta P_{km}}{V_k} - b_{km} (\theta_k - \theta_m) = -b_{km} (\theta_k - \theta_m) \quad (21)$$

Relaciones de parámetros para líneas del sistema interconectado nacional.

	r/x	y _s /b
69 KV		
GU-TZ	.6853	.0000
CL-GV	.5855	.0003
TZ-HN	.6850	.0
115 KV		
IR-SL	.1693	.0009
TU-OZ	.1727	.0093
DB-VU	.1791	.0001
EFU-NVJ	.3765	.0160
LMU-TPO	.2776	.0003
161 KV		
CR-IR	.2994	.0135
IR-SL	.1659	.0005
CJM-CMA	.2586	.0083
SRO-TE	.2676	.0204
230 KV		
PB-MAZ	.1368	.0263
PR-MIA	.1474	.0368
ATN-GD	.1554	.0015
QR-SP	.1552	.0278
SP-AGS	.1502	.0165
400 KV		
MP-MD	.0730	.0167
MD-TD	.0743	.0398
VIC-ALT	.0664	.0305
TOP-TD	.0709	.0800
INT-NOP	.0747	.0232

$$\frac{\Delta Q_{km}}{V_k} - b_{km} (V_k - V_m) - y_s V_k = -b_{km} (V_k - V_m) - y_s V_k \quad (22)$$

Para propósito de ilustración pero sin perder generalidad se ha considerado un sistema de 2 nodos de los cuales uno es de referencia (m) y el otro es un nodo de carga (k). Con estas consideraciones ΔP_{km} y ΔQ_{km} se pueden escribir como ΔP_k y ΔQ_k .

En las ecuaciones (21) y (22) no se ha hecho ninguna aproximación solo que la solución desacoplada de dichas ecuaciones requiere de tener un término dominante en la ecuación correspondiente a la variable que se va a despejar.

Si se despeja de (21) y (22) las diferencias $(\theta_k - \theta_m)$ y V_k se tiene:

$$\theta_k^n - \theta_m = \frac{\Delta P_k^{n-1} / V_k^{n-1}}{-b_{km}} + (\theta_k^{n-1} - \theta_m) \quad (23)$$

$$V_k^n = \frac{\Delta Q_k^{n-1} / V_k^{n-1}}{-(b_{km} + y_s)} + V_k^{n-1} \quad (24)$$

si se define

$$\Delta \theta_k^n = \frac{\Delta P_k^{n-1} / V_k^{n-1}}{-b_{km}} \quad (25)$$

$$\Delta V_k^n = \frac{\Delta Q_k^{n-1} / V_k^{n-1}}{-(b_{km} + y_s)} \quad (26)$$

entonces (23) y (24) se transforman en

$$\theta_k^n - \theta_m = \Delta \theta_k^n + (\theta_k^{n-1} - \theta_m) \quad (27)$$

$$V_k^n = \Delta V_k^n + V_k^{n-1} \quad (28)$$

Es importante notar que el operar con un modelo lineal (término dominante) la respuesta se puede obtener para el valor total del lado izquierdo de las ecuaciones (21-22) o bien sumando los resultados parciales de cada componente. Esto da lugar a dos versiones que producen resultados iguales salvo errores numéricos. La versión absoluta resuelve para voltajes y ángulos en cada iteración y evalúa todo el lado izquierdo de las ecuaciones (21-22), la versión incremental calcula diferencias de ángulos y magnitudes de voltaje a partir del punto de la iteración anterior, como la solución de uno de los términos del lado izquierdo es trivial (solución en el punto anterior) solo valúa la respuesta para una componente ($\Delta \theta_k^n, \Delta V_k^n$).

Estos resultados se pueden generalizar para sistemas multinodos en forma matricial de la siguiente manera

$$B_p \theta^n = B_p \theta^{n-1} + \Delta P' \quad (29)$$

$$B_q V^n = B_q V^{n-1} + \Delta Q' \quad (30)$$

La matriz B_p representa el modelo del sistema desde el punto de vista de la potencia activa. En los modelos de líneas, transformadores y elementos en derivación no se tiene generalmente ningún elemento que consuma potencia activa, entre un nodo y tierra, por lo tanto el modelo pasivo del sistema se encuentra aislado o desconectado de la referencia tierra. Esto da lugar a que la matriz B_p sea singular y resulta necesario designar una referencia de ángulo para destruir dicha singularidad.

La matriz B_q representa el modelo de potencia reactiva del sistema, en este caso si existen elementos que consumen potencia reactiva (efecto capacitivo de líneas, elementos en derivación, transformadores fuera de tap nominal) conectados de los nodos del sistema al nodo de

potencial cero (tierra) los cuáles deben ser incluidos en B_q .

En los nodos de voltaje controlado (compensadores de reactivos) se tiene la magnitud del voltaje especificada por lo tanto, no existen los elementos mutuos correspondientes en la matriz B pero su efecto está incluido en la diagonal lo cual aumenta la dominancia de B_q

Comparación de Formulaciones Relevantes

En la literatura existente hay dos formulaciones que son las más aceptadas, se puede mostrar que ambos desarrollos son equivalentes con pequeñas variantes.

El estudio desacoplado rápido¹ (Método 1) es una formulación incremental sin aproximaciones por lo cual no es sorprendente que se lleguen a los resultados de otra formulación que se considera exacta².

El método de Peterson, Tinney y Bree² (Método 2) resuelve el problema con una formulación absoluta con pequeñas aproximaciones, las cuales no son estrictamente necesarias (reemplazar el seno y coseno por los primeros términos de su serie).

Un aspecto importante que se debe recalcar es la forma de presentación diferente en ambos enfoques, en el primero se trata de seguir la notación del método de Newton pero para llegar a la forma deseada se hacen varias consideraciones de desprestigiar términos, lo cual puede dar la falsa idea de que es un método aproximado. En el segundo se trata simplemente de manipular las ecuaciones sin entrar a calcular derivadas pero la presentación tampoco da ideas claras del problema que se resuelve.

Existen dos pequeñas variantes que hacen los métodos ligeramente diferentes:

- i) En el método 1 se trabaja con la potencia activa y reactiva dividida sobre el voltaje, sin embargo en el método 2 solo la potencia reactiva es dividida entre el voltaje.
- ii) En el método 1 todos los elementos en derivación, elementos a tierra del circuito equivalente de transformadores y efectos capacitivos de líneas están incluidos en la matriz del modelo reactivo B_q , sin embargo en el método 2 éstos están incluidos en el término independiente.

