



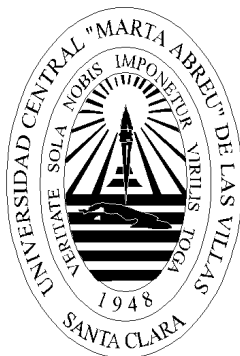
**UNIVERSIDAD CENTRAL “MARTA ABREU” DE LAS VILLAS
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
CENTRO DE ESTUDIOS ELECTROENERGÉTICOS**

**“METODOLOGÍA PARA ESTUDIOS ESTÁTICOS DE LA
ESTABILIDAD DE TENSIÓN”**

**Tesis presentada en opción al grado científico de
Doctor en Ciencias Técnicas**

Zaid Garcia Sánchez

Santa Clara 2011.



**UNIVERSIDAD CENTRAL "MARTA ABREU" DE LAS VILLAS
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
CENTRO DE ESTUDIOS ELECTROENERGÉTICOS**

**"METODOLOGÍA PARA ESTUDIOS ESTÁTICOS DE LA
ESTABILIDAD DE TENSIÓN"**

**Tesis presentada en opción al grado científico de
Doctor en Ciencias Técnicas**

Autor: MsC Zaid Garcia Sánchez

Tutores: Dr. José Antonio González-Cueto Cruz

Dr. Juan Gualberto Boza Valerino

Santa Clara 2011.

AGRADECIMIENTOS

AGRADECIMIENTOS

Es justo reconocer y agradecer a todos los que han sido participe de este trabajo y de mi desarrollo como profesional, en especial quisiera agradecer:

1. A todos los miembros del CEE, por su confianza, enseñanzas y sus críticas oportunas. En especial al profesor Leonardo Casas que como director confió en mi cuando ni yo mismo creía que podría lograrlo
2. Al grupo de estudios del “Año Pleno”, sus consejos, enseñanzas y amistad fueron de inestimable valor. Muchas gracias a Leandro, Marsal, Piquillo, Barreto, Fefa, Tony, Boza, Barroso, Lázaro, Susana y Roly.
3. A mis compañeros de INEL.
4. A la dirección del Despacho Nacional de Carga por confiar en nosotros y brindarnos todo el apoyo para lograr este trabajo.
5. A mis compañeros de la facultad.
6. A mis amigos por estar siempre a mi lado.
7. A mi gran familia por su amor y dedicación.

Siempre existe alguien con quién se debe hacer un aparte y a mi me gustaría agradecer de manera muy especial a mi amigo y tutor José Antonio González-Cueto Cruz, no existen palabras que reflejen los que sus consejos, enseñanzas, dedicación y amistad han significado para mi, por eso solo debo decirle ***Muchas Gracias.***

DEDICATORIA

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mi familia que ha sido fuente de inspiración y apoyo para conseguir esta meta y en especial a mis abuelos, pilares en mi formación.

SÍNTESIS

El objetivo general de este trabajo consiste en desarrollar una metodología para los análisis estáticos de la estabilidad de tensión basada en la obtención del punto crítico mediante flujos de carga sucesivos, permitiendo además la determinación de los factores de participación de los elementos del SEP usando el análisis modal.

En esta tesis se realiza una valoración crítica de la bibliografía, haciendo énfasis en los índices y métodos de análisis de la estabilidad de tensión. Se resalta además la importancia de la modelación de la carga en estos estudios.

En el trabajo se modela la carga dependiente con la tensión y se incluye esta modelación en las ecuaciones de flujo de carga, lo que permite obtener el punto exacto de inestabilidad de tensión y la parte inestable de las curvas P-V, superando así la principal deficiencia de estas técnicas para los análisis de estabilidad de tensión.

La técnica desarrollada ha sido validada comparando los resultados obtenidos con la misma, con los obtenidos por software de prestigio internacional ampliamente usados para la realización de estudios de estabilidad de tensión. Se muestra además una aplicación de los flujos propuestos en el Sistema Eléctrico Cubano.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	1
NECESIDAD, IMPORTANCIA Y ACTUALIDAD DEL TEMA.....	1
PROBLEMA CIENTÍFICO.....	2
OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	3
HIPÓTESIS DE INVESTIGACIÓN.....	4
TAREAS DE INVESTIGACIÓN.....	4
APORTES.....	5
NOVEDAD CIENTÍFICA.....	5
ESTRUCTURA DE LA TESIS.....	6
1-ANÁLISIS CRÍTICO DE LA BIBLIOGRAFÍA UTILIZADA.....	7
1.1 Introducción. Breve reseña histórica sobre los eventos de la inestabilidad..... de tensión.	7
1.2 Estabilidad de tensión.....	9
1.2.1 Clasificación de la estabilidad de tensión.....	11
1.2.1.1 Estabilidad de tensión de grandes perturbaciones.....	11
1.2.1.2 Estabilidad de tensión de pequeñas perturbaciones.....	12
1.2.1.3 Estabilidad de tensión de corta duración.....	12
1.2.1.4 Estabilidad de tensión de larga duración.....	13

1.3 El colapso de tensión...	13
1.3.1 Cambios en el sistema eléctrico que contribuyen al colapso de tensión...	13
1.3.3 Relación entre el colapso de tensión y la estabilidad de ángulo de rotor .	14
1.4 Índices para el análisis de las inestabilidades de tensión.....	15
1.4.1 Factores de sensibilidad V-Q.....	16
1.4.2 Valores Singulares de la matriz jacobiana asociada al método de Newton Raphson.....	17
1.4.2.1 Valores propios de la matriz jacobiana asociada al método de Newton Raphson.....	18
1.4.3 Margen de carga.....	19
1.4.4 Índice de Proximidad a la inestabilidad de tensión	20
1.4.5 Margen de potencia reactiva.....	20
1.4.6 Relación V/V_0	21
1.4.7 Familia de funciones de prueba.....	21
1.4.8 Índice del vector tangente.....	22
1.4.9 Comparación de índices.....	23
1.5 Técnicas para el análisis de la inestabilidad de tensión.....	24
1.5.1 Técnicas Estáticas.....	24
1.5.2 Técnicas Dinámicas.....	24

1.5.3	Análisis Dinámico contra Análisis Estático	25
1.6	Métodos para determinar el margen de carga.....	26
1.6.1	Métodos directos.....	26
1.6.2	Método de continuación. Perfiles de tensión	27
1.6.2.1	Análisis de la estabilidad de voltaje por medio de las curvas P-V	27
1.6.2.2	Análisis de la estabilidad de voltaje por medio de las curvas Q-V	28
1.6.2.3	Métodos para la obtención de las curvas P-V y Q-V.....	29
1.6.2.3.1	Método de flujos sucesivos.....	29
1.6.2.3.2	Método del flujo continuado.....	30
1.7	Conclusiones parciales.....	31
	2-FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA.....	33
2.1	Introducción.....	33
2.2	Teoría de la bifurcación.....	33
2.2.1	Indicadores de la bifurcación silla-nodo	36
2.3	Influencia del comportamiento de la carga en la estabilidad de tensión.....	37
2.3.1	Influencia del factor de potencia de la carga.....	40
2.3.2	Influencia de la naturaleza de la carga en la determinación del punto crítico por estabilidad de tensión y el punto de máxima carga.....	42
2.4	Modelación del sistema eléctrico.....	43
2.4.1	Representación de la máquina sincrónica.....	44

2.4.2 Modelo de Carga	44
2.4.3 Elementos series.....	46
2.5 Formulación matemática de los índices seleccionados.....	46
2.5.1 Cálculo de los factores de sensibilidad V-Q.....	46
2.5.2 Análisis Modal Q-V.....	48
2.5.3 Métodos para determinar el margen de carga.....	50
2.5.3.1 Métodos directos.....	50
2.5.3.2 Métodos para la obtención de las curvas P-V y Q-V.....	52
2.5.3.2.1 Método de flujos sucesivos.....	52
2.5.3.2.1.1 Formulación matemática del Flujo	52
de carga Newton-Rapson Formal.	
2.5.3.2.1.2 Flujo de carga Newton-Rapson.....	53
Acoplado Rápido.	
2.5.3.2.2 Método del flujo continuado.....	55
2.5.3.2.2.1 Formulación matemática.....	56
2.5.3.2.2.1.1 Paso predictor.....	57
2.5.3.2.2.1.2 Paso corrector.....	58
2.5.3.2.2.2 Selección del parámetro de continuación..	59
2.6 Conclusiones Parciales.....	59
3-TÉCNICA PROPUESTA. FUNDAMENTACIÓN, VALIDACIÓN Y	
APLICACIÓN.....	61
3.1 Introducción.....	61

3.2 Metodología propuesta.....	62
3.2.1 Inclusión de la modelación de la carga en las ecuaciones.....	62
del flujo de carga.	
3.2.1.1 Inclusión de la modelación de la carga en las ecuaciones	
del flujo de potencia del Newton Raphson Formal	62
3.2.1.2 Inclusión de la modelación de la carga en las ecuaciones del	
flujo de potencia del Newton Raphson Acoplado Rápido.....	64
3.2.2 Determinación del punto de máxima carga.....	65
3.2.2.1 Variación de la generación en los nodos PV.....	66
3.2.3 Determinación del punto de estabilidad de tensión o punto	
de bifurcación estática... ..	67
3.2.4 Obtención de los límites de transferencias.....	68
3.2.5 Análisis Modal.....	70
3.2.5.1 Cálculo de valores propios. Algoritmo <i>LOPSI</i>	70
3.2.5.1.1 Factores de participación de los nodos.....	72
3.2.5.1.2 Factores de participación de los	
elementos series.....	72
3.2.5.1.3 Factores de participación de los generadores...	73
3.2.6 Pasos de la metodología para el análisis de la estabilidad de tensión...	74
3.3 Validación de la técnica propuesta. Validación con esquemas	
patrones de la IEEE y pruebas al SEN.....	77
3.3.1 Análisis del esquema de 14 Nodos de la IEEE	77

3.3.1.1 Determinación del punto de máxima carga para coeficientes diferentes de cero para el esquema de 14 nodos de la IEEE.....	81
3.3.2 Análisis de la red de 25 nodos IEEE.....	82
3.3.3 Análisis del esquema New England IEEE-39 nodos.	84
3.3.3.1 Simulación del Caso Base.....	84
3.3.3.2 Análisis de contingencias.....	86
3.3.3.2.1 Valores propios de los casos analizados.....	88
3.4 Aplicación al SEN.....	88
3.4.1 Caso de estudio al SEN. Descripción del régimen.....	89
3.4.1.1 Determinación del punto máximo por estabilidad de tensión para la zona occidental.....	90
3.4.1.2 Determinación del punto de máxima carga considerando modo de operación a factor de potencia constante de la generación distribuida.....	90
3.4.1.3 Simulación de contingencias.....	93
3.4.1.4 Influencia de la reserva de reactivo en el margen de carga del SEN.....	94
3.5 Conclusiones parciales.....	96
CONCLUSIONES.....	97
RECOMENDACIONES.....	98
REFERENCIAS BIBIOGRÁFICAS	
ANEXOS	

LISTADO DE ABREVIATURAS

IEEE: Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (por sus siglas en inglés).

CIGRE: Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas.

FACTS: Sistema Flexible de Transmisión a Corriente Alterna (por sus siglas en inglés).

SVC: Compensadores Estáticos de Reactivo (por sus siglas en inglés).

SEN: Sistema Electroenergético Nacional.

SEP: Sistema Eléctrico de Potencia.

PSX: Power System Explorer.

DNC: Despacho Nacional de Cargas.

PSAT: Power System Analysis Toolbox.

VIPI: Índice de Proximidad a la Inestabilidad de Tensión (por sus siglas en inglés).

NRF: Newton Raphson Formal.

NRAR: Newton Raphson Acoplado Rápido.

SCADA: Sistema de Adquisición de Datos.

PRODUCCIÓN CIENTÍFICA DEL AUTOR SOBRE EL TEMA DE LA TESIS

1. Garcia, Z., González-Cueto, J.A “**Métodos para el análisis de la estabilidad de voltaje Aplicación a la región Central del País.**” Memorias del XI Simposio de Ingeniería Eléctrica. SIE 2003. ISBN: 959-250-099-9.
2. Garcia, Z., González-Cueto, J.A “**Métodos para el análisis de la estabilidad de voltaje Aplicaciones.**” Memorias del Evento internacional de la CIMEI. Holguín 2004. ISBN 959-11-0415-4.
3. Garcia, Z. “**Estabilidad de Voltaje en Sistemas Eléctricos de Potencia.**” Monografía. Editorial “Samuel Feijóo”. Universidad Central “Marta Abreu” de las Villas.
4. Garcia, Z. “**Método de flujo de carga sucesivo con jacobiana constante para el análisis de la estabilidad de voltaje**” Tesis Maestría. UCLV. Santa Clara. 2004
5. Garcia, Z., González-Cueto, J.A “**Método de flujo de carga sucesivo con jacobiana constante para análisis de la estabilidad de voltaje**”. Memorias XII Simposio de Ingeniería Eléctrica. 2005. UCLV. ISBN: 959-250-201-3.
6. Garcia, Z., González-Cueto, J.A, Leyva S., Boza, J.G “**Métodos para el estudio de la estabilidad de voltaje en sistemas eléctricos de potencia.**” Conferencia Internacional de Ingeniería Eléctrica. Universidad de Oriente. 2008. ISBN: 978-84-00-08680-0.
7. Garcia, Z., González-Cueto, J.A, Boza, J.G “**Aplicación de flujos de cargas sucesivos para la obtención de puntos inestables de operación. Caso de aplicación al SEN con alto grado de generación distribuida.**” Convención Científica de Ingeniería y Arquitectura. Ciudad Habana. 2010. ISBN: 978-959-261-317-1
8. Garcia, Z. A, Leyva S., Boza, J.G “**Consideraciones sobre un estudio de estabilidad transitoria del Sistema Eléctrico Nacional**” Revista Energética. 2008. num 3. vol XXIX. pp 3-9. Editorial CUJAE. ISSN: 1815-5901.

9. Garcia, Z., González-Cueto, J.A, Leyva S., Boza, J.G **“Revisión sobre métodos matemáticos para el estudio de la estabilidad de voltaje en Sistemas Eléctricos de Potencia”**. Revista Energética. 2010. num: 3. vol XXXI. pp 62-69. Editorial CUJAE. ISSN: 1815-5901.
10. Garcia, Z., González-Cueto, J.A, Boza, J.G **“Aplicación de flujos de cargas sucesivos con jacobiana constante para la determinación del punto de colapso de tensión. Validación con el patrón de 14 nodos de la IEEE”**. Artículo arbitrado y aceptado para su publicación en la revista energética. ISSN: 1815-5901.

PREMIOS OBTENIDOS

1. Premio Provincial de Innovación Tecnológica 2006 **“Power System Explorer (PSX)”**. Software especializado para el análisis de los Sistemas Eléctricos de Potencia.
2. Premio Provincial de Innovación Tecnológica 2007 **“Power System Explorer (PSX)”**. Software especializado para el análisis de los Sistemas Eléctricos de Potencia.
3. Premio Nacional de Innovación Tecnológica 2007 **“Power System Explorer (PSX)”**. Software especializado para el análisis de los Sistemas Eléctricos de Potencia.

INTRODUCCIÓN

INTRODUCCIÓN

La estabilidad de tensión ha sido en las últimas décadas la principal limitante en la operación de los SEPs. Esto se debe a que con el gran desarrollo industrial alcanzado, el incremento del consumo de electricidad y la aparición de los denominados mercados eléctricos, las redes de transmisión han sido operadas cerca de los límites de estabilidad. La estabilidad de tensión ha despertado el interés de la comunidad científica internacional, varios trabajos científicos se encaminan a la búsqueda de nuevas técnicas para su análisis. Las referencias [20, 42, 101] muestran que este fenómeno puede causar serias consecuencias en los sistemas eléctricos y por esto es de vital importancia el desarrollo de métodos que permitan un análisis adecuado del problema, permitiendo la realización de acciones y medidas correctivas que eviten la ocurrencia de este fenómeno.

NECESIDAD, IMPORTANCIA Y ACTUALIDAD DEL TEMA

En los últimos años el SEN ha estado sometido a grandes cambios en la estructura de la generación. La utilización de unidades de generación distribuida interconectadas, fue una necesaria solución a los déficits de energía eléctrica en Cuba. Conjuntamente a los beneficios que brinda esta nueva tecnología, se presentan nuevos retos tecnológicos y especialmente en lo que respecta a la operación de los SEPs. Esto conllevó a la realización de estudios por parte de especialistas de la Unión Eléctrica y de las universidades del país para analizar el comportamiento del SEN ante esta nueva composición de la generación y proponer así medidas que permitan la operación adecuada del sistema.

No obstante los estudios realizados, en los últimos años se han presentado en el SEN fenómenos asociados a la estabilidad de tensión, como se muestra en los anexos V, VI, VIII y es necesario el desarrollo de una metodología que permita el estudio de fenómenos de este tipo.

Desde el año 1996, el PSX, desarrollado por el Centro de Estudios Electroenergéticos, se ha utilizado por el DNC para la realización de estudios de flujos de cargas, flujo óptimo,

cortocircuitos y estabilidad transitoria al sistema eléctrico cubano. Sin embargo este paquete de programas no disponía de una técnica para los análisis de la estabilidad de tensión.

Por tanto se hace necesario e importante el desarrollo de un algoritmo que permita la obtención de los límites de estabilidad de tensión, conjuntamente con esto uno de los aspectos más importantes en estos estudios es la determinación de los principales elementos del SEP que participan en el problema, lo que permite a los operadores y a los especialistas en planeamiento del sistema la toma de medidas que alejen el punto de operación del punto de colapso de tensión. El algoritmo implementado en el PSX permite la obtención del punto crítico por estabilidad de tensión con una exactitud aceptable para aplicaciones prácticas. Este basa en la solución sucesiva de flujos de carga y una vez determinado el punto crítico, brinda los principales elementos que participan en este fenómeno.

PROBLEMA CIENTÍFICO

Se han utilizado muchos índices para evaluar la cercanía del SEP al colapso de tensión y para determinar los mismos se han desarrollado diversos métodos analíticos. El margen de carga ha sido el índice más usado para estudios de estabilidad de tensión, muchos de los trabajos científicos en esta temática se dedican al desarrollo y determinación de aquellos índices que evalúen con mayor precisión la proximidad a un posible colapso de tensión.

Los primeros pasos en la determinación del margen de carga estaban asociados a la no convergencia del flujo de carga, sin embargo la singularidad de la matriz jacobiana en el punto de estabilidad de tensión limitó el uso de este método, que aunque muy eficiente computacionalmente no permitía la obtención del punto exacto, ni la determinación de la parte inestable de las curvas P-V. Los flujos continuados superan estas a costa de esfuerzo computacional más elevado como se puede apreciar en trabajos descritos en [74, 142]. Reconocidos especialistas sugieren la utilización de ambos métodos para aprovechar las ventajas que ofrecen [81], incluso muchos estudios están encaminados a acelerar el proceso de cálculo de los métodos continuados [26, 99].

El **problema científico** a resolver puede resumirse de la siguiente manera: *Los métodos para la determinación del margen de carga basados en soluciones sucesivas de flujos de carga no permiten la obtención del punto exacto de colapso de tensión ni permiten la obtención completa de la curva P-V.*

El **objeto de estudio** de esta investigación son *los métodos analíticos para el estudio de la estabilidad de tensión.*

OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

“El objetivo general de este trabajo consiste en desarrollar una metodología para los análisis estáticos de la estabilidad de tensión, basada en la obtención del punto crítico mediante flujos de carga sucesivos y que brinde la información necesaria para la toma de decisiones ante estos fenómenos”.

Para la consecución del objetivo general se han planteado los siguientes objetivos específicos:

1. Elaborar un algoritmo de flujo de carga sucesivo, basado en un método de Newton-Raphson, que mantiene la matriz jacobiana del sistema constante, para determinar el punto crítico por estabilidad de tensión.
2. Desarrollar un algoritmo de flujo de carga sucesivo, basado en un método de Newton-Raphson Formal, que permita determinar el punto de colapso de tensión con buena exactitud para aplicaciones prácticas.
3. Incluir en los algoritmos desarrollados la posibilidad de calcular los límites de transferencias entre las zonas del SEP.
4. Implementar un análisis modal que permita obtener la información necesaria para la valoración y toma de decisiones ante los problemas de estabilidad de tensión.

HIPÓTESIS DE INVESTIGACIÓN

Basados en el problema científico planteado anteriormente puede formularse la hipótesis como sigue:

“La modelación de la carga dependiente con la tensión y su inclusión en los términos de la matriz jacobiana del sistema puede evitar la singularidad de la misma en el punto crítico por estabilidad de tensión, permitiendo así la obtención exacta de dicho punto, además del trazado completo de la curva P-V”.

TAREAS DE INVESTIGACIÓN

Para cumplimentar los principales objetivos trazados al inicio de la presente investigación se desarrollaron las siguientes tareas:

1. Análisis teórico de los aspectos siguientes:
 - Principales definiciones relacionadas con la estabilidad de tensión, relación de este fenómeno con las bifurcaciones en los sistemas de energía y medidas existentes para evitar la ocurrencia de fenómenos de este tipo en tales sistemas.
 - Índices y métodos para el análisis de la estabilidad de tensión.
 - Influencia de la carga en la estabilidad de tensión.
2. Desarrollo de una metodología que permita realizar estudios de estabilidad de tensión de un SEP e implementarla en el paquete de programas PSX.
 - Selección de las técnicas más ventajosas a utilizar.
 - Selección e implementación de los métodos numéricos para aplicar las técnicas escogidas en el punto anterior.
 - Selección de los índices a utilizar para detectar problemas de estabilidad de tensión. Implementación del cálculo de estos índices.

3. Validación de los resultados obtenidos utilizando la metodología propuesta. Comparación con programas computacionales reconocidos a nivel internacional utilizando patrones definidos por la IEEE.
4. Aplicación práctica de la metodología propuesta.

APORTES

Los principales aportes de este trabajo son los siguientes:

1. Obtención de un procedimiento de cálculo que permite aplicar la metodología propuesta a la determinación del punto crítico por estabilidad de tensión y la zona inestable de la curva P-V aplicando flujos de carga sucesivos con matriz jacobiana constante y una modelación de la carga acorde a la realidad.
2. Adecuación del método de flujo de carga Newton-Raphson Formal para evitar su singularidad en el punto de colapso de tensión. Esto eleva la potencialidad de la metodología propuesta, al permitir una determinación más exacta y eficiente del punto crítico de estabilidad de tensión, así como el cálculo de la región inestable de la curva P-V para modelación de la carga dependiente con la tensión.
3. La metodología permite discernir entre el punto de máxima carga y el punto de bifurcación estática mediante el cálculo de las sensibilidades y su inclusión como criterio de parada en el algoritmo del flujo sucesivo.

NOVEDAD CIENTÍFICA

“La novedad científica de este trabajo consiste en la obtención de una metodología para la realización de estudios estáticos de estabilidad de tensión basada en la utilización de flujos de carga sucesivos que, al incluir la dependencia de la carga con la tensión en las ecuaciones del método de Newton Raphson, resuelven los problemas que presentaban dichos métodos por la singularidad de la matriz jacobiana en el punto de colapso, permitiendo así la obtención de forma eficiente del punto crítico y la zona inestable de la curva P-V”.

ESTRUCTURA DE LA TESIS

El trabajo se encuentra estructurado en tres capítulos:

CAPÍTULO 1: ANÁLISIS CRÍTICO DE LA BIBLIOGRAFÍA UTILIZADA Aborda los principales aspectos teóricos de la estabilidad de tensión, haciendo énfasis en las causas, principales eventos ocurridos alrededor del mundo y las definiciones fundamentales relacionadas con la temática. Se realiza además un análisis bibliográfico de los principales índices y métodos para su estudio.

CAPÍTULO 2 FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA: Detalla el basamento teórico de los principales métodos utilizados para el cálculo de los índices fundamentales de la estabilidad de tensión, la modelación del SEP para dichos estudios y se muestra la relación de este fenómeno con la teoría de las bifurcaciones. En este capítulo se muestra el efecto de la carga y su modelación en la estabilidad de tensión.

CAPÍTULO 3 TÉCNICA PROPUESTA. FUNDAMENTACIÓN, VALIDACIÓN Y APLICACIÓN: Se describen las modificaciones realizadas a las ecuaciones de los flujos de carga y se detalla la metodología propuesta. Se realizan las validaciones a dicha técnica, comparando los resultados obtenidos con el programa, con estudios realizados a esquemas patrones de la IEEE disponibles en la bibliografía. Se comparan los resultados obtenidos además con el software PSAT, desarrollado por especialistas de amplia experiencia en la rama y aceptado para la realización de estudios de estabilidad de tensión a nivel mundial. Se muestra un caso de estudio al SEN, plasmando las potencialidades de la técnica propuesta.

I. ANÁLISIS CRÍTICO DE
LA BIBLIOGRAFÍA
UTILIZADA

CAPÍTULO 1 “ANÁLISIS CRÍTICO DE LA BIBLIOGRAFÍA UTILIZADA”

1.1 Introducción. Breve reseña histórica sobre los eventos de estabilidad de tensión

El acelerado desarrollo industrial, alcanzado desde el siglo pasado, trajo consigo un elevado incremento del consumo de electricidad, provocando a su vez, el desarrollo de las redes de transmisión de energía eléctrica y de la generación de electricidad. Para satisfacer la demanda eléctrica que se incrementaba cada día, las redes de transmisión se diversificaron considerablemente abarcando grandes expansiones territoriales. Surgieron así varias ideas entre las que se destaca la de interconectar los sistemas eléctricos pequeños para dar mayor confiabilidad al servicio eléctrico. En las últimas décadas los sistemas eléctricos se operan bajo condiciones cercanas al límite de transmisión, provocando la aparición de problemas de estabilidad de tensión.

Los problemas de estabilidad de tensión han recibido una especial atención durante los últimos años. Muchas publicaciones demuestran la importancia del problema y varios sucesos alrededor del mundo han evidenciado que este fenómeno puede tener serias consecuencias [20, 42, 101], como caída excesiva de la tensión o pérdida de la estabilidad transitoria. Desde que se operan los sistemas de potencia bajo condiciones cada vez más tensas, la habilidad de mantener la estabilidad de la tensión se ha vuelto una preocupación creciente y se requiere de medidas adecuadas para evitar la pérdida de la misma. Los incrementos sucesivos de la carga pueden llevar un sistema a un estado inestable, donde pueden identificarse condiciones de operación anormales. La caracterización formal de este estado y las condiciones asociadas al colapso de tensión, se definen en la referencia [35], de la forma siguiente:

Un sistema pasa a un estado inestable cuando una perturbación (aumento de carga u otro cambio del sistema) causa que la tensión caiga rápidamente, y la acción de los operadores y los mandos del sistema automático no mejoran el nivel de tensión. El descenso de tensión puede durar desde unos segundos a varios minutos.

La lista siguiente proporciona algunos eventos de la ocurrencia del colapso de tensión alrededor del mundo [35]:

1. **El incidente en Sur Zelanda, Dinamarca, marzo 1979.**
2. **El incidente en la parte del sur del sistema de Nordel (Suecia y Dinamarca), diciembre 1983.**
3. **El incidente en Checoslovaquia, julio 1985.**
4. **Colapso de tensión de la Florida, 1985.**
5. **El incidente en Inglaterra, Mayo 1986.**
6. **Colapso de tensión en Tokio, 1987.**
7. **Colapso de EEUU- Canadá 2003.**

La referencia [35] muestra que los seis primeros eventos ocurrieron debido a razones diferentes. La naturaleza del colapso de tensión se ha expuesto en las referencias [2, 5, 6, 71, 130, 134] y el análisis teórico de las causas de este fenómeno se ha asociado a un punto de bifurcación en las características funcionales de la entrega de potencia activa y reactiva del sistema en un nodo. Sin embargo, varios tipos de bifurcaciones aparecen en la literatura, y cada una tiene características diferentes [119]. Las referencias [42, 43, 44, 57, 83, 84] muestran que la estabilidad de tensión puede asociarse en algunos casos a una bifurcación de nodo silla y los problemas de estabilidad de tensión oscilatoria pueden ser asociados a bifurcaciones Hopf.

Los análisis de la estabilidad de tensión se centran fundamentalmente en dos aspectos:

- 1) ***Proximidad a la estabilidad de tensión.*** Se basa en determinar la distancia a la que se encuentra operando un SEP de la estabilidad de tensión. Para realizar estos análisis se han desarrollado varios índices que indican la proximidad del sistema al colapso.

2) ***Mecanismos de la estabilidad de tensión.*** Es importante en los análisis de la estabilidad de tensión determinar cómo y por qué ocurre el fenómeno, qué factores son los de mayor participación, cuáles son las áreas con problemas de tensión y qué medidas son las más efectivas para evitar el colapso de tensión.

Estos dos aspectos anteriores han determinado el desarrollo de algoritmos e índices para los estudios de estabildades de tensión que permitan a los especialistas en sistemas eléctricos, el análisis y prevención del fenómeno del colapso de tensión.

En este capítulo se exponen las principales definiciones y clasificaciones relacionadas con la estabilidad de tensión. Se realiza análisis críticos de la bibliografía actualizada sobre tres temas medulares en la estabilidad de tensión, índices que indiquen problemas de este tipo, los métodos para determinar estos índices y la influencia de la carga en el fenómeno del colapso de tensión.

1.2 Estabilidad de tensión

La estabilidad de tensión está relacionada con la capacidad de un sistema eléctrico de mantener valores aceptables de tensiones en todas los nodos del sistema durante condiciones normales de operación y posterior a la ocurrencia de alguna contingencia. Un sistema experimenta un problema de estabilidad de tensión cuando una contingencia o incremento progresivo de la carga provocan una incontrolable caída de la tensión [68, 81, 109, 110, 134].

En la figura 1.1 se representa la clasificación del problema de estabilidad en sus categorías y subcategorías [72].

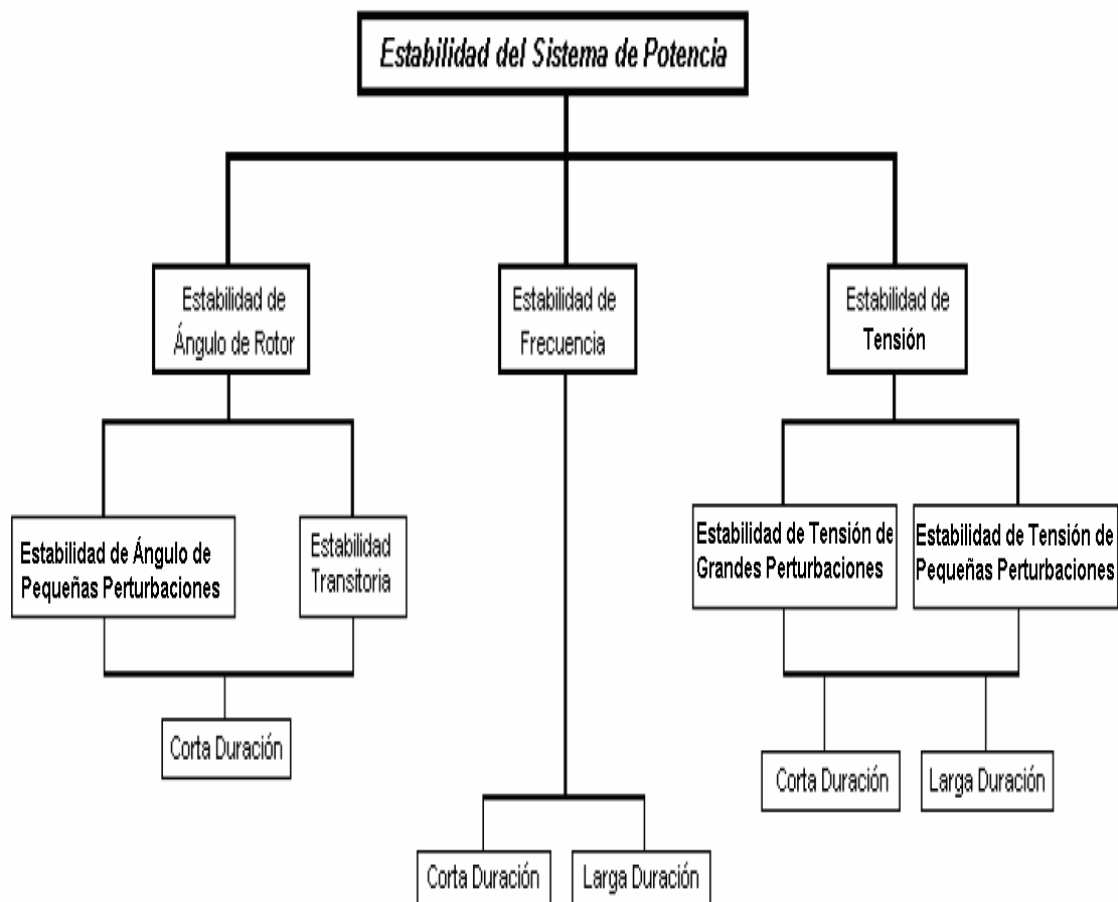


Figura 1.1 Clasificación de estabilidad

El tipo de estabilidad causado por grandes disturbios es ampliamente conocido como estabilidad transitoria y otro tipo causado por pequeños disturbios se conoce como estabilidad de pequeña señal. Para el análisis de la estabilidad a pequeña señal es necesario solo considerar las ecuaciones linealizadas alrededor de un punto de operación y tradicionalmente se usan técnicas basadas en valores y vectores propios. Para la evaluación de la estabilidad transitoria se debe simular en el tiempo el comportamiento del sistema eléctrico y además se deben analizar varias contingencias para poder evaluar el comportamiento del sistema.

El marco de tiempo de la estabilidad transitoria está dentro de la dinámica electromecánica, durando normalmente unos pocos segundos y considerando la operación de dispositivos rápidos como son los SVCs, reguladores de tensión, gobernadores de velocidad de las unidades generadoras, protecciones de la red, etc. Este marco de tiempo es denominado “*Escala de Corta Duración*”. Los transitorios que duran en el orden de los minutos se conocen como “*Escala de larga duración*”.

La estabilidad de tensión ha sido definida por CIGRE/IEEE como:

“La habilidad de un sistema eléctrico de potencia de mantener las tensiones en estado estable en todas las barras del sistema después de haber sido sujeto a un disturbio desde una condición de operación dada”

La estabilidad de tensión depende de la capacidad de mantener o recuperar el equilibrio entre la demanda de reactivo de la carga y la entrega de potencia reactiva desde el sistema. Los problemas asociados a estos fenómenos pueden manifestarse en forma de una caída progresiva de la tensión en los nodos del sistema. Un posible resultado de la estabilidad de la tensión es la pérdida de carga en un área o el disparo de líneas de transmisión u otros elementos por sus protecciones ocasionando así salidas en cascada. Como resultado de estas operaciones o condiciones que violan los límites de corriente de campo de los generadores estos pueden perder el sincronismo con el sistema.

1.2.1 Clasificación de la estabilidad de tensión

Existen diferentes clasificaciones de la estabilidad de tensión, de forma general un buen entendimiento de esta problemática se logra con las clasificaciones basadas en las escalas de tiempo y en el disturbio que ocasiona la estabilidad.