La potencia (i) es muy pequeña ya que la potencia activa casi no se ve afectada por la magnitud del voltaje. En el caso (ii) generalmente la diferencia es pequeña con excepción de casos donde existen líneas largas de extra alto voltaje y elementos en derivación con admitancia comparables a los de las líneas.

Comentarios sobre Convergencia

Una característica deseable en cualquier método de flujos es una convergencia - confiable. El método de Newton ha demostrado poseer una convergencia muy superior a métodos anteriores como Gauss-Seidel², generalmente el método converge en pocas iteraciones (3-5). El método desacoplado generalmente tiene una convergencia más lenta que el método de Newton (4-6) pero se ha reportado¹ que converge en algunos casos en que el método de Newton falla.

Un análisis de ambos métodos revela que el modelo del método de Newton (Jacobiano) depende del punto de operación, mientras que el modelo del método desacoplado es constante. El Jacobiano está formado por coeficientes de sensibilidad que generalmente son válidos para el rango de variación de las variables de estado. En otros casos al depender del punto de operación y operar en una región no-lineal - los coeficientes de sensibilidad son válidos solamente para pequeños cambios de las variables de estado, si esta limitación no se observa⁷ se puede llegar a casos de divergencia. La ventaja del método desacoplado es que al - operar con coeficientes de sensibilidad constantes cuyos valores son obtenidos para condiciones de operación normales, permite llegar a puntos del rango de operación normal sin tener que limitar el cambio en los variables de estado y lo más importante es que llega a este punto con coeficientes de sensibilidad - muy aceptables⁸.

Por otro lado al trabajar con $\Delta P/V$ y $\Delta Q/V$ permite tener regiones lineales más - amplias alrededor de condiciones normales, estas regiones lineales pueden ser reducidas por tener un sistema cargado y relaciones r/x grandes. Esto obviamente sugiere una manera de - mejorar la confiabilidad de convergencia del método de Newton la cual es reemplazar $\Delta Q/V$ por ΔQ .

Es importante recalcar otro tipo de casos de divergencia los cuales se deben a - inestabilidad eléctrica, en este caso ambos métodos divergen ya que el uso de senos y cosenos impide ajustar en forma adecuada los ángulos y voltajes. En estos casos una solución lineal (flujos de corriente directa) siempre - es posible obtenerla y puede dar una idea del problema de convergencia.

CONCLUSIONES

El desacoplamiento P-θ, Q-V depende - de la relación r/x para cargas bajas, a medida que r/x disminuye el desacoplamiento aumenta. El aumento de carga disminuye el desacoplamiento al aumentar la no-linealidad del problema.

La formulación del método desacoplado rápido se puede desarrollar sin tener que hacer ninguna suposición, por lo que no es sorprendente que sea una formulación exacta.

El uso de coeficientes de sensibilidad

dad constantes (matriz del modelo) ayuda a tener siempre una dirección buena hacia la región de condiciones normales aún cuando se esté alejado del punto de solución.

El método desacoplado rápido es una formulación incremental, y el método de Peterson, Tinney y Bree es una formulación absoluta pero ambas son equivalentes con ligeras diferencias.

La simple división de la potencia reactiva por el voltaje aumenta la linealidad del problema.

Los problemas de inestabilidad eléctrica causan problemas de convergencia en cualquier método no-lineal pero pueden ser detectados con soluciones lineales.

REFERENCIAS

1. B. Stott, O. Alsac. "Fast decoupled load flow", IEEE T-PAS 93, pp. 859-867, Mayo Junio, 1974.
2. N.M. Peterson, W.F. Tinney and D.W. Bree. "Iterative linear A.C. power flow solution for fast approximate outage studies" IEEE T-PAS 91, pp. 2048-2056, Sep/Oct, 1972.
3. W.F. Tinney and C.E. Hart. "Power flow solution by Newton's method", IEEE T-PAS 86, pp. 1449-1460. Nov. 1967.
4. N. Sato y W.F. Tinney. "Techniques for exploiting the sparsity of the network admittance matrix". IEEE T-PAS 82 pp. 944-950 Dec. 1963.
5. W.F. Tinney and J.W. Walker. "Direct solution of sparse network equations by optimally ordered triangular factorization" Proc. IEEE T-PAS 55, pp. 1801-1809 Nov. 1967.
6. J. Carpentier. "Ordered eliminations" - Proc. PSCC. Londres 1963.
7. A.M. Sasson, C. Treviño, F. Aboytes "Improved Newton's load flow through a minimization technique" IEEE T-PAS vol. 90 pp. 1974-1981, 1971.
8. F. Aboytes Discusión a "Linear programming for power system network security applications" IEEE F-78-701-5 presentado en el Congreso de Verano del IEEE, Los Angeles, Calif., Julio 1978.
9. G.W. Stagg, A.H. El-Abiad Computer Methods for Power System Analysis, McGraw Hill 1968.
10. R. Shoults, Application of a fast linear AC power flow model to contingency simulation and optional control of power systems, Tesis Doctoral, Universidad de Texas 1974.

ESTUDIOS DE SEGURIDAD EN LA OPERACION Y PLANIFICACION DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

F. Aboytes, M. Flores
Gerencia de Estudios
Comisión Federal de Electricidad

R. Lara
División de Estudios de Postgrado
Facultad de Ingeniería
UNAM

RESUMEN

Se presentan los algoritmos computacionales para la simulación en estado estable de salida de líneas, incluyendo el caso de salidas múltiples.

Se analiza en detalle el problema de pérdida y distribución de generación con diferentes criterios. Se trata el efecto de las contingencias en el control de voltaje y formación de islas eléctricas.

Se proponen formas para la presentación de resultados a través de resúmenes con diferentes grados de detalle, complementada con índices de severidad de voltaje y capacidad de transmisión.

Se presentan resultados de simulaciones realizadas en un sistema de 55 nodos de Comisión Federal de Electricidad.

INTRODUCCION

El análisis del funcionamiento del sistema potencia en las etapas de planificación y operación debe incluir el estudio en estado estable y dinámico de los disturbios que forman parte del estándar de seguridad del sistema. El control del sistema en su sentido más amplio requiere de estudios de seguridad en las distintas fases de su desarrollo y operación para anticipar problemas o situaciones de emergencia.

En la planificación, el control preventivo requiere considerar alternativas para la generación y transmisión de energía, ante la incertidumbre de la demanda esperada y las situaciones de disturbio que se tendrán en la operación. En la fase de operación se tiene una definición mayor del problema, pero se mantiene la incertidumbre de los disturbios y en menor grado el de la demanda. En cualquier caso, es necesario detectar las condiciones de operación en que el sistema es vulnerable ante determinados disturbios.

En todo estudio que se realiza, especialmente los relacionados con la seguridad del sistema, el manejo y validación de la información se deben considerar en forma especial, ya que la validez del estudio depende de la calidad de los datos utilizados. Lo anterior se puede lograr mediante el diseño de procedimientos computacionales que filtren la información, señalen datos anormales y la falta de información en un estudio. Además es importante estructurar los procedimientos computacionales, para la realización de un estudio, de tal forma que se impida la posibilidad de ejecutarlo cuando los datos no han pasado los filtros de validación establecidos.

La importancia del manejo de información se percibe al considerar el volumen de información necesario para el desarrollo de un estudio de seguridad en los sistemas actuales, donde el número de alternativas crece de acuerdo al criterio de seguridad utilizado. En la actividad productiva es indispensable contar con simuladores interactivos que permitan un análisis completo de las contingencias propuestas con flexibilidad y eficiencia computacional.

En este artículo se presentan el fundamento teórico de los estudios de contingencias en estado estable que se utilizan en la planificación y operación de los sistemas de potencia. Además se proponen formas para la presentación de resultados y que facilitan el análisis de los mismos.

VARIABLES UTILIZADAS

- A Matriz de coeficientes del sistema.
x Vector de variables de estado.
Y(x) Vector Independiente.
B' Matriz de coeficientes del modelo de potencia activa.
B'' Matriz de coeficientes del modelo de potencia reactiva.
X'kl Elemento kl de la inversa de B'.
Delta theta_k Incremento en el ángulo de fase en el nodo k.
xij Reactancia del elemento que se desconecta.
Delta V_k Incremento en la magnitud de voltaje del nodo k.
Z2p, Z2Q Columnas de la inversa de las matrices B' y B''.
Z4p, Z4Q Impedancias equivalentes en los modelos de potencia activa y reactiva, vista de los nodos de la línea que sale.
Delta P Vector de errores nodales de potencia activa.
Delta Q Vector de errores nodales de potencia reactiva.
phi_k Factor de distribución del generador k.

P_k^{\max} P_k^{\min}	Límites máximo y mínimo de potencia activa en un generador.
ΔG_S	Cambio de generación en el sistema.
a_1	Conjunto de elementos con una violación $0 < \beta_1 < \eta$
a_j	Conjunto de elementos con una violación $\eta_k \gamma_j < \psi$
a_k	Conjunto de elementos con una violación $\delta_k > \psi$
f	Valor actual de la variable.
f_0	Valor nominal de la variable.

ANÁLISIS NO LINEAL DE CONTINGENCIAS

Las contingencias más importantes por analizar en un sistema eléctrico son; cambios de configuración en la red y la pérdida de generación.

Desde el punto de vista de análisis los cambios de configuración requieren mayor trabajo computacional ya que involucran cambios en la matriz asociada al sistema de transmisión. Esto hace necesario la utilización de técnicas de compensación^{2,3} para simular el cambio de configuración mediante inyecciones de potencia compensadoras, manteniendo la estructura de la matriz.

Matemáticamente el problema se puede formular de la manera siguiente

$$Y(x) = Ax \quad (1)$$

Si en la simulación del cambio de configuración se utiliza una formulación donde la matriz A permanece constante se tendrán atractivos computacionales en la utilización del método.

La pérdida de generación en la mayoría de los casos no altera la estructura de la matriz de coeficientes, todas las modificaciones se reducen al vector independiente. Por esta razón es más sencillo simular un cambio de generación o de carga.

En algunos casos al perder una unidad generadora se pierde el control de voltaje de un nodo, esto modifica la estructura de la matriz A debido al cambio de tipo de nodo.

La diferencia importante entre los métodos lineales presentados anteriormente³⁻⁴ y los de este artículo está en los procedimientos iterativos necesarios para obtener la solución. De ahí que sea necesario repetir la determinación de inyecciones de potencia compensadoras en la ecuación (1) hasta que no se produzcan cambios importantes en las variables de estado.

Ecuaciones Desacopladas de Potencia Activa y Reactiva.

Las características atractivas del estudio de flujos desacoplado³⁻⁴ han motivado que sea la base de las formulaciones más utilizadas en el análisis de contingencias. Las ecuaciones matriciales correspondientes muestran la utilización de matrices de coeficientes constantes (B' y B'') y términos independientes no lineales (ΔP y ΔQ)

$$\Delta P = B' \Delta \theta \quad (2)$$

$$\Delta Q = B'' \Delta V$$

El procedimiento normal de solución en un estudio de flujo, requiere alternar el cálculo de los vectores $\Delta \theta$ y ΔV hasta que las variaciones en los vectores ΔP y ΔQ estén dentro de una tolerancia. La secuencia de cálculo está determinada por la sensibilidad de las variables involucradas.

En el análisis de contingencias se puede seguir el mismo procedimiento alternado de cálculo o bien experimentar con determinaciones secuenciales múltiples de las variables de estado.

Cambios de Configuración.

De acuerdo a la estructura de la ecuación (2), el cambio de la impedancia entre dos nodos (i-j) se puede simular en los modelos de potencia activa y reactiva con inyecciones de potencia compensadoras obtenidas para el modelo real, mediante:

$$\Delta P_i^C = \frac{-(\Delta \theta_i^\circ - \Delta \theta_j^\circ)}{X_{ii}^1 + X_{jj}^1 - 2X_{ij}^1 - x_{ij}} = -\Delta P_j^C \quad (3)$$

En la ecuación (2) los cambios de configuración afectan a las matrices B' y B'' y a los vectores independiente ΔP y ΔQ . Sin embargo los cambios en los vectores independientes se reducen a eliminar el término correspondiente del cálculo de la potencia activa y reactiva.

Para la potencia reactiva la determinación de las inyecciones es similar al presentado anteriormente, ec.(3) en el caso de los nodos de carga. En los nodos de generación el control de voltaje elimina la ecuación de potencia reactiva.

Cambios Múltiples de Configuración.

La determinación de las inyecciones de potencia compensadoras se puede realizar eficientemente mediante un planteamiento que incorpora recursivamente las contingencias, utilizando las ecuaciones para una contingencia sencilla, hasta obtener la superposición de todas las contingencias.

Los modelos de potencia activa y reactiva, ecuación (2), se utilizarán en forma alternada para obtener la solución.