1.2.1.1 Estabilidad de tensión ante grandes perturbaciones

Se refiere a la habilidad del sistema de mantener valores aceptables de tensión después de la ocurrencia de cortocircuitos, disparos de generación o disparos de líneas de transmisión que interconecten grandes áreas de carga. En este caso juega un papel importante las

características del sistema y de la carga, así como la operación de las protecciones y los controles discretos y continuos.

Para los estudios de la estabilidad de tensión ante grandes perturbaciones es necesario simular el comportamiento del sistema eléctrico durante un período de tiempo que permita determinar el comportamiento e influencia en el colapso de tensiones de equipos y elementos como: motores de inducción, transformadores con cambia derivaciones automáticas, limitadores de la corriente de campo y la carga. El período de tiempo puede extenderse desde unos pocos segundos hasta decena de minutos y puede ser dividida en los marcos de tiempo transitorio y de larga duración.

1.2.1.2 Estabilidad de tensión ante pequeñas perturbaciones

Se refiere a la habilidad del sistema de mantener tensiones estables cuando este está sometido a pequeñas perturbaciones como pueden ser los incrementos de las cargas. Esta forma de estabilidad se encuentra muy relacionada con las características de las cargas, los dispositivos de control como los cambia derivaciones automáticos de los transformadores y los dispositivos compensadores de reactivo en un instante dado.

Como se ha indicado anteriormente los problemas de estabilidad de tensión pueden variar desde unos pocos segundos hasta decena de minutos, por tanto la estabilidad de tensión puede ser de corta duración o de larga duración.

1.2.1.3 Estabilidad de tensión de corta duración

Incluye la dinámica de los componentes de la carga, los motores de inducción, los FACTS, SVCs y los controles de la máquina sincrónica. El período de estudio de interés está en el orden de los pocos segundos y el análisis que se realiza es similar al realizado para determinar la estabilidad de ángulo, siendo esencial la modelación de la carga.

1.2.1.4 Estabilidad de tensión de larga duración

Este tipo de estabilidad incluye los dispositivos de dinámica lenta como las cargas termostáticamente controladas [109, 110], los limitadores de excitación de las máquinas sincrónicas y los cambia derivaciones bajo carga. El período de estudio puede extenderse a varios minutos y se requiere de simulaciones de larga duración para el análisis del comportamiento dinámico del sistema.

1.3 El colapso de tensión

La definición de colapso de tensión expresa que [71, 72, 81, 130, 134] *“Un sistema en un punto de operación dado y sujeto a una perturbación cualquiera, experimenta un colapso de tensión si las tensiones después de la perturbación son inferiores a los valores aceptables. El colapso de tensión puede ser total o parcial”*. El colapso de tensión puede o no ser el resultado final de la estabilidad de tensión.

El colapso de tensión tiene las siguientes características [134]:

- Es un fenómeno catastrófico que tiene efectos severos en la red o parte de ella.
- Generalmente está acompañado por condiciones de alta carga y/o salidas de elementos importantes de la red que limitan la capacidad de transferencia de potencia.

1.3.1 Cambios en el sistema eléctrico que contribuyen al colapso de tensión

Hay varios cambios en los sistemas eléctricos que contribuyen al colapso de tensión, los principales se relacionan a continuación:

1. Incrementos en la carga.
2. Generadores o SVC que alcanzan sus límites de potencia reactiva.
3. Acción de las derivaciones de transformadores.
4. Dinámica de la recuperación de carga.

5. Pérdidas de líneas o generadores.

Muchos de estos cambios tienen una gran influencia sobre la generación y transmisión de potencia reactiva. Las medidas de control tales como el uso de condensadores paralelo, bloqueo de las derivaciones de los transformadores, redespacho de la generación, ajuste de la tensión en los generadores y desconexión de cargas son las acciones más efectivas para evitar el colapso de tensión.

1.3.2 Relación entre el colapso de tensión y la estabilidad de ángulo de rotor

Para estudiar el colapso de tensión uno de los conceptos más útiles es el de la estabilidad de un sistema eléctrico ante pequeñas perturbaciones en un punto de funcionamiento, que se define [72, 81] como:

“Un punto de funcionamiento de un sistema eléctrico es estable frente a pequeñas perturbaciones si después de una pequeña perturbación el estado del sistema vuelve a ser idéntico o está cercano al punto de funcionamiento previo a la perturbación”.

Esta definición describe el comportamiento dinámico del sistema cuando ocurre una pequeña perturbación. Un punto de funcionamiento del sistema eléctrico debe ser necesariamente estable a las pequeñas perturbaciones para ser factible en la práctica. Si el cambio es gradual, tal como ocurre en el caso de un incremento de carga lento, el sistema eléctrico sigue al punto de funcionamiento mientras éste cambia gradualmente manteniendo sus variables de operación dentro de valores admisibles. El comportamiento descrito es el deseado para el sistema eléctrico.

Excepcionalmente, el sistema eléctrico puede perder la estabilidad cuando se producen incrementos sucesivos de carga. Una forma común de pérdida de estabilidad en el colapso de tensión es la desaparición del punto de funcionamiento. Lo que implica que el sistema eléctrico sufre un transitorio y la caída dinámica de tensión en este transitorio puede identificarse como un colapso de tensión. El transitorio puede ser complejo, con un lento decremento de la tensión, intercalado con cambios en el sistema, como por ejemplo la salida de enlaces fuertes, lo que desencadena un rápido descenso de la tensión.

Aunque el colapso de tensión es aceptado como un descenso dinámico del módulo de las tensiones, también contempla alteraciones en todas las demás variables del sistema eléctrico, en particular los ángulos de los rotores de los generadores varían en el colapso de tensión. Así pues, no hay una distinción clara entre colapso de tensión y el colapso de ángulo de rotor γ , en muchos casos de colapsos, un tipo de estabilidad desencadena una serie de eventos en el sistema que puede conllevar a la ocurrencia de otro tipo de estabilidad.

Hay muchos casos, sin embargo, donde predomina una forma de estabilidad. Se apuntan las situaciones extremas:

- 1) Un generador sincrónico remoto conectado mediante una línea de transmisión a un sistema de potencia infinita, estabilidad de ángulo pura.
- 2) Un generador sincrónico o sistema infinito conectado mediante una línea de transmisión a una carga asíncrona, estabilidad de tensión pura.

1.4 Índices para el análisis de las estabildades de tensión

La utilización de índices para predecir la proximidad al colapso de tensión ha sido un tema de permanente interés para investigadores y equipos técnicos en la valoración del funcionamiento de sistemas eléctricos, ya que estos índices podrían ser usados para ayudar a los operadores a determinar la cercanía del sistema al colapso. El objetivo de estos índices es definir una magnitud escalar que pueda monitorearse cuando los parámetros del sistema cambian. Estos índices deberían tener una forma predictiva y continua, para que pudieran hacerse con ellos predicciones aceptables, y deberían consumir poco tiempo de cálculo, particularmente para la visualización del sistema en tiempo real. En las referencias siguientes [9, 17, 21, 28, 31, 32, 36, 41, 42, 48, 49, 61, 62, 64, 67, 76, 77 78, 91, 103, 107, 112, 115, 128, 146, 150] se pueden encontrar ejemplos de análisis realizados y algoritmos desarrollados para la valoración de la estabilidad de tensión en tiempo real.

1.4.1 Factor de sensibilidad V-Q

Este índice ha sido ampliamente usado para detectar problemas de estabilidad de tensión permitiendo la toma de medidas correctivas para evitar la ocurrencia de un colapso. Un valor positivo de las sensibilidades V-Q denota que el sistema es estable. Mientras menor sea el valor de esta sensibilidad, más estable es el sistema. Cuando se acerca al punto inestable la sensibilidad V-Q aumenta, haciéndose infinita en el punto límite. Por el contrario un valor negativo representa una operación inestable [71, 81]. Debido a la naturaleza no lineal de las sensibilidades V-Q, las magnitudes de estas para diferentes condiciones del sistema, no proveen una medida de la estabilidad [71, 81, 130, 134].

Este índice presenta dentro de sus ventajas su bajo coste de cálculo y que puede ser utilizado para cualquier modelo del sistema. Como desventaja de esta técnica es que no es adecuado para determinar la proximidad del sistema al colapso y que la información en puntos alejados al punto de máxima carga no es relevante [71].

Sus primeras aplicaciones estuvieron encaminadas a determinar la proximidad al colapso, así como las reservas de potencia reactiva y la compensación de reactivo en los nodos [16]. Trabajos más recientes muestran que en el año 2002 se analizó la sensibilidad de los reactivos de los nodos con fuentes generadoras ante cambios de carga, para determinar la estabilidad relativa del sistema, el grupo de generadores y los nodos de carga que causan la estabilidad de tensión [13].

En el 2005 se utilizó la sensibilidad de la tensión con respecto a las inyecciones de potencia reactiva en los nodos para determinar las áreas más propensas a la ocurrencia del colapso y las medidas correctivas más eficaces después de la ocurrencia de averías [30]. En este mismo año un trabajo similar puede encontrarse en [12] donde se aplica un algoritmo basado en métodos de sensibilidad, para filtrar rápidamente las contingencias de salida de líneas más críticas desde el punto de vista del colapso de tensión.

En el 2006 se utilizaron las sensibilidades V-Q para calcular la cargabilidad y el margen de seguridad inicial, complementados con técnicas de flujo de potencia óptimo, para el ajuste de los pasos de carga cerca al límite de estabilidad [147, 148].

En [50, 55, 94] pueden encontrarse ejemplos de otras sensibilidades determinadas para evaluar la proximidad del sistema al colapso de tensión y tomar medidas que eviten la ocurrencia de este fenómeno.

1.4.2 Valores Singulares de la matriz jacobiana asociada al método de Newton Raphson

Esta descomposición en valores singulares de la matriz jacobiana es usada para determinar el rango de la matriz, que es igual al número de valores singulares no nulos. Por lo tanto, su aplicación al análisis del colapso de tensión se centra en la determinación del valor singular más pequeño de la matriz jacobiana del método de Newton Raphson hasta que se hace cero en el punto de colapso.

El mínimo valor singular de la matriz jacobiana es una medida relativa de la proximidad del sistema al colapso de tensión o punto singular. Los primeros pasos en la utilización de este índice los realizó Venikov en 1975 calculando el punto de colapso [135] a partir de la determinación del valor singular de la matriz jacobiana.

En 1998 se propone un método para calcular la proximidad al colapso de tensión basado en flujos de carga y la sensibilidad de variables de control de reactivos, utilizando un indicador de la distancia desde el estado actual hasta el límite de estabilidad llamado “**L-Index**” [131]. En el año 2006 se comparan diferentes formulaciones de los índices de estabilidad de tensión derivados de la matriz jacobiana del Newton Raphson Formal, en presencia de la regulación de tensión secundaria, para ser utilizado en el cálculo del máximo valor singular de la matriz jacobiana en la función objetivo de un flujo óptimo de potencia reactiva [18]. En este mismo año se utilizó el método de valores singulares de la matriz jacobiana para calcular la dirección del incremento de las cargas basadas en el manejo de vector propio de la matriz jacobiana [15]. En el año 2006 se presentó un método para encontrar el punto máximo de carga por medio de la evaluación de las posibles direcciones que toma la generación utilizando análisis de singularidad, representando la relación entre la dirección de la generación y la máxima carga [123].

1.4.2.1 Valores propios de la matriz jacobiana asociada al método de Newton Raphson

La magnitud de los valores propios de la matriz jacobiana brinda una medida relativa de la proximidad a la estabilidad de tensión, sin embargo, debido a la no linealidad del problema no son una medida absoluta de la distancia a la estabilidad. La determinación de los valores propios de la matriz jacobiana ayuda a conocer cuán cerca se encuentra el régimen de la estabilidad de tensión y cuando este alcanza el punto crítico este análisis es útil para la determinación de las áreas críticas, así como la participación de cada elemento del sistema en el colapso de tensión.

En 1992 se utilizó para determinar la estabilidad de tensión ante variaciones de carga y los factores participación de reactivos en los nodos, generadores y líneas [51]. En 1995, se utilizaron valores propios de la matriz de admitancia para establecer la seguridad en un sistema de potencia multimáquinas [136]. En el año 2000 se utilizó para el análisis y la clasificación de contingencias críticas, permitiendo definir los nodos críticos y ubicar los elementos de control [58]. En 2003 se utilizaron para estudiar la seguridad del sistema con FACTS [47]. En este mismo año se utilizaron factores de participación de los generadores para determinar la contribución de cada uno al colapso [66]. En el año 2007 se utilizó el análisis modal, combinado con las curvas P-V y Q-V para asistir a los operarios el análisis de la estabilidad de tensión en un punto de operación [121]. En este mismo año en [108] se utiliza el análisis modal para evaluar el riesgo de estabilidad de tensión considerando el efecto probabilístico de la demanda.

Es interesante resaltar que la matriz jacobiana del método de Newton Raphson no se hace singular hasta que se alcanza el punto de colapso, por esta razón, el flujo de cargas estándar puede usarse para obtener soluciones cercanas al punto de colapso, como se ha realizado en muchas compañías eléctricas [141].

1.4.3 Margen de carga

Para un punto de funcionamiento en particular, la cantidad de carga adicional que causaría un colapso de tensión se denomina margen de carga al colapso de tensión. El margen de carga es el índice básico y más aceptado para reflejar la proximidad al fenómeno [71].

Si la carga del sistema se elige como el parámetro que varía, entonces se puede dibujar una curva PV del sistema, en la que, el margen de carga al colapso de tensión es la diferencia entre las cargas en el punto de funcionamiento y en la “nariz” de la curva.

Las ventajas del margen de carga como índice de colapso de tensión son las siguientes:

- El margen de carga es directo, generalmente aceptado y se entiende fácilmente.
- El margen de carga no está basado en un modelo de sistema en particular, se requiere solamente un modelo de sistema eléctrico estático. Puede usarse con modelos de sistemas dinámicos, pero no depende de los detalles de la dinámica [71].
- El margen de carga es un índice seguro que tiene en cuenta la no linealidad del sistema y los límites de potencia reactiva. Los límites no se reflejan directamente como cambios bruscos en el margen de carga.
- Una vez que se determina el margen de carga, es fácil y rápido calcular su sensibilidad con respecto a cualquier parámetro del sistema [71].
- El margen de carga considera el modelo de incremento de carga.

Es importante señalar el hecho de que los límites de los dispositivos no están directamente reflejados como cambios en el perfil del margen de carga, ya que estos límites están ya incluidos en los cálculos. Así pues, a diferencia de otros índices, las estimaciones de las distancias al colapso basadas en este índice son exactas. Sin embargo, los operadores no pueden usar los cambios en el índice para evaluar directamente el efecto relativo de los límites de los dispositivos sobre el margen de carga y, en consecuencia, iniciar algunas medidas correctivas.

Por el contrario, las desventajas del margen de carga como índice de colapso de tensión son:

- El margen de carga requiere cálculos en puntos alejados del punto de funcionamiento y, por lo tanto, requiere un mayor esfuerzo de cálculo que los índices que sólo usan la información del punto de funcionamiento.
- El margen de carga precisa una dirección de incremento de carga. En algunas ocasiones esta información no está disponible.

1.4.4 Índice de Proximidad a la estabilidad de tensión

El VIPI se basa en que tradicionalmente los flujos de cargas presentan dos soluciones, una que corresponde al punto de operación a valores de tensiones cercanas a la tensión nominal y otra que presenta valores de tensiones bajas. Estas dos soluciones van acercándose y se unen en el punto de bifurcación. El índice VIPI que fue propuesto en [129], se basa en este par de soluciones y se define apoyándose en la representación en coordenadas rectangulares de las ecuaciones del flujo de carga [141].

Este índice se toma como la diferencia angular entre dos vectores de inyección de potencia en los nodos, en esto radica su desventaja principal, pues al expresarse en grados no puede ser asociado con ninguna de las variables del sistema [71].

Otra de las desventajas que presenta este método es que al tener que computar las soluciones en la parte inestable de la curva P-V, requiere de un tiempo computacional relativamente alto. Varias investigaciones desarrolladas para determinar de la parte inestable de la curva P-V han estado encaminadas a mejorar el tiempo de cómputo para hacer estas técnicas aplicables a los análisis de estabildades de tensión.

1.4.5 Margen de potencia reactiva

El monitoreo en tiempo real de la reserva de potencia reactiva en el SEP, incluyendo generadores y equipos estáticos de compensación de reactivo, ha sido propuesto como un índice para prevenir el colapso de tensión [45, 114, 124]. La idea es que el colapso de

tensión ocurre donde no existen posibilidades de suplir el incremento de la demanda de potencia reactiva debido a que se agotan las reservas de reactivo del SEP. Monitoreando las reservas de reactivo y la tensión en los nodos, los operadores deben ser capaces de proponer medidas correctivas que alejen el punto de operación del sistema del punto de colapso [87], incluyendo dispositivos que aporten reserva de reactivo en la zona deficitaria o descargando carga en la misma zona. Ejemplo de esto se encuentran en la referencia [120] donde se midieron fasores de tensión para identificar nodos y enlaces críticos de estabilidad de tensión y definir la ubicación de dispositivos de compensación de potencia reactiva.

1.4.6 Relación V/V_0

El índice basado en la relación V/V_0 es fácil de determinar y definir, conociendo los valores de las tensiones (V), ya sea por soluciones de flujos de cargas o por resultados de un estimador de estado, siendo (V_0) el valor de tensión en el punto sin carga. El cociente V/V_0 en cada nodo ofrece un mapa de estabilidad de tensiones en el sistema permitiendo la identificación rápidamente de las áreas más propensas a la ocurrencia del colapso. La principal desventaja de este índice es que no permite detectar directamente la distancia al colapso de tensión y requiere de un amplio conocimiento del sistema por parte de los operadores. En 1995 se implementó como índice para la detección de estabilidades de tensión en el Despacho de Cargas de Bélgica.

1.4.7 Familia de funciones de prueba

Este índice fue propuesto por [33], se basa en una familia de funciones de prueba escalares definida por [119] como:

$$t_{ik} = \left| e_l^T J J_k^{-1} e_l \right| \quad (1.1)$$

Donde J corresponde a la jacobiana del sistema, e_l es el vector unitario l -ésimo (es decir, un vector con todas sus componentes cero excepto en la fila l donde tiene valor uno) y J_{lk} una matriz cuyo valor viene dado por la ecuación (1.2):

$$J_{lk} = (I - e_l e_l^T) J + e_l e_k^T \quad (1.2)$$

Aquí I representa la matriz identidad y e_k un vector k -ésimo. La expresión (1.2) puede ser simplemente interpretada como una operación sobre la matriz Jacobiana J donde la fila l -ésima es eliminada y sustituida por la fila e_k^T .

El procedimiento de cálculo requerido para determinar t_{lk} consta de los siguientes pasos:

1. Ordenar y factorizar J_{lk} .
2. Aplicar una sustitución para obtener $r = J_{lk}^{-1} e_l$.
3. Obtener $s = J^T e_l$, es decir, extraer la fila l de J , y calcular $t_{lk} = s^T r$ mediante un producto vectorial.

Estos pasos suponen un coste de cálculo comparable a una iteración inicial en la solución de un flujo de cargas. Este índice aunque atractivo desde el punto de vista de esfuerzo computacional, su uso ha sido limitado pues solo en ocasiones es adecuado para determinar la proximidad del sistema al colapso, además de requerir el conocimiento de las áreas críticas del SEP [71].

1.4.8 Índice de vector tangente

Este índice es también independiente del modelo del sistema y muestra un comportamiento similar al índice de las funciones de prueba. El índice de vector tangente se define como:

$$TVI_i = \left| \frac{dV_i}{d\lambda} \right|^{-1} \quad (1.3)$$

Donde $dV_i/d\lambda$ es la componente en el vector tangente correspondiente a la magnitud de la tensión V_i del nodo. Cuando el punto de colapso está próximo, el valor de $dV_i/d\lambda$ tiende a infinito y, por lo tanto, TVI_i tiende a cero. Este índice presenta las mismas desventajas que el índice basado en las funciones de prueba [71].

1.4.9 Comparación de índices

En varios trabajos aparecen resúmenes y comparaciones de técnicas usadas para el análisis de la estabilidad de tensión. [18, 28, 59, 67, 71, 86, 88, 89, 107, 113, 122]. La tabla 1.1 presenta un análisis comparativo de algunos de los índices relacionados anteriormente en cuanto a dos aspectos que fundamentalmente son los que pesan a la hora de utilizarlos para la realización de estudios de estabilidad de tensión [71].

Tabla 1.1 Comparación de índices de estabilidad de tensión

Índice	Costo Computacional	Predicción del colapso	Comentarios
Factores de Sensitividad	Bajo	Inadecuado	Caracterizan el punto de solución.
Valor Singular y Valores propios	Medio	Inadecuado	En el punto de colapso los valores propios ofrecen información importante. Lejos del punto de colapso la información es irrelevante.
Vector tangente	Bajo	Algunas veces adecuado	Requiere en conocimiento de áreas críticas.
VIPI	Medio-alto	Adecuado	Presenta problemas con las soluciones de la región inestable de la curva de tensión.
Margen de Carga	Alto	Exacto	Genera valiosa información adicional.
Funciones de prueba	Bajo	Algunas veces adecuado	Es necesario el previo conocimiento de las zonas críticas.

No existe una regla general para la utilización de un índice u otro para la realización de estudios de estabilidad de tensión. A menudo la selección de estos se basa en la necesidad de los estudios a realizar y el grado de exactitud e información que se quiera disponer. En este trabajo se desarrolla una metodología encaminada a los estudios que no son realizados

en tiempo real, se basa en la determinación del margen de carga mediante la resolución sucesiva de flujos de carga y una vez alcanzado el punto de colapso la obtención de los valores propios dominantes con los correspondientes factores de participación de los elementos del sistema. Es decir la técnica combina dos de los índices descritos anteriormente en aras de ganar en exactitud y brindar al especialista una información detallada que permita la toma de decisiones para evitar el colapso de tensión.

1.5 Técnicas para el análisis de la estabilidad de tensión

Los análisis de estabilidad de tensión se basan fundamentalmente en técnicas estáticas y dinámicas. Uno de los aspectos importantes en la realización de estudios es la selección de las técnicas a utilizar.

1.5.1 Técnicas Estáticas

Las principales características de las técnicas estáticas serán descritas durante el desarrollo de este capítulo. Anteriormente en este capítulo se abordó el margen de carga, la mayoría de las técnicas estáticas están dirigidas al cálculo de este índice.

1.5.2 Técnicas Dinámicas

Estas técnicas se basan en la modelación dinámica del SEP utilizando sistemas de ecuaciones algebraico-diferenciales, en donde dependiendo de la duración del análisis a efectuar, se consideran o no la modelación dinámica de determinados componentes que intervienen en la representación del SEP.

En los años 90s se utilizaron para analizar colapsos de tensiones en sistemas AC/DC, con la función de Lyapunov evaluada en un instante de tiempo [22]. En 1994 se propuso el análisis casi estacionario para la estabilidad dinámica de tensión del sistema, el cual consistía en modificar las ecuaciones transitorias dinámicas por relaciones de equilibrio; esta técnica es muy eficiente en el tiempo, pero no representa totalmente la estabilidad transitoria y pierde precisión para eventos reales [132, 133].

En el 2001 se analizó el impacto de las fuentes dinámicas de reactivos sobre la estabilidad de tensión, ante diferentes disturbios del sistema [52].

En el año 2006 se propuso un índice del margen de estabilidad de tensión transitoria, basada en la aproximación cuadrática de los límites de la región de estabilidad, para estimar el tiempo de despeje crítico del transitorio de tensión y para clasificar las contingencias [140]. En este mismo año se utilizaron simulaciones dinámicas por el método casi estacionario para aproximar la estabilidad de tensión de larga duración [138]. Igualmente se estudió la estabilidad ante pequeños disturbios con simulaciones de estado casi estacionario, utilizando modelos estáticos de carga y derivaciones bajo carga [10].

En el 2007 se utilizaron métodos dinámicos para minimizar la descarga por tensión determinando la mejor ubicación de la descarga automática de la carga por tensión [80].

1.5.3 Análisis Dinámico contra Análisis Estático

El colapso de tensión se ha estudiado frecuentemente por la vía de la simulación del flujo de potencia. En los casos del estado estable, la mayoría de los indicadores del colapso están basados en la viabilidad del flujo de carga, pueden encontrarse ejemplos en las referencias [1, 83, 84] donde el colapso de tensión se explica como un fenómeno de la bifurcación estática. Aunque estas referencias proporcionan las herramientas para analizar la estabilidad de tensión desde un punto inicial de operación, no se discuten medidas para aliviar un sistema de potencia que está trabajando cerca del límite de estabilidad de tensión.

Tradicionalmente, los especialistas que estudian los SEPs utilizan dos clases principales de herramientas para el análisis del funcionamiento del sistema de potencia:

- **Flujo de potencia**
- **Estabilidad transitoria**

Históricamente, se han analizado la tensión, la potencia activa y los problemas del flujo de potencia reactiva usando programas estáticos del flujo de potencia. Este acercamiento es satisfactorio puesto que estos problemas han sido gobernados esencialmente por factores

estáticos. El análisis estático implica solamente la solución de ecuaciones algebraicas y por lo tanto es de cómputo mucho más eficiente que el análisis dinámico. Las técnicas estáticas son ideales para determinar los elementos que más participan en el fenómeno y los límites de la estabilidad de tensión, para pre-contingencia y post-contingencia.

Por su parte los análisis dinámicos no calculan la estabilidad de tensión directamente y algunas aplicaciones de análisis dinámico que utilizan ecuaciones simplificadas del estado transitorio, pierden precisión en los eventos reales [34, 134], además de esto no proporcionan fácilmente información sobre los elementos que más contribuyen a la ocurrencia del colapso de tensión. Estos aspectos pueden hacer el análisis dinámico impráctico para determinar límites de estabilidad a menos que estén combinadas con otras técnicas. Por lo tanto, el acercamiento más eficaz para estudiar la estabilidad de la tensión es hacer un uso complementario de las técnicas estáticas y dinámicas del análisis.

1.6 Métodos para determinar el margen de carga

Existen múltiples técnicas para determinar la distancia que separa un punto de funcionamiento normal del SEP y el punto crítico por estabilidad de tensión.

1.6.1 Métodos directos

Los métodos directos, también conocidos como métodos de punto de colapso [20, 71, 116], fueron originalmente desarrollados para calcular puntos de bifurcación singular en sistemas no lineales.

Este método permite determinar directamente desde cualquier punto de funcionamiento el margen de carga al colapso. Generalmente el margen de carga tiene un comportamiento lineal y continuo, que permite predicciones exactas de la proximidad al colapso. Cualquier contingencia de importancia, como la falta de un generador o la pérdida de una línea, se muestra como una reducción en la disponibilidad del sistema, que tiene un claro significado en el entorno del punto de funcionamiento. Sin embargo, el efecto de los dispositivos que alcanzan sus límites cuando el sistema se aproxima al colapso no se refleja directamente como cambios en el índice.

Una desventaja obvia de esta técnica es el alto coste de cálculo, ya que el número de ecuaciones necesarias sobrepasa al número de ecuaciones que hay en estado estacionario. Además se precisan buenas condiciones iniciales. Esto último, crea problemas de convergencia cuando el sistema está lejos del punto de colapso, ya que los valores y vectores propios cambian significativamente cuando el sistema se aproxima al colapso, lo que es además especialmente cierto cuando los límites de los dispositivos se alcanzan a lo largo del recorrido de la solución [71, 134].

Otra desventaja del método directo es que solamente puede determinar un colapso de tensión asociado con singularidades del sistema (bifurcaciones). Los colapsos de tensión asociados con los límites del sistema, particularmente los generadores que alcanzan los límites de potencia reactiva [71], no pueden ser detectados usando esta técnica, dando respuestas equivocadas en este caso.

1.6.2 Método de continuación. Perfiles de tensión

Los perfiles de tensión, también conocidos como curvas Q-V, P-V o curvas de la “nariz”, han sido utilizados en algunas compañías eléctricas para la determinación de la proximidad al colapso [59, 60, 61, 62], de tal forma que los operadores pueden tomar medidas preventivas para evitar la pérdida del sistema. El problema con este método es, aunque fiable y muy informativo, su coste de cálculo, especialmente en grandes sistemas con múltiples límites como se expresa en [6, 23, 81].

1.6.2.1 Análisis de la estabilidad de tensión por medio de las curvas P-V

Generalmente las curvas P-V se usan para observar el comportamiento de la tensión en la carga de una barra con respecto al aumento o disminución de la potencia activa en el mismo nodo.

Las curvas P-V son útiles en el estudio de estabilidad de tensión porque indican el punto de máxima carga del nodo que se está estudiando (calculado generalmente con métodos continuos). En la Figura 1.2, se ilustra mediante curvas P-V una situación de reducción del margen de estabilidad al ocurrir una contingencia.

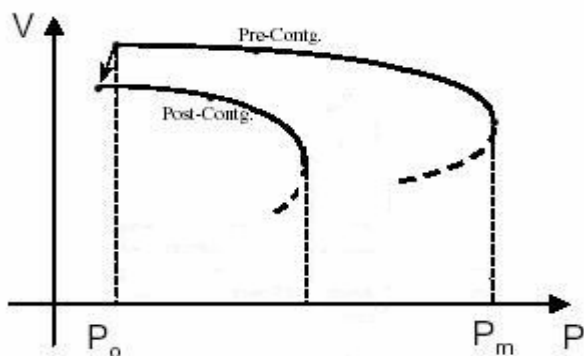


Figura 1.2. Curvas P-V.

Como se aprecia en la figura el límite de carga se ve afectado por la ocurrencia de una contingencia, se toma como límite máximo de carga el correspondiente al punto P_m , es decir el que se obtiene al realizar el análisis para un caso en operación normal o pre-contingencia.

1.6.2.2 Análisis de la estabilidad de tensión por medio de las curvas Q-V

Estas curvas muestran la sensibilidad y variación de la tensión en un nodo con respecto a la inyección o absorción de potencia reactiva en el mismo nodo. Son útiles para examinar los requerimientos de compensación de reactivo en los sistemas de potencia. El punto donde la derivada de Q con respecto a V es cero representa el límite de estabilidad de tensión, el cual define la mínima potencia reactiva requerida para una operación estable del sistema.

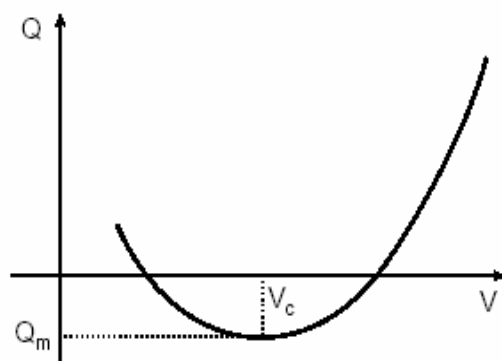


Figura. 1.3. Curvas Q-V.

Las curvas Q-V pueden usarse para tres propósitos:

- 1) Obtener una solución en los casos de convergencia difícil (causado por ejemplo por la proximidad a la estabilidad).
- 2) Restaurar la solubilidad en los casos inestables.
- 3) Obtener un margen de potencia reactiva.

Las curvas Q-V han sido ampliamente usadas en los estudios estáticos de estabilidad de tensión [34], ayudan a determinar la compensación necesaria para restaurar el punto de operación y obtener la tensión deseada. Puede determinarse conectando un generador ficticio sin generación de potencia activa y con generación de reactivo, determinando la potencia reactiva producida, cuando la tensión terminal en el nodo varía.

1.6.2.3 Métodos para la obtención de las curvas P-V y Q-V

Existen dos métodos fundamentales para la obtención de las curvas P-V, el primero utilizado fue el método de flujos de cargas sucesivos para la obtención del punto crítico y posteriormente el flujo continuado.

1.6.2.3.1 Método de flujos sucesivos

Este método, aunque muy rápido presentaba problemas de convergencia en las vecindades del punto máximo pues la jacobiana del sistema está mal condicionada en estos puntos o se hace singular en el punto crítico [1, 46, 65, 74, 81]. Los primeros estudios estáticos de estabilidad de tensión se realizaron usando estas técnicas [93, 116, 141] pero el inconveniente de la singularidad de la matriz jacobiana en el punto crítico hizo que surgiera el método de continuación que resuelve estos problemas y permite la obtención exacta del punto de máxima carga del sistema. En [81] se sugiere la utilización de flujos sucesivos hasta que el sistema deje de converger y en ese punto comenzar la utilización de los flujos de continuación para obtener exactamente el punto crítico y la parte inestable de la curva P-V.

Sin embargo, la determinación del punto crítico por estabilidad de tensión mediante flujos sucesivos ha seguido usándose debido a su velocidad de cálculo [41] y exactitud aceptable para aproximaciones reales [82, 143]. Incluso investigaciones desarrolladas en [38, 39] proponen el uso del Newton Raphson desacoplado rápido con inyección de potencia reactiva en el punto de colapso para obtener soluciones en este punto.

1.6.2.3.2 Método del flujo continuado

Los métodos de continuación son métodos de análisis estáticos basados en flujos de potencia continuos que buscan con precisión los límites de estabilidad de tensión; estos métodos pertenecen a una clase general de ecuaciones algebraicas no lineales conocidos como métodos “*path-following*” [81].

Las primeras aplicaciones de este método para el análisis de la estabilidad de tensión se presentan en [3, 4], encaminadas a encontrar soluciones cuando el flujo de carga diverge y proponiendo esta técnica para el análisis estático de las estabilidades de tensión.

En 1993 se utilizó este método para el análisis en grandes sistemas de transmisión AC/DC [24]. En el año 2000 se utilizaron para definir el índice de incremento de carga (LII), basado en encontrar la máxima carga de un nodo [139].

En el 2001 se presentó un método para estimar el margen de flujo de potencia de las líneas de transmisión entre dos regiones, el cual a partir de las curvas de variación del tensión con respecto al flujo de potencia activa de las líneas de transmisión, calculaba el mínimo margen de operación estable ante contingencias críticas [125].

En el 2002 se propone un nuevo flujo de continuación basado en el uso de la fórmula de interpolación polinomial de Lagrange para el cálculo del paso predictor [99]. Este mismo año en [144] se propone un método de continuación que se basa en una técnica desacoplada rápida y que permite obtener resultados muy rápidos sin perder la exactitud de los flujos continuados.

En el año 2004 se propuso un método de análisis de la estabilidad de tensión para grandes sistemas de potencia basado en el flujo de carga continuo híbrido, el cual permite graficar rápidamente las curvas P-V en un nodo [100].

En el 2005 se presentó un algoritmo de continuación de flujo de potencia trifásico en coordenadas polares, para el análisis de estabilidad de tensión en sistemas trifásicos desbalanceados [149].

En el 2006 se incluye en la técnica de continuación, los parámetros de pérdidas activas de las ramas del sistema de transmisión [104]. También se valoró la estabilidad de tensión dinámica, utilizando una técnica de continuación para trazar las rutas de equilibrio del sistema y luego se analizó cada punto de equilibrio con factores de participación modales [127].