La condición antes de simular las contingencias es

$$\Delta \theta = 0$$

$$\Delta V = 0$$

esto implica que se cumplen las condiciones establecidas en cada nodo.

Para la simulación de las contingencias se seguirán los pasos siguientes:

1. Se simula la salida de líneas en el término independiente del modelo de potencia activa

$$B' \Delta \theta = \Delta P^{(0)} \quad (V^{(0)}, \theta^{(0)}) \quad (4)$$

el resultado es la determinación del vector $\Delta \theta$. A partir de este punto se utilizarán las ecuaciones desarrolladas para sistemas lineales⁽³⁻⁴⁾ ya que el término independiente se mantendrá constante mientras no cambien los valores de magnitud de voltaje y ángulo.

2. Para el cálculo del vector de incrementos de ángulo se utiliza la ecuación siguiente⁽³⁻⁴⁾

$$\Delta \theta^{(1)} = -Z_{2P}^{(0)} (Z_{4P}^{(0)})^{-1} (Z_{2Q}^{(0)})^t \Delta P^{(0)} + \Delta \theta^{(0)} \quad (5)$$

donde:

$$(Z_{2P}^{(0)})^t \Delta P^{(0)} = \Delta \theta_k^{(0)} - \Delta \theta_j^{(0)}$$

asumiendo que la línea que sale está conectada entre los nodos i-j.

3. La segunda contingencia requiere evaluar el efecto de la primera contingencia en la inversa de la matriz B'.

El vector de incrementos de ángulo considerando las dos contingencias será:⁽³⁻⁴⁾

$$\Delta \theta^{(2)} = -Z_{2P}^{(1)} (Z_{4P}^{(1)})^{-1} (Z_{2Q}^{(1)})^t \Delta P^{(0)} + \Delta \theta^{(1)} \quad (6)$$

donde:

$$(Z_{2P}^{(1)})^t \Delta P^{(0)} = \Delta \theta_k^{(1)} - \Delta \theta_l^{(1)}$$

asumiendo que la segunda línea que sale está conectada entre los nodos k-l.

En el caso general para la n-ésima salida de línea, el cambio del vector de ángulos se obtiene comb:⁽³⁻⁴⁾

$$\Delta \theta^{(n)} = -Z_{2P}^{(n-1)} (Z_{4P}^{(n-1)})^{-1} (Z_{2Q}^{(n-1)})^t \Delta P^{(0)} + \Delta \theta^{(n-1)} \quad (7)$$

donde:

$$(Z_{2P}^{(n-1)})^t \Delta P^{(0)} = \Delta \theta_r^{(n-1)} - \Delta \theta_s^{(n-1)}$$

asumiendo que la n-ésima línea que sale está conectada entre los nodos r-s.

4. Se corrigen los ángulos de fase de los nodos mediante

$$\theta^{(1)} = \theta^{(0)} + \Delta \theta^{(n)}$$

5. Se simula la salida de líneas en el término independiente del modelo de potencia reactiva

$$B'' \Delta V = \Delta Q^{(0)} \quad (V^{(0)}, \theta^{(1)}) \quad (8)$$

-12-

el resultado es la determinación del vector $V^{(0)}$, que es la condición inicial para el modelo lineal.

6. Se obtiene el vector de incrementos de magnitud de voltajes mediante

$$\Delta V^{(1)} = -Z_{2Q}^{(0)} (Z_{4Q}^{(0)})^{-1} (Z_{2Q}^{(0)})^t \Delta Q^{(0)} + \Delta V^{(0)} \quad (9)$$

donde:

$$(Z_{2Q}^{(0)})^t \Delta Q^{(0)} = \Delta V_i^{(0)} - \Delta V_j^{(0)}$$

7. El efecto de la segunda contingencia en el vector de incrementos de magnitud de voltaje se obtiene mediante

$$\Delta V^{(2)} = -Z_{2Q}^{(1)} (Z_{4Q}^{(1)})^{-1} (Z_{2Q}^{(1)})^t \Delta Q^{(0)} + \Delta V^{(1)} \quad (10)$$

donde:

$$(Z_{2Q}^{(1)})^t \Delta Q^{(0)} = \Delta V_k^{(1)} - \Delta V_l^{(1)}$$

En el caso general para la n-ésima contingencia se tiene

$$\Delta V^{(n)} = -Z_{2Q}^{(n-1)} (Z_{4Q}^{(n-1)})^{-1} (Z_{2Q}^{(n-1)})^t \Delta Q^{(0)} + \Delta V^{(n-1)} \quad (11)$$

donde:

$$(Z_{2Q}^{(n-1)})^t \Delta Q^{(0)} = \Delta V_r^{(n-1)} - \Delta V_s^{(n-1)}$$

8. Se corrigen los voltajes de los nodos sin control mediante

$$V^{(1)} = V^{(0)} + \Delta V^{(n)}$$

9. Los vectores $V^{(1)}$ y $\theta^{(1)}$ constituyen el punto inicial a partir del cual se iniciará la segunda iteración de la simulación de contingencias. El procedimiento se repite a partir del paso 1 sustituyendo la condición inicial mencionada.

El criterio de convergencia en este proceso iterativo es tener los errores nodales de potencia activa y reactiva (ΔP , ΔQ) dentro de una tolerancia especificada.

Alternativas de Solución

En el algoritmo de solución presentado en la sección anterior existen diversas alternativas para encontrar la solución al problema no-lineal de contingencias múltiples.

Al terminar el paso 4 se tiene la opción de evaluar el vector de errores nodales de potencia activa o reactiva. En el primer caso se calculará el término

$$\Delta P^{(1)} (V^{(0)}, \theta^{(1)})$$

eliminando los términos correspondientes a las líneas que salen. A partir de este punto, se iniciaría nuevamente el ciclo de pasos de 1 a 4 para corregir por segunda ocasión el vector de ángulos de fase. En el segundo caso se tendría la opción descrita en el algoritmo de la sección anterior.

Al término del paso 9 se tiene también la opción de continuar con otra iteración del modelo de potencia reactiva, calculando el término

$$\Delta Q_m^{(l)}(V_m^{(l)}, \theta_m^{(l)})$$

el ciclo se repite utilizando los pasos 5 a 9 del algoritmo de la sección anterior.

En el caso general de dar k sustituciones sucesivas en el modelo de potencia activa y l sustituciones sucesivas en el modelo de potencia reactiva se tienen que evaluar los términos

$$\Delta P_m^{(l)}(V_m^{(0)}, \theta_m^{(l)}) \quad l=1, 2, \dots, k-1, k$$

$$\Delta Q_m^{(j)}(V_m^{(j)}, \theta_m^{(k+1)}) \quad j=1, 2, \dots, l-1, l$$

donde: el subíndice m indica la iteración general de los modelos y los superíndices l, j, k+1 indican las sustituciones sucesivas en cada modelo.

Al final de una iteración completa de los modelos se tiene

$$\theta_{m+1}^{(0)} = \theta_m^{k+1} \quad V_{m+1}^{(0)} = V_m^{(l+1)}$$

La efectividad de realizar diversas combinaciones de iteraciones con los modelos de potencia activa y reactiva, dependerá del grado de acoplamiento entre los modelos. Así en sistemas sin acoplamiento la solución es independiente. En sistemas reales existe un mayor efecto de los ángulos sobre la potencia reactiva que el de las magnitudes de voltaje sobre la potencia activa, esto justifica resolver siempre primero el modelo de potencia activa.

En los sistemas analizados se encontraron mejores resultados iterando de un modelo a otro, sin sustituciones, esto se debe en gran parte al acoplamiento considerable entre modelos.

Cambios de Generación y Carga³⁻⁴

En los estudios de contingencias en estado estable se analiza el comportamiento del sistema eléctrico, después de que los efectos transitorios han desaparecido. Así en los estudios de pérdida de generación se asume la respuesta de los reguladores de voltaje para el control del voltaje terminal y la distribución de la potencia activa perdida se efectúa entre los generadores restantes, de acuerdo a los controles disponibles vgr. regulación primaria, control automático de generación, despacho económico.

En cualquier caso la generación se distribuirá utilizando factores y respetando los límites de las unidades

$$R_k = R_k^{(0)} + \frac{\phi_k \Delta P_j}{\sum_{l \neq j} \beta_l} \quad (12)$$

$$P_k^{min} \leq P_k \leq P_k^{max}$$

En la ecuación (12), los factores ϕ_k indican la importancia relativa de la distribución, al ser normalizados con la sumatoria de factores de los generadores conectados, la generación perdida se compensa exactamente. La forma de determinar los factores dependerá del tipo de control disponible. Para el caso de regulación primaria se utilizarán las características de los reguladores de velocidad, en estado estable. En la figura (1) se muestran diferentes características de regulación y la ecuación correspondiente, en este caso los factores de distribución son inversamente proporcionales a la regulación de la máquina.

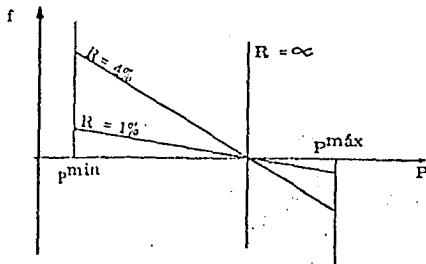


Fig. 1

$$\Delta P = - \frac{1}{R} \Delta f \quad (13)$$

$$\Delta P = - \beta \Delta f$$

Es importante señalar que para la aplicación correcta de la ecuación se requiere expresar las regulaciones de las máquinas en la misma base.

En el sistema de la figura (2) se muestran tres máquinas con las características indicadas. La máquina con el regulador de velocidad "amarrado", tiene un factor de distribución cero de acuerdo a la ecuación (13). Las otras dos máquinas aunque con la misma regulación en por ciento, tienen los factores de distribución indicados al efectuar la conversión a una base común (100 MW)

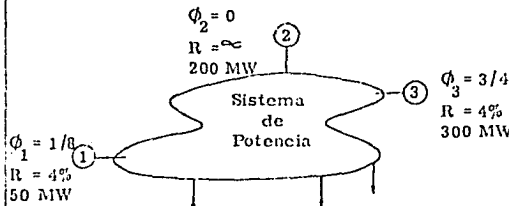


Fig. (2)

Distribución con Factores Económicos³⁻⁴

El reparto económico de la generación se puede lograr utilizando las características de costos incrementales de las unidades generadoras. En el esquema más simple con características de costo-generación lineales, la distribución de generación se hará de acuerdo a una lista de prioridad basada en costos incrementales crecientes. Así la unidad con el costo incremental más bajo tomará, si es necesario la carga hasta llegar

a su límite máximo, así sucesivamente hasta llegar a compensar la generación perdida.

En el caso general se utilizarán los factores de participación económicos utilizados en los algoritmos de control de generación con despacho económico. Estos factores indican la sensibilidad del cambio de generación en un nodo al ocurrir un cambio en la demanda o generación del sistema. El cálculo de estos factores se obtiene de un despacho económico incremental.

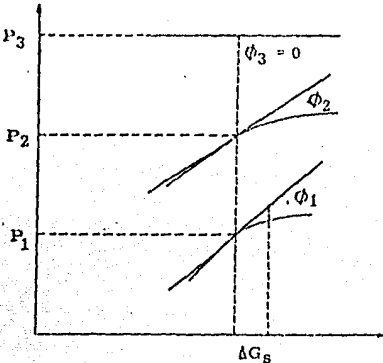


Fig. 3

En la figura (3) se ilustra la determinación de los factores de participación económicos para tres generadores con características diferentes

$$\begin{aligned} \Delta P_1 &= \beta_1 \Delta G_S \\ \Delta P_2 &= \beta_2 \Delta G_S \\ \Delta P_3 &= 0 \end{aligned} \quad (14)$$

El cambio de generación o carga debe ser compensado con el movimiento de generación de las máquinas restantes. Las ecuaciones (12) a (14) se aplican en ambos casos. Sin embargo, una diferencia importante es que en el caso de pérdida de carga no existe el problema de perder el control de voltaje en el nodo correspondiente.

Control de Voltaje

En los esquemas normales de sistemas de potencia, cada unidad generadora tiene su transformador de máquina. El voltaje en terminales de la unidad se controla mediante el regulador de voltaje y el sistema de excitación de la máquina. Así al salir una unidad se pierde el control de voltaje en el nodo el cual tendrá una característica pasiva. También es común que al perder la unidad generadora se desconecta automáticamente el transformador de máquina. Esto permite realizar la simulación de la contingencia sin necesidad de agregar la ecuación del nodo de carga en la matriz B".

En el modelo de potencia activa, se elimina del vector independiente la contribución del transformador de máquina y la inyección de potencia activa generada se anula. Aquí no es posible simular la salida del transformador ya que produciría un nodo aislado y no

sería factible calcular las inyecciones compensadoras.