En el año 2007 se incluyeron modelos mejorados de cargas y generadores [90]. En este mismo año se utilizaron técnicas de continuación para trazar los puntos de equilibrio del sistema, con el fin de realizar un análisis dinámico de la estabilidad de tensión [75].

Una técnica de parametrización eficiente fue expuesta en el año 2008 [19], esta se basa en el uso de un predictor tangente que evita las singularidades de la matriz jacobiana en el punto crítico. En el 2009 Milano en [98] propone una técnica de continuación que aplica métodos de integración eficientes para resolver los problemas de la no convergencia de los flujos de carga y en [63] se propone una técnica de parametrización basada en algoritmos genéticos y el conocimiento de las áreas débiles del sistema.

1.7 Conclusiones parciales

1. No existe una regla general para la utilización de índices para los análisis de la estabilidad de tensión. A menudo se busca un compromiso entre la exactitud y la información que brindan estos índices. La determinación del margen a la estabilidad de tensión y la evaluación del análisis modal en el punto de colapso garantiza la obtención de información muy valiosa para los especialistas en SEPs.

2. Existen dos clases de técnicas para el estudio de la estabilidad de tensión. Las técnicas estáticas son ideales para determinar los límites del sistema por estabilidad de tensión y por tanto ideales para estudios prospectivos. Las técnicas dinámicas por su parte, presentan mejores resultados en los análisis de contingencias ocurridas.
3. Las potencialidades del flujo continuado para la determinación del margen de carga, sus ventajas y desventajas con respecto a los flujos sucesivos se resaltan en muchos de los trabajos revisados, sin embargo, el esfuerzo computacional es aún uno aspectos en los que se deben mejorar.

II. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

CAPÍTULO 2 “FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA.”

2.1 Introducción

Los estudios convencionales de flujos de cargas y de estabilidad transitoria se modificaron para la realización de estudios estáticos y dinámicos de estabilidad de tensión. Para el desarrollo de estas metodologías, se han aplicado a los sistemas eléctricos teorías matemáticas como las de las bifurcaciones y se han perfeccionado métodos tradicionales de solución para garantizar soluciones exactas en los estudios de estabilidad de tensión.

Al fenómeno del colapso de tensiones y los métodos matemáticos para la realización de estudios de este tipo en SEPs se han dedicado grandes investigaciones científicas. En este capítulo se describe la teoría de la bifurcación y su aplicación al colapso de tensión, la influencia de la naturaleza de la carga en estos fenómenos, la modelación de la red eléctrica para los estudios estáticos de estabilidad de tensión y se muestra el basamento matemático para la determinación de los índices utilizados en la metodología desarrollada, así como los principales métodos existentes para los análisis de este tipo.

2.2 Teoría de la bifurcación

El colapso de tensión es un fenómeno no lineal por lo que es natural usar para su estudio métodos no lineales, tales como la teoría de la bifurcación [75, 119], para comprenderlo y emprender acciones para evitarlo.

La teoría de la bifurcación supone que los parámetros del sistema eléctrico varían lentamente y explica cómo un sistema llega a ser inestable. La idea principal es estudiar el sistema en el umbral de la estabilidad. Sin considerar el tamaño o complejidad del modelo del sistema eléctrico, existen distintas formas de alcanzar la estabilidad y la teoría de la bifurcación describe estos caminos y los cálculos asociados [14, 25, 26 44, 116].

Aunque desde el punto de vista matemático existen multitud de tipos de bifurcaciones, aplicadas al estudio de los sistemas eléctricos las más habituales son la bifurcación silla-nodo, la bifurcación de límite inducido y la bifurcación de Hopf.

En una bifurcación silla-nodo, una situación de equilibrio estable desaparece y la consecuencia es que las tensiones del sistema caen dinámicamente. La de límite inducido se presenta cuando las fuentes de reactivo del sistema agotan su capacidad de generación y por tanto el sistema es incapaz de abastecer la demanda creciente de reactivo. En una bifurcación de Hopf, una situación de equilibrio estable llega a ser oscilatoriamente inestable y la consecuencia es un transitorio oscilatorio y creciente en el módulo de las tensiones.

Las ecuaciones usadas para representar el sistema son dependientes del fenómeno de bifurcación bajo estudio. Se han hecho análisis de la bifurcación con sistemas eléctricos modelados por ecuaciones diferenciales, ecuaciones algebraico-diferenciales y ecuaciones estáticas (algebraicas). Se puede pensar en un sistema eléctrico modelado, en principio, con ecuaciones diferenciales. Si algunos de los fenómenos dinámicos actúan siempre extremadamente rápidos como para restaurar las relaciones algebraicas entre los estados, entonces puede ser una buena aproximación usar las relaciones algebraicas junto con las ecuaciones diferenciales restantes como un modelo algebraico-diferencial.

Una bifurcación silla-nodo es la desaparición del equilibrio del sistema cuando los parámetros cambian lentamente. La bifurcación silla-nodo de mayor interés para los sistemas eléctricos sucede cuando un equilibrio estable, en el que el sistema funciona, desaparece. La consecuencia de esta pérdida del equilibrio es que el sistema cambia dinámicamente. En particular, la dinámica puede ser tal que las tensiones del sistema degeneren en un colapso. La bifurcación silla-nodo es un fenómeno no lineal y no puede ocurrir en un modelo lineal. Sin embargo la bifurcación silla-nodo aparece en un modelo no lineal tan simple como el descrito por la ecuación de segundo grado (2.1).

$$x^2 + p = 0 \tag{2.1}$$

Supóngase que la ecuación tiene dos raíces reales (soluciones de equilibrio). Cuando el parámetro p de la ecuación varíe lentamente, las dos raíces reales se desplazan y es posible que se unan y desaparezcan.

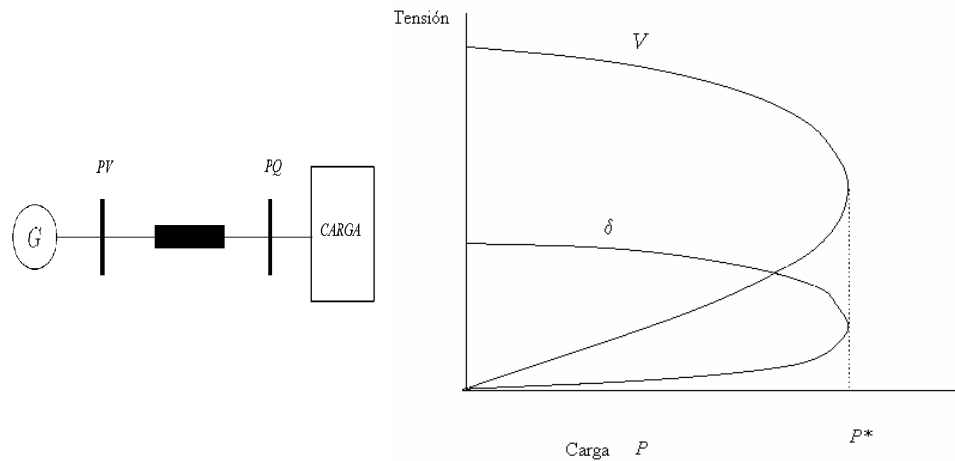


Figura 2.1 Curvas de bifurcación

Para el caso de un sistema eléctrico sencillo (figura 2.1), considérese un generador simple conectado a una barra PV y suministrando la potencia PQ a una carga con un factor de potencia constante a través de una línea de transmisión. Si se elige la potencia real P como un parámetro que varía lentamente y que describe la carga del sistema, el vector de estado del sistema $x = (V, \delta)$ especifica el fasor de tensión de la carga. La variación del módulo de la tensión V con respecto a la carga P se muestra en la figura 2.1. Donde δ es la diferencia angular entre el ángulo de la tensión en los terminales del generador y el ángulo de la tensión en el nodo de carga. Para pequeñas cargas hay dos soluciones de equilibrio: una con tensión alta y la otra con tensión baja. La solución con tensión alta tiene una corriente de línea pequeña y la solución con tensión baja tiene una corriente de línea elevada. Cuando la carga aumenta lentamente, estas soluciones se aproximan una a la otra y finalmente coinciden en la carga crítica P^* . Si la carga supera P^* , no hay soluciones de equilibrio. Las soluciones de equilibrio desaparecen en una bifurcación silla-nodo en P^* .

La figura 2.1, que representa dos variables de estado respecto a un parámetro, se llama diagrama o curva de bifurcación y la bifurcación sucede en la “nariz” de la curva. El

sistema eléctrico puede funcionar solamente en equilibrios que son estables de tal forma que la dinámica del sistema actúa para restaurar el equilibrio cuando el sistema es perturbado. En la práctica, el equilibrio correspondiente a la tensión elevada es estable y el equilibrio de la tensión baja inestable.

Considérese ahora la matriz jacobiana del sistema evaluada en un punto de equilibrio estable, la matriz jacobiana de un modelo dinámico del sistema eléctrico generalmente difiere de la matriz jacobiana del flujo de cargas. Sin embargo, los modelos estáticos de sistemas eléctricos y las jacobianas de estos modelos estáticos son suficientes para algunos cálculos de la bifurcación silla-nodo, como ya se verá más adelante.

Si la jacobiana es asintóticamente estable, lo que ocurre habitualmente, todos los valores propios tienen partes reales negativas. Cuando la carga aumenta lentamente hasta alcanzar la carga crítica uno de los valores propios de la jacobiana se va acercando a cero desde la izquierda. La bifurcación se produce cuando el valor propio es cero. La principal utilidad de la jacobiana es que determina la estabilidad del sistema linealizado alrededor de un punto de equilibrio existente, por lo que si la carga se incrementa más allá de la carga crítica, no hay un punto de equilibrio próximo y el uso de esta matriz no tiene sentido.

2.2.1 Indicadores de la bifurcación silla-nodo

Hay varios indicadores útiles de una bifurcación silla-nodo. Todos los sucesos siguientes existen en una bifurcación silla-nodo y pueden ser usados para caracterizar o detectar bifurcaciones de este tipo [26, 71, 85, 134]:

1. Dos equilibrios, uno estable y otro inestable, convergen en un punto.
2. La sensibilidad con respecto al parámetro de carga de una variable de estado típica es infinita. Esto se deduce de la pendiente infinita de la recta tangente a la curva de bifurcación en el punto correspondiente a la “nariz”.
3. La matriz Jacobiana del sistema tiene un valor propio cero.
4. La matriz Jacobiana del sistema tiene un valor singular cero.

Los indicadores anteriores permiten identificar colapsos de tensiones mediante estudios estáticos. Por estos estudios es posible determinar también un colapso de tensión provocado por el agotamiento de la reserva de potencia reactiva en el sistema, asociados a bifurcaciones de límite inducido. La estabilidad de tensión puede también presentarse como una oscilación creciente en el módulo de las tensiones, para identificar estas oscilaciones es necesario considerar la modelación dinámica del sistema. Los estudios dinámicos se basan en la determinación de un valor propio de la matriz del sistema con parte real positiva, indicando la ocurrencia de una bifurcación Hopf. En este trabajo se tienen en cuenta solamente las bifurcaciones asociadas a estudios estáticos.

2.3 Influencia del comportamiento de la carga en la estabilidad de tensión

Los efectos de la representación de la carga en los estudios de estabilidad de tensión se discute en esta sección. El principal objetivo es plasmar como afecta bajo ciertas condiciones del sistema el modelo de la carga en la ubicación del punto de operación en la curva P-V.

Van Cutsem en [134] expresa que la estabilidad de tensión se produce por el intento de la carga de mantener su demanda más allá de las capacidades de transmisión y generación. Es por esto que la modelación de la carga es de vital importancia en los estudios estáticos y dinámicos de la estabilidad de tensión.

Varios artículos y trabajos científicos [40, 56, 69,70 79, 102, 109,110] detallan la naturaleza de la carga, su influencia en la estabilidad de la tensión y las técnicas para modelarla. La estabilidad de tensión se ve fuertemente influenciada por la demanda de reactivo y es por esto que el factor de potencia de la carga es también un aspecto interesante a tener en cuenta.

En Cuba, el profesor Leonardo Casas como parte de un proyecto con el DNC, ha realizado estudios para determinar los coeficientes que describen la dependencia de la carga con la tensión. La determinación de estos coeficientes permite mejorar los resultados obtenidos en las simulaciones realizadas por los especialistas del DNC para el análisis de la operación

del SEN. La tabla siguiente muestra coeficientes calculados para diferentes circuitos de la ciudad de Santa Clara.

Tabla 2.1 Valores obtenidos de los coeficientes que caracterizan la dependencia de la carga con la tensión.

Circuito	p_v	q_v
Residencial (108)	0,933	4,585
Residencial (119)	0,9697	3,529
Industrial (861)	0,8126	3,8285
Residencial-Comercial (124)	1,0968	3,6935

Los coeficientes mostrados en la tabla anterior caracterizan la carga de estos circuitos, en ninguno de los casos la carga se comporta como potencia constante y ninguna de ellas varía a factor de potencia constante. Es importante señalar que estos coeficientes varían en dependencia de la hora del día y época del año en que se realice la medición, los valores mostrados en la tabla 2.1 se corresponden con mediciones realizadas a las 3.08 pm.

Para el sistema mostrado en la figura 2.2, se determinan las curvas P-V para el caso de las dos líneas en servicio figura 2.2 a) y para la salida de la línea 2 figura 2.2 b).

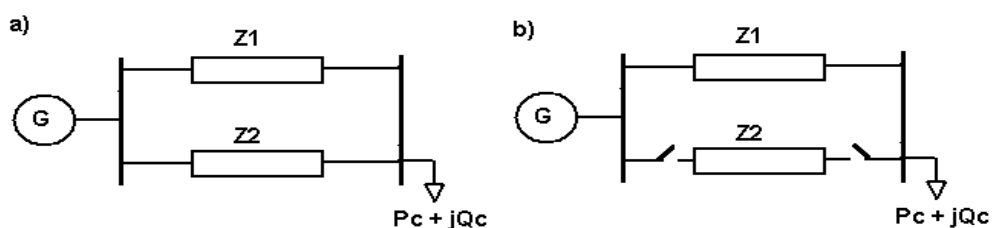


Figura. 2.2 Esquema simple de dos nodos. a) Sistema íntegro b) Desconexión de una línea de transmisión.

La figura 2.3 muestra como afecta la representación de la carga en la estabilidad de tensión y en la obtención de los nuevos puntos de operación para las condiciones analizadas y la ocurrencia o no de un colapso de tensión. La diferencia de estos puntos es importante desde el punto de vista de planificación y operación del sistema eléctrico.

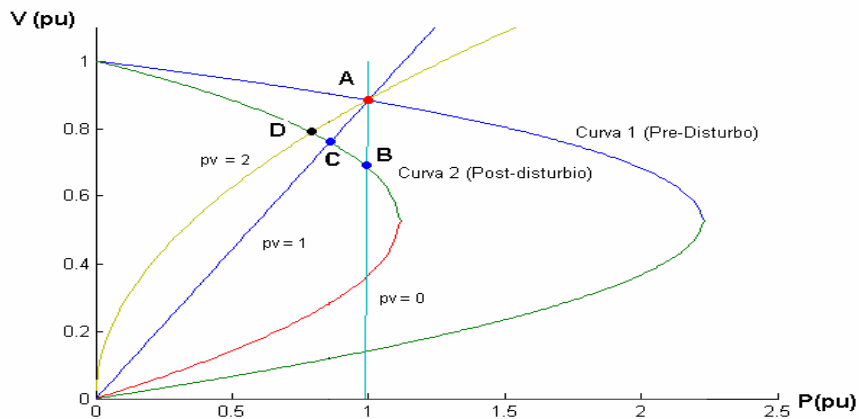


Figura 2.3 Curvas P-V cuando se desconecta una de las líneas paralelas.

Para el caso base existe un punto de solución (A) y al producirse la salida de la línea 2, utilizando la representación de potencia constante se obtiene el punto B. Sin embargo la mayoría de las cargas son dependientes de la tensión, por ejemplo para una carga de corriente constante la solución ahora es el punto C y para una de impedancia constante el punto D. Las diferencias de estos puntos son importantes. La situación actual en C corresponde con condiciones menos cargadas y mejores valores de tensión en el sistema que las del punto B, donde se modela la carga según el modelo tradicional de los flujos de cargas. En este caso el impacto de la carga en el sistema está sobredimensionado lo cual puede conllevar a una pobre utilización del sistema de transmisión.

En [37, 71, 95, 96, 111] se valoran las principales potencialidades de los programas computacionales existentes y la forma en que modelan la carga. Algunos de ellos no tienen en cuenta la variación de la carga con la tensión, es decir mantienen las consideraciones hechas hasta ahora para los estudios de flujos de carga, P y Q constantes. Por otro lado, algunos programas como PSAF modelan la carga de impedancia, corriente y potencia constante, esta modelación aunque considera la variación de la carga con la tensión no

varía el factor de potencia de la misma a medida que se deterioran las condiciones de tensión en el sistema. Estas dos consideraciones pueden conllevar a resultados alejados de la solución real [109,110].

2.3.1 Influencia del factor de potencia de la carga

La estabilidad de tensión se asocia fundamentalmente a la demanda de potencia reactiva de la carga y por tanto al factor de potencia de la misma. A medida que se deterioran las condiciones de tensión en el sistema el factor de potencia no se mantiene constante y en la mayoría de los casos según los coeficientes en [11, 81] este mejora con el decaimiento de la tensión.

El ejemplo siguiente explica la importancia de considerar la posible variación o no del factor de potencia para los estudios estáticos de estabilidad de tensión.

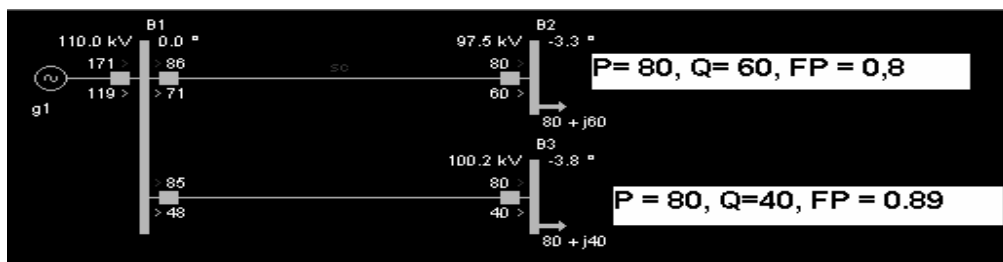


Figura 2.4 Monolineal del ejemplo.

Como se aprecia en la figura 2.4 la carga conectada al nodo B2 presenta mayor demanda de reactivo que la conectada al nodo B3, para valores iguales de potencia activa en ambas cargas. Si se aumenta la carga a factor de potencia constante, considerando que ambas varían linealmente con la tensión, la primera en alcanzar su límite es la carga 2 como se aprecia en la figura 2.5.

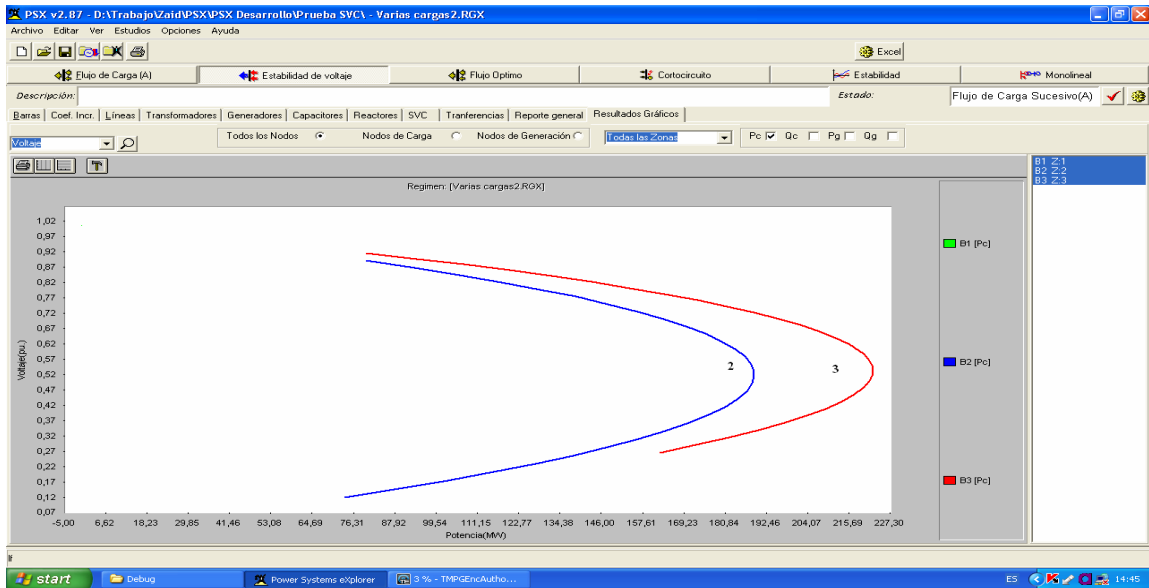


Figura 2.5 Curva P-V para cargas variando a factor de potencia constante.

Por el contrario si se considera que en la carga dos la potencia reactiva varía de forma cuadrática con la tensión y la carga tres se mantiene como carga de corriente constante, la carga tres, de mejor factor de potencia en el caso base, es la que primero llega al límite de estabilidad de tensión como muestra la figura 2.6.

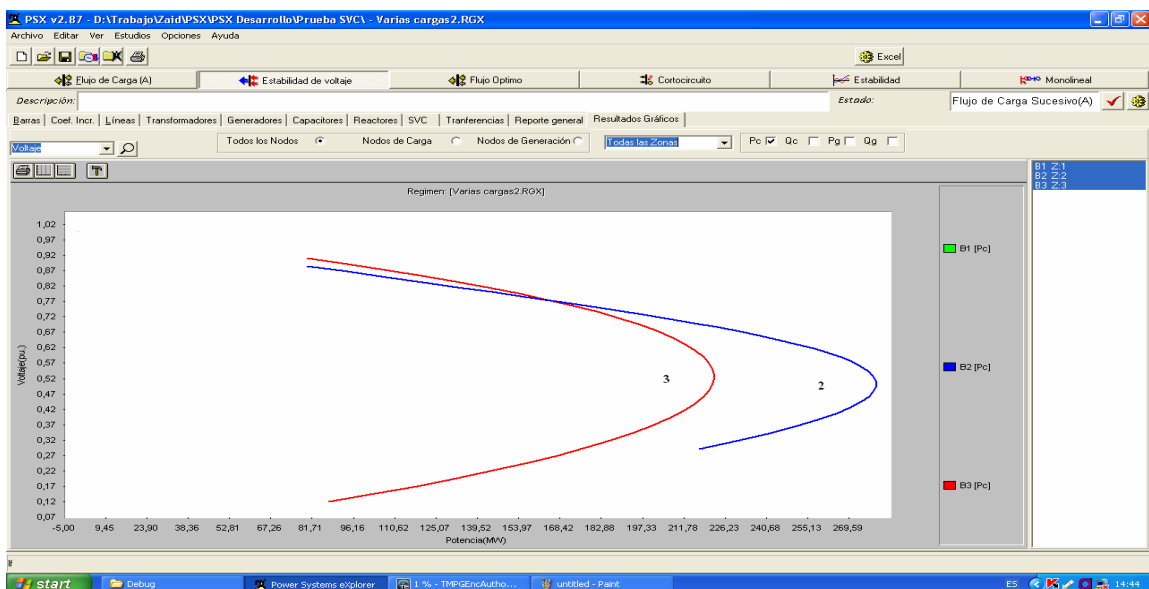


Figura 2.6 Curva P-V para la carga 3 variando a factor de potencia variable.

Según [71] considerar la carga como potencia constante es válido en sistemas fuertemente compensados y donde las derivaciones de los transformadores no estén bloqueadas o no hayan alcanzado sus límites de variación como lo demuestra también [151]. Aunque la mayoría de los programas de flujos consideran la carga como potencia constante, se ha demostrado en [109, 110] que un mayor acercamiento a la realidad se produce considerando las variaciones de esta con la tensión.

2.3.2 Influencia de la naturaleza de la carga en la determinación del punto crítico por estabilidad de tensión y el punto de máxima carga

Considerar la variación de la carga con la tensión en los métodos para determinar el margen de carga, hace que el punto crítico por estabilidad de tensión o punto de bifurcación nodosilla y el punto de máxima carga no coincidan. Este problema se ilustra en [71], para el esquema mostrado en la figura 2.7

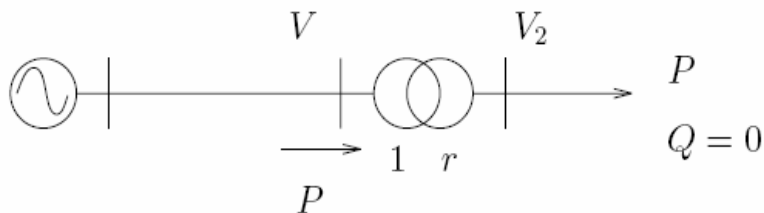


Figura 2.7 Sistema eléctrico simple

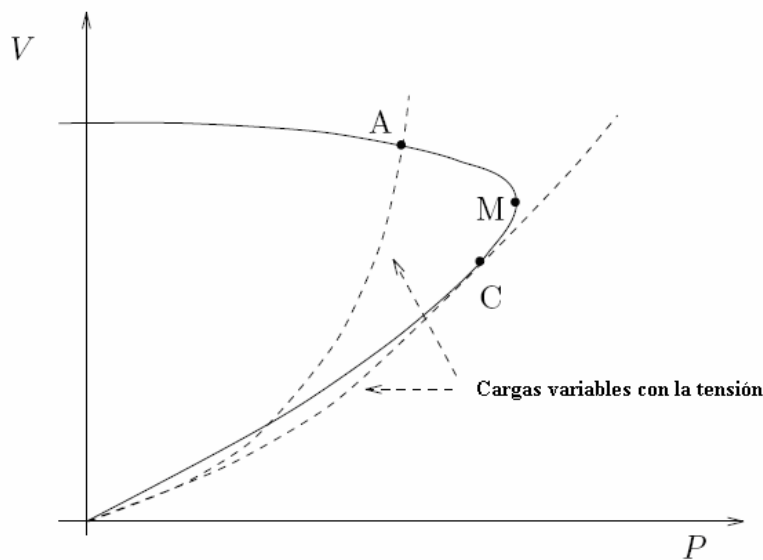


Figura 2.8 Curvas P-V del sistema simple

La figura anterior muestra las curvas P-V del caso, un incremento de la carga hace que el punto se mueva desde **A** hasta **C**. En el punto **M** la carga es máxima, sin embargo entre **M** y **C** el sistema aún es estable. **C** corresponde con el límite de estabilidad y **M** con el punto de máxima carga del sistema, la diferencia entre estos dos puntos se debe a la consideración de la carga variable con la tensión [71]. Un valor negativo de las sensibilidades V-Q denota una operación inestable del sistema, por esto en la metodología propuesta se calculan las dichas sensibilidades para discernir entre el punto de máxima carga y el punto de estabilidad de tensión.

En [69, 79, 109, 110, 118] se muestran investigaciones en el tema de la modelación de la carga para estudios en SEPs, estas han estado dedicadas fundamentalmente a la obtención de los coeficientes que caracterizan las dependencias de activo y reactivo de la carga con la tensión. En [11, 81] se resumen los coeficientes para los principales tipos de cargas.

2.4 Modelación del sistema eléctrico

La modelación de los elementos que componen el SEP juega un papel fundamental en los análisis de las estabildades de tensión. En este trabajo se describe una técnica desarrollada para los análisis estáticos de estabildades de tensión. Los modelos utilizados para los

análisis estáticos han sido ampliamente detallados en varios textos clásicos del tema [11, 81, 126].

2.4.1 Representación de la máquina sincrónica

Para el caso de los estudios de flujos de carga no se consideran las impedancias internas de las máquinas. Considerar que toda la potencia activa necesaria para cubrir el incremento de la demanda es entregada por el nodo de balance puede hacer que se obtengan resultados alejados de la realidad, por tanto se hace la siguiente aclaración:

1. Los generadores conectados a nodos PV pueden variar o no su generación de potencia activa y generan la potencia reactiva necesaria para mantener el valor de tensión fijo en el nodo.

En cuanto a la generación de potencia reactiva, los generadores conectados a los nodos PV mantienen tensión constante hasta que se alcancen los límites de reactivo, una vez alcanzado alguno de los límites, el nodo de generación se comporta como un nodo de carga más.

2.4.2 Modelo de Carga

Este es uno de los aspectos más importantes en la modelación de los elementos para los estudios de estabilidad de tensión o como también se conoce estabilidad de carga. Los modelos de carga estáticos están divididos de la siguiente manera:

Modelo de Carga de Potencia Constante: Un modelo de carga estático dónde la potencia no varía con los cambios en la magnitud de tensión. También puede llamarse modelo de carga de los MVA constantes.

Modelo de carga de Impedancia Constante: Es un modelo de carga estático dónde la potencia varía directamente con el cuadrado de la magnitud de la tensión. También puede llamarse modelo de carga de admitancia constante.

Modelo de Carga de Corriente Constante: Un modelo de carga estático dónde la potencia varía directamente con la magnitud de la tensión. También conocido como carga de corriente constante.

Estos dos modelos consideran la variación de la carga con la tensión, pero no la variación del factor de potencia de la carga debido a la naturaleza de la misma. Como se ha explicado los problemas de estabilidad de tensión están directamente relacionados con la insuficiencia del sistema de entregar toda la demanda de reactivo de la carga, por esto, cargas que inicialmente presenten un factor de potencia bajo, pero que a medida que la tensión decaiga lo mejoren pueden contribuir menos al colapso de tensión que otras que tengan originalmente factor de potencia alto y al deteriorarse las condiciones de tensión del sistema lo empeoren. En esta tesis se presenta un flujo sucesivo que considera las variaciones de la carga con la tensión de forma exponencial.

Modelo de Carga Exponencial: Un modelo de carga estático que representa la relación de potencia con la magnitud de la tensión como una ecuación exponencial [53], descrita por:

$$\begin{aligned} P &= P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{np} \\ Q &= Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{nq} \end{aligned} \tag{2.2}$$

donde

P y $P_0 \rightarrow$ Son los valores actuales e iniciales de potencia activa.

np y $nq \rightarrow$ Factores del exponencial.

V y $V_0 \rightarrow$ Son los valores actuales e iniciales la tensión.

Q y $Q_0 \rightarrow$ Son los valores actuales e iniciales de potencia reactiva.

2.4.3 Elementos series

La modelación de los elementos series se realiza de la misma manera que la realizan los programas tradicionales de los flujos de carga.

2.5 Formulación matemática de los índices seleccionados

El desarrollo de algoritmos para determinar índices que evidencien problemas de estabildades de tensión es un tema de permanente interés en la comunidad científica dedicada a los estudios a SEPs.

2.5.1 Cálculo de los factores de sensibilidad V-Q.

Este índice ha sido ampliamente usado para detectar problemas de estabilidad de tensión, así como para determinar las medidas correctivas para evitar la ocurrencia de un colapso. Muchas compañías eléctricas en el mundo basan sus decisiones relacionadas con el colapso de tensión en el modelo de flujos de carga de los sistemas eléctricos. Este modelo usado para obtener los diferentes índices de estabilidad de tensión utiliza las ecuaciones vectoriales no lineales tradicionales del flujo de cargas que definen los errores de potencia activa y reactiva en los nodos del sistema, es decir,

$$\begin{bmatrix} \Delta P(z, \lambda) \\ \Delta Q(z, \lambda) \end{bmatrix} = F(z, \lambda) = 0 \quad (2.3)$$

Donde z representa los fasores de las tensiones de las barras, V y θ y λ los fasores de potencia en los nodos, P y Q.

La ecuación 2.3 linealizada puede ser expresada como:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

Donde

ΔP = cambio incremental de potencia en los nodos.

ΔQ = cambio incremental de reactivo en los nodos.

$\Delta \theta$ = cambio incremental del ángulo de la tensión en los nodos.

ΔV = cambio incremental de la magnitud de la tensión en los nodos.

La estabilidad de tensión es afectada por la potencia activa y por la potencia reactiva. Sin embargo en cada punto de operación se mantiene la potencia activa constante y se evalúa la estabilidad de tensión considerando la relación incremental entre la tensión y la potencia reactiva. Esto es una analogía a la técnica de las curvas Q-V. Al ser despreciados los cambios incrementales de potencia activa (ΔP) en la formulación, el efecto de los cambios en la potencia de la carga se tiene en cuenta estudiando la relación incremental de reactivo y tensión en diferentes estados de operación.

Basado en las consideraciones anteriores, la ecuación 2.4, haciendo $\Delta P = 0$, quedaría:

$$\Delta Q = J_R \Delta V \quad (2.5)$$

Donde

$$J_R = \left[J_{QV} - J_{Q\theta} J_{P\theta}^{-1} J_{PV} \right] \quad (2.6)$$

J_R es la matriz Jacobiana reducida del sistema y 2.6 puede ser escrita como:

$$\Delta V = J_R^{-1} \Delta Q \quad (2.7)$$

Los elementos i^{th} diagonales son las sensibilidades V-Q en el nodo i , estas representan la pendiente de la curva Q-V en cada punto de operación [81]. Un valor positivo de las sensibilidades indica que el sistema es estable y un valor negativo indica que el sistema se encuentra en una zona inestable de operación, haciéndose infinita en el punto límite.

2.5.2 Análisis Modal Q-V

Se determinan a partir de la reducción de la matriz Jacobiana para encontrar los límites de estabilidad, los márgenes del sistema, la proximidad al colapso de tensión y los nodos y elementos con mayor participación en este fenómeno.

Al igual que el caso de las sensibilidades, los valores singulares de la matriz reducida pueden usarse para determinar la proximidad al colapso de tensión [57, 71, 81].

Para la matriz J_R definida en 2.6, esta descomposición puede ser aplicada directamente, ya que esta matriz es cuasi-simétrica y, por lo tanto, diagonalizable. Además, debido a su estructura cuasi-simétrica, se obtiene un conjunto de vectores propios y valores propios reales muy similares a los correspondientes vectores singulares y valores singulares. Así pues, para J_R , los vectores propios asociados con los valores propios próximos a cero tienen la misma interpretación que los vectores singulares cerca del punto de colapso, esto es, los mayores valores en el vector propio derecho corresponden a las barras críticas (más sensibles a la tensión) y los mayores valores en el vector propio izquierdo indican la dirección más sensible para los cambios de potencia [81].

La descomposición en valores propios de la matriz jacobiana reducida puede escribirse como [81]:

$$J_R = \xi \Lambda \eta \quad (2.8)$$

Donde ξ representa la matriz de vectores propios derechos, η corresponde a la matriz de vectores propios izquierdos, Λ es una matriz diagonal de valores propios de J_R .

De la ecuación 2.8

$$J_R^{-1} = \xi \Lambda^{-1} \eta \quad (2.9)$$

Sustituyendo en la ecuación 2.8

$$\Delta V = \xi \Lambda^{-1} \eta \Delta Q \quad (2.10)$$

Esto también puede plantearse como:

$$\Delta V = \sum_i \frac{\xi_i \eta_i}{\lambda_i} \Delta Q \quad (2.11)$$

Donde λ_i es un valor propio de J_R , ξ_i es la columna i^{th} del vector propio derecho y η_i es la fila i^{th} del vector propio izquierdo.

Si $\xi^{-1} = \eta$ la ecuación 2.10 puede ser escrita

$$\eta \Delta V = \Lambda^{-1} \eta \Delta Q \quad \text{o} \quad v = \Lambda^{-1} q \quad (2.12)$$

Siendo $v = \eta \Delta V$ el vector de variaciones modales de la tensión y $q = \eta \Delta Q$ el vector de las variaciones modales de reactivo.

Para el modo i :

$$v_i = \frac{1}{\lambda_i} q_i \quad (2.13)$$

Si $\lambda_i > 0$, v_i y q_i varían en la misma dirección indicando que el sistema es estable, por el contrario si $\lambda_i < 0$, v_i y q_i varían en direcciones opuestas, indicando claramente que el sistema se encuentra en una zona inestable de operación. Un valor pequeño de λ_i indica que el sistema está cerca del punto inestable. En el punto de colapso de tensión $\lambda_i = 0$,

bajo estas condiciones una variación en la potencia reactiva produce una variación infinita en la tensión v_i .

2.5.3 Métodos para determinar el margen de carga

El índice más usado para evaluar los problemas de estabilidad de tensión es el margen de carga, de ahí que existan múltiples técnicas para determinar el punto crítico del sistema.

2.5.3.1 Métodos directos

El método se basa en resolver el sistema de ecuaciones:

$$\begin{aligned} F(z, \lambda) &= 0 \\ [J]^T w &= 0 \\ \|w\|_{\infty} &= 1 \end{aligned} \tag{2.14}$$

Donde $F(z, \lambda) = 0$ representa las ecuaciones de los flujos de carga.

z representa los fasores de las tensiones de las barras, V y δ .

λ representa los fasores de las potencias de las barras, P y Q .

J es la matriz jacobiana de los flujos de carga.

Varios tipos de bifurcaciones están caracterizadas por una jacobiana singular, pero de estas bifurcaciones sólo la silla-nodo ocurre generalmente. Si J tiene un valor propio simple y único igual a cero, con el vector propio derecho normalizado v y el vector propio izquierdo w , se verifica que se cumple la condición 2 de (2.14). Para obtener directamente el punto de colapso (z^*, λ^*) el sistema de ecuaciones no singulares (2.14) corresponde al sistema en estado estacionario [116], las condiciones de singularidad en el punto de colapso y el requisito del vector propio izquierdo no nulo (condición 3 de 2.14) para cualquier modelo del sistema, es una ventaja de este método ya que no está basado en un modelo en

particular. Otras ecuaciones con el requisito del vector propio izquierdo no nulo pueden usarse; sin embargo, el sistema de ecuaciones (2.14) presenta las mejores características numéricas para grandes sistemas [83, 84].

El colapso de tensión puede ser planteado también como un problema de optimización lo que permite el uso de técnicas bien conocidas para calcular el punto de bifurcación, como se discute en [105, 106], estas han sido utilizadas como complemento del método directo presentando las mismas desventajas.

Sistemas de ecuaciones similares a (2.14) se pueden obtener planteando el problema como un problema de optimización, inicialmente propuesto en [73]. De esta forma, el problema de colapso puede escribirse como:

$$\text{Min. } \lambda \tag{2.15}$$

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

Este problema puede resolverse usando la Lagrangiana

$$L(z, \lambda, w) = \lambda + w^T F(z, \lambda) \tag{2.16}$$

donde w corresponde a los multiplicadores de Lagrange. Por lo tanto, las condiciones necesarias para obtener una solución de (2.16) son:

$$\frac{\partial L}{\partial w} = F(z, \lambda) = 0$$

$$\frac{\partial L}{\partial z} = [J]^T w = 0 \tag{2.17}$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = w^T \frac{\partial F}{\partial \lambda}(z, \lambda) + 1 = 0$$

Estas ecuaciones son básicamente las mismas que en (2.14), con la excepción de la tercera, que es otra manera de garantizar un valor no nulo de w , que también corresponde a una de las condiciones de transversalidad de una bifurcación silla-nodo [71, 134].

2.5.3.2 Métodos para la obtención de las curvas P-V y Q-V

Existen dos métodos fundamentales para la obtención de las curvas P-V, el primero utilizado fue el método de flujos de cargas sucesivos para la obtención del punto crítico y posteriormente el flujo continuado.

2.5.3.2.1 Método de flujos sucesivos

Los flujos de cargas sucesivos se basan en soluciones múltiples de flujo de carga cuando varía la demanda de potencia del sistema, en cada estado se calculan los valores de tensiones, ángulos, la generación de activo y reactivo de los generadores. Este método tiene como inconveniente que a medida que se van agravando las condiciones del sistema, pueden presentarse problemas de convergencia, muchos autores han visto este problema como una limitante en la utilización de esta técnica para determinar el punto de máxima carga del sistema eléctrico.

2.5.3.2.1.1 Formulación matemática de Flujo de carga Newton-Raphson Formal

Tradicionalmente las técnicas de flujos de cargas de más alto grado de convergencia se han basado en el método de Newton-Raphson. En [145] Zamora Sorí detalla el basamento matemático del método. Los términos de la jacobiana del Newton Raphson quedan:

$$H_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} = V_k V_m (G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \text{cos} \theta_{km}) \quad (2.18)$$

$$H_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} = -Q_k - B_{kk} V_k^2 \quad (2.19)$$

$$N_{km} = V_m \frac{\partial P_k}{\partial V_m} = V_k V_m (G_{km} \text{cos} \theta_{km} + B_{km} \text{sen} \theta_{km}) \quad (2.20)$$

$$N_{kk} = V_k \frac{\partial P_k}{\partial V_k} = P_k + G_{kk} V_k^2 \quad (2.21)$$

$$J_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} = -V_k V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \operatorname{sen} \theta_{km}) \quad (2.22)$$

$$J_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} = P_k - G_{kk} V_k^2 \quad (2.23)$$

$$L_{km} = V_m \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} = V_k V_m (G_{km} \operatorname{sen} \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (2.24)$$

$$L_{kk} = V_k \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = Q_k - B_{kk} V_k^2 \quad (2.25)$$

En el punto límite del sistema eléctrico el determinante de la matriz jacobiana del sistema se hace cero, haciendo que en este punto se haga singular la matriz lo que afecta la convergencia del método y es la limitante para su utilización en la determinación del punto máximo y la región inestable de la curva P-V. Muchos especialistas asocian el límite de estabilidad estática del sistema al punto de no convergencia de los flujos de cargas, sin embargo, aunque esto ha sido aceptado por la comunidad científica, se han desarrollado métodos que permiten obtener con mayor grado de exactitud el punto de bifurcación y además la parte inestable de la curva P-V.

2.5.3.2.1.2 Flujo de carga Newton Raphson Acoplado Rápido

Los flujos rápidos, aunque se han desarrollado algoritmos basados en estas técnicas [38, 39], no han sido muy utilizados para la determinación del punto máximo por estabilidad de tensión. El paquete de programas PSX posee un flujo de carga que mantiene la jacobiana constante, se ha incluido la posibilidad de realizar el flujo sucesivo teniendo como método el Newton Raphson Acoplado Rápido (NRAR) y se ha demostrado que permite obtener puntos extremadamente cercanos al punto crítico.

Basándose en los términos de la matriz jacobiana para en NRF [145], para mantener constantes estos términos es necesario realizar las siguientes suposiciones:

- V_k y $V_m \approx 1.0$ pu
- $\cos(\theta_k - \theta_m) \approx 1.0$ y $\sin(\theta_k - \theta_m) \approx \theta_k - \theta_m \approx 0$ ya que la diferencia angular de una línea en condiciones normales de operación es muy pequeña.

Además, se dividen las expresiones de P_k y Q_k entre la tensión del nodo k . Aplicando todas las suposiciones antes vistas y optando el esquema de errores de corriente queda el problema formulado de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} \Delta P^{p-1} / V^{p-1} \\ \Delta Q^{p-1} / V^{p-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B^{serie} & G^{total} \\ G^{serie} & B^{total} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta^p \\ \Delta V^p \end{bmatrix} \quad (2.26)$$

y los términos de la jacobiana de (2.18) a (2.25) quedan:

$$B_{km}^{serie} = H_{km} = \frac{\partial P_k / V_k}{\partial \theta_m} = -B_{km} \quad B_{kk}^{serie} = H_{kk} = \frac{\partial P_k / V_k}{\partial \theta_k} = \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^n B_{km} \quad (2.27)$$

$$G_{km}^{total} = N_{km} = \frac{\partial P_k / V_k}{\partial V_m} = G_{km} \quad G_{kk}^{total} = N_{kk} = \frac{\partial Q_k / V_k}{\partial V_k} = G_{kk} \quad (2.28)$$

$$G_{km}^{serie} = J_{km} = \frac{\partial Q_k / V_k}{\partial \theta_m} = -G_{km} \quad G_{kk}^{serie} = J_{kk} = \frac{\partial Q_k / V_k}{\partial \theta_k} = \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^n G_{km} \quad (2.29)$$

$$B_{km}^{total} = L_{km} = \frac{\partial Q_k / V_k}{\partial V_m} = -B_{km} \quad B_{kk}^{total} = L_{kk} = \frac{\partial Q_k / V_k}{\partial V_k} = -B_{kk} \quad (2.30)$$

De esta forma queda formulada la base teórica del método de flujo de carga. A pesar de la muy buena característica de convergencia de este método existen múltiples técnicas para mejorarla. Las tres acciones más conocidas son:

1. Limitar los incrementos de tensión y ángulo en cada iteración.

2. Seleccionar buenos valores de arranque. Generalmente se emplea el arranque plano $1+j0$ para los nodos PQ y $V+j0$ para los PV. Esto a veces no ofrece buenos resultados por lo que sí se conocen valores anteriores deben usarse.
3. Los controles de reactivo en los nodos PV son adicionados al algoritmo de flujo de carga después de haberse alcanzado una convergencia inicial.

2.5.3.2.2 Método del flujo continuado

Los métodos continuados resuelven estas dificultades reformulando las ecuaciones de flujo de carga haciéndolas bien condicionadas para todas las condiciones de carga. Esto posibilita la solución de los flujos para todas las condiciones estables, el punto crítico y para las soluciones inestables, permitiendo trazar tanto la parte estable como la inestable de la curva P-V.

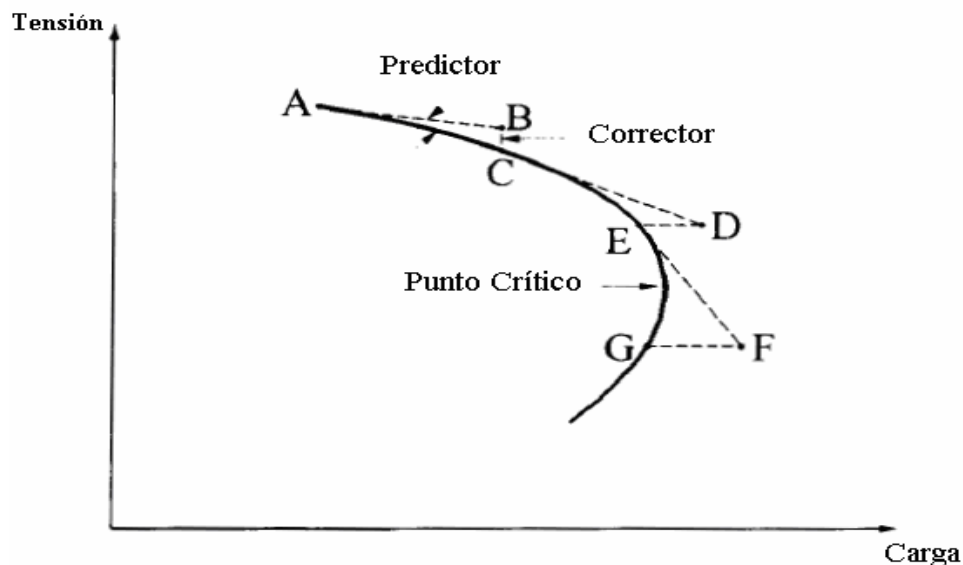


Figura. 2.9. Secuencia del flujo continuado

La estrategia usada en estos métodos es descrita en la figura 2.9. Los análisis de flujos de cargas continuos se basan en un proceso iterativo que incluye un paso predictor y uno corrector como se muestra en la figura. Para una condición inicial conocida (A), se obtiene una solución estimada (B) utilizando un paso predictor para un incremento de carga

determinado, luego se aplica el paso corrector para encontrar la solución exacta (C), este paso se basa en soluciones de flujos convencionales, asumiendo la carga constante. Nuevos valores de tensiones (D) son determinados utilizando un nuevo paso predictor para nuevas condiciones de carga, si este valor de carga está más allá del punto crítico el paso corrector a carga constante diverge y por tanto se necesita encontrar una solución a tensión constante (E). Como el límite de estabilidad de tensión ha sido alcanzado, el punto exacto de máxima carga se determina entonces utilizando predictores sucesivos incrementando la carga. El método continuado basado en esta técnica es conocido como parametrización local [81].

2.5.3.2.2.1 Formulación matemática

Las ecuaciones en las que se basan estos métodos son similares a las de los flujos de carga convencionales, solo con la excepción que el incremento de carga se adiciona como un parámetro. La reformulación de las ecuaciones de flujo de carga considerando el incremento de la carga puede describirse por (2.31).

$$F(\theta, V) = \lambda K \quad (2.31)$$

Donde:

λ es el parámetro de la carga

θ es el vector de ángulo de las tensiones

V es el vector de magnitudes de tensión

K es el vector que representa el por ciento de cambio de carga en cada nodo.

El conjunto de ecuaciones no lineales anteriores se resuelve especificando un valor de λ tal que

$$0 \leq \lambda \leq \lambda_{\text{crítico}}$$

Donde $\lambda = 0$ representa el caso base y $\lambda_{\text{crítico}}$ el punto de máxima carga del sistema.

La ecuación 2.31 puede ser escrita como

$$F(\theta, V, \lambda) = 0 \quad (2.32)$$

2.5.3.2.2.1.1 Paso predictor

En este paso se usa una aproximación lineal para obtener la próxima solución para un cambio en una de las variables de estado (θ, V, λ) . Tomando las derivadas en ambos lados de la ecuación 2.32, con las variables de estado correspondiendo a la solución inicial, se obtiene el siguiente conjunto de ecuaciones no lineales:

$$F_{\theta} d\theta + F_V dV + F_{\lambda} d\lambda = 0$$

$$\begin{bmatrix} F_{\theta} & F_V & F_{\lambda} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} d\theta \\ dV \\ d\lambda \end{bmatrix} = 0 \quad (2.33)$$

Con la inserción de λ como una variable desconocida en las ecuaciones de flujo de carga es necesario resolver una ecuación más. Esto se resuelve asignando el valor de 1 o -1 a uno de los componentes del vector tangente. Este componente es denominado *parámetro de continuación*. La ecuación 2.33 puede ser escrita

$$\begin{bmatrix} F_{\theta} & F_V & F_{\lambda} \\ \mathbf{e}_k \end{bmatrix} \begin{bmatrix} d\theta \\ dV \\ d\lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \pm 1 \end{bmatrix} \quad (2.34)$$

Donde \mathbf{e}_k es un vector fila con todos sus elementos iguales a cero excepto el k^{th} (que corresponde con el parámetro de continuación) que es igual a uno. Inicialmente el parámetro de carga λ es elegido como parámetro de continuación y su elemento correspondiente en el vector tangente es puesto en uno. Durante los subsiguientes pasos predictores, por razones que se expondrán posteriormente, el parámetro de continuación es variado, eligiendo la variable de estado con mayor cambio cerca de la solución encontrada y el signo de esta pendiente determina el signo del elemento correspondiente en el vector

tangente. Cuando se alcanza la máxima carga, generalmente la tensión es la variable con mayor variación.

Una vez que el vector tangente es alcanzado, la predicción de la próxima solución está dada por:

$$\begin{bmatrix} \theta \\ V \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \theta_0 \\ V_0 \\ \lambda_0 \end{bmatrix} + \sigma \begin{bmatrix} d\theta \\ dV \\ d\lambda \end{bmatrix} \quad (2.35)$$

Los subíndices cero identifican las variables de estado en el comienzo del paso predictor. El tamaño del paso σ se elige de manera que existan soluciones para un parámetro de continuación especificado. Si para un tamaño del paso no se encuentran soluciones en la etapa correctora, este se reduce hasta que se encuentre la solución.

Otro tipo de predictor con parametrización utilizado para llevar el sistema alrededor de la singularidad del punto de colapso es el método de la longitud de arco. Esta técnica está basada en la idea de que las variables del sistema y los parámetros en los puntos de equilibrio pueden representarse como una función de la longitud de arco s del perfil del sistema [71].

Finalmente, un método predictor más simple que no requiere parametrización es el método de la secante, que se usó en el análisis del colapso de sistemas eléctricos en [71]. Esta técnica consiste en aproximar el vector tangente $dz/d\lambda$ usando dos o más puntos determinados previamente en el perfil del sistema.

2.5.3.2.2.1.2 Paso corrector

En el paso corrector, el sistema de ecuaciones originales 2.32, es argumentado por una ecuación que especifica la variable de estado seleccionada como parámetro de continuación, por tanto el nuevo sistema de ecuaciones es:

$$\begin{bmatrix} F(\theta, V, \lambda) \\ \mathbf{x}_k - \eta \end{bmatrix} = [0] \quad (2.36)$$

En la ecuación 2.36, x_k es la variable de estado seleccionada como parámetro de continuación y η un valor pronosticado de dicha variable. El sistema de ecuaciones puede ser resuelto solo con ligeras modificaciones al método de flujo de carga que se basa en la técnica de Newton-Raphson y la introducción de una ecuación adicional para x_k evita la singularidad de la matriz jacobiana en el punto crítico. El análisis del flujo continuado puede continuarse más allá del punto crítico y obtener además soluciones en la parte inestable de la curva P-V.

El componente tangente de λ ($d\lambda$) es positivo en la parte superior de la curva P-V, cero en el punto crítico y negativo en la parte inestable de la curva P-V. Por esto el signo de $d\lambda$ indicará si ha sido alcanzado o no el punto crítico.

Si el parámetro de continuación es el incremento de carga, el paso corrector será una línea vertical (segmento BC, figura 2.4), si por otro lado es seleccionado la variación de la tensión como parámetro de continuación, el paso corrector será una línea horizontal (DE).

2.5.3.2.2 Selección del parámetro de continuación

La selección de un parámetro de continuación adecuado es muy importante en las etapas correctoras. Una selección errónea de estos parámetros puede causar que no se encuentren soluciones. Por ejemplo, la selección del incremento de carga como parámetro de continuación en las cercanías del punto crítico puede provocar que diverja la solución si la carga estimada es superior a la máxima, sin embargo, cuando se utiliza la magnitud de la tensión como parámetro de continuación la solución puede fallar si se utilizan grandes variaciones de ésta. Una buena práctica para la selección del parámetro de continuación es seleccionar la variable de estado que mayor cambio tenga cerca de la solución dada [71].

2.6 Conclusiones Parciales

1. La teoría de la bifurcación se utiliza para caracterizar el comportamiento del sistema en el punto de colapso de tensión. La estabilidad de tensión está asociada a tres tipos de bifurcaciones. Dentro de los estudios estáticos pueden

ser determinadas dos, la bifurcación de nodo-silla que se asocia a singularidades de la matriz jacobiana del sistema y la de límite inducido que se asocia con el alcance de los límites de reactivo de todas las fuentes del sistema. En el caso de los estudios dinámicos una oscilación creciente de las magnitudes de la tensión se relaciona con la bifurcación Hopf.

2. La modelación del sistema juega un papel fundamental en los estudios de estabilidad de tensión. Se hacen consideraciones especiales para el caso de los nodos de generación con vistas a obtener resultados más cercanos a la realidad.
3. Muchos de los programas computacionales dedicados al análisis de la estabilidad de tensión consideran la carga como potencia constante, sin embargo esta tiene una influencia vital en el fenómeno del colapso de tensión. En Cuba, debido a las características de su sistema eléctrico, se hace necesario considerar las variaciones de la carga e incluir su modelación en los algoritmos para la determinación del límite por estabilidad de tensión. Además de esto, la modelación de la carga introduce cambios en los criterios de parada utilizados tradicionalmente al no coincidir el punto de máxima carga con el punto de bifurcación estática o punto de estabilidad de tensión.
4. Varios métodos se han desarrollado para la determinación del margen de carga, dentro de estos los flujos continuados presentan una ventaja fundamental respecto a los basados en flujos sucesivos ya que no se ven afectados por la singularidad de la matriz jacobiana en el punto crítico, a costa de un mayor tiempo de cálculo.

III. TÉCNICA PROPUESTA.
FUNDAMENTACIÓN,
VALIDACIÓN Y
APLICACIÓN

CAPÍTULO 3 “TÉCNICA PROPUESTA. FUNDAMENTACIÓN, VALIDACIÓN Y APLICACIÓN.”

3.1 Introducción

Las partes estables de las curvas P-V y Q-V pueden ser fácilmente calculadas basadas en los flujos de cargas convencionales. En este caso, las demandas son incrementadas a factor de potencia constante hasta que diverja en flujo de carga. La tensión terminal de los generadores se mantienen constantes mientras el reactivo necesario para mantener estas tensiones esté dentro de los límites del generador, una vez alcanzados estos límites el nodo es tratado como un nodo de carga más.

Una desventaja que redujo la aplicación de estos flujos para determinar el punto crítico del sistema es que estos divergen antes de llegar al mismo y no es posible obtener la parte inestable de la curva P-V [81, 97, 98, 112, 130, 134]. La curva Q-V puede ser fácilmente obtenida conectando un generador ficticio en el nodo (esta técnica es usada como una parametrización de los flujos continuados). En este capítulo se describe un método implementado para la determinación del punto crítico por estabilidad de tensión basado en soluciones sucesivas de flujos de cargas, que con la inclusión de la dependencia de la carga con la tensión, permite obtener con buena exactitud el punto de máxima carga del sistema y la parte inestable de la curva P-V.

Además en este capítulo se exponen los principales resultados de las pruebas realizadas para validar las técnicas propuestas. Se comparan los resultados obtenidos con los métodos implementados en el PSX con los obtenidos con el software PSAT y otros usados en la bibliografía para esquemas patrones de la IEEE. Se analiza un esquema simple (Anexo 1) y los esquemas de 6 nodos (Anexo 1), 14 nodos, 25 nodos y 39 nodos, además se realizan estudios al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para demostrar la aplicabilidad de la técnica propuesta.

La descripción de la metodología usada por PSAT para la determinación del punto de máxima carga se presenta en [95, 96]. Esta se basa en un flujo de continuación con dos técnicas predictoras. En este programa se modela la carga como potencia constante, no permite la modelación de la carga dependiente con la tensión para estudios de este tipo.

3.2 Metodología propuesta

La metodología desarrollada se basa en la inclusión de la modelación de la carga en las ecuaciones de flujo de carga. Con esta consideración se obtiene de forma exacta el punto crítico por estabilidad de tensión, además permite la obtención del punto de máxima carga y la parte inestable de la curva P-V.

3.2.1 Inclusión de la modelación de la carga en las ecuaciones del flujo de potencia

En el capítulo anterior se expresaron las limitantes de la utilización de los flujos sucesivos en la determinación del punto crítico y la zona inestable de las curvas P-V. A continuación se exponen las modificaciones realizadas a las ecuaciones de los flujos de carga al incluir en sus ecuaciones la dependencia de la carga con la tensión.

3.2.1.1 Inclusión de la modelación de la carga en las ecuaciones del flujo de potencia del Newton Raphson Formal.

Los términos que caracterizan la dependencia de la potencia activa y reactiva con la tensión son incluidos en los términos N_{kk} y L_{kk} de la matriz jacobiana de los flujos de potencia respectivamente.

Las ecuaciones de ΔP_k y ΔQ_k para los nodos de carga son las siguientes [11, 145]:

$$\Delta P_k = P_k^{sp} - P_k \quad (3.1)$$

$$\Delta Q_k = Q_k^{sp} - Q_k \quad (3.2)$$

Donde:

P_k^{sp} y Q_k^{sp} son las potencia activa y reactiva de la carga conectada al nodo

P_k y Q_k son las potencias que entran o salen del nodo, descritas en [11, 81, 126, 145].

Tradicionalmente los estudios de flujos de cargas han considerado la carga como potencia constante, sustituyendo estas consideraciones en las ecuaciones 3.1 y 3.2 quedaría

$$\Delta P_k = -P_c - P_k \quad \text{y} \quad \Delta Q_k = -Q_c - Q_k \quad (3.3)$$

En la ecuación anterior se considera que no existe ningún dispositivo de compensación de reactivo conectado al nodo k . Los términos de la jacobiana que relacionan las $\frac{\partial P_k}{\partial V_k}$ y $\frac{\partial Q_k}{\partial V_k}$ coinciden con las ecuaciones 2.21 y 2.25 respectivamente. Sin embargo si se considera la modelación de la carga descrita por la ecuación 2.2 y se sustituye en 3.1 y 3.2 quedaría.

$$\Delta P_k = -P_o \left(\frac{V_k}{V_{ko}} \right)^{np} - P_k \quad \text{y} \quad \Delta Q_k = -Q_o \left(\frac{V_k}{V_{ko}} \right)^{nq} - Q_k \quad (3.4)$$

Los términos de la jacobiana que relacionan las $\frac{\partial P_k}{\partial V_k}$ y $\frac{\partial Q_k}{\partial V_k}$ ahora quedarían

$$N_{kk} = V_k \frac{\partial \Delta P_k}{\partial V_k} = P_k + G_{kk} V_k^2 + P_{ck0} \left(\frac{V_k}{V_{k0}} \right)^{np} \quad (3.5)$$

$$L_{kk} = V_k \frac{\partial \Delta Q_k}{\partial V_k} = Q_k - B_{kk} V_k^2 + Q_{ck0} \left(\frac{V_k}{V_{k0}} \right)^{nq} \quad (3.6)$$

Según la teoría de la estabilidad de tensión el punto de máxima carga se asocia con singularidades de la matriz jacobiana debido a que en este punto la $\frac{dV_k}{dQ_k}$ se hace cero. La inclusión de la modelación de la carga en los elementos de la jacobiana hace que esta no se haga singular en el punto crítico y por tanto permite soluciones exactas y en la región inestables de la curva P-V.

3.2.1.2 Inclusión de la modelación de la carga en las ecuaciones del flujo de potencia del Newton Raphson Acoplado Rápido

El método NRAR forma y factoriza la matriz en la primera iteración, es por esto que no puede considerarse la variación de las potencias activas y reactivas con la tensión dentro de los términos de la matriz jacobiana del sistema eléctrico. La solución a esta problemática se resuelve obteniendo una solución a potencia constante y recalculando la potencia de la carga según el coeficiente que caracteriza la misma. Una descripción gráfica de esta solución se muestra en la siguiente figura.

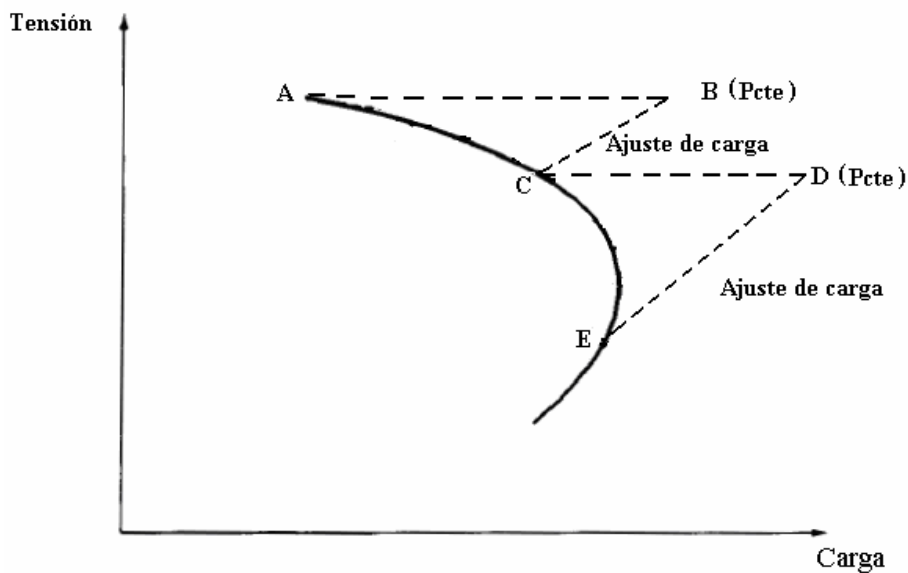


Figura 3.1 Descripción de la obtención del punto crítico considerando la variación de la carga con la tensión para el NRAR.

Los puntos **B** y **D** son soluciones obtenidas a potencia constante según la ecuación 3.7

$$P_{cf} = P_{ci} + \lambda_0 P_{ci} \tag{3.7}$$

Donde:

P_{cf} es la potencia obtenida considerando la carga a potencia constante.

P_{ci} es la potencia inicial de la carga.

λ_0 es el incremento inicial de carga.

A partir de los valores de tensión obtenidos para los puntos **B** y **D** se calcula el valor real de la carga según la ecuación 2.2, el valor de potencia calculado es el valor inicial de la siguiente iteración.

3.2.2 Determinación del punto de máxima carga

La metodología implementada permite obtener a partir de un caso base el punto de colapso de tensión asociado a bifurcaciones de nodo-silla. Además de esto permite el trazado de las curvas P-V y Q-V para todos los nodos del sistema.

A partir de una condición inicial de operación se busca el punto de máxima carga de la red (ecuación 3.7). Si al ejecutar el flujo de carga, por cualquiera de los dos métodos descritos anteriormente, existe convergencia se busca un nuevo valor de P_{cf} , siendo ahora P_{ci} la P_{cf} anterior y así se repite el proceso hasta que $P_{cf} < P_{ci}$ para cargas variables con la tensión o existan problemas de convergencia para cargas de potencia constante.

En el punto donde se cumplan alguna de las dos condiciones anteriores se va reduciendo el paso hasta que este sea menor que la tolerancia definida por el usuario.

La reducción del incremento de carga se realiza de acuerdo con la ecuación 3.8

$$\lambda_0 = \frac{\lambda_0}{2} \quad (3.8)$$

Cuando se encuentra la solución final es necesario determinar la reserva de carga según la ecuación 3.9.

$$R = \frac{P_{cf} - P_{ci}}{P_{cf}} \cdot 100 \quad (3.9)$$

3.2.2.1 Variación de la generación en los nodos PV

Considerar que toda la potencia demandada por la carga se suministra por el nodo de balance puede hacer que se presenten problemas de convergencia asociados a estabilidad sincrónica antes de que se presente un problema de estabilidad de tensión, además se aleja de lo que físicamente ocurre en un sistema eléctrico. Por eso se hace necesario también variar la potencia entregada por los nodos PV.

El incremento de la generación en los nodos con capacidad para entregar más potencia activa se hace de acuerdo a la ecuación 3.10.

$$\Delta P_{G_n} = \frac{(P_{MAX_n} - P_{G_n})}{\sum_{n=1}^n (P_{MAX_n} - P_{G_n})} * \Delta P_C \quad (3.10)$$

Donde:

ΔP_{G_n} es la variación de generación activa del generador n .

ΔP_C es la variación de la demanda activa total de la carga.

P_{MAX_n} la potencia activa máxima disponible del generador n .

P_{G_n} es la potencia activa generada por el generador n .

Como se observa en la ecuación 3.10 la potencia activa que toma cada generador depende de la reserva que tenga este. Si se consideran los límites de potencia activa de las máquinas cuando alguna de estas llega a su valor máximo se fija en este y ya no se incrementa más su potencia activa.

Por el contrario si se desprecian los límites de potencia activa el comportamiento de cada máquina solo depende de su potencia activa máxima como lo describe la ecuación 3.11.

$$\Delta P_{G_n} = \frac{(P_{MAX_n})}{\sum_{n=1}^n (P_{MAX_n})} * \Delta P_C \quad (3.11)$$

Los límites de reactivo se consideran como tradicionalmente lo hacen los flujos de carga.

3.2.3 Determinación del punto de estabilidad de tensión o punto de bifurcación estática

Si se considera la carga variable con la tensión pueden obtenerse soluciones donde la potencia final sea superior a la iteración anterior y sin embargo el punto está en la zona inestable de la curva P-V y también soluciones donde el punto de estabilidad por tensión se produzca a valores de tensiones y potencias más bajos que el punto de máxima carga. La figura 3.2 describe la primera de estas dos condiciones.

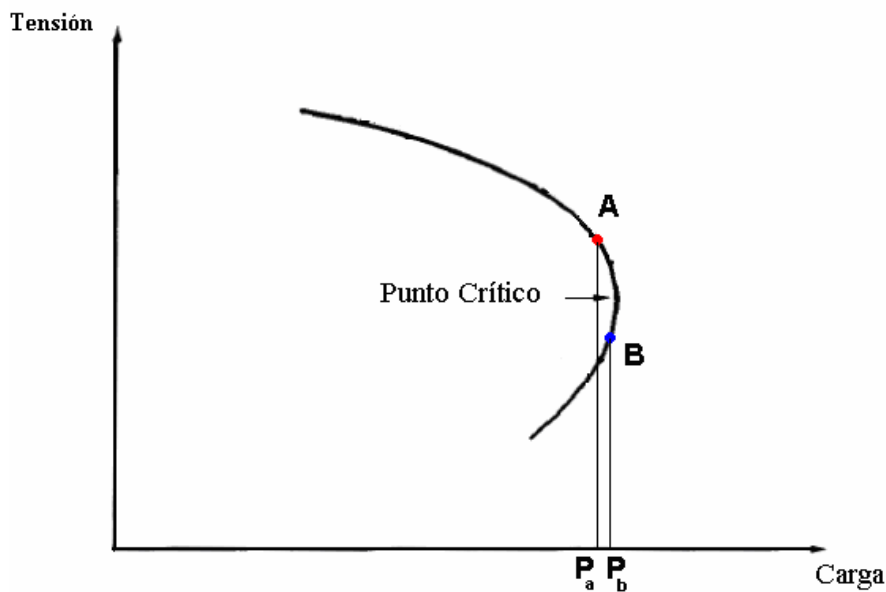


Figura 3.2 Solución del flujo sucesivo

El punto *A* es un punto intermedio en la solución del flujo sucesivo, para un incremento de carga dado se obtiene como solución el punto *B*, este punto aunque la carga es mayor que la del punto anterior no corresponde con una solución válida pues puede estar en la zona inestable de la curva P-V.

Lo expuesto en el acápite 2.3, conjuntamente con lo planteado en el párrafo anterior, hace necesaria la comprobación de si el punto es estable o no para discernir entre el punto de máxima carga y el punto de estabilidad de tensión e introducirlo como criterio de parada del algoritmo de determinación del punto crítico.