Dada la estructura del sistema en el caso presentado, para una inyección de potencia igual a cero se obtienen ángulos de fase iguales en los nodos extremos del transformador de máquina.

En el modelo de potencia reactiva, si es necesario eliminar de la matriz B" la admitancia serie del transformador, ya que tiene un valor muy considerable comparado con los efectos capacitivos de las líneas de transmisión. El efecto de este cambio se manifiesta únicamente en el término diagonal del nodo de carga al que está conectado el transformador. Es decir, el efecto resultante de la salida del generador es la simulación de la contingencia del transformador.

En algunos estudios de flujos y contingencias las plantas generadoras se representan por unidades equivalentes con el fin de reducir el tamaño del modelo. Esta situación produce que la pérdida de un generador en la planta no afecte el control de voltaje en el nodo, salvo que los límites de reactivos que se ven modificados. Además se introduce un cambio de configuración al modificarse la reactancia equivalente de los transformadores. En resumen se tiene una contingencia posible motivada por la modelación del sistema eléctrico.

Simulación de Contingencias en el Nodo Compensador.

En el caso general de un sistema con varios nodos compensadores, la pérdida de uno de éstos se simula como para cualquier generador. Si se tiene sólo un nodo compensador y se pierde su generación, en el modelo de potencia activa se distribuye la generación en forma normal, sin embargo no se anula su generación en el término independiente ya que no existe una ecuación para este nodo. En el modelo de potencia reactiva generalmente se tienen varios nodos de voltaje controlado, por lo cual la simulación se realiza eliminando el transformador correspondiente.

Con el procedimiento descrito se obtendrá cierta generación en el nodo compensador, si se desea eliminar completamente se requiere un proceso iterativo que distribuya la generación entre las unidades restantes.

Partición del Sistema.

Cuando la salida de líneas causa la partición del sistema, no es posible calcular las inyecciones compensadoras. En el denominador de la ecuación (3) se tiene la impedancia equivalente vista desde los nodos donde se simula la contingencia menos la impedancia de la línea que sale. De ahí que cuando sólo existe una línea uniendo dos áreas, en el modelo de potencia activa se detecta la partición del sistema con el denominador de la ecuación (3) igual a cero.

La identificación de los nodos que corresponden a cada isla eléctrica, se realiza con un programa de topología que determina la conectividad de las diferentes áreas. Una vez que se han determinado las islas eléctricas, se requiere examinar el balance carga-generación de cada una y resolver en forma independiente cada isla que contenga una generación adecuada.

PRESENTACION DE RESULTADOS EN ESTUDIOS DE CONTINGENCIAS

Como resultado del estudio de contingencias se deberá tener una clasificación que muestre en orden de importancia las contingencias más peligrosas para el sistema. Esta clasificación permite concentrar la atención en los problemas importantes y desatender los resultados irrelevantes, con el correspondiente ahorro en el manejo de información y tiempo de análisis.

Reporte de Contingencias.

En un sistema real al analizar un conjunto de contingencias se tiene como resultado un gran volumen de información. El análisis de dicha información consume muchas horas-hombre si no se cuenta con los procedimientos adecuados para reportar los resultados.

Un método sencillo para resumir los efectos de contingencias en el sistema es presentar únicamente los elementos de transmisión y nodos del sistema que exceden porcentajes pre-establecidos en los límites de transmisión y voltajes nodales. En la Tabla I se presenta un ejemplo de este tipo de reporte para un 10% en los límites de transmisión y un 2% en los límites de voltajes nodales, para el sistema de Comisión Federal de Electricidad que se muestra en el apéndice.

Indices de Severidad.

Cuando se manejan contingencias es de gran utilidad el empleo de índices para clasificar la severidad de las mismas. Esto permite concentrar la atención en los casos más críticos de acuerdo al valor del índice obtenido.

Los índices a considerar en un estudio de contingencias son:

- o Índice de sobre-voltaje
- o Índice de bajo-voltaje
- o Índice de sobre-corriente
- o Índice de estabilidad

La definición de cada uno de estos índices se debe realizar de manera que se minimice el problema de encubrimiento, que consiste en clasificar con mayor seguridad una contingencia donde muchas líneas tienen una violación pequeña que una contingencia donde pocas líneas tienen una violación grande. Para eliminar este problema se propone un índice de severidad de la forma siguiente:

$$I = \sum_{i \in I} (\beta_i \%) + \sum_{j \in J} (\gamma_j \%)^2 + \sum_{k \in K} (\delta_k \%)^4$$

Para cada uno de los índices se especifican porcentajes límite a partir de los cuales se define la inclusión de la violación en alguno de los tres términos. El límite γ se define como un límite moderado de violación del parámetro correspondiente. El límite η se define como un límite de emergencia para el equipo correspondiente. En cualquier caso el usuario especificará estos valores de acuerdo a los criterios de operación o planeación existentes.

Tabla I Resumen de Violaciones

CAPACIDAD DE TRANSMISION		
LINEA		%
TD-400	PB-C91	13.85
PB-400	PB-C91	19.94
SLM-230	LU-230	22.14
NUMERO DE VIOLACIONES 5		

VOLTAJES	
MODO	%
SLP-230	-2.82*
AGS-230	-2.10*
NUMERO DE VIOLACIONES 3	

*Violación del límite inferior

La utilidad de estos índices de severidad es que permiten identificar en una presentación resumida las contingencias más críticas para su análisis detallado.

El empleo de los índices representa un ahorro substancial en el tiempo de análisis de las contingencias, ya que se concentra la atención en los casos más críticos.

Porcentaje de Violación.

El porcentaje de violación para ser utilizado en cualquier índice se calcula de la manera siguiente

$$\% = \frac{f - f_0}{f_0} \times 100$$

en el caso de índices técnicos en líneas y transformadores se utiliza el valor nominal de la corriente que circula por el elemento. En los índices de estabilidad se pueden utilizar las diferencias angulares determinadas de acuerdo a un margen de estabilidad establecido. En forma equivalente se pueden utilizar las potencias activas correspondientes a las diferencias angulares.

En el caso de los índices de voltaje se utilizan los valores nominales del equipo.

RESULTADOS DE APLICACIONES

El procedimiento recomendado en un análisis de contingencia es obtener índices de severidad para las contingencias especificadas. De acuerdo a los valores del índice se clasificará la importancia de las contingencias con referencia a voltajes nodales o capacidad de transmisión. Las Tablas II y III muestran los índices obtenidos para el sistema de CFE que se incluye en el apéndice. La normalización del índice da una idea clara de la importancia de la contingencia.