Cuando lo que desea obtener es el punto de estabilidad de tensión se incrementa la carga según la ecuación 3.7. Cuando en el proceso de cálculo la solución está cerca del punto crítico, aplicándose por primera vez la ecuación 3.8, se introduce como criterio de parada el valor de las sensibilidades V-Q, calculándose según lo descrito en 2.5.1. Si alguna de las sensibilidades calculadas tiene signo negativo, el sistema se encuentra en la región inestable, se reduce el incremento de carga mediante la ecuación 3.8 hasta que todas las sensibilidades sean positivas. Si por el contrario las sensibilidades son positivas, el punto de operación está en la región estable, se incrementa entonces la carga hasta que el valor de una de estas sea negativo.

La variación de la generación durante el proceso de cálculo se realiza de la misma forma que lo mostrado en el acápite 3.2.2.1.

3.2.4 Obtención de los límites de transferencias

Los límites de transferencias se obtienen disminuyendo la generación en una zona del sistema y aumentándola en otra para servir la misma carga. La disminución de la generación de cada generador depende de la diferencia que exista entre la potencia generada y el límite mínimo establecido para esta máquina y se realiza según la ecuación 3.12.

$$\Delta P_{G_n} = -\frac{(P_{G_n} - P_{MIN_n})}{\sum_{n=1}^n (P_{G_n} - P_{MIN_n})} * \Delta P_{gz} \quad (3.12)$$

Donde:

ΔP_{G_n} es la variación de generación activa del generador n .

ΔP_{gz} es la disminución de la generación activa total de la zona z .

P_{MIN_n} es el límite mínimo de potencia activa que puede el generador n .

P_{G_n} es la potencia activa generada por el generador n .

Si no se tiene en cuenta la restricción de considerar los límites de potencia activa, la generación de cada generador varía según la ecuación 3.13 hasta que no existan más posibilidades de reducir la generación en la zona importadora.

$$\Delta P_{G_n} = -\frac{(P_{MIN_n})}{\sum_{n=1}^n (P_{MIN_n})} * \Delta P_{gz} \quad (3.13)$$

El incremento de generación de cada generador de la zona exportadora considerando los límites máximos de potencia activa se realiza según la ecuación 3.14.

$$\Delta P_{G_n} = \frac{(P_{MAX_n} - P_{G_n})}{\sum_{n=1}^n (P_{MAX_n} - P_{G_n})} * \Delta P_{gy} \quad (3.14)$$

Donde:

ΔP_{G_n} es la variación de generación activa del generador n .

ΔP_{gy} es el incremento de la generación activa total de la zona y

P_{MAX_n} la potencia activa máxima disponible del generador n .

P_{G_n} es la potencia activa generada por el generador n .

Si se desprecian los límites de potencia activa el comportamiento de cada máquina solo depende de su potencia activa máxima como lo describe la ecuación 3.15.

$$\Delta P_{G_n} = \frac{(P_{MAX_n})}{\sum_{n=1}^n (P_{MAX_n})} * \Delta P_{gv} \quad (3.15)$$

El proceso de cálculo se detiene cuando se agoten las posibilidades de reducción de potencia generada en la zona receptora.

3.2.5 Análisis Modal

La aplicación del análisis modal es útil para determinar una vez alcanzado el punto de colapso las áreas críticas por estabilidad de tensión y los elementos que más contribuyen a la ocurrencia del fenómeno. Para esto se determinan los valores propios y sus correspondientes vectores propios derecho e izquierdo. Un valor propio muy cercano a cero indica que el régimen se encuentra en un punto muy cercano al punto de colapso y un valor propio menor que cero indica que el régimen se encuentra en una zona inestable de tensión.

En los análisis de estabilidad de tensión el análisis modal consiste en la determinación de los valores propios y vectores propios de la matriz jacobiana reducida definida en la ecuación (2.6)

En [81] se relacionan dos métodos para la determinación de los valores propios dominantes de J_R . Es de interés la obtención de los menores valores propios los cuales corresponden con los mayores valores propios de J_R^{-1} . En la técnica propuesta se implementó el algoritmo *LOPSI* aplicado a J_R^{-1} .

3.2.5.1 Cálculo de valores propios. Algoritmo *LOPSI*

Los métodos de iteración simultánea son adecuados para el cálculo en matrices asimétricas reales de los valores propios dominantes y sus correspondientes vectores propios. El método *LOPSI* permite el cálculo exacto de los valores propios de una matriz más pequeña que la matriz jacobiana de los flujos de carga, dependiendo del número de valores propios a calcular. El proceso de cálculo puede repetirse para obtener en la misma iteración los

valores propios dominantes, sus correspondientes vectores propios derechos e izquierdos, esto se logra repitiendo el proceso ahora para la matriz transpuesta.

Es impráctico e innecesario la obtención de todos los valores propios de la matriz J_R , por otro lado determinar solo el valor propio dominante no es suficiente pues usualmente existen modos asociados a varias partes del sistema. En la práctica sería aconsejable determinar entre 5 y 10 valores propios dominantes [81].

El procedimiento de cálculo del algoritmo **LOPSI** es el siguiente [81]:

- 1) Seleccionar vectores de prueba iniciales r $R = [R_1, R_2, \dots, R_r]$.
- 2) Premultiplicar R por J_R^{-1} , $S = J_R^{-1} \cdot R$.
- 3) Determinar $G = R^T R$ y $H = R^T J_R^{-1}$.
- 4) Determine B a partir de $G \cdot B = H$.
- 5) Calcule los valores propios de B . Aquí puede aplicarse cualquiera de los métodos matemáticos para el cálculo de valores propios. En el trabajo se utilizó la transformación Q-R.
- 6) Determine $W = S \cdot T$. Donde W es la matriz de los vector propio derechos de B .
- 7) Hacer $R = W^*$ donde $W^* = W$ normalizado, de manera que el elemento mayor del vector propio derecho es igual a uno.
- 8) Chequear convergencia, si converge terminar, sino pasar a 2).

La convergencia del algoritmo **LOPSI** depende de $|\lambda_r / \lambda_{r+1}|$. Si es necesario determinar un número m de valores propios dominantes, se recomienda hacer r mayor que m [81].

3.2.5.1.1 Factores de participación de los nodos

La participación relativa de la barra k en el modo i está dada por el factor de participación del nodo. Este se expresa (3.16):

$$P_{ki} = \xi_{ki} \eta_{ik} \quad (3.16)$$

Donde:

ξ_{ki} es el valor del elemento de la matriz de vectores propios izquierdo correspondiente al nodo k en el modo i .

η_{ik} es el valor del elemento de la matriz de vectores propios derecho correspondiente al nodo k en el modo i .

Los factores de participación de los nodos determinan las áreas asociadas con cada modo. La suma de todos los factores de participación en cada nodo es igual a uno pues los vectores propios derecho e izquierdo han sido normalizados. El valor del factor de participación determina la efectividad de las medidas aplicadas en ese nodo.

Existen generalmente dos tipos de modos. El primero es con pocos nodos con valores altos de factores de participación y el resto de los nodos con valores cercanos a cero. Esto indica que el problema de estabilidad de tensión se encuentra muy bien localizado. El otro modo es con muchos nodos con valores similares y el resto cercano a cero, indicando en este caso que el problema no está bien localizado y el problema de tensión involucra a gran parte del SEP.

3.2.5.1.2 Factores de participación de los elementos series

El factor de participación de los elementos series está dado por (3.17)

$$P_{ji} = \frac{\Delta Q_{perd_j}}{\Delta Q_{perd_{MÁXIMO}}} \quad (3.17)$$

Donde:

ΔQ_{perd_j} variación de pérdidas de reactivo en el elemento j

$\Delta Q_{perd_{MÁXIMO}}$ variación máxima de pérdidas de todos los elementos series.

Los factores de participación de los elementos series indican que elemento consume mayor potencia reactiva en respuesta a un incremento de la demanda de reactivo de la carga. Elementos con altos factores son considerados elementos importantes o elementos fuertemente cargados. Estos factores permiten la adopción de medidas que eviten o alivien el colapso de tensión y además pueden ser usados para la obtención de un ordenamiento de contingencias.

3.2.5.1.3 Factores de participación de los generadores

La determinación de los factores de participación de los generadores es similar a la de los elementos series, en este caso se obtienen las variaciones de ángulo y la tensión de cada máquina para obtener la variación de potencia reactiva. Por tanto el factor de participación de los generadores está dado por (3.18):

$$P_{mi} = \frac{\Delta Q_{G_m}}{\Delta Q_{G_{MÁXIMO}}} \quad (3.18)$$

Donde:

ΔQ_{G_m} Variación de la entrega de reactivo en la máquina m

$\Delta Q_{G_{MÁXIMO}}$ Variación máxima de todas las máquinas.

Este factor indica que generadores entregan mayor potencia reactiva en respuesta a una variación de la misma en el sistema. Son útiles para determinar la mejor ubicación de la reserva de potencia reactiva por cada máquina para aumentar el margen a la estabilidad de tensión.

3.2.6 Pasos de la metodología para el análisis de la estabilidad de tensión

La metodología para la realización de estudios de estabilidad de tensión puede resumirse en los siguientes pasos:

- I. **Selección del caso base.** Modelación estática del SEP. Selección de los coeficientes que caracterizan la carga con la tensión.
- II. **Definición los principales parámetros de la simulación.** Incremento inicial de carga, la zona a variar, los generadores que aportarán potencia activa a los incrementos sucesivos de carga, la aplicación o no de las restricciones a los límites de reactivo de las máquinas y el error permisible del flujo sucesivo y los flujos de carga.
- III. **Selección de la condición crítica a obtener.**
 - 1) **Punto de máxima carga.** Se obtiene el estado de operación donde la carga en el sistema es máxima.
 - 2) **Punto de bifurcación estática o punto crítico por estabilidad de tensión.** Permite obtener el límite de estabilidad del sistema. Para cargas variables con la tensión no coincide con el punto de máxima carga.
 - 3) **Zona inestable de la curva P-V.** Permite el trazado completo de la curva P-V.
 - 4) **Límites de transferencia.** Permite determinar los límites de transferencia por los principales enlaces del SEP.

Se han desarrollado tres algoritmos para la obtención de las condiciones críticas descritas anteriormente.

- Método basado en el NRAR.
- Método basado en el NRF.
- Combinar ambos métodos. Una vez alcanzado el punto crítico con el NRAR pasar automáticamente a buscar soluciones con el NRF.

Para cada una de las variantes a estudiar existen diferentes criterios de parada.

1. **Obtención del punto de máxima carga.** El criterio de parada responde a un decremento de la potencia activa en la iteración siguiente.
 2. **Obtención del punto crítico por estabilidad de voltaje.** El criterio de parada se basa en el índice de las sensibilidades V-Q. Se incrementa la carga hasta que una de las sensibilidades V-Q de los nodos sea negativa.
 3. **Obtención de la región inestable de la curva P-V.** El criterio de parada se basa en tres aspectos:
 - Cuando la tensión sea menor que el 10 % del valor nominal.
 - Cuando la potencia activa de alguno de los nodos de carga sea despreciable.
 - Cuando el factor del incremento de carga (λ) sea menor que la tolerancia definida para el flujo sucesivo.
 4. **Determinación de los límites de transferencia.** Se detiene el proceso de cálculo cuando la posibilidad de reducir generación en la zona receptora se hace cero.
- IV. **Análisis modal.** Se determinan los valores propios asociados a tres modos dominantes ordenados de menor a mayor valor. Se calculan:
- a) **Factores de participación de los nodos.** Permiten determinar las áreas críticas y los nodos de mayor participación en la estabilidad de tensión.
 - b) **Factores de participación de los elementos series.** Permite elaborar un ordenamiento de contingencias por estabilidad de tensión. Además permite identificar posibles elementos para la toma de medidas correctivas.
 - c) **Factores de participación de los generadores.** Permite identificar la mejor ubicación para la reserva de reactivo y muestra los generadores que alcanzan sus límites de reactivo.
- V. **Resultados tabulares.** Brinda información valiosa sobre el SEP.
1. **Reporte general**

- 1) Brinda los resultados generales del caso en el punto crítico. Estos mismos resultados se desglosan por zonas.
- 2) Resumen de elementos críticos. Muestra un resumen que permite analizar las principales variables del sistema. Es útil para discernir si el problema existente es de tensión o ángulo.
 - Elementos series con mayores defasajes angulares.
 - Líneas con transferencias mayores al 10 % de la potencia máxima de sincronismo.
 - Nodos con mayores y menores valores de tensión.
 - Valores extremos de tensión y ángulo.

2. Elemento crítico del flujo sucesivo.

- Nodo de tensión mínima.
- Rama crítica.
- Nodos de mínimo y máximo ángulo. Defasaje máximo entre nodos.
- Nodo de reserva mínima.

3. Resultados del Análisis Modal. Brinda los factores de participación de todos los elementos asociados al modo analizado. Se muestra además tres valores propios dominantes lo que permite verificar la exactitud de la simulación realizada.

VI. **Resultados gráficos.** Se muestran las gráficas de las potencias activas y reactivas consumidas por la carga contra la tensión y el ángulo, de igual forma se grafican las potencias activas y reactivas generadas contra la tensión y el ángulo.

Una vez obtenidos todos los resultados puede calcularse el margen de carga para las contingencias más críticas según los factores de participación de los elementos series y además evaluar la influencia de la variación de la reserva de potencia reactiva por zonas en el margen de carga calculado.

La siguiente figura muestra la forma principal de la metodología implementada.

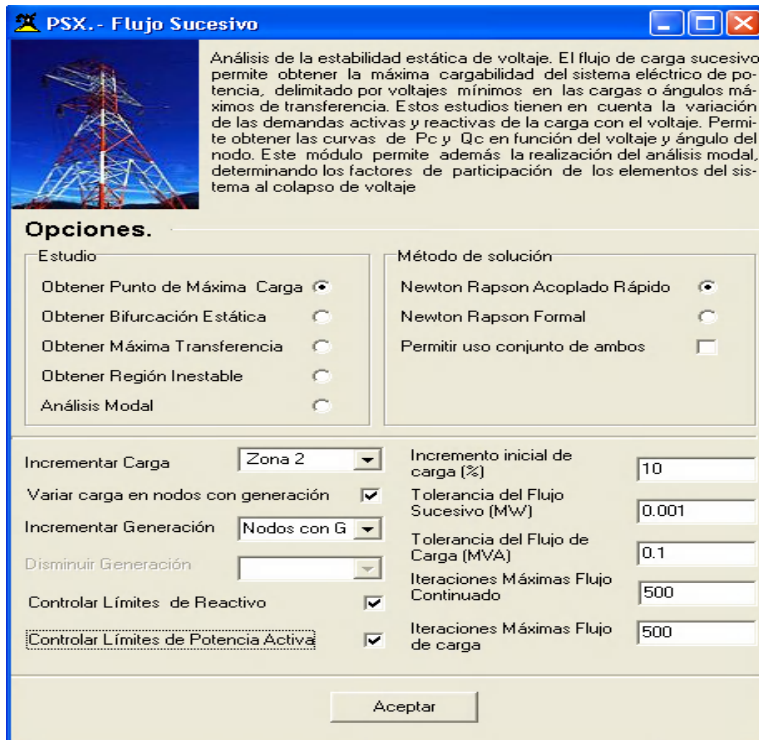


Figura 3.3 Forma principal del estudio de estabilidad de tensión.

3.3 Validación de la técnica propuesta. Validación con esquemas patrones de la IEEE y pruebas al SEN

Uno de los pasos importantes en el desarrollo de nuevas metodologías es el proceso de validación. Los resultados de los algoritmos implementados han sido comparados con algoritmos similares y probados con esquemas patrones de la IEEE.

3.3.1 Análisis del esquema de 14 Nodos de la IEEE

El esquema patrón de la IEEE-14, Anexo II, figura A-2.1, ha sido utilizado para la validación de índices y algoritmos de análisis de la estabilidad de tensión. Una de las prácticas comúnmente usadas es la simulación de casos bases así como determinar el margen de carga ante la ocurrencia de contingencias. En [29, 97] se analiza este esquema para el caso base así como para las líneas 2-3 y 2-4 fuera de servicio considerando los límites de activo y reactivo de las unidades generadoras. En estos artículos se utilizan para la determinación del margen de carga el programa UWPFLOW y el programa PSAT

respectivamente, ambos de amplio prestigio a nivel internacional. Los datos de este régimen aparecen detallados en [29]. Se realizaron simulaciones además con el PSAT, las tolerancias de los flujos sucesivos del PSX y del flujo continuado del PSAT fueron de 0.00001 MVA para cada caso. La tabla 3.1 muestra los resultados alcanzados con las simulaciones realizadas.

Tabla 3.1 Comparación de los resultados obtenidos en las pruebas realizadas.

Contingencia	[29, 97] λ_{crit}	PSAT λ_{crit}	PSX R λ_{crit}	PSX F λ_{crit}	Error (%)
Sin Considerar límites de reactivo	-----	3,9734	3,9822	3,9830	-0,24
Considerando límites de reactivo	1,721	1,721	1,7328	1,7328	-0,7
L 2-4	1,5424	1,5424	1,5471	1,5471	-0,3
L 2-3	1,2837	1,283	1,5723	1,5723	0,661

Como se aprecia en la tabla anterior para todos los casos analizados se obtienen buenos valores de exactitud, en todos los casos con errores inferiores al 1%. La determinación de los errores se realiza considerando como valor verdadero el obtenido con el PSAT.

Se observa también que los resultados obtenidos por los dos métodos implementados en el PSX, el basado en el NRF (PSX F) y el basado en el NRAR (PSX R) son prácticamente idénticos. En [145] se realiza una comparación entre el comportamiento de los métodos rápidos y el formal para valores elevados del incremento de carga en cuanto a la velocidad de cálculo. Para esquemas pequeños y valores no muy elevados, los métodos rápidos presentan menores valores de velocidad de convergencia.

Hasta el momento las contingencias analizadas has sido las salidas de líneas. En [7] se obtienen los puntos de máxima carga para las salidas de unidades generadoras con la simulación de un flujo de continuación sin considerar los límites de reactivo de las

unidades generadoras. La comparación de los resultados con los obtenidos con el PSX se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 3.2. Resultados obtenidos para la simulación de la salida de unidades generadoras en el esquema de 14 nodos IEEE

CONTINGENCIA	PSX R			Artículo [7]		
	Nodo crítico	V(pu)	λ_{crit}	Nodo crítico	V(pu)	λ_{crit}
Caso Base	5	0,678	3,983	5	0,688	3,97
Salida del generador 2	5	0,75	2,814	5	0,7283	2,801
Salida del generador 3	3	0,5987	2,903	3	0,6236	2,89
Salida del generador 6	14	0,554	2,544	14	0,5284	2,513
Salida del generador 8	9	0,589	3,463	9	0,5913	3,45

La contingencia más severa es la salida del generador 6, la diferencia de los resultados obtenidos es de 0,031 lo que representa un error de 1,2 %. La siguiente figura muestra las curvas P-V para los nodos de carga del sistema IEEE-14 para esta contingencia. La no obtención de la parte inestable de la curva para el caso de las simulaciones con el PSX se debe a la modelación de la carga a potencia constante.

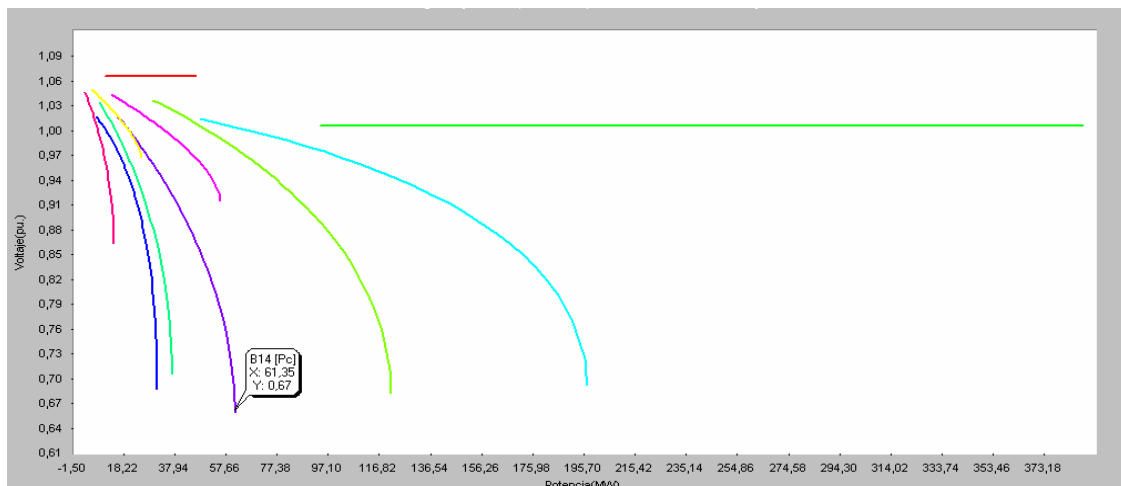


Figura 3.4. Curvas P-V de los nodos de carga del esquema de 14 nodos de la IEEE. Programa PSX.

De la misma manera se realizan comparaciones para la salida de cada uno de los elementos series en la tabla 3.3 obteniéndose excelentes resultados. Para el cálculo del error se consideró como valores verdaderos los mostrados en la bibliografía.

Tabla 3.3 Comparación de los resultados obtenidos la salida de cada elemento del sistema de 14 nodos de la IEEE

PSX R		Artículo [7]					
LÍNEAS							
Elemento	Nodo Crítico	Tensión (kV)	λ_{crit}	Nodo Crítico	Tensión (kV)	λ_{crit}	Error (%)
L1	5	0,68	3,385	5	0,666	3,376	-0,27
L2	14	0,653	3,932	14	0,653	3,918	-0,36
L3	14	0,673	3,97	14	0,672	3,964	-0,15
L4	14	0,5341	3,206	14	0,59	3,167	-1,23
L5	11	0,49	3,47	11	0,551	3,45	-0,58
L6	10	0,536	3,673	10	0,566	3,671	-0,05
L7	14	0,6545	3,955	14	0,649	3,943	-0,30
L8	14	0,5467	3,702	14	0,541	3,701	-0,03
L9	14	0,5038	3,255	14	0,571	3,241	-0,43
L10	9	0,563	2,868	9	0,544	2,852	-0,56
L11	5	0,9038	1,317	5	0,902	1,332	1,13
L12	4	0,821	2,26	4	0,83	2,28	0,88
L13	4	0,6752	3,876	4	0,686	3,851	-0,65
L14	5	0,7634	3,605	5	0,754	3,594	-0,31
L15	14	0,6844	3,914	14	0,672	3,873	-1,06
L16	5	0,6925	3,151	5	0,681	3,148	-0,10
TRANSFORMADORES							
L17	14	0,6766	2,276	14	0,656	2,256	-0,89
L18	14	0,82	3,889	14	0,828	3,88	-0,23
L19	14	0,697	3,562	14	0,702	3,551	-0,31
L20	9	0,5858	3,46	9	0,57	3,446	-0,41

3.3.1.1 Determinación del punto de máxima carga para coeficientes diferentes de cero para el esquema de 14 nodos de la IEEE

Se simula la obtención del punto de máxima carga con coeficientes de carga diferentes de cero con el objetivo de mostrar las diferencias obtenidas cuando se considera la carga como potencia constante. La siguiente tabla muestra los resultados obtenidos, las simulaciones se realizan con el flujo sucesivo basado en el NRF.

Tabla 3.4 Valores extremos de potencia activa y reactiva para cargas con coeficientes diferentes de 0.

Tipo de carga	λ_{crit}	Factor de Potencia	Error (%)
P cte	1,7332	0,954	-----
I cte	1,7849	0,954	2,98%
Z cte	1,7811	0,954	2,94%
Residencial Invierno [81]	1,9429	0,987	12,1%
Comercial Invierno [81]	1,921	0,979	10,82%

Se observa que pueden existir coeficientes que permitan obtener resultados demasiados alejados en la determinación del margen de carga. Generalmente la estabilidad de tensión se asocia a la demanda de potencia reactiva de la carga, es por eso que valores de coeficientes que mejoren el factor de potencia hace que se obtengan puntos extremos más alejados de la potencia inicial. Las curvas P-V de los nodos de carga del ejemplo anterior se determinan considerando varios coeficientes. Figura 3.5.

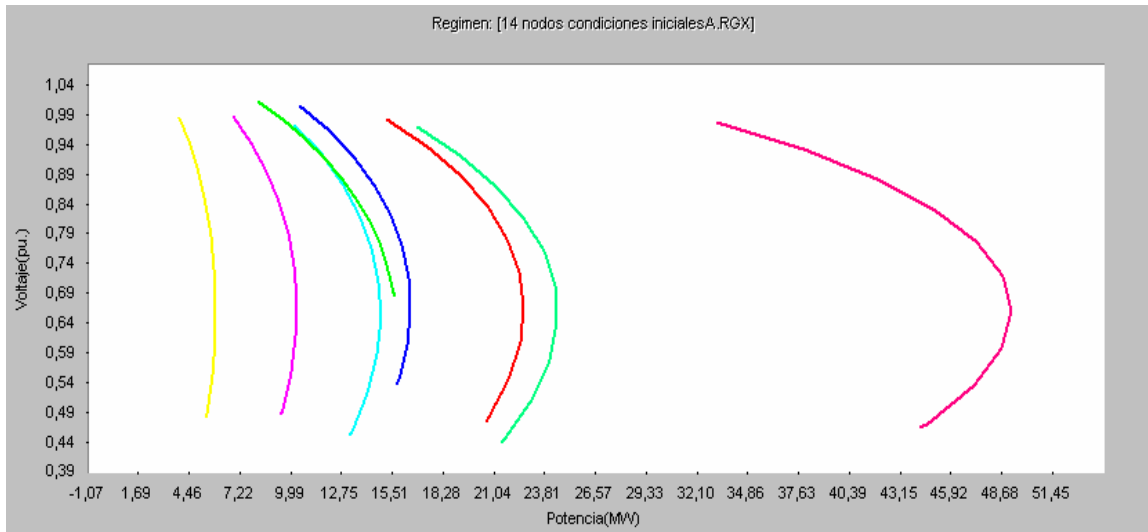


Figura 3.5. Curvas P-V de los nodos de carga del esquema de 14 nodos considerando la carga como corriente constante.

3.3.2 Análisis de la red de 25 nodos IEEE

El esquema patrón de 25 nodos de la IEEE está compuesto por 13 nodos de cargas y 9 nodos de generación. El monolineal se muestra en la figura A-3.1 del anexo III. Se modelaron varias condiciones de operación y se compararon con los resultados obtenidos en [92]. En este mismo trabajo los autores proponen un índice para determinar las contingencias críticas y calculan los puntos críticos para las contingencias seleccionadas. Se realizaron también simulaciones con el programa PSAT y se compararon con los resultados mostrados en la bibliografía. Los errores se calculan considerando como valor verdadero los de la bibliografía y calculándolos contra la mayor diferencia obtenida por los del PSX.

En la tabla 3.5 se aprecia que para todos los casos la exactitud obtenida es satisfactoria con errores menores que uno.

Tabla 3.5 Puntos críticos para la red de 25 nodos de la IEEE.

CONTINGENCIAS	[92] λ_{crit}	PSAT λ_{crit}	PSX R λ_{crit}	PSX F λ_{crit}	Error (%)
Sistema Integro	1,6266	1,6264	1,6265	1,6276	0,004
Fuera de servicio Tr 3-24	1,4079	1,4077	1,4207	1,4217	-0,94
Fuera de servicio línea 15-24	1,4079	1,4077	1,4207	1,4217	-0,91
Fuera de servicio línea 2-4	1,6258	1,6257	1,6165	1,6209	0,568
Fuera de servicio Gen 15(1 Unidad -155 MW) línea 2-4	1,5913	1,5915	1,5926	1,5926	-0,08
Fuera de servicio Gen 7 (1 unidad -80 MW) línea 2-4	1,5543	1,5540	1,5523	1,5528	0,091
Fuera de servicio Gen 2 (1 unidad – 76 MW) Tr 3-24	1,3547	1,3548	1,3549	1,3549	-0,0026
Fuera de servicio Gen 2 (1 Unidad- 12 MW)línea 2-6	1,5937	1,5937	1,5943	1,5955	-0,11
Fuera de servicio Gen 1 (1 Unidad- 12 MW)línea 2-6	1,5937	1,5937	1,5943	1,5955	-0,11
Fuera de servicio Gen 23 (1 Unidad-155 MW)línea 2-6	1,6280	1,6280	1,6266	1,6266	0,086

Las curvas P-V de los nodos de carga ante la ocurrencia contingencia más severa y las cargas consideradas como corriente constante se muestran en la figura 3.6.

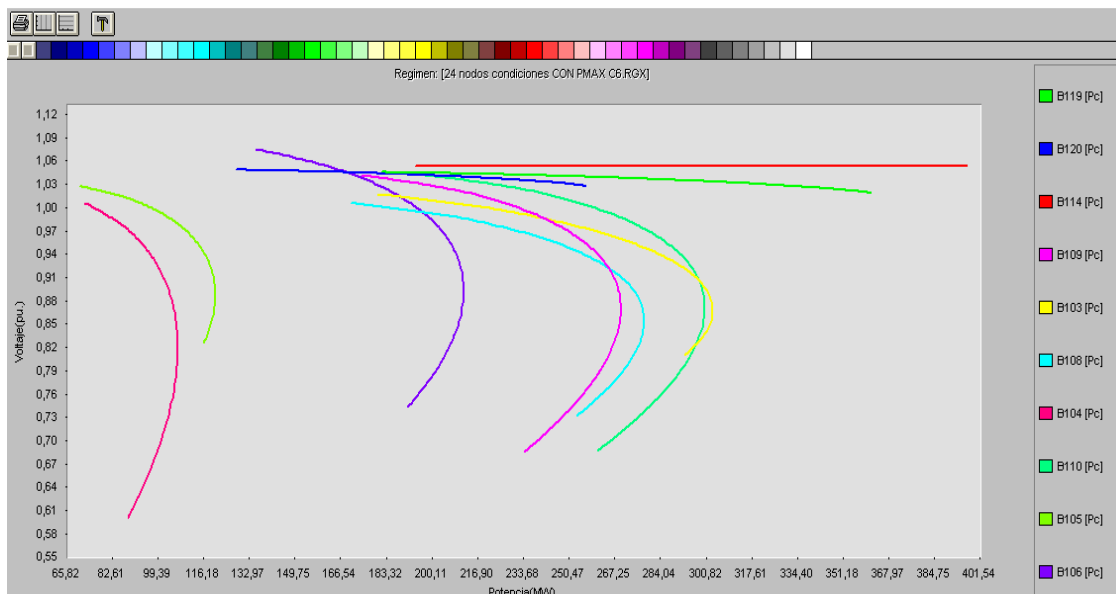


Figura 3.6. Curvas P-V para los nodos de carga del sistema de 25 nodos IEEE al ocurrir la contingencia más severa.

3.3.3 Análisis del esquema “New England” IEEE-39 nodos

En el desarrollo de algoritmos para el análisis de la estabilidad de tensión a menudo se utilizan las comparaciones con el esquema patrón de 39 nodos de la IEEE. Este sistema cuenta con 10 generadores, 34 líneas de transmisión y 12 transformadores, los datos de estos elementos se relacionan en [8]. El esquema se muestra en la figura A-4.1 del anexo IV.

3.3.3.1 Simulación del Caso Base

Se simuló el comportamiento del sistema para el caso base con algunas modificaciones en el PSAT y los resultados fueron comparados con los obtenidos por el flujo sucesivo implementado en el PSX. Los resultados de las comparaciones realizadas son mostrados en la tabla 3.6. La comparación se realiza en cuanto al incremento de carga (λ) y este incremento se obtiene tomando como patrón el software PSAT y analizando el caso con el flujo sucesivo implementado que se basa en la técnica NRF.

Tabla 3.6 Resultados para los casos bases analizados

Caso	PSAT (λ)	PSX F (λ)	Error (%)
Caso Base sin considerar límites de activo y reactivo	2,1524	2,1889	- 1,69
Caso Base sin considerar límites de activo y considerando límite de reactivo	1,9938	2,0168	-1,15
Caso Base considerando límites de activo y reactivo	1,634	1,634	0,00

La siguiente tabla resume los principales resultados del punto crítico para el caso base sin considerar los límites de potencia activa y considerando los límites de reactivo.

Tabla 3.7 Resumen de resultados del caso.

Nodo Crítico	Tensión de operación (kV)	Carga máxima (MW)	λ_{crit}
12	71,6	12 404,3	2,0168

Las curvas P-V del caso se muestran a continuación

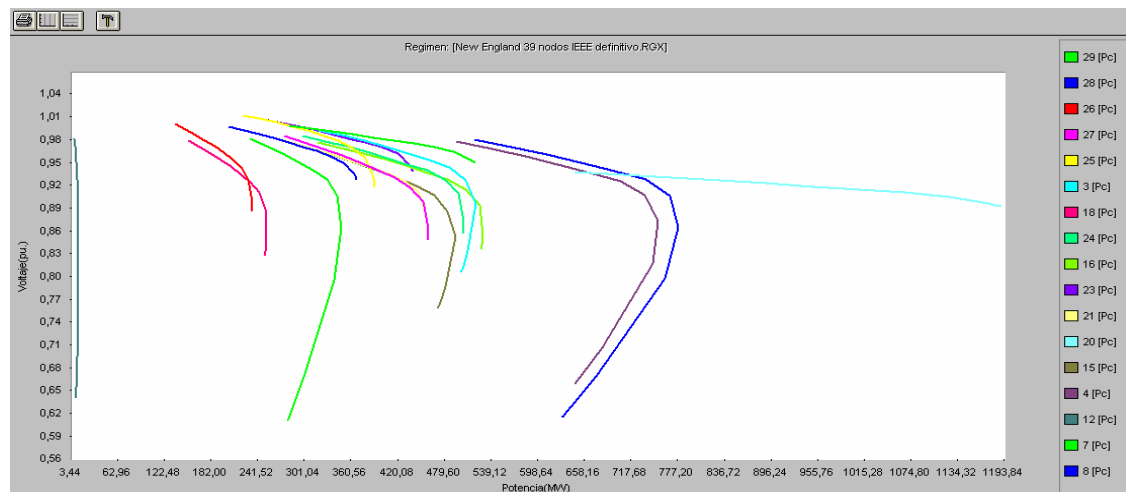


Figura 3.7. Curvas P-V del segundo caso base, considerando las cargas como corriente constante

Como se aprecia en la tabla 3.7 el nodo que alcanza primero el límite es el nodo 12, con valores de tensión de alrededor del 71 % de su valor nominal. La técnica propuesta permite

la realización de un análisis modal en el punto crítico. Estos resultados son muy valiosos para determinar los elementos envueltos en el fenómeno y los que más contribuyen a este. Uno de los índices para los estudios de estabilidad de tensión en la determinación del valor propio en el punto de colapso, donde debe ser cero. Para el caso analizado el valor propio determinado fue 0,00002, corroborando así la exactitud del método propuesto. La tabla 3.8 muestra los factores de participación de los nodos y los elementos del sistema.

Tabla 3.8 Factores de participación de los nodos.

Nodos	Factor de Participación	Elemento	Factor de Participación
12	0,097596	Línea 11-10	1,0000
7	0,081911	Línea 6-5	0,98392
8	0,081203	Línea 11-6	0,567812
10	0,078905	Línea 6-7	0,53006
11	0,077758	Gen 31	1,0000
13	0,075730	Gen 32	0,0000
5	0,071667	Gen 39	0,0000

Los resultados mostrados en la tabla anterior muestran que el fenómeno ocurre en la zona de carga que comprende los nodos de mayor valor de factor de participación y además los elementos series de esa zona son los que más contribuyen al colapso. Solo dos generadores alcanzan sus límites de reactivo el 32 y el 39, cercanos a la zona donde se encuentran las cargas.

3.3.3.2 Análisis de contingencias

De igual forma se realizaron simulaciones de salida de elementos del sistema. Los resultados de λ para cada caso se muestran a continuación. Se observa que los errores obtenidos son muy bajos con valores muy cercanos a uno o inferiores.

Tabla 3.9. Resultados para las contingencias estudiadas.

Caso	PSAT (λ)	PSX F (λ)	Error (%)
Línea 7-8 fuera de servicio(C1)	1,9661	1,9896	-1,2
Línea 6-7 fuera de servicio(C2)	1,8505	1,8628	-0,66
Línea 5-6 fuera de servicio(C3)	1,8619	1,882	-0,56
Línea 5-8 fuera de servicio(C4)	1,9134	1,9325	-1,0
Generador 9 (830 MW) fuera de servicio(C5)	1,377	1,3642	0,93
Línea 5-8 y generador 9 fuera de servicio(C6)	1,3571	1,3588	-0,125

De las contingencias definidas la más severa es la salida de la línea 5-8 estando fuera de servicio el generador 9. La tabla 3.10 muestra los principales resultados del caso y la figura 3.8 las curvas P-V.

Tabla 3.10. Resumen de resultados del caso.

Nodo Crítico	Tensión (kV)	Carga máxima (MW)	λ_{crit}
29	64,37	8 357,4	1,3588

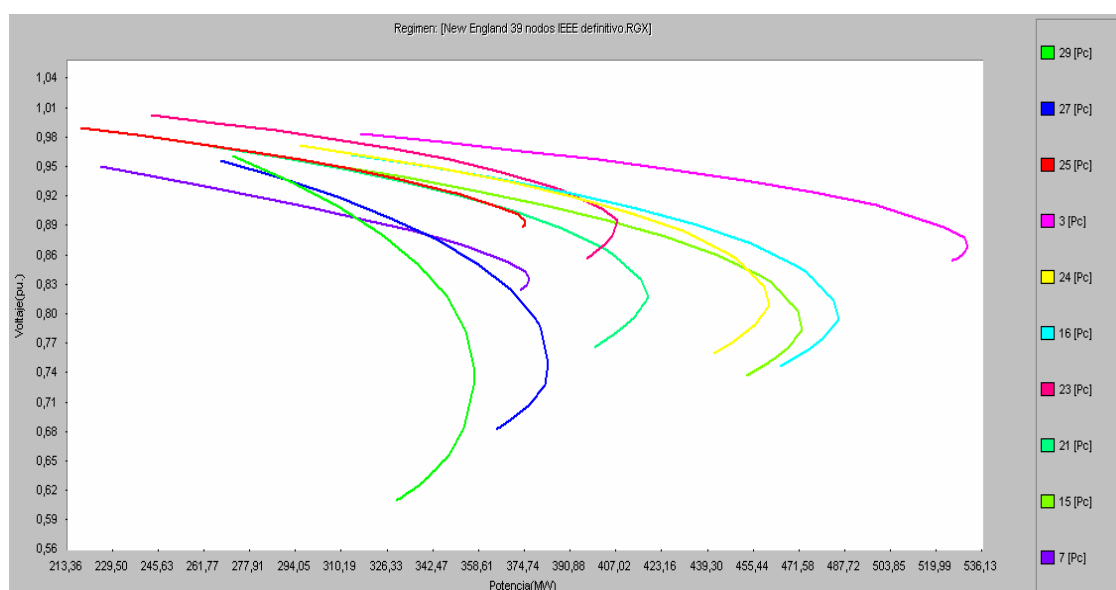


Figura. 3.8 Curvas P-V del caso.

3.3.3.2.1 Cálculo de los valores propios para los casos analizados.

Con el objetivo de verificar la exactitud del método se calcula el valor propio del modo dominante en el punto crítico para cada uno de los casos analizados. La cercanía de estos valores a 0 indica la exactitud del método propuesto.

Tabla 3.11. Valor propio en el punto de colapso de tensión.

Caso	PSX F (λ)	Valor propio	Caso	PSX F (λ)	Valor propio
CB1	2,1889	0,00001	C3	1,882	0,00337
CB2	2,0168	0,00002	C4	1,9325	0,00001
CB3	1,634	0,00005	C5	1,3642	0,00002
C1	1,9896	0,00002	C6	1,3588	0,00992
C2	1,8628	0,00001			

3.4 Aplicación al SEN

Estudios realizados por especialistas del DNC con la técnica implementada que se basa en un NRAR se muestran en los anexos [V- VIII]. En el anexo V se presenta un informe que avala el flujo sucesivo implementado en el PSX para determinar el límite por estabilidad de tensión cuando se producen incrementos de carga.

En el anexo VI se demuestra la ocurrencia de un colapso de tensión en la zona oriental del país y se verifican los resultados obtenidos con la técnica propuesta con mediciones reales.

Un estudio de estabilidad realizado en marzo de 2010 se muestra en el anexo VII, donde se utiliza la técnica propuesta para calcular las transferencias límites por los principales enlaces del SEN para diferentes composiciones de la generación. El análisis de un evento real se muestra en el anexo VIII, donde usando método propuesto, se demuestra la violación de los límites de transferencias como causa principal de la avería ocurrida.

Los resultados obtenidos en los anexos descritos anteriormente demuestran la exactitud que permite obtener el estudio implementado para aplicaciones prácticas.

Los acápites siguientes muestran las potencialidades de la herramienta desarrollada para estudios estáticos de estabildades de tensión. Los trabajos descritos en los anexos anteriores se realizaron con la técnica que mantiene la Jacobiana constante, por tanto en estos ejemplos se utilizará la que se basa en el NRF.

3.4.1 Caso de estudio al SEN. Descripción del régimen

El régimen corresponde con una demanda de invierno, con generación en centrales térmicas, plantas de gas y en grupos electrógenos diesel y fuel oil. Las demandas de potencia activa y reactiva, así como la generación por zonas y total del sistema se muestran en la tabla 3.12. De estos datos se excluyen los datos de las acerías por ser cargas a las que no se le variará su demanda.

Tabla 3.12. Carga y generación total del SEN.

Régimen	Totales	Occidente	Centro	Oriente
Carga Activa (MW)	2 622	900	644,7	1 020,3
Carga Reactiva (Mvar)	1 068	367,6	268,5	415,2
Generación Activa (MW)	2 672,4	702,9	773,8	1 195,1
Generación de Reactivo (Mvar)	1 061,1	382,4	252,5	236,5
Reserva de Reactivo (Mvar)	963	105,8	240,7	617

El SEN se ha dividido para su estudio en tres zonas, las cuales corresponden con las zonas eléctricas definidas por especialistas del DNC. Se calcula el límite por estabilidad de tensión para la zona Occidental, se consideran todas las máquinas participando en el aumento de generación y que estas tienen en cuenta los límites de activo y reactivo. La carga se considera como de corriente constante tanto para la parte activa como la reactiva.

La generación está compuesta de la siguiente manera.

Tabla 3.13 Composición de la generación del SEN.

Tipo	Generación (MW)	%
Térmicas	1 010	37,8
Fuel oil	1 090,5	40,79
Diesel	78,8	3,0
Gas	406,7	15,01
Industrias	89	3,4

3.4.1.1 Determinación del punto máximo por estabilidad de tensión para la zona occidental

Se incrementa la carga en la zona occidental hasta obtener el punto crítico por estabilidad de tensión. Los resultados se muestran a continuación.

Tabla 3.14 Principales resultados del caso analizado.

Nodo Crítico	Tensión de operación	Incremento de carga de la zona	Reserva
POESTE 33	24,8 kV	243,5 MW	27%

Como se muestra en la tabla 3.14 el nodo crítico está en la subestación 110/33 kV de la parte oeste de la provincia Pinar del Río y alcanza en el punto crítico un valor de tensión de aproximadamente 24,8 kV. Las curvas P-V de la zona occidental se muestran en la siguiente figura.

3.4.1.2 Determinación del punto de máxima carga considerando modo de operación a factor de potencia constante de la generación distribuida

En el estudio realizado anteriormente se consideró que la generación fuel y diesel participa en el control de tensión, sin embargo uno de los modos de trabajo de estas tecnologías es trabajando a factor de potencia constante, es por esto que resulta interesante obtener el

punto de máxima carga y determinar así como afecta este modo de trabajo a la estabilidad de tensión.

La siguiente tabla muestra los principales resultados obtenidos al calcular el límite de carga considerando que la generación distribuida no participa en el control de tensión.

Tabla 3.15 Resultados obtenidos al considerar modo de operación a factor de potencia constante para la generación distribuida

Nodo Crítico	Tensión de operación	Incremento de carga de la zona	Reserva
POESTE 33	26,7 kV	137,3 MW	16,8 %

La tabla 3.15 demuestra que el modo de operación a factor de potencia constante afecta la estabilidad de tensión. El límite de carga se reduce a un 16,8 %, casi la mitad del caso base original. Las curvas P-V del caso se muestran a continuación.

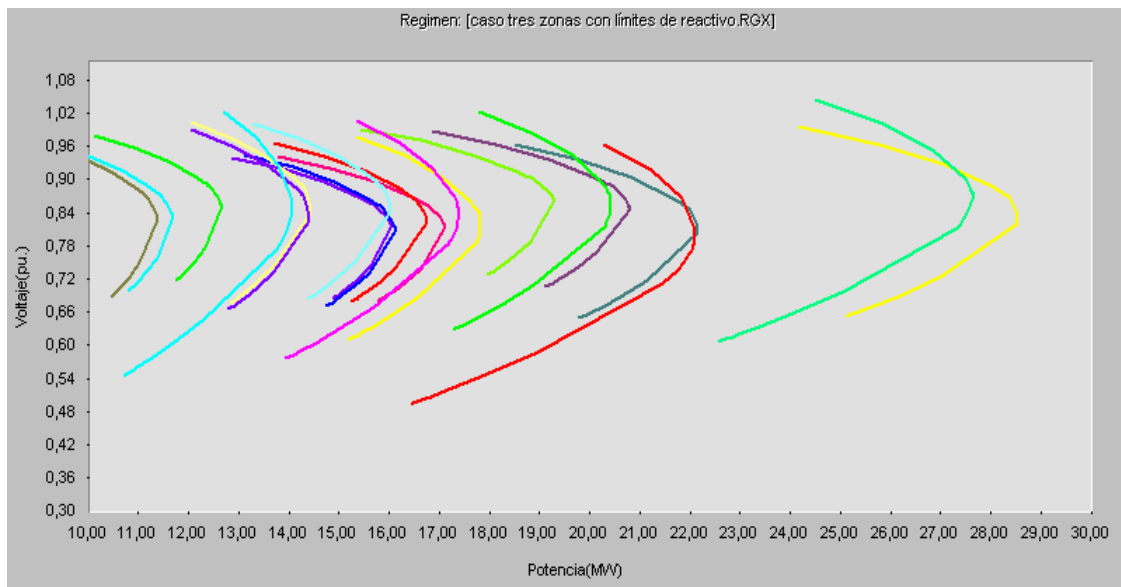


Figura 3.9 Curva P-V considerando la generación distribuida operando a factor de potencia constante.

Un análisis de la tabla siguiente muestra que los problemas de tensión están concentrados en la parte más occidental de la zona, esto se debe en gran medida a la compensación de

reactivo que existe en las provincias habaneras. Los enlaces que más participan en el fenómeno son líneas importantes de la zona, así como los principales enlaces con la zona central. Todos los generadores de la zona analizada alcanzan sus límites de reactivo es por esto que los que más participan son centrales térmicas que se encuentran en otras zonas.

Tabla 3.16 Resultados del análisis modal del caso.

Análisis Modal			
Valor Propio = 0,000615			
NODOS			
Nodos	Factor de Participación	Nodos	Factor de Participación
POESTE 33	0,03304	RINCON	0,00412
CAMAÑO	0,01711	PLAZA 13	0,00374
MANTUA 13	0,01657	SAGUS 33	0,00352
PINAR 33	0,01276	OTTO	0,00305
NARAN 33	0,00476	DIEZMERO	0,00303
LÍNEAS			
Líneas		Factor de Participación	
Pinar-Mantua 110 kV		0,8832	
Mariel-Artemisa 110kV		0,2856	
Mariel-Pinar 220 kV		0,1814	
CTE Habana-Cujae 220 kV		0,1517	
Cujae-Cotorro 220kV		0,1123	
CTE Habana-Guiteras 220 kV		0,0899	
Cotorro-Matanzas 220 kV		0,0675	
TRANSFORMADORES			
Transformador		Factor de Participación	
Pinar 220/110 kV		1,000	
Cujae 220/110 kV		0,342	
Mariel 220/110 kV		0,215	
Cotorro 220/110 kV		0,142	
GENERADORES			
Generador		Factor de Participación	
GUITERAS		1,000	
CMC4		0,161	
DO6		0,049	

3.4.1.3 Simulación de contingencias

Unos de los aspectos principales de la estabilidad de tensión es la influencia de las contingencias en la reducción del límite de carga. La tabla siguiente muestra el margen de carga de la zona occidental ante la salida de líneas y generadores. Se considera que los motores fuel y diesel no participan en la regulación de la tensión. La tabla además compara la reserva considerando la carga como potencia constante y cargas variables con la tensión.

Tabla 3.17 Margen de carga ante contingencias en el SEN

Contingencia	pv = 1 qv = 2		Potencia Constante	
	λ_{crit}	Reserva (%)	λ_{crit}	Reserva (%)
Caso Base	1,168	16,8	1,054	5,4
AT Pinar 220-110	1,116	11,6	0,907	-9,3
Línea Mariel-Pinar 220 kV	1,101	10,1	0,904	-9,6
Línea Cujae-Cotorro 220 kV	1,13	13,0	1,025	2,5
Línea CTE Habana-Cujae 220 kV	1,137	13,7	1,028	2,8
Línea Guiteras-Cotorro 220 kV	1,133	13,3	1,0251	2,51
Línea CTE Habana-Guiteras 220 kV	1,0833	8,33	1,002	0,21
Guiteras (330 MW)	0,979	-2,1	0,896	-10,4
Mariel (100 MW)	1,085	8,5	0,906	-9,4
CTE Habana (100 MW)	1,1066	10,66	1,0167	1,67

Información como la que brinda la tabla 3.17 puede ser muy útil a los operadores del sistema pues muestran la reserva de que dispondrían para un estado dado cuando ocurren contingencias. Esta tabla muestra la reserva para cargas variables con la tensión y cargas de potencia constante. Se aprecia que para los dos tipos de carga la contingencia más severa es la salida de la termoeléctrica Antonio Guiteras, haciendo que en ambos casos colapse la tensión. Sin embargo, para cargas de potencia constante existen otras contingencias que conllevan al sistema al colapso mientras que estas mismas contingencias para cargas a variables con la tensión aún permiten operar el sistema de forma segura. Esto evidencia la

pobre utilización del sistema de transmisión que se produce si en los estudios de estabilidad de tensión se consideran las cargas como potencia constante, aumentando muchas veces el costo de operación.

Para aumentar la reserva del caso base que considera las cargas constantes se introducen 4 unidades diesel en la zona occidental. Se logró incrementar la reserva a un 11,2 %. La comparación de los costos de operación del caso base considerando la carga como potencia constante y la carga variable con la tensión se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 3.18 Costos de operación del caso base considerando la carga a potencia constante y la carga variable con la tensión.

	Costo de operación Carga Potencia Constante	Costo de operación Carga Potencia Constante	Diferencia
Caso Base	125 819 \$/h	119 803 \$/h	6 016 \$/h

Se aprecia en la tabla 3.18 que la introducción de unidades para aumentar la reserva en casos que se considere la carga como potencia constante aumenta el costo de operación, para el caso mostrado el gasto se aproxima a los 6 000 \$/h.

3.4.1.4 Influencia de la reserva de reactivo en el margen de carga del SEN

En el anexo IX se detallan las medidas aplicables para evitar la ocurrencia del colapso de tensiones, dentro de estas una de las más importantes es la reserva de reactivo por zonas. El incremento de la reserva de reactivo en la zona occidental influye de forma positiva en el incremento del margen de carga. La tabla siguiente muestra los resultados obtenidos al incrementar la reserva de potencia reactiva en esta zona.

Tabla 3.19 Resultados al incrementar la reserva de potencia reactiva en la zona occidental

Nodo Crítico	Tensión de operación	Incremento de carga de la zona	Reserva
POESTE 33	24,5 kV	190,2 MW	23,3 %

Si se comparan los resultados mostrados en la tabla anterior con los de la tabla 3.15 se observa que se produce un incremento del margen de carga en aproximadamente un 7 %.

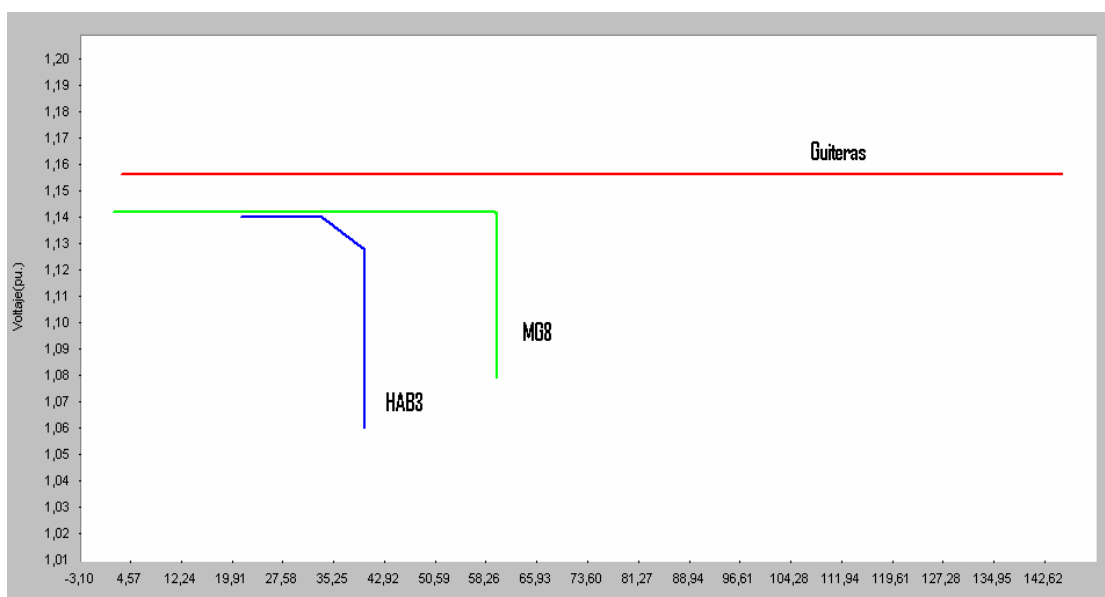


Figura 3.10 Tensión vs. Potencia Reactiva generada en las principales fuentes generadoras.

La figura anterior muestra la generación de reactivo de las principales centrales térmicas de la zona. Como se observa HAB 3 y MG8 alcanzan sus límites de reactivo y por tanto son incapaces de controlar la tensión. Por su parte AG1 no alcanza sus límites de reactivo y durante todo el proceso de incremento de carga mantiene constante la tensión terminal.

3.5 Conclusiones parciales

1. El método de flujo sucesivo basado en la técnica que mantiene la Jacobiana constante permite obtener puntos muy cercanos al punto de estabilidad de tensión y además permite la obtención de puntos inestables de las curvas P-V.
2. Se demuestra en las validaciones realizadas que el flujo sucesivo basado en el NRF permite obtener el punto exacto por estabilidad de tensión. Esta exactitud se muestra también en el valor de los valores propios en el punto de colapso.
3. La metodología desarrollada, además de obtener el punto extremo con buena exactitud para aproximaciones reales, brinda información muy útil para caracterizar el fenómeno de colapso de tensiones y para tomar medidas que eviten su ocurrencia.

CONCLUSIONES
Y
RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos en este trabajo permiten arribar a las siguientes conclusiones:

1. Se desarrolló una metodología que permite la obtención de los límites de estabilidad de tensión y determina los principales elementos del SEP que participan en el problema; constituyendo una información muy valiosa para los operadores y los especialistas en planeamiento del sistema, en la toma de medidas que alejen el punto de operación del punto de colapso de tensión y de los límites de transferencia por los enlaces del SEN. La técnica propuesta conjuga buena exactitud con soluciones rápidas para estudios prácticos.
2. Se perfeccionan los métodos de flujos de carga sucesivos basados en el Newton Raphson Formal para la determinación del punto de colapso de tensión, evitando las singularidades de la matriz jacobiana en este punto. Se implementa un flujo sucesivo basado en las técnicas que mantienen la jacobiana constante en cada iteración y se demuestra que se alcanzan soluciones con muy buena exactitud para aplicaciones prácticas. La metodología implementada tiene en cuenta la dependencia de la carga con la tensión, permitiendo la obtención de puntos críticos más cercanos a la realidad, el punto límite por estabilidad de tensión, el punto de máxima carga del sistema eléctrico y el trazado completo de la curva P-V
3. Los programas digitales implementados con la metodología propuesta han sido validados realizando simulaciones a esquemas patrones de la IEEE, incluyendo el efecto de contingencias, con resultados para todos los casos muy cercanos al 1% o inferiores. Se han realizado igualmente validaciones con contingencias prácticas ocurridas en el SEN, mediante simulaciones efectuadas por los especialistas del DNC con resultados satisfactorios.

RECOMENDACIONES

1. Implementar en el PSX los modelos de los equipos del sistema eléctrico que intervienen en los estudios de estabilidad de larga duración. Permitiendo así complementar los estudios estáticos con simulaciones en el dominio del tiempo.
2. Desarrollar un algoritmo que permita la obtención de los puntos de bifurcación Hopf e incluir este algoritmo en el PSX.
3. Generalizar los estudios realizados para la determinación de los coeficientes que caracterizan el comportamiento de la carga con la tensión.
4. Extender, dependiendo de la observabilidad del SEN, la metodología propuesta para la realización de análisis en línea

REFERENCIAS
BIBLIOGRÁFICAS

-
- [1]. Abe S. et al. **“Load flow convergence in the vicinity of a voltage stability limit,”** IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, vol. PAS-97, no. 6, November 1978, pp. 183-198
- [2]. Ajjarapu V. **“Identification of steady state voltage stability in power system,”** Proc. Of International Conference on High Technology in the Power Industry, March 1988, pp. 244-247.
- [3]. Ajjarapu, V. y C. Christy **“The application of a locally parameterized continuation technique to the study of steady state voltage stability.”** Proceedings of the Twenty-First Annual North-American: 161-167 (1989).
- [4]. Ajjarapu, V. y C. Christy. **“The continuation power flow: a tool for steady state voltage stability analysis.”** Conference Proceedings, Power Industry Computer Application Conference: 304-311 (1991).
- [5]. Ajjarapu V. **“Identification of steady state voltage stability in power systems”** Int. J. of Electric Power & Energy Systems, vol. 11, 1991, pp. 43-46.
- [6]. Alvarado F. L. and Jung T. H. **“Direct detection of voltage collapse conditions,”** pp. 5.23-5.38. www.scribd.com/doc/40297277/00141737.
- [7]. Alinezhad M, Ahmadi M. **“Static Voltage Stability Assessment Considering the Power System Contingencies using Continuation Power Flow Method”.** World Academy of Science, Engineering and Technology. 2009, pp 831-837
- [8]. Amin R-H. **“Internet-Based Wide Area Measurement Application in deregulated Power Systems”** PhD Thesis. Blacksburg, Virginia July 2002.
- [9]. Amjady, N. y M. Esmaili **“Application of a new sensitivity analysis framework for voltage contingency ranking”** IEEE Transaction on Power Systems: 20(2), 973-983 (2005).

- [10]. An Ning, Zhou Shuangxi y Zhu Lingzhi. **“Power System Voltage Stability Limits Estimation based on Quasi-Steady-State Simulation”** International Conference on Power System Technology: 1-7, (2006).
- [11]. Arrillaga, A., Arnold, C.P., Harper, B.J. **“Computer modelling of Electrical Power Systems”** Book. Ed: John Wiley & Sons. p. 420, 1983.
- [12]. M. Artenstein, P. Monzón. **“Aplicación de métodos de sensibilidad al filtrado de contingencias para la evaluación del margen al colapso de tensión”** Proceedings del XI Encuentro Regional Iberoamericano del CIGRE (ERIAC), Hernandarias, Paraguay, Mayo 2005
- [13]. Aumuller, C. y T.K. Saha **“Analysis and assessment of large scale power system voltage stability by a novel sensitivity based method”** IEEE Power Eng. Society Summer Meeting: 3, 1621-1626 (2002).
- [14]. R. E. Beardmore and R. Laister **“The flow of a differential-algebraic equation near a singular equilibrium”** SIAM J. Matrix Anal., vol. 24, no.1, pp. 106–120, 2002.
- [15]. Bedoya, D.B. y C.A. Castro. **“Computation of Power Systems Minimum Voltage Stability Security Margins”** International Conference on Power System Technology: 1-7 (2006).
- [16]. Begovic, M.M. y A.G. Phadke. **“Control of voltage stability using sensitivity analysis”** IEEE Transactions on Power Systems: 7(1), 114-123 (1992).
- [17]. Begovic, M.M **“A Novel Method for Voltage Instability Protection”** Proceedings of the 35th Hawaii International Conference on System Sciences - 2002
- [18]. Berizzi, A. y otros cuatro autores. **“Singular value decomposition for an ORPF formulation in presence of SVR”** IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference: 968- 972 (2006).

- [19]. Bonini, A y Alves Dilson “**An Efficient Geometric Parameterization Technique for the Continuation Power Flow through the Predictor Tangent**”. Brazilian Conference on Dynamic, Control and Applications. Brazil. May 7-9, 2008
- [20]. Brownell, G. y Clark H. “**Analysis and solutions for bulk system voltage instability,**” IEEE computer Applications in Power systems, July 1989, pp. 31-35.
- [21]. Candelo, J. E, Gaicedo, G y Castro, F. “**Métodos para el Estudio de la Estabilidad de Voltaje en Sistemas de Potencia**” Inf. tecnol. 2008, vol.19, n.5, pp. 97-110. ISSN 0718-0764.
- [22]. Cañizares, C.A. “**Voltage collapse and transient energy function analysis of ac/dc systems**” PhD thesis, University of Wisconsin-Madison (1991).
- [23]. Cañizares C. A., Alvarado F. L., DeMarco C. L., Dobson I., y W. Long F. “**Point of collapse methods applied to ac/dc power systems,**” IEEE Trans. Power Systems, vol. 7, no. 2, May 1992, pp. 673-683.
- [24]. Cañizares, C.A. y F.L. Alvarado. “**Point of collapse and continuation methods for large AC/DC systems**” IEEE Transaction Power Systems: 7(1), 1-8 (1993).
- [25]. Cañizares C. A. “**On bifurcations, voltage collapse and load modeling**” IEEE/PES 94 SM 512-4 PWRS, San Francisco, CA, July 1994.
- [26]. Cañizares C. A., De Souza A. y Quintana V “**Improving continuation method for tracing bifurcation diagrams in Power Systems**” Proc. Bulk Power Systems, III Seminar, Davos, Switzerland. 1994, pp 349-358.
- [27]. Cañizares, C.A, Mithulananthan, N. Berizzi, A, y Reeve, J. “**On the Linear Profile of Indices for the Prediction of Saddle-node and Limit-induced**

- Bifurcation Points in Power Systems**". IEEE Transactions on Circuits and Systems-I, Vol. 50, No. 12, December 2003, pp. 1588-1595.
- [28]. Cañizares, C.A., A.C.Z. De Souza y V.H. Quintana **"Comparison of performances indices for detection of proximity to voltage collapse."** IEEE Transactions on Power Systems: 11(3), 1441-1450 (1996).
- [29]. Cañizares C. **"Modeling and simulation of IEEE 14 Bus System with FACTS controllers"** Technical Report 2003.
- [30]. Capitanescu, F. y Van Cutsem, T **"Unified sensitivity analysis of unstable or low voltages caused by load increases or contingencies"** IEEE Transactions on Power Systems: 20(1), 321-329, (2005).
- [31]. Chakrabarti, S. y Jeyasurya B. **"On-line voltage stability monitoring using artificial neural network"** Large Engineering systems Conference on Power Engineering (2004).
- [32]. Chebbo, A.M., Irving, M.R. y Sterling, M.J.H. **"Voltage collapse proximity indicator: behavior and implications"** IEEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution: 139(3), 241-252 (1992).
- [33]. Chiang, H. D y Jean-Jumeau, R. **"Toward a practical performance index for predicting voltage collapse in electric power systems"** IEEE Trans. Power Systems, vol. 10, no. 2, May 1995, pp. 584-592
- [34]. Chowdhury, B.H. y Taylor C.W. **"Voltage stability analysis: V-Q power flow simulation versus dynamic simulation"** IEEE Transactions on Power Systems: 15(4), 1354-1359 (2000).
- [35]. CIGRE WG 38.02 Task Force No 10 **"Modeling of voltage collapse including dynamic phenomena"** technical report of task force 38-02-10, draft 3, CIGRE, June 1992.

- [36]. Corsi, S. y Taranto, G.N. **“A Real-time Voltage Instability Identification Algorithm Based on Local Phasor Measurements”** IEEE Transactions on Power Systems, vol.23, no.3, pp.1271-1279, Aug. 2008.
- [37]. CYME International T&D. **CYMVSTAB. Manual de referencia.** Abril 2006.
- [38]. Da Silva, L.C, Castro, C. A y da Costa F **“Fast decoupled for obtaining the collapse point part I”**IEEE Transactions on Power Systems, Volumen 18, issue 3, Ago 2003 pag 1078 – 1085.
- [39]. Da Silva, L.C, Castro, C. A y da Costa F **“Fast decoupled for obtaining the collapse point part II”** IEEE Transactions on Power Systems, Volumen 18, issue 3, Nov 2003 pag 1078 - 1085
- [40]. De Andrade, J.G y Prieto H **“A Contribution to the Voltage Stability Studies within Power Systems: Some Aspects Related to the Load Representation”** Proceedings of the World Congress on Engineering 2007 Vol I WCE 2007, July 2 - 4, 2007, London, U.K.
- [41]. De Souza, A.C.Z., De Souza J.C.S. y Da Silva A.M.L. **“On-line voltage stability monitoring”** IEEE Transactions on Power Systems: 15(4), 1300-1305 (2000).
- [42]. Dobson I. y Chiang H. D. **“Towards a theory of voltage collapse in electric power systems”** Systems & Control Letters, vol. 13, 1989, pp. 253-262.
- [43]. Dobson I. **“Observations on the geometry of saddle node bifurcations and voltage collapse in electrical power systems”** IEEE Trans. Circuits and Systems-I, vol. 39, no. 3, March 1992, pp. 240-243.
- [44]. Dobson I. and Lu L. **“New method for computing a closet saddle node bifurcation and worst case load power margin for voltage collapse”** IEEE/PES Summer Meeting-Paper 92 SM 587-6 PWRS, 1992.

- [45]. Dong F. y tres autores **“Improving Voltage Stability by Reactive Power Reserve Management”** IEEE Transactions on Power Systems, VOL. 20, NO. 1, February 2005.
- [46]. Echevarren, FM y otros autores **“El colapso de tensión causas y soluciones ”** Anales de mecánica y electricidad, enero-febrero 2006.
- [47]. El-Sheikhi, S., Osman, S. y El-Arroudi, A. **“Voltage Stability assessment using modal analysis of power systems including Flexible AC Transmission System (FACTS)”** Large Engineering Systems Conference on Power Engineering: 105-108, (2003).
- [48]. EPRI Task Force, **“Voltage stability security assessment and on-line control”** technical report TR-101931, EPRI, April 1993, vol. 1.
- [49]. Esaka, T., Kataoka, Y. Ohtaka T. y Iwamoto, S. **“Voltage stability preventive and emergency preventive control using VIPIt sensitivities”** IEEE PES Power Systems Conference and Exposition: 509-516 (2004).
- [50]. Flueck A. y Gonella R. **“A New Power Sensitivity Method of Ranking Branch Outage Contingencies for Voltage Collapse”**. IEEE Transactions on Power Systems, VOL. 17, NO. 2, MAY 2002.
- [51]. Gao, B., Morison G.K. y Kundur, P. **“Voltage stability evaluation using modal analysis”** IEEE Transaction on Power Systems: 7(4), 1529-1542 (1992).
- [52]. Garng H. y Zhang, H. **“Dynamic voltage stability reserve studies for deregulated environment”** IEEE Power Engineering Society Summer Meeting: 1, 301-306 (2001).
- [53]. Gonzalez-Cueto J.A **“Aplicación y desarrollo de métodos para el análisis de redes eléctricas de potencia”** Tesis doctoral. UCLV, Santa Clara. 2000.

- [54]. Gonzalez-Cueto J.A “**Líneas de transmisión**” Monografía
- [55]. Green, S., Dobson, I. y Alvarado, F. “**Sensitivity of transfer capability margin with a fast formula**” IEEE Transaction on Power Systems, VOL. 17, NO. 1, FEBRUARY 2002.
- [56]. Gu, CH. “**A Study of Effect of Different Static Load Models and System Operating Constrains on Static Voltage Stability**” Proceedings of the 5th WSEAS/IASME Int. Conf. on SYSTEMS THEORY and SCIENTIFIC COMPUTATION, Malta, September 15-17, 2005 (pp44-49)
- [57]. Guckenheimer, J. y Holmes, P. “**Nonlinear Oscillations, Dynamical Systems, and Bifurcations of Vector Fields**” Book. Springer-Verlag, New York, 1986.
- [58]. Hae-Kon, N., Yong-Ku, K., Kwan-Shik S. y Lee, K.Y. “**A new eigen-sensitivity theory of augmented matrix and its applications to power system stability analysis.**” IEEE Transactions on Power Systems: 15(1), 363-369 (2000).
- [59]. Hang, L., Bose, A. y Venkatasubramanian, V. “**A Fast Voltage Security Assessment Method Using Adaptive Bounding**” IEEE Transaction on Power Systems, VOL. 15, NO. 3, AUGUST 2000.
- [60]. Haque, M.H. “**Determination of steady-state voltage stability limit using P-Q curve**” IEEE Power Engineering Review: 22(4), 71-72 (2002).
- [61]. Haque, M.H. “**Novel method of assessing voltage stability of a power system using stability boundary in P-Q plane**” Electric Power System Research: 64(1), 35-40 (2003).
- [62]. Haque, M.H. “**On-line monitoring of maximum permissible loading of a power system within the voltage stability limits**” IEE Proceeding-Generation, Transmission, Distribution: 150(1), p.p 107–112, 2003.