Tabla II Indices de Severidad en Capacidad de Transmisión

CONTINGENCIA		ESTABILIDAD	TERMICO*
TD-CS2 QR-230	TD-400 SLP-230	0.210	0.0
TD-400	PB-CS1	0.520	0.0
PB-CS1	PB-400	0.531	0.0
TEC-400	TEC-CS1	1.000	0.0
SLM-230	SLM-400	0.089	0.0
QR-230	SLP-230	0.060	0.0
TD-400	TEC-CS1	0.978	0.0

*No se violaron límites

En forma complementaria, para cada contingencia se obtiene una presentación de las violaciones más importantes, esto tiene como objetivo localizar en el sistema el efecto de las contingencias y tener las bases para diseñar acciones correctivas. Las Tablas IV y V incluyen la salida de violaciones para la contingencia indicada en voltaje y capacidad de transmisión respectivamente.

La salida detallada sólo se obtiene cuando se solicita, aquí se presenta la información completa de los resultados de la simulación de contingencias.

Dado el volumen de información que se incluye es difícil obtener conclusiones, especialmente cuando se tienen muchas contingencias por analizar. La Tabla VI presenta una parte de la salida típica detallada del estudio de contingencias.

En todas las pruebas que se reportan se resolvieron los modelos de potencia real y reactiva sin sustituciones sucesivas, dado el acoplamiento entre los modelos se encontró que era la combinación más eficiente desde el punto de vista computacional.

Tabla IV Resumen de Violaciones en capacidad de transmisión para una contingencia doble en líneas (MD-400, TD-CS1 y MD-400, TD-CS2)

CAPACIDAD DE TRANSMISION		
LINEA		% (ESTABILIDAD)
CHI-400	JUI-400	44.58
JUI-400	TD-400	38.90
SLM-230	LU--230	21.54
NUMERO DE VIOLACIONES = 3		

Tabla III Indices de Severidad en Voltajes.

CONTINGENCIA		ALTO VOLTAJE	BAJO VOLTAJE
TD-CS2 QR--230	TD-400 SLP-230	0.644	1.00
TD-400	PB-CS1	0.000	0.00
PB-CS1	PB-400	1.000	0.00
TEC-400	TEC-CS1	0.000	0.00
SLM-230	SLM-400	0.000	0.26
QR-230	SLP-230	0.000	0.97
TD-400	TEC-CS1	0.000	0.00

La distribución de generación en el caso de pérdida de generación se realizó con los factores de participación especificados de acuerdo al tiempo de interés.

CONCLUSIONES

El análisis de seguridad de un sistema requiere evaluar los efectos de un gran número de contingencias y manejar un volumen considerable de información y resultados.

La validación de la información de entrada es un paso indispensable en programas de análisis en las fases de operación y planificación del sistema.

La simulación de cambios de configuración se debe realizar mediante inyecciones compensadoras, sin modificar la matriz del caso base.

El estudio de pérdida de generación se puede realizar en diferentes puntos en el tiempo en base a los controles que se deseen analizar.

Tabla V Resumen de Violaciones de voltajes para una contingencia doble

VOLTAJES	
NODO	%
TD-400	-8.14*
JUI-400	-7.7 *
PD-400	-3.22*
SLM-230	-3.59*
TD-CS1	-8.14*
TEC-CS2	-3.4 *
NUMERO DE VIOLACIONES = 9	

* Violación al límite inferior

131-
 Tabla VI
REPORTE DETALLADO DEL ANALISIS DE CONTINGENCIAS

CODO	VOLTAJE (KV)	ANGULO (GRADOS)	CARGA (MW)	(HVAR)	GENERACION		SHUNT (HVAR)	F L U J O S				
					(MW)	(HVAR)		A	(MW)	(HVAR)	(HVAR)	
TD-400 =====	407.23	-2.22	160.00	88.00	.00	.00	226.74					
								JU1-400	-706.99	-152.67	723.37	
								TC-CS1	-385.73	-19.78	286.27	
								TD-CS2	-385.73	19.78	286.27	
								PF-CS1	447.90	-34.02	449.19	
								PF-CS2	447.90	-34.02	449.19	
								TC-CS1	422.64	-104.32	435.33	
CHI-400 =====	411.64	14.92	.00	.00	.00	.00	340.86					
							TAP = 1.02000	ANG-400	-388.72	76.97	396.26	
							TAP = 1.02000	MPU-400	614.04	43.35	615.57	
								CHI-05	-253.20	-9.55	256.18	
								CHI-06	-250.00	-9.56	250.19	
								CHI-07	-250.00	-13.41	250.42	
								CHI-08	-250.00	-9.56	250.18	
								JU1-400	724.69	-219.50	751.21	
MD-400 =====	404.87	6.35	220.00	170.00	.00	.00	68.64					
							TAP = 1.02000	MPU-400	-1003.74	-98.69	1008.58	
								TD-CS1	391.87	-69.98	398.07	
								TD-CS2	391.87	-69.98	398.07	

RESUMEN DEL ESTUDIO

	MW	HVAR
GENERACIONES EN MAQUINAS	4347.05	342.65
CARGAS	4245.06	1547.00
GENERACION EN LINEAS		3550.48
GENERACION DE SHUNTS		-1021.44
PERDIDAS	102.05	1331.69

Los resultados del análisis de contingencias deben ser estructurados para obtener directamente una clasificación de contingencias de acuerdo a su importancia.

REFERENCIAS

- 1.- F. Aboytes, "Control de Sistemas de Potencia", Notas del Curso Técnicas Modernas de Control en la Operación, Hermosillo Son., Julio 1979.
- 2.- W.F. Tinney, "Compensation methods for network Solutions by optimally ordered triangular factorization", PICA Conference, Boston Mass., May 1971.
- 3.- F. Aboytes, "Análisis de Seguridad en Estado Estable en Sistemas Eléctricos de Potencia", congreso MEXICON-79, México D.F., Sept. 1979.
- 4.- R. Lara, "Análisis de Contingencias en Estado Estable en Sistemas de Potencia", Tesis de Maestría en preparación, DEPEI, UNAM.
- 5.- B. Stott, O. Alsac, "Fast decoupled load flow", IEEE T-PAS-93, pp 859-867, May/June 1974.
- 6.- N.M. Peterson, W.F. Tinney, D.W. Bree, "Iterative linear A.C. power flow solutions for fast approximate outage studies", IEEE T-PAS-91, pp 2048-2056, Sep/Oct 1972.
- 7.- F. Aboytes, R. Lara, "Un enfoque diferente al problema de flujos desacoplados", presentado en el congreso MEXICON-78, México D.F., Agosto 1978.