- [63]. Hasanpour, S., Ghazi, R. y Havid, M. H. “**A new method for fast computation of maximum loading margin utilizing a weak area of the systems.**” International Review of electrical engineering. January-February 2009.
- [64]. Hatzargyriou N. D. “**Indices predicting voltage collapse including dynamic phenomena**” technical report TF 38-02-11, CIGRE, 1994.
- [65]. Hiskens. I y David, R. “**Exploring the Power Flow Solution Space Boundary**” IEEE Transaction on Power Systems, VOL. 16, NO. 3, AUGUST 2001.
- [66]. Huang, Z., Bao, L. y Xu, W. “**Generator ranking using modal analysis**” IEE Proceedings, Generation, Transmission and Distribution: 150(6), 709-716 (2003).
- [67]. Huadong, S., Zhou, X. y Ruomei, L. “**Accuracy Analysis of Static Voltage Stability Indices Based On Power Flow Model**” 2005 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific: 1-7 (2005).
- [68]. IEEE Work Group on Voltage Stability System Dynamic Performance Subcommittee “**Voltage stability of power system**” technical report 90TH0358-2-PWR, IEEE, 1990.
- [69]. IEEE Task Force Report “**Load Representation for Dynamic Performance Analysis**” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, May 1993, pp. 472-482.
- [70]. IEEE Task Force Paper “**Standard Load Models for Power Flow and Dynamic Performance Simulation**” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 3, August 1995, pp. 1302-1313.

- [71]. IEEE/PES Power System Stability Subcommittee **“Voltage Stability Assessment: Concepts, Practices and Tools”** Special publication, final draft, (2003).
- [72]. IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions **“Definition and Classification of Power System Stability”** Special publication, final draft, (2003).
- [73]. Irisarri, G. D. **“Maximum loadability of power systems using interior point non-linear optimization method”** IEEE Trans. Power Systems, vol. 12, no. 1, February 1997, pp. 162-172
- [74]. Jasni, J. y otros cuatro autores **“State of the art for voltage collapse point approximation using continuation power flow”** European Journal of Scientific Research, ISSN 1450-216X Vol.22 No.1 (2008), pp.98-105.
<http://www.eurojournals.com/ejsr.htm>
- [75]. JiaKuan X. y Xin, M. **“Bifurcation analysis for power system voltage stability based on singular perturbation method”** Intern. Conf. on Electrical Machines and Systems: 1811-1814 (2007).
- [76]. Julian, D.E. y otros cinco autores. **“Quantifying proximity to voltage collapse using the voltage instability predictor (VIP)”** Proceeding IEEE PES Summer Meeting, Seattle WA: 2, 931–936 (2000).
- [77]. Kamalasan, S., Srivastava, A.K. y Thukaram, D. **“Novel algorithm for online voltage stability assessment based on feed forward neural network”** IEEE Power Engineering Society General Meeting: 1-7 (2006).
- [78]. Kataoka, Y., Watanabe, M. y Iwamoto, S. **“A New Voltage Stability Index Considering Voltage Limits”** IEEE PES Power Systems Conference and Exposition: 1878-1883 (2006).

- [79]. Kataoka Y. **“Probabilistic Nodal Loading Model and Worst Case Solutions for Electric Power System Voltage Stability Assessment”** IEEE Transactions on Power Systems, VOL. 18, NO. 4, pag 1507-1514 NOVEMBER 2003
- [80]. Koessler, R.J., Qiu, W., Patel, M. y Clark, H.K. **“Voltage Stability Study of the PJM System Following Extreme Disturbances”** IEEE Transactions on Power Systems: 22(1), 285-293 (2007).
- [81]. Kundur, P. **“Power system stability and control”** Book, Ed. McGraw-Hill, 17-39, 959-1020 (1994).
- [82]. Kumar R y Kumar, T. **“Voltage stability analysis of grid connected embedded generators”** Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC 2004) 26-29 September 2004, Brisbane, Australia.
- [83]. Kwatny H. G., Pasrija A. K., y Bahar L. Y. **“Loss of steady-state stability and voltage collapse in electric power systems,”** Proc. 24th Conference on Decision and Control, Ft. Lauderdale, Fl., December 1985, pp. 804-811.
- [84]. Kwatny H. G., Pasrija A. K., y Bahar L. Y. **“Static bifurcations in electric power network: Loss of steady-state stability and voltage collapse”** IEEE Trans. Circuits and System, vol. 33, no. 10, October 1986, pp. 981-991.
- [85]. Lijun, Y. y Yun, T. **“An improved version of the singularity induced bifurcation theorem,”** IEEE Trans. Automat. Contr., vol. AC-46, no. 9, pp. 1483–1486, Sep. 2001.
- [86]. Limbu, T.R., Saha, T.K. y McDonald, J.D.F. **“Comparing Effectiveness of Different Reliability Indices in Contingency Ranking and Indicating Voltage Stability”** Universities Power Engineering Conference (2005).
- [87]. Lixin B., Zhenyu H. y Wilsun X. **“On-line voltage stability monitoring using VAR reserves”** IEEE Power Engineering Society General Meeting: 3, 1754-1754 (2003).

- [88]. Lof, P.-A., Andersson, G. y Hill, D.J. **“Voltage stability indices for stressed power systems”** IEEE Transactions on Power Systems: 8(1), 326-335 (1993).
- [89]. Lof, P.-A., Smed, T., Andersson, G. y Hill, D.J. **“Fast calculation of a voltage stability index”** IEEE Transactions on Power Systems: 7(1), 54-64 (1992).
- [90]. Lopez-Luis, E., Garcia-Dominguez, M.A. y Ruiz-Vega, D. **“The effect of improved system modeling in the continuation power flow method”** Bulk Power System Dynamics and Control-VII. Revitalizing Operational Reliability, IREP Symposium (2007).
- [91]. Mahesh, J.K. **“Method for Online Voltage Stability Monitoring”** Master of Science Thesis. Iowa University. 2009
- [92]. Makarov, Y y otros tres autores **“Expected Voltage Stability Margin”**. Disponible en: <http://ee.usyd.edu.au/~yuri/NAPS-98-EVSM.ps>.
- [93]. Mansour Y. **“Suggested techniques for voltage stability analysis,”** technical report 93TH0620-5PWR, IEEE/PES, 1993.
- [94]. Marano A. y otros tres autores **“Procedimiento para alejar el sistema del colapso de tensiones utilizando técnicas de optimización y análisis de sensibilidad”**. Universidad de Sevilla. 2004
- [95]. Milano, F. **“PSAT, Matlab-based Power System Analysis Toolbox,”** 2002, disponible en: http://thunderbox.uwaterloo.ca/_fmilano.
- [96]. Milano, F. **“Documentation for PSAT version 1.3.4”** Julio 14, 2005, disponible en: http://thunderbox.uwaterloo.ca/_fmilano
- [97]. Milano, F. **“An Open Source Power System Analysis Toolbox”**. IEEE Transactions on Power Systems, VOL. 20, NO. 3, AUGUST 2005.

- [98]. Milano F. **“Continuous Newton’s Method for Power Flow Analysis”** IEEE Transactions on Power Systems, VOL. 24, NO. 1, pag 50-57 FEBRUARY 2009
- [99]. Mori, H., Yamada, S. **“Continuation Power Flow With the Nonlinear Predictor of the Lagrange’s Polynomial Interpolation Formula.”** Paper presented at the Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific.
- [100]. Mori, H. y Kojima, T. **“Hybrid continuation power flow with linear-nonlinear predictor”** International Conference on Power System Technology, POWERCON 2004: 1, 969-974 (2004).
- [101]. Morison, G.K., Gao, B. y Kundur, P. **“Voltage stability analysis using static and dynamic approaches”** IEEE Transactions on Power Systems: 8(3), 1159-1171 (1993).
- [102]. Mota R., Martins, N. y Ferraz, J. **“Impact the induction motor load into voltaje stability margin of large systems”** 14th PSCC, Sevilla, June 24-28, 2002
- [103]. Muhammad, N., Azah, M. y Aini, H. **“Performance Evaluation of Voltage Stability Indices for Dynamic Voltage Collapse Prediction”** Journal of Applied Sciences: 6(5), 1104-1113 (2006).
- [104]. Nino, E.E., Castro, C.A., Da Silva, L.C.P. y Alves, A.A. **“Continuation load flow using automatically determined branch megawatt losses as parameters”** IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution: 153(3), 300-308 (2006).
- [105]. Parker C. J., Morrison I. F., y Sutanto D. **“Application of an optimization method for determining the reactive margin from voltage collapse in reactive power planning”** IEEE Trans. Power Systems, vol. 11, no. 3, August 1996, pp. 1473-1481.

- [106]. Prada R. B., Cory B. J. **“Assessment of steady state voltage collapse,” Proc. Of the Tenth Power System Computation Conference,** Graz, Austria, August 1990, pp. 1189-1195.
- [107]. Reis, C. y Barbosa, F.P.M. **“A comparison of voltage stability indices”** IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference: 1007-1010 (2006).
- [108]. Rios, M.A y Amaranto H. **“Proyección diaria del riesgo de inestabilidad de voltaje por efecto probabilístico de la demanda”** IEEE Latin América Transactions, VOL. 5, NO. 8, pag 611-615, DECEMBER 2007.
- [109]. Romero, I. **“Dinamic Power System Load” Estimation of Time-Varing Parameters During Normal Operation. ”.** Tesis Doctoral. Luna University. Sweden, 2005. Disponible en : <http://www.iea.lth.se>.
- [110]. Romero, I. **“Dynamic Load Models for Power Systems”** Tesis Maestria. Luna University. Sweden, 2002. Disponible en : <http://www.iea.lth.se>.
- [111]. RTVSA Report on software and Framework. **“Real Time Voltage Security Assessment (RTVSA) Algorithms & Framework”** Document. December 3, 2007.
- [112]. Sami, R. **“On-line voltage stability assessment of power system-An approach of black-box modeling”** PhD Thesis. Tampere University of Technology, pp. (344). 2001.
- [113]. Sanaye-Pasand, M. y Rezaei-Zare, A. **“Review and Simulation of Static Indices in Detection of Proximity to Voltage Collapse”** Australian Universities Power Engineering Conference, (2003).
- [114]. Sandberg, L., Rouden, K. y Ekstam, L. **“Security assessment against voltage collapse based on real-time data including generator reactive power capacity,”** Proc. CIGRE, paper 39/11-03, 1994.

- [115]. Santos, J.L. y Barbosa, F.P.M. **“Voltage Stability Evaluation Using the Relation between Impedances”** IEEE MELECON 2004, Croatia: 927-930 (2004).
- [116]. Sauer P. W. y Pai M. A. **“Power system steady-state stability and the load-flow jacobian”** IEEE Trans. Power System, vol. 5, no. 4, November 1990, pp. 1374-1381.
- [117]. Schlueter, R. A., Shu, Z. L. y Ben, K. K. **“Justification of the voltage stability security assessment and diagnostic procedure using a bifurcation subsystem method”** IEEE Transactions on Power Systems, vol. 15, pp. 1105-1117, 2000.
- [118]. Sedighzadeh, M., Rezazadeh, A. **“Dinamic Load Modeling for Khuzestan Power Systems Voltaje Stability Studies”**. Proceedings of world Academy of Science, Enginnering and Tecnology. Volumen 26. December 2007.
- [119]. Seydel, R. **“From equilibrium to chaos: practical bifurcation and stability analysis”** Book, Second edition, Springer-Verlag, New York, 1994.
- [120]. Sharma, N.K., Ghosh, A. y Varma, R.K. **“A novel placement strategy for FACTS controllers”** IEEE Transactions on Power Delivery: 18(3), 982-987 (2003).
- [121]. Sharma, C. y Ganness, G.M. **“Determination of Power System Voltage Stability Using Modal Analysis”** Intern. Conf. on Power Eng., Energy and Electrical Drives: 381-387 (2007).
- [122]. Sinha A.K. y Hazarika, D. **“A comparative study of voltage stability indices in a power system”** Electrical Power and Energy Systems: 22, 589–596 (2000).

- [123]. Sode-Yome, A., Mithulananthan, N. y Lee, K.Y. **“A maximum loading margin method for static voltage stability in power systems”** IEEE Transactions on Power Systems: 21(2), 799-808 (2006).
- [124]. Soliman, S.A., Temraz, H.K. y El-Khodary, S.M. **“Power System Voltage Stability Margin identification Using Local Measurements”** IEEE Large Engineering Systems Conference on Power Engineering: 100-104 (2003).
- [125]. Song, H. y otros cuatro autores **“Determination of interface flow margin using the modified continuation power flow in voltage stability analysis”** IEE Proceeding–Generation, Transmission, Distribution: 148(2), 128-132 (2001).
- [126]. Stagg y El-Abbiad **“Computer Methods in Power Systems Analysis”** Book, Mc Graw Hill. 1968.
- [127]. Su, Y.C., Cheng, S.J., Wen, J.Y. y Zhang, J. **“Power System Dynamic Stability Analysis and Stability Type Discrimination”** Proc. of the 41st International Universities Power Engineering Conference: 1-6 (2006).
- [128]. Subramani C. **“Voltage stability based collapse prediction and weak cluster identification”**. International Journal of Electrical and Power engineering. 124-128. “2009
- [129]. Tamura, Y., Sakamoto, K. y Tayama, Y. **“Voltage instability proximity index (VIPI) based on multiple load flow solutions in ill-conditioned power systems”** Proceeding of the 27th IEEE Conference on Decision and Control (1988).
- [130]. Taylor, C.W. **“Power System Voltage Stability”** Book, Ed. McGraw-Hill (1994).

- [131]. Thukaram D. y otros cuatro autores **“Voltage stability improvement: case studies of Indian power networks”** Electric Power Systems Research: 44(1), 35-44, (1998).
- [132]. Van Cutsem T., Jacquemart, Y., Marquet, J.-N. y Pruvot, P. **“Extensions and applications of a mid-term voltage stability analysis method”**, Proc. 3rd Intern. Workshop on Bulk Power System Voltage Phenomena - Voltage Stability and Security: 251-270 (1994).
- [133]. Van Cutsem T., Jacquemart, Y., Marquet, J.-N. y Pruvot, P. **“A comprehensive analysis of mid-term voltage stability”** IEEE Transactions on Power Systems: 10(3), 1173-1182 (1995).
- [134]. Van Cutsem, T y Vournas. C **“Voltage Stability of Electric Power Systems”** Book, Ed: Kluwer Academic Publisher. Third Printing 2003.
- [135]. Venikov, V.A. y otros tres autores **“Estimation of Electrical Power System Steady-State Stability in Load flow Calculations”** IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems: 94, (3), 1034-1041 (1975).
- [136]. Vournas, C.D. **“Voltage stability and controllability indices for multimachine power systems”** IEEE Transactions on Power Systems: 10(3), 1183-1194, (1995).
- [137]. Vu, K., Begovic, M.M., Novosel, D. y Saha, M.M. **“Use of local measurements to estimate voltage-stability margin”** IEEE Transaction On Power Systems: 14(3), 1029-1035 (1999).
- [138]. Wang Q., Song, H. y Ajarapu, V. **“Continuation-based quasi-steady-state analysis”** IEEE Transactions on Power Systems: 21(1), 171-179 (2006).
- [139]. Yang, Z, Cao, P. y Crow, M.L. **“A New Computationally Efficient Index for loadability limit studies Electric Machines and Power Systems”** Taylor & Francis, 28, 385–397 (2000).

- [140]. Yihong, W., Chen, S., Shengwei, M. y Ancheng, X. **“Analysis of Transient Voltage Stability via Quadratic Approximation Method”** Conference on International Power System Technology: 1-6 (2006).
- [141]. Yorino, N., Harada, S., y Cheng, H. **“A method to approximate a closest loadability limit using multiple load Flow solutions”** IEEE Trans. Power Systems, 12, no. 1, February 1997, pp. 424-429.
- [142]. Yorino, N. y otros cuatro autores **“A new continuation power flow based on Q-limit points”** The 2004 47th Midwest Symposium on Circuits and Systems: 2, II-341 - II-344, (2004).
- [143]. Yue X. y Venkatasubramanian. V. **“Algorithms for detection of static voltage instability in power systems using synchrophasors”**. Proceedings of the 43rd Hawaii International Conference on System Sciences - 2010
- [144]. Zambroni de Souza. A.C., Fritz W. **“On Fast Decoupled Continuation Power Flows”** Electric Power System Research. 63, 2002, p.p 105-111.
- [145]. Zamora S. **“Flujo de Carga Newton-Raphson Acoplado Rápido con Técnicas para Orientar el Análisis en Caso de Divergencia.”** Tesis para optar por el grado de master en ingeniería eléctrica. UCLV. Santa Clara. 1998.
- [146]. Zapata. P, Rios. M, Arias, J. **“Índices para detectar en tiempo real problemas de estabilidad de voltaje”**. Scientia et Technica Año XVI, No 44, Abril de 2010. Universidad Tecnológica de Pereira. ISSN 0122-1701
- [147]. Zarate, L.A.L. y Castro, C.A. **“Fast computation of security margins to voltage collapse based on sensitivity analysis”** IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution: 153(1), 35-43 (2006).
- [148]. Zarate, L.A.L. y Castro, C.A., Ramos, J.L.M. y Ramos, E.R. **“Fast computation of voltage stability security margins using nonlinear**

- programming techniques”** IEEE Transactions on Power Systems: 21(1), 19-27, (2006).
- [149]. Zhang, X.-P., Ju, P. y Handschin, E. **“Continuation Three-Phase Power Flow: A Tool for Voltage Stability Analysis of Unbalanced Three-Phase Power Systems”** IEEE Transactions on Power Systems: 20(3), 1320-1329 (2005).
- [150]. Zhao J. y otros cuatro autores **“On-Line Voltage Stability Monitoring and Control (VSMC) System in Fujian power grid”** IEEE Power Engineering Society General Meeting, 1-6 (2007).
- [151]. Zhu, T. X y Lo, K. L **“An Investigation into the OLTC Effects on Voltage Collapse”** IEEE Transactions on Power Systems, VOL. 15, NO. 2, pag 515-521, MAY 2000.

ANEXOS

ANEXO –I “ANÁLISIS DEL ESQUEMA SIMPLE Y EL DE 6 NODOS IEEE”

A.1.1 Determinación de la máxima carga del esquema generador-línea-carga

El primer caso analizado fue el de un esquema simple como se muestra en la figura A.1 El sistema está compuesto por una carga que es alimentada por un generador a través de una línea. Se varía la carga hasta que se encuentre la máxima potencia que se puede transferir por la línea.

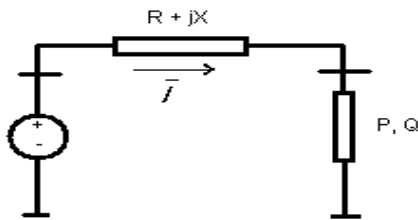


Fig. A.1 Representación circuital.

Para cada valor de tensión de envío y de factor de potencia de la carga en el recibo de una línea, se puede entregar una potencia activa máxima, a la cual corresponde un valor de la tensión en el nodo de recibo. Para cada uno de los valores inferiores a esta potencia máxima de recibo, existen dos valores de voltaje de recibo posibles para la operación de la línea, de los cuales el mayor se corresponde con una condición de operación estable, mientras que el menor corresponde a una condición de voltaje inestable, caracterizada por una respuesta de reducción de este tensión a un aumento de generación de potencia reactiva en el recibo, así como por valores de pérdidas de potencia activa y reactiva en la línea, superiores a los de la condición estable. Por lo que la potencia máxima antes mencionada establece el límite de operación de voltaje estable en el nodo de recibo de la línea.

En [54] se realiza un análisis detallado del comportamiento de una línea de transmisión y la obtención de la máxima carga que se puede suministrar a través de la misma por inestabilidad de voltaje. De [54]

$$Pc_{max} = \frac{b_p - \sqrt{b_p^2 - 4a_p V e^4}}{2a_p}$$

(A.1)

Donde:

$$b_p = (4V e^2 (Ar(R + X_L \operatorname{tg}(\Phi)) + Ai(X_L - R \operatorname{tg}(\Phi))))$$

(A.2)

y

$$a_p = 8 Ar Ai (R + X_L \operatorname{tg}(\Phi))(X_L - R \operatorname{tg}(\Phi)) - 4((Ai(R + X_L \operatorname{tg}(\Phi)))^2 + (Ar(X_L - R \operatorname{tg}(\Phi)))^2)$$

(A.3)

Aplicar la ecuación (A.1) da resultados exactos.

Los datos de la línea son:

$R = 6.05 \Omega$, $X = 12.1 \Omega$ pu. y $Bc = 165,6 \mu s$.

Los resultados se muestran en la tabla A.1.

Tabla A.1. Resultados del esquema simple

Método	FP	P (MW)	Voltaje Límite (kV)	Error (%)
Línea	0.896	222.43	58.028	
PSAT	0.896	220.96	59.2	0.67
PSX	0.896	222.41	58.032	0.01

En la tabla A.1 se aprecia que tanto para máxima potencia como para el voltaje en el punto límite se obtienen resultados muy exactos con el PSX, incluso mejores que con el PSAT.

La curva P-V del sistema se muestra en la figura A.2

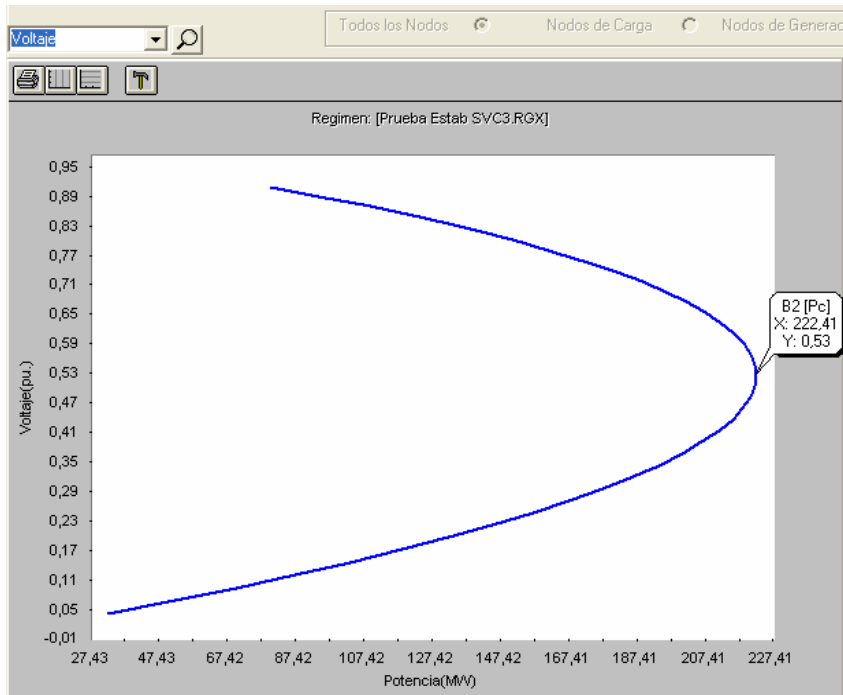


Figura A.2- Curva P-V de la carga.

A.2 Determinación de la máxima cargabilidad de la red de seis nodos

El esquema de 6 nodos, figura A.3, está compuesto por tres nodos de carga y tres nodos de generación. Se obtuvieron los resultados considerando los límites de reactivo de las unidades generadoras.

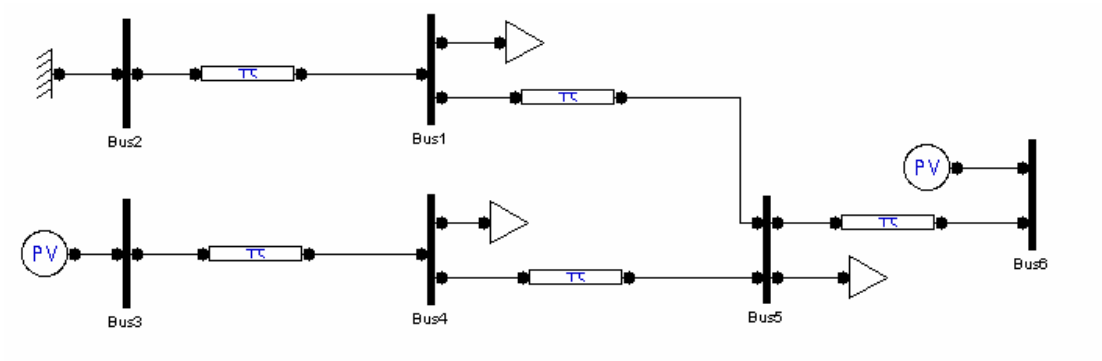


Figura A.3- Monolineal del sistema de 6 nodos IEEE.

Los resultados de las demandas máximas obtenidas en cada carga se muestran en la tabla 2

Tabla A.2- Resultados del esquema de 6 nodos.

Nodos	PSAT		PSX		Diferencia
	P(MW)	Q(MVAr)	P(MW)	Q(MVAr)	
1	151,36	75,68	152,1	76	-0,74
4	151,36	75,68	152,1	76	-0,74
5	151,36	75,68	152,1	76	-0,74
Totales	454,08	227,04	456,3	228	-2,22

Se observa que se obtienen puntos para ambos programas muy similares, con exactitud por debajo del 1%.

ANEXO -II “MONOLINEAL DE LA RED DE 14 NODOS IEEE”

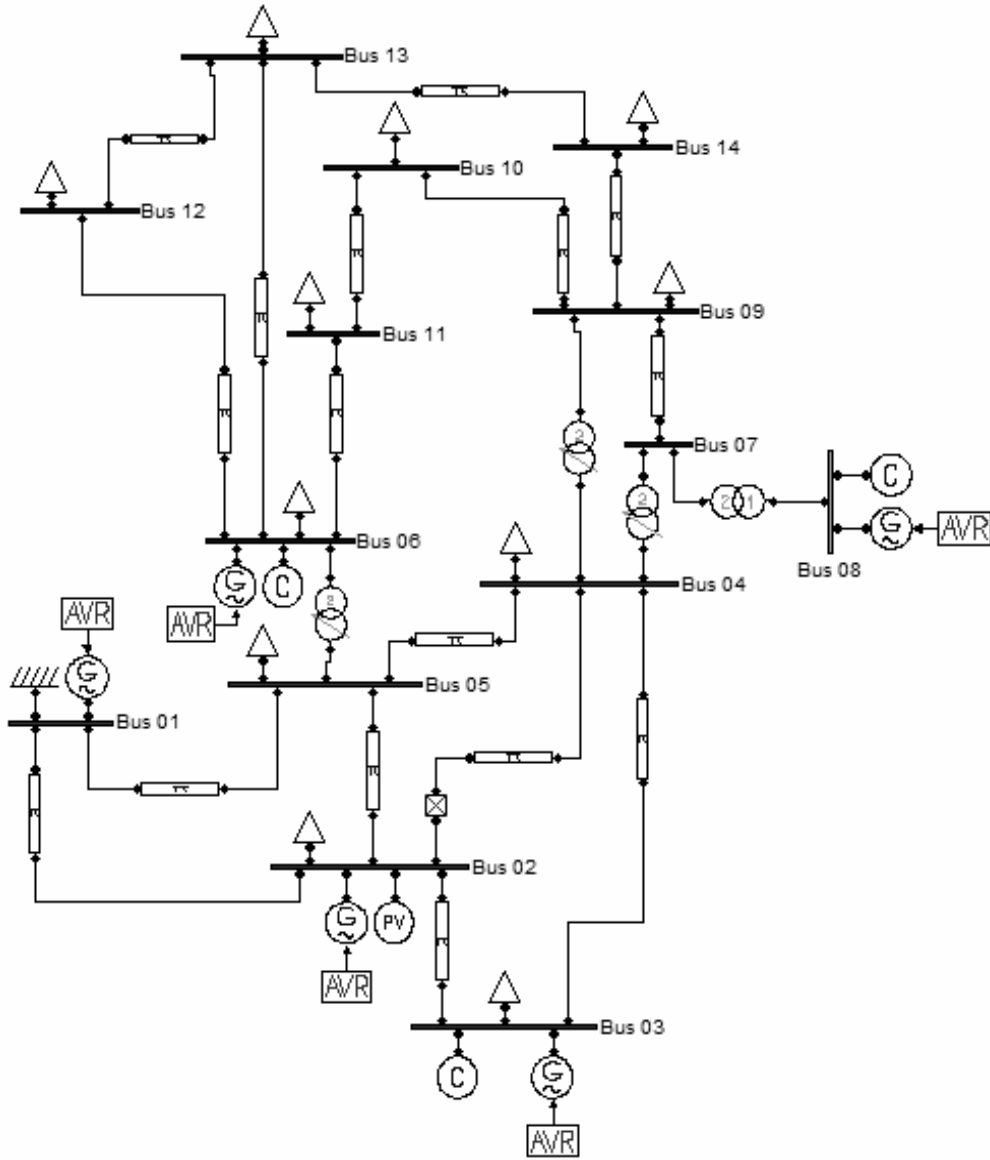


Figura A-2.1- Sistema IEEE- 14 nodos.

ANEXO -III “MONOLINEAL DE LA RED DE 25 NODOS IEEE”

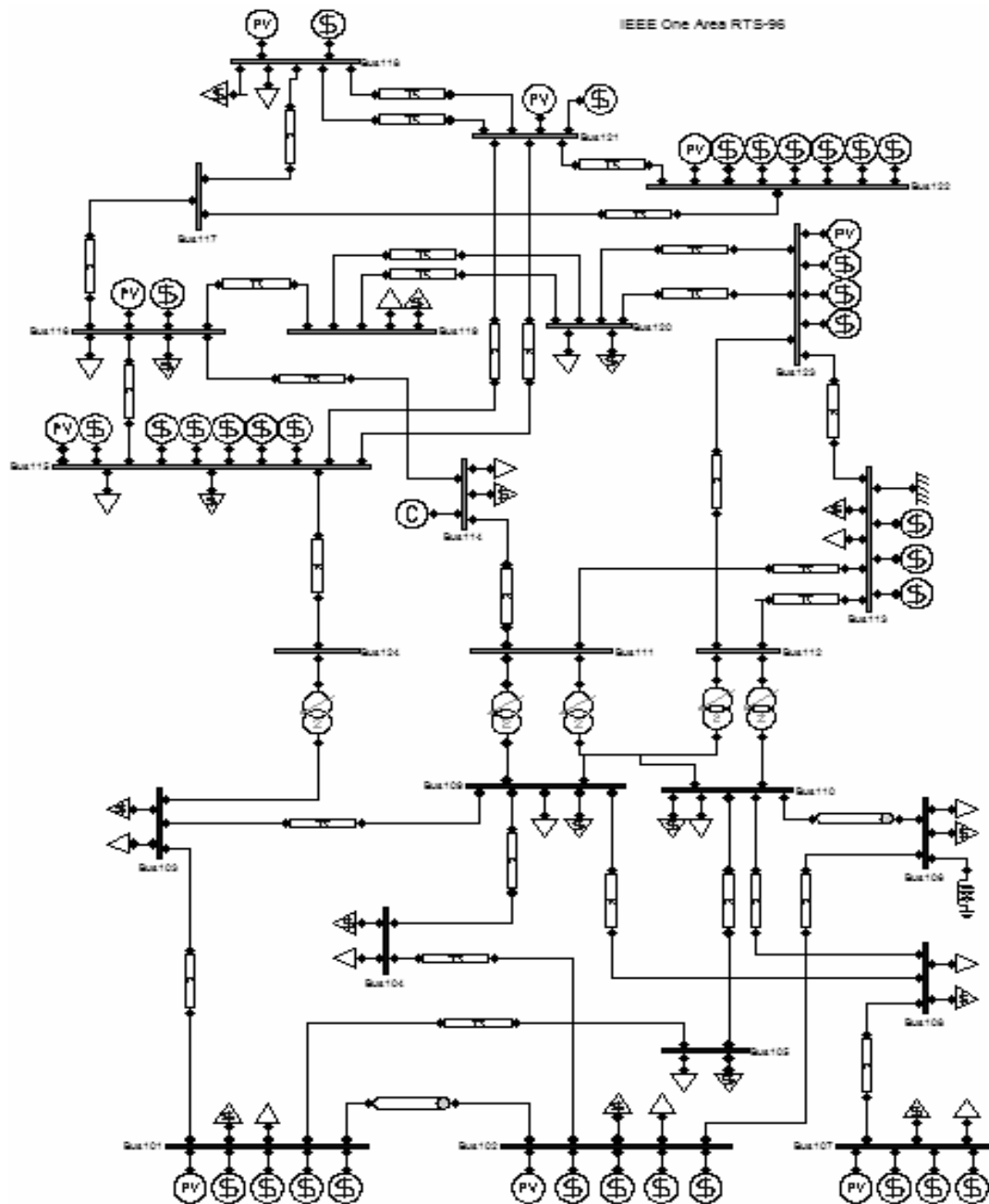


Figura A-3.1 Monolineal de la red de 25 nodos IEEE.

ANEXO -IV “MONOLINEAL DE LA RED NEW ENGLAND 39 NODOS IEEE”

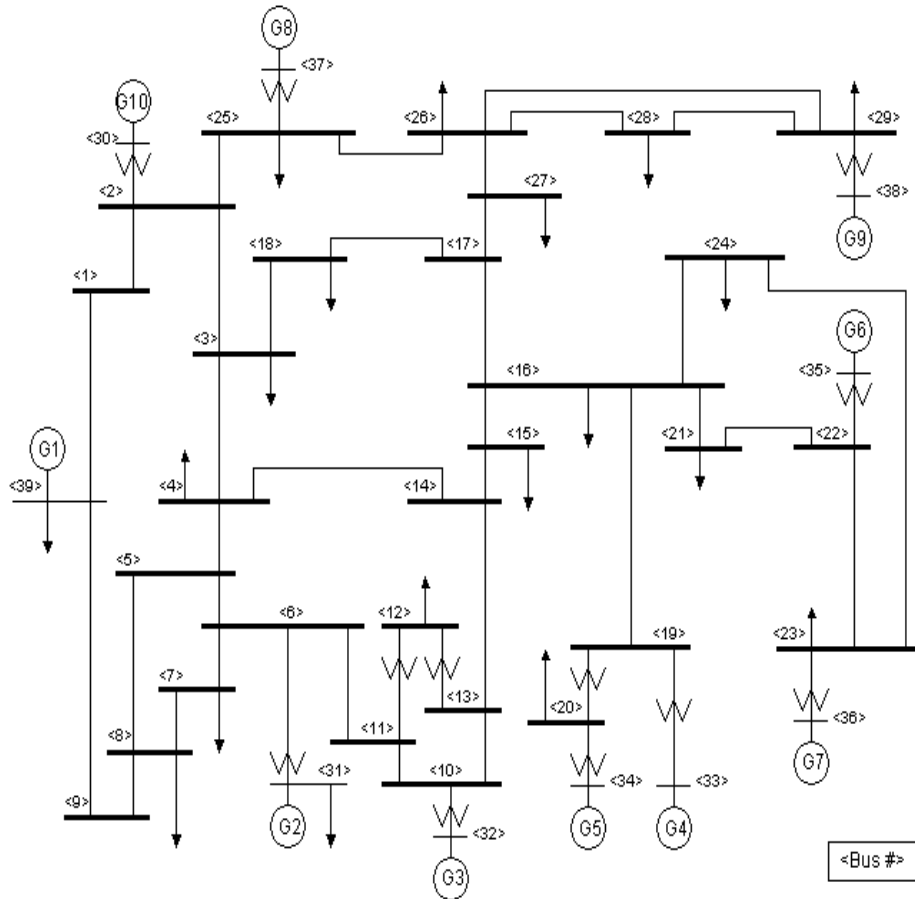


Figura A-4.1 Esquema New England 39 nodos.