- 8.- F. Aboytes, "Computer Methods for State Estimation and Security Assessment in Electrical Power Systems", Tesis Doctoral Imperial College of Science and Technology, Londres, Inglaterra 1974.
- 9.- F. Aboytes, "Consideraciones para el diseño e implementación de programas interactivos para el análisis de sistemas de potencia", III Simposio Latinoamericano sobre Centros de Control, Cancún Q.R., Junio 1981.

BIBLIOGRAFIA

1. B. Stott, O. Alsac. "Fast Decoupled load flow", IEEE T-PAS 93, pp. 859-867, Mayo-Junio, 1974.
2. N.H. Peterson, W.F. Tinney and D.W. Broc. "Iterative linear A.C. power flow solution for fast approximate outage studies" IEEE T-PAS 91, pp. 2048-2056, Sept/Oct., 1972.
3. W.F. Tinney and C.E. Hart. "Power flow solution by Newton's method", IEEE T-PAS 86, pp. 1449-1460. Nov. 1967.
4. N. Sato y W. F. Tinney. "Techniques for exploiting the sparsity of the network admittance matrix", IEEE T-PAS 82 pp. 944-950 Dec. 1963.
5. W.F. Tinney and J.H. Walker. "Direct solution of sparse network equations by optimally ordered triangular factorization" Proc. IEEE T-PAS 55. pp. 1801-1809 Nov. 1967.
6. J. Carpentier. "Ordered eliminations", Proc. PSCC. Londres 1963.
7. A.M. Sasson, C. Treviño, F. Aboytes "Improved Newton's load flow through a minimization technique" IEEE T-PAS vol. 90 pp. 1974-1981, 1971.
8. F. Aboytes Discusión a "Linear programming for power system network security applications" IEEE F-78-701-5 presentado en el Congreso de Verano del IEEE, Los Angeles, Calif., Julio 1978.
9. G.W. Stagg, A.H. El-Abiad Computer Methods for Power System Analysis, McGraw Hill 1968.

10. R. Shoults, Application of a fast linear AC power flow model to contingency simulation and optimal control of power systems, Tesis Doctoral, Universidad de Texas, 1974.
11. F. Aboytes, "Control de Sistemas de Potencia," Notas del Curso de Técnicas Modernas de Control de Sistemas Eléctricos de Potencia, Hermosillo, Son., Junio 1979.
12. L.H. Fink, K. Carlson "Operating Under Stress and Strain," IEEE Spectrum, Marzo 1978.
13. G.C. Ejebe, B. F. Wollenberg, "Automatic Contingency Selection," IEEE T-PAS, Vol. 93, pp. 97-109 Enero/Feb., 1979.
14. G. Irisarri, D. Levner, A.M. Sasson, "Automatic Contingency Selection for On-Line Security Analysis-Real Time Tests," paper F79-212-2 presentado en el Congreso de Invierno del IEEE, New York, N.Y. , Enero 1979.
15. F. Aboytes, R. Lara, "Un enfoque diferente al problema de flujos desacoplados", presentado en el Congreso MEXICOM-78, México, D.F., Agosto 1978.
16. E.C. Ogboubiri, W. F. Tinney, J.W. Walker, "Sparsity directed decomposition for gaussian elimination in matrices," IEEE PAS, Vol. 89, pp. 141-150, 1970.
17. F. Aboytes, "Computer Methods for State Estimation and Security assessment in Electrical Power Systems," Imperial College of Science and Technology, Londres Inglaterra, 1974.
18. F. Aboytes, "Técnicas Diopticas en Sistemas de Potencia", Reporte Interno Gerencia de Estudios e Ingeniería Preliminar CFE, 1976.

19. W. F. Tinney, "Compensation methods for network solutions by optimally ordered triangular factorization," PICA Conf., Boston Mass., Mayo 24-25, 1971.
20. S.O. Hanson, A. Bose, "Input-Output Processing of On-Line Contingency Analysis", PICA Conf., Cleveland Ohio, Mayo 15-18, 1979.
21. S.A. Molina, F. Aboytes, Discussion a "Input-Output Processing of On-Line Contingency Analysis, PICA Conf. Cleveland, Ohio, Mayo 15-18, 1979.
22. F. Aboytes "Stochastic Contingency Analysis", IEEE T-PAS 97, pp. 335-341, Marzo/Abril 1978.
23. W. F. Tinney and C.H. McIntyre, "A Digital Method of obtaining a loop connection matrix", Trans. AIEE, Vol. 79, Part III, (1960) pp. 740-746.
24. H. Edelmann, "Numerical and algebraic generation of mesh-impedance matrices by set-theoretical intersection on a digital computer", Trans. AIEE, Vol. 83, Part III, (1964), pp. 397-402.
25. J.B. Ward and H. W. Hale, "Digital solution of power flow problems," Trans. AIEE, Vol. 75, Part III, (1956), pp. 398-404.
26. Savadore and Baron, Numerical Methods in Engineering, Prentice Hall, 1955, p. 29.
27. J.E. Van Ness, "Iteration methods for digital load flow studies", Trans. AIEE PAS, Vol. 78A, (August 1959), p. 583.
28. J.E. Van Ness and J.H. Griffin, "Elimination methods for load flow studies, Trans. AIEE PAS, Vol. 80, (June 1961), p. 299.

29. H.E. Brown, G.K. Carter, H.H. Happ, and C.E. Person, "Power flow solution by the impedance matrix method, Trans. IEEE PAS, Vol. 65, (April 1963), p.1.
30. Gabriel Kron, "Diakoptics-The Piecewise Solution of Large Scale Systems," General Engineering Laboratory Report 57GL 330 General Electric Co., 1957.
31. R.G. Andertich, H.E. Brown, H.H. Happ, and C.E. Person, "The piecewise solution of the impedance matrix load flow," Trans. IEEE PAS, Vol. 37, (October 1963), pp. 1877-1882.
32. L.L. Freris, and A.M. Sasson, "Investigation of the Load Flow Problem," Proc. IEE, Vol. 115, pp. 1459-1469, October 1968.
33. F. Aboytes, "Análisis de Seguridad en Estado Estable en Sistemas Electricos de Potencia", Congreso Internacional MEXICOM-79.
34. F. Aboytes, M. Flores, R. Lara, "Estudios de Seguridad en la Operación y Planificación de Sistemas Electricos de Potencia, Congreso Internacional MEXICOM-81.