ANEXO V

La Habana, 17 de Octubre de 2007

“Año 49 de la Revolución”

Presentación: 22 de octubre de 2007

Lugar: Despacho Nacional de Carga

Hora: 2:00 pm

Análisis de la avería ocurrida el día 8 de Octubre de 2007

Introducción.

El presente informe trata de explicar el por qué de la ocurrencia de dos eventos muy cercanos en el tiempo ocurridos el pasado día 8 de Octubre de 2007 en el Sistema Electroenergético Nacional, en los cuáles se desconectaron, por causas hasta ese entonces desconocidas una serie de baterías de grupos electrógenos, provocando la desconexión automática debido a la actuación de la DAF de un considerable número de consumidores.

Partiendo de la información registrada por medio del SCADA y del sistema EROS se exponen una serie de criterios técnicos con el propósito de explicar los fenómenos ocurridos, a pesar de que la información recolectada aun es insuficiente, ha permitido esbozar una serie de criterios al respecto. Con el mismo propósito se ha realizado una simulación digital de la operación del SEN, llegándose a las mismas conclusiones.

Se recomiendan al final una serie de medidas que de cumplirse se disminuirá la probabilidad de ocurrencia de tales fenómenos nuevamente en el SEN.

Hipótesis.

La operación del sistema en una zona de operación muy cercana al punto de inestabilidad de voltaje pudo haber sido la causa primaria del desencadenamiento de los fenómenos acaecidos.

ANEXO V

Fundamentación teórica.

La estabilidad del voltaje está muy relacionada con la capacidad de un sistema eléctrico de suplir la demanda de reactivo que reclama el sistema localmente de manera tal que no aparezca en el mismo el fenómeno de inestabilidad de esta magnitud, que puede provocar pérdida de estabilidad de ángulo.

En este sentido la insuficiente reserva de potencia reactiva en una zona puede ser la causa de la aparición de este fenómeno, cuya rapidez depende de la velocidad de variación de la carga y del tiempo de respuesta de los dispositivos de control.

El fenómeno de colapso del voltaje puede catalogarse como la expresión suprema del proceso de inestabilidad de la tensión, aunque el segundo puede aparecer sin necesidad de que se llegue a este extremo.

Las acerías por arco eléctrico constituyen un tipo de carga que en la mayoría de los sistemas de potencias van acompañadas de dispositivos que compensan instantáneamente la potencia reactiva que las mismas consumen (SVC). Nuestro sistema eléctrico a pesar de que puede catalogarse como un sistema débil, dada su configuración longitudinal, se encuentran dos acerías sin este tipo de dispositivo, de manera que las perturbaciones asociadas a las variaciones extremadamente bruscas de la demanda, son absorbidas totalmente por las unidades generadoras, sobre lo cual es importante apuntar además que se encuentran imposibilitadas de realizar la regulación primaria de la frecuencia. No obstante el análisis estará dirigido a razonar acerca de la posibilidad de que haya sido la existencia de la inestabilidad del voltaje la causa motora de estos fenómenos.

Causas que provocan inestabilidad del voltaje.

1. Operación del sistema con muy baja reserva de generación de potencia reactiva en alguna zona.

ANEXO V

2. Altas transferencias de potencia activa de una zona a otra del sistema sin un soporte adecuado de potencia reactiva por insuficiencia de ésta última.
3. Contingencias.
4. Operación de los cambia taps automáticos.
5. Falta de coordinación entre los dispositivos de control del sistema.
6. La característica de la carga.

En la gran mayoría de la literatura especializada pueden encontrarse estas causas, al parecer es algo consensuado entre los investigadores del tema, aunque debe recordarse que la gran mayoría de estos viven y por tanto se refieren a sistemas correspondientes a países desarrollados. El SEN por lo planteado en párrafos anteriores referentes a las acerías en conjunción con el alto grado de generación distribuida que posee, con las limitaciones en cuanto a regulación de voltaje de las mismas es totalmente sui géneris, sin embargo algunas de estas causas son observables instantes antes de la ocurrencia de los fenómenos reportados, a pesar de la inexistencia de altas transferencias en relación a la capacidad de los enlaces.

Cronología del evento

- ✓ A las 15:00:26 comienza a fundir Antillana.
- ✓ A las 15:00:29, según bases de datos SIO y EROS, salen de línea las baterías fuel y diesel, 4 baterías de Holguín 220, dos baterías de Nipe, Nicaro, Guantánamo batería 2, Tunas baterías 1 y 2, San José baterías 1 y 2, las baterías de fuel de Apolo, Planta Mecánica, Güines, Regla 5 motores, Naranjito 4 motores, Cruces 4 motores. Los aislados de la Yaya, San Ramón, Uñas (resincronizaron automáticamente) y F. País.
- ✓ A las 15:01:26 cae la frecuencia bruscamente sin causa aparente.

ANEXO V

- ✓ A las 15:33:50 comienza la entrada de la unidad # 1 de la Central Termoeléctrica Habana.
- ✓ A las 15:33:56 cae la frecuencia bruscamente sin causa aparente.

Hora	P MG	Q MG	P CTHAB	Q CTHAB	P EJARUC	Q EJARUC	P Guiteras	Q Guiteras	P Antillana	Q Antillana
15:00:20	105.51	79.3	58.75	61.84	148.64	26.79	223.78	22.4	16.36	8.96
15:00:23	105.3	79.4	58.75	61.84	148.64	26.79	223.78	22.4	16.36	8.96
15:00:26	105.3	79.66	58.75	61.84	148.66	26.88	223.78	22.4	16.36	9.82
15:00:29	105.41	80.87	58.75	61.84	148.71	27.89	223.78	22.4	20.95	17.66
15:00:32	105.73	83.87	58.75	62.15	148.57	29.21	223.78	29.93	27.54	16.34
15:00:35	106.38	86.09	58.75	62.15	148.89	30.43	223.78	31.35	16.98	21.57
15:00:38	106.38	84.5	59.15	67.76	148.36	28.93	223.78	31.35	34.72	22.78
15:00:41	106.38	84.72	59.15	67.76	148.36	28.68	223.78	30.95	37	21.26
15:00:44	106.38	84.72	59.15	66.63	148.36	28.68	223.78	30.95	31.01	16.78
15:00:47	106.16	84.72	59.15	66.63	148.36	28.68	223.78	30.95	23.72	17.36
15:00:50	106.16	84.72	59.15	66.63	147.86	28.69	223.78	30.27	32.9	18.74
15:00:53	106.66	85.56	59.15	67.73	148.08	28.94	223.78	30.27	32.9	18.74
15:00:56	106.66	85.56	59.15	69.98	148.08	28.94	223.78	30.7	37.06	24.11
15:00:59	103.65	83.58	59.15	69.98	147.75	28.88	223.78	30.7	42.86	29.07
15:01:02	103.65	83.58	59.15	69.98	147.75	28.88	223.78	31.1	43.9	41.76
15:01:05	104.68	84.8	59.15	67.25	147.86	28.01	223.78	31.1	37.5	24.53
15:01:08	104.68	84.8	59.15	68.79	147.86	28.01	223.78	31.1	44.04	36.96
15:01:11	104.47	84.18	59.15	68.11	147.96	28.12	223.78	31.1	44.04	36.96
15:01:14	104.47	84.18	59.15	67.25	147.96	28.12	223.78	31.48	39.54	24.75
15:01:17	104.72	88.33	58.09	66.26	147.96	28.27	223.78	31.48	39.54	24.75
15:01:20	104.72	88.33	58.84	69.91	147.96	28.27	223.78	35.06	43.45	31.57
15:01:23	104.72	85.77	59.4	69.91	147.96	29.79	223.78	35.06	43.45	31.1
15:01:26	104.72	85.77	59.4	69.91	147.96	29.79	223.78	42.47	43.45	31.1
15:01:29	111.8	79.44	60.77	71.12	134.52	29.46	223.78	42.47	37.45	24.94
15:01:32	111.8	79.44	58.84	62.29	134.52	29.46	221.96	30.62	41.7	35.9
15:01:35	111.66	77.16	58.84	62.29	131.67	27.85	221.96	30.62	34.86	21.49
15:01:38	111.66	77.16	58.84	63.34	131.67	27.85	219.55	22.55	40.97	24.84
15:01:41	110.94	71.25	58.84	63.72	133.97	25.29	219.55	22.55	39.84	27.98
15:01:44	110.94	71.25	58.16	59.36	136.22	22.52	220.88	17.47	43.5	38.6

Tabla 1. Generación de Potencia Activa y Reactiva en Occidente y comportamiento de Antillana.

Considerando la falta de sincronismo en tiempo de las mediciones se analizara un diapasón de los puntos de operación alrededor del instante en que se reporta la primera salida de generación, siendo este a las 15:00:29.

Análisis cronológico del evento

A las 15:00:29 comienza la entrada de Antillana, las unidades generadoras de la zona Occidental, sensibles a las variaciones de reactivo provocadas por esta entrada brusca de carga reactiva se encuentran operando en valores próximos a los límites de generación de reactivo, como se observa en la tabla 1. Los grupos electrógenos operan

ANEXO V

a PQ constante, generando muy poco reactivo; obsérvese la tabla 2, por lo tanto no participan en el control de la tensión de la zona.

Tiempo	Regla P	Regla Q
15:00:20	34.31056	3.6847
15:00:23	34.64326	3.77073
15:00:26	35.47757	4.56335
15:00:29	23.70204	3.70332
15:00:32	18.71376	3.35843
15:00:35	15.04142	2.26282
15:00:38	14.48966	1.97616
15:00:41	14.30134	1.85329
15:00:44	14.14519	1.58588

Tabla 2. Generación de Potencia Activa y Reactiva de los motores fuel de Regla.

Adicionalmente los generadores de la zona oriental están trabajando en régimen capacitivo o generando muy poca potencia reactiva. Estas condiciones de trabajo del sistema son idóneas para que se puedan desarrollar fenómenos asociados con la pérdida de estabilidad del sistema.

Hora	CMC	Q CMC	P DO	QDO	LRP	Q LRP	Rente	Q Rente
15:00:20	121.55	16.17	124.29	-7	176.14	-25.7	B	-7.01
15:00:23	121.55	16.17	124.29	-7	176.14	-25.7	B	-7.01
15:00:26	121.55	16.17	124.52	-7	176.14	-25.7	B	-7.01
15:00:29	121.55	16.17	124.52	-7	176.14	-25.7	B	-7.01
15:00:32	121.55	16.81	126.53	-7	176.14	-25.7	B	-7.01
15:00:35	121.55	19	126.53	-7	176.14	-25.7	B	-7.01
15:00:38	121.55	19	127.54	-6.64	176.14	-25.7	B	-6.65
15:00:41	121.55	19	127.54	-6.64	176.14	-25.2	B	-6.65
15:00:44	121.55	19	128.6	-6.08	176.14	-25.2	B	-6.44
15:00:47	122.33	19	128.6	-6.08	176.14	-25.2	B	-6.07
15:00:50	123.16	19	128.87	-5.89	176.14	-24.71	B	-5.9
15:00:53	126.41	19	128.87	-5.89	176.14	-24.71	B	-5.9
15:00:56	126.41	19	129.12	-5.89	176.14	-24.71	B	-5.9
15:00:59	125.16	19	129.12	-5.89	176.14	-24.71	B	-5.9
15:01:02	125.16	19	129.12	-5.33	176.14	-24.22	B	-5.71
15:01:05	125.16	19	129.12	-5.33	176.14	-24.22	B	-5.32
15:01:08	125.8	19	129.12	-5.33	176.14	-24.22	B	-5.32
15:01:11	125.8	19	129.12	-5.33	176.14	-24.22	B	-5.32
15:01:14	125.8	19	129.12	-5.33	176.14	-24.22	B	-5.32
15:01:17	125.8	19	129.12	-5.33	176.14	-24.22	B	-5.32
15:01:20	125.8	19	129.28	-2.25	176.14	-24.22	B	-4.76
15:01:23	125.8	19	129.28	-2.25	176.14	-24.22	B	-2.25
15:01:26	125.8	19	142.48	25.97	176.14	-24.22	B	-2.25
15:01:29	125.9	29.73	142.48	21.65	185.1	-1.91	B	21.65
15:01:32	116.45	21.26	142.22	17.12	178.3	-1.48	B	18.04
15:01:35	115.06	16.75	142.22	17.12	176.91	-2.1	B	17.12
15:01:38	115.06	16.75	134.43	11.26	176.91	-2.1	B	12.56
15:01:41	112.68	16.23	134.43	11.26	175.63	-12.27	B	11.26
15:01:44	112.68	16.23	124.55	10	175.63	-12.89	B	10.68

ANEXO V

Tabla 3. Generación de Potencia Activa y Reactiva en Oriente y comportamiento de Antillana.

La existencia en el sistema de acerías sin compensadores estáticos de voltaje, dada la forma brusca de entrada y salida de las misma, es equivalente a perturbaciones de consideración en cuanto a valor y rapidez de ocurrencia, haciendo aún menos seguros los regímenes de trabajo del sistema desde el punto de vista de la estabilidad de su operación, especialmente en sistemas débiles como el SEN.

Los procesos de pérdida de la estabilidad en estado estable pueden estar asociados a problemas de estabilidad del voltaje o del ángulo entre los voltajes, por lo que se relacionan con caídas oscilatorias de la tensión y/o diferencias de frecuencia entre diferentes partes del sistema durante los transitorios. Considerando que el tiempo de muestreo de las mediciones que llegan al Despacho Nacional de Carga es de 3 segundos y de manera secuencial no es posible observar estas variaciones bruscas de la tensión en las mediciones, no obstante se observa una ligera disminución de la tensión en algunos nodos del Lazo de La Habana que alcanzan en este periodo los valores mínimos registrados, como se muestra en la tabla 4.

ANEXO V

Hora	Naranjito 110 kV		Cotorro 110 kV	
	Barra 1	Barra 2	Barra 1	Barra 2
15:00:20	112.37	112.76	114.41	114.44
15:00:23	112.37	112.76	114.41	114.44
15:00:26	112.08	112.23	114.41	114.44
15:00:29	112.08	112.23	114.41	114.3
15:00:32	112.19	112.76	114.11	114.08
15:00:35	112.26	112.76	113.87	113.8
15:00:38	111.9	112.31	113.76	113.69
15:00:41	111.8	112.19	113.93	113.69
15:00:44	111.73	112.04	113.8	113.69
15:00:47	112.12	112.59	113.62	113.69
15:00:50	111.58	111.95	113.54	113.8
15:00:53	111.88	112.18	113.54	113.8
15:00:56	111.84	112.12	113.68	113.8
15:00:59	111.84	112.12	113.68	113.8
15:01:02	111.48	112.12	113.68	113.8
15:01:05	111.87	112.05	113.55	113.56
15:01:08	111.41	111.95	113.69	113.83
15:01:11	111.41	111.95	113.69	113.83
15:01:14	111.41	111.95	113.55	113.73
15:01:17	111.41	111.95	113.55	113.73
15:01:20	111.51	111.87	113.55	113.44
15:01:23	111.51	111.87	113.44	113.44
15:01:26	111.51	111.87	113.44	113.44
15:01:29	110.94	111.3	112.91	113.05
15:01:32	112.3	112.59	113.23	113.31
15:01:35	112.3	112.59	114.08	113.94
15:01:38	113.01	113.38	114.33	114.15
15:01:41	113.55	113.94	114.58	114.47
15:01:44	113.22	113.66	114.76	114.87

Tabla 4. Niveles de tensión en el Lazo.

Un efecto observado en los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) cuando ocurre la tendencia a la pérdida de sincronismo de una parte del sistema con respecto a la otra es la diferencia de frecuencia entre diferentes zonas del sistema, lo que se observa en el instante 15:00:32 en la tabla 5 e incluso entre la frecuencia en Naranjito y en Guiteras que se puede ver en el mismo instante de tiempo en la tabla 6, por la secuencia de valores de la frecuencia todo parece indicar que esta situación se resuelve en el instante 15:01:17, pues se estabiliza la frecuencia en el sistema y en ese momento la acería esta en potencia activa y reactiva constante. No obstante el fenómeno observado confirma la precaria situación en cuanto a reserva de estabilidad del sistema.

ANEXO V

Hora	F Naranjito	F Nuevitas	Diferencia
15:00:20	60.04	60.04	0
15:00:23	60.04	60.04	0
15:00:26	60.04	60.04	0
15:00:29	60.04	60.04	0
15:00:32	60.02	59.97	0.05
15:00:35	59.95	59.97	-0.02
15:00:38	59.91	59.95	-0.04
15:00:41	59.91	59.95	-0.04
15:00:44	59.88	59.9	-0.02
15:00:47	59.88	59.9	-0.02
15:00:50	59.88	59.9	-0.02
15:00:53	59.88	59.9	-0.02
15:00:56	59.88	59.9	-0.02
15:00:59	59.88	59.9	-0.02
15:01:02	59.88	59.9	-0.02
15:01:05	59.88	59.9	-0.02
15:01:08	59.9	59.9	0
15:01:11	59.9	59.9	0
15:01:14	59.9	59.9	0
15:01:17	59.9	59.9	0
15:01:20	59.83	59.84	-0.01
15:01:23	59.83	59.84	-0.01
15:01:26	59.08	58.22	0.86
15:01:29	58.25	58.22	0.03
15:01:32	58.31	58.49	-0.18
15:01:35	58.31	58.49	-0.18
15:01:38	58.77	59.06	-0.29
15:01:41	59.04	59.27	-0.23
15:01:44	59.29	59.33	-0.04

Hora	F Naranjito	F Guiteras	Diferencia
15:00:20	60.06	60.04	0.02
15:00:23	60.06	60.04	0.02
15:00:26	60.06	60.04	0.02
15:00:29	60.06	59.99	0.07
15:00:32	60.02	59.95	0.07
15:00:35	59.97	59.93	0.04
15:00:38	59.9	59.91	-0.01
15:00:41	59.9	59.88	0.02
15:00:44	59.9	59.9	0
15:00:47	59.9	59.88	0.02
15:00:50	59.9	59.88	0.02
15:00:53	59.9	59.88	0.02
15:00:56	59.9	59.88	0.02
15:00:59	59.9	59.88	0.02
15:01:02	59.9	59.88	0.02
15:01:05	59.9	59.9	0
15:01:08	59.9	59.9	0
15:01:11	59.9	59.9	0
15:01:14	59.9	59.9	0
15:01:17	59.9	59.9	0
15:01:20	59.83	59.84	-0.01
15:01:23	59.83	59.38	0.45
15:01:26	59.08	58.47	0.61
15:01:29	58.25	58.24	0.01
15:01:32	58.33	58.45	-0.12
15:01:35	58.33	58.68	-0.35
15:01:38	58.77	58.97	-0.2
15:01:41	59.06	58.97	0.09
15:01:44	59.27	59.34	-0.07

ANEXO V

Tabla 5. Frecuencia registradas en *Naranjito y Nuevitas.*

Tabla 6. Frecuencias registradas en *Naranjito y Guiteras.*

Una vez estabilizado el sistema y sin perturbaciones de importancia por parte de la acería se produce por causas desconocidas entre los intervalos 15:01:23 y 15:01:26 una caída brusca de frecuencia en todo el sistema, pero con diferencias entre la parte oriental y la occidental de más de 0.86 Hz (ver tabla 5) lo que evidencia además de un déficit de potencia en ambas zonas una tendencia a la pérdida de estabilidad, motivado por las pésimas condiciones de reserva de reactivo en el régimen de preavería. Como se pudo observar en la tabla 7 entre 15:33:47 y 15:33:53 el sistema no es capaz de soportar una disminución brusca de generación de reactivo de aproximadamente 18 Mvar, debido a que siendo las 15:33:50 se sincroniza en CT Habana la unidad # 1 al sistema consumiendo reactivo, tabla 8. En la tabla 9 se muestra el mismo fenómeno de caída de frecuencia en ambas partes del sistema, ahora con 0.52 Hz de diferencia, por lo cual puede inferirse que se está trabajando en el límite de estabilidad.

Hora	P MG	Q MG	P CTHAB	Q CTHAB	P EJARUC	Q EJARUC	P Guiteras	Q Guiteras	P Antillana	Q Antillana
15:33:38	93.58	77.43	58.91	61.45	149.14	25.37	225.86	21.04	16.54	8.93
15:33:41	93.58	77.43	58.91	61.13	149.14	25.37	225.86	21.04	16.54	8.93
15:33:44	93.58	77.15	58.91	61.13	149.14	25.29	225.86	21.04	16.54	8.93
15:33:47	93.58	77.15	58.91	61.13	149.14	25.29	225.86	21.04	16.54	8.93
15:33:50	100.23	78.44	62.72	48.4	155.97	27.94	231	20.45	16.54	8.93
15:33:53	100.23	78.44	66.68	43.06	155.97	27.94	233.41	28.52	16.54	8.93
15:33:56	107.38	81.44	71.26	44.61	149.91	37.13	231.91	32.61	16.54	8.93
15:33:59	107.38	81.44	71.26	44.61	149.91	37.13	231.17	32.61	16.54	8.93
15:34:02	105.94	80.3	70.51	44.68	142.61	40.04	224.19	32.61	16.54	8.93

Tabla 7. Generación de Potencia Activa y Reactiva en Occidente y comportamiento de Antillana.

Hora	P HAB 1	Q HAB 1	P HAB 2	Q HAB 2	P HAB 3	Q HAB 3	P CTHAB	Q CTHAB
15:33:38	0	0	0	0	58.91	61.45	58.91	61.45
15:33:41	0	0	0	0	58.91	61.13	58.91	61.13
15:33:44	0	0	0	0	58.91	61.13	58.91	61.13
15:33:47	0	0	0	0	58.91	61.13	58.91	61.13
15:33:50	3.8	-12.43	0	0	58.91	60.84	62.72	48.41
15:33:53	3.8	-21.89	0	0	62.86	64.95	66.68	43.06
15:33:56	10.06	-22.19	0	0	61.2	66.8	71.26	44.61
15:33:59	10.06	-22.19	0	0	61.2	66.8	71.26	44.61
15:34:02	10.89	-20.77	0	0	59.61	65.44	70.51	44.68

Tabla 8. Generación de Potencia Activa y Reactiva en CTE Habana.

ANEXO V

Hora	F Naranjito	F Nuevitas	Diferencia
15:33:38	60.15	60.15	0
15:33:41	60.15	60.15	0
15:33:44	60.15	60.15	0
15:33:47	60.15	60.15	0
15:33:50	60.02	59.88	0.14
15:33:53	60.02	59.88	0.14
15:33:56	58.7	59.22	-0.52
15:33:59	58.7	58.81	-0.11
15:34:02	58.54	58.52	0.02

Tabla 9. Frecuencias registradas en Naranjito y Guiteras.

De lo anteriormente expuesto se puede apreciar que la causa de ambos eventos fue un incremento brusco de la demanda de la potencia reactiva en la zona en la cual las unidades operaban en un régimen límite de generación de reactivo, haciendo más propenso el sistema a la ocurrencia del fenómeno de inestabilidad del voltaje. Corrobora esta hipótesis también el hecho de que pasado el pico del mediodía (13:05) Antillana comenzó a fundir alcanzando los valores promedios registrados en el intervalo analizado en la tabla 1 correspondiente a la primera perturbación, a pesar de que en ese instante obviamente la demanda de activo era superior no se registró salida alguna, o sea dicha perturbación no provocó inestabilidad en el sistema, los registros informan que en ese período la zona contaba con suficiente reserva de potencia reactiva.

El **PSX** cuenta con una Herramienta que permite modelar las condiciones en que estaba trabajando el sistema y determinar los límites de valores de carga a partir del cual se pueden producir problemas de estabilidad del voltaje. Para las condiciones de trabajo previo a la avería se modeló y obtuvieron los valores de potencia activa y reactiva límites en Antillana de 22.4 MW y 15 Mvar, lo que coincide con los valores de 20.65 MW y 17.64 Mvar que tenía Antillana a las 15:00:29 cuando ocurre la primera diferencia de frecuencia entre zonas.

Conclusiones

ANEXO V

1. El análisis evidencia que el SEN operaba en una zona muy cercana a la inestabilidad de la tensión, corroborado mediante la simulación digital realizada y los análisis de todos los datos registrados mostrados en este informe.
2. En ambos fenómenos la causa primaria parece haber sido la imposibilidad de suplir el reactivo demandado en la zona de forma brusca dada la inexistencia de reserva de este tipo de potencia en las unidades ubicadas en la región.
3. Las unidades de fuel que salen del lazo de La Habana son justamente aquellas que debido a su tipo (G2) y su alto valor de reactancia son las más sensibles ante perturbaciones en esta zona.

Algunas medidas para evitar la reiteración de estos eventos.

- 1.- Instalar compensadores estáticos de voltaje en las acerías que eviten las bruscas demandas de reactivo al sistema.
- 2.- Operar el sistema con la suficiente reserva de reactivo por zonas en las unidades térmicas, pues los grupos están ubicados cerca de la carga y tienen poca sensibilidad en la red de transmisión, haciendo énfasis sobre todo en las zonas cercanas a las acerías, mientras no se tengan instalados los compensadores.
- 3.- Trabajar los grupos fuel al menos en régimen automático de regulación de voltaje, lo que ayudaría a las unidades térmicas en este proceso.
- 4.- Asegurar al menor plazo posible la regulación primaria de la frecuencia en las unidades generadoras del SEN, para lo cual en los grupos fuel es necesario definir la forma de limitar la potencia activa máxima que pueden entregar.
- 5.- Operar siempre que sea posible los grupos fuel al 85 % de su capacidad, por las razones siguientes:
 - Se evita la salida de los mismos por sobrecargas.
 - Según el fabricante es este el punto de operación óptima, o sea consume menos combustibles.

ANEXO V

- Desde el punto de vista mecánico sufren menos, alargando su vida útil.

6.- La planificación diaria deberá cambiar el punto de operación de la curva de carga para simular y recomendar los voltajes de operación más adecuados, el cual actualmente es el correspondiente al de la demanda media, por aquel en que ocurre la demanda media de reactivo del sistema, considerando que es el problema del control de voltaje en el SEN el que con la nueva estructura de generación juega un papel preponderante.

Ing. Susana Leyva Condeff Especialista del Dpto. de Regímenes del DNC.

Dr. Ing. Antonio Martínez García. Profesor Titular. CIPEL.

MSc. Lázaro Guerra Raimity. Profesor Asistente. CIPEL.

Dra. Ing. Miriam López Pérez. Inv. Auxiliar. CIPEL.

MSc. Zaid Garcia Sánchez. Profesor Asistente. UCLV.

Dr. Ing. Manuel Barroso Baeza. Inv. Auxiliar CIPEL.

ANEXO VI

Informe sobre modelación de la avería ocurrida el 15 de enero de 2009

Introducción

El presente informe detalla la avería ocurrida el 15 de enero de 2009 en el sistema Eléctrico Nacional (SEN). Partiendo de la información registrada por medio del SCADA y del sistema EROS se ha realizado la simulación digital de la operación del SEN.

- ✓ En el sistema se realizan pruebas de regulación de frecuencia en los motores de Fuel oil designados. Ver Anexos
- ✓ A las 10:43:47 se dispara la unidad # 2 de LRP.
- ✓ A partir de este instante se desarrollan una serie de eventos que se explicarán a continuación.

El orden cronológico de la avería según lo registrado por el SCADA y EROS es el siguiente:

10:43:47 Se registra por mediciones potencia inversa en la unidad # 2 de LRP y su posterior disparo.

10:43:47 La frecuencia cae a 58.38 Hz. Actúa la DAF.

10:43:47 Dispara Batería 1 y 2 Apolo, Baterías 1, 2 y 3 Chambas.

10:43:50 Dispara Batería 3 y 4 Apolo, Batería 1, 3 y 4 Planta Mecánica, **Baterías Cruces**

10:43:59 Dispara **Baterías Guantánamo**

10:44:20 Dispara Batería 1 y 2 Guanes

10:44:23 Dispara Batería 2 Santa Clara 110 kV

10:44:32 Dispara Batería 1 Santa Clara 110 kV

10:44:33 Dispara Baterías Güines

Nota: Disparan también algunas baterías diesel.

10:45:14 Dispara el N-207. Se separa el sistema y se cae la zona oriental

10:52:08 Se dispara la unidad # 1 de LRP, la unidad # 5 de DO, la unidad # 3 de AM.

ANEXO VI

Antecedentes:

En el SEN se encontraban en vías libres las siguientes líneas de 220 kV y autotransformadores de 220/110 kV:

- 2AT Mariel
- 220 kV Camagüey-Vicente
- 220 kV Nuevitas-Holguín
- 220 kV Cueto-Rente

La composición de la generación antes de que desencadenara la avería era la siguiente:

Unidad	Potencia E/L (MW)
MG	134
HAB	162
EJ	133
EP	22
AG	258
JM3	16
EV	61
CMC	57
DO	98
LRP	398
AM	57
RL	29
MF	390
MD	266
Demanda	2077.9

Con el desarrollo de la modelación de esta avería concluimos que el fenómeno que se presentó fue un colapso de voltaje, a continuación se dará una breve explicación de lo planteado por la literatura sobre el mismo.

El fenómeno colapso del voltaje puede producirse cuando ante una perturbación el sistema no es capaz de suministrar la potencia reactiva necesaria por estar los sistemas de excitación de los generadores y otros dispositivos de control de tensión al tope, produciéndose en estas condiciones un proceso gradual de pérdida del sincronismo que puede durar minutos. No obstante pueden darse condiciones particulares en las que este fenómeno conocido como colapso de voltaje puede producirse más rápidamente, durando unos pocos segundos (Power System Stability and Control Prabha Kundur).

ANEXO VI

Para evitar la pérdida de estabilidad las unidades generadoras deben de forzar la excitación para compensar la depresión de la tensión en la red.

La estabilidad de tensión se relaciona con la capacidad del sistema de suministrar el reactivo con la rapidez necesaria. De no cumplirse lo anterior, entonces no será posible restablecer las transferencias de potencia por las líneas alternativas, la tensión por tanto caerá a valores pequeños o puede llegar al punto de colapsarse produciendo esto la pérdida de sincronismo.

Desarrollo de la modelación

A continuación presentamos los resultados de la modelación de este caso.

En el instante antes del disparo de LRP2, en el sistema se tenía una reserva de potencia activa para regulación primaria en motores fuel de 45 MW. Con la salida de la misma la perturbación fue de 190 MW y 74 MVar, al no existir una reserva primaria suficiente en el sistema actúa la automática de balance desconectando carga por baja frecuencia (DAF) para lograr restablecer el equilibrio entre generación y demanda. Al unísono los motores que estaban regulando frecuencia comienzan a tomar carga pero algunos de ellos se disparan por sobrecarga nivel 2 (110%, 0.1 s). Ver Anexos

De igual forma con la salida de la unidad # 2 de Felton la potencia reactiva que generaba dicha unidad debe asumirla el resto de las unidades del sistema. Pero a diferencia de la potencia activa la potencia reactiva debe ser generada localmente por lo que es asumida por la unidad # 1 de esta Central para compensar la demanda de potencia reactiva de la zona.

La generación de reactivo de las unidades aumentará para satisfacer el incremento de la demanda de reactivo, alcanzando probablemente el límite de su capacidad. Si esto sucede, los reguladores actuarán reduciendo el nivel de excitación y provocando un mayor descenso de los voltajes.

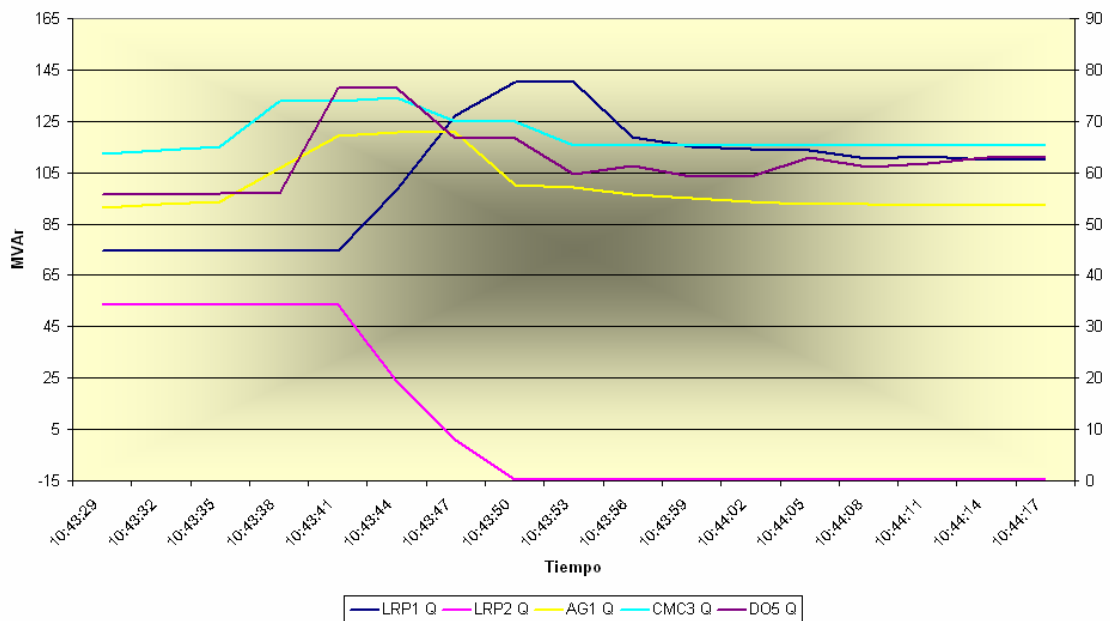
Nótese en la siguiente tabla y gráfico como LRP1 debe de forzar la excitación para compensar la depresión de la tensión en la zona (límite de reactivo de esta máquina 100 MVar para la potencia activa que estaba generando). En esta zona se encontraba

ANEXO VI

fundiendo Acinox y los grupos electrógenos operan a fp constante, generando muy poco reactivo.

Unidades 150109.GFR (15/01/2009)												
Hora	Frecuencia Naranjito	Frecuencia Felton	MG5 Q	MG8 Q	HAB2 Q	HAB3 Q	AG1 Q	CMC3 Q	DO5 Q	LRP1 Q	LRP2 Q	AM3 Q
10:43:35	59.68	59.68	25.79	6.07	13.78	8.15	54.38	64.94	56.04	74.76	53.36	7.26
10:43:38	59.59	59.59	26.98	7.78	13.78	8.15	60.84	74.02	56.04	74.76	53.36	7.26
10:43:41	59.59	59.4	27.7	9.1	14.4	11.65	67.19	74.02	76.44	74.76	53.36	8.78
10:43:44	58.9	58.9	27.7	9.1	15.8	11.02	67.76	74.65	76.44	98.44	23.78	8.78
10:43:47	58.9	58.38	25.54	5.73	15.8	11.02	67.76	69.97	66.72	127.38	0.82	5.32
10:43:50	58.5	58.49	25.89	6.38	15.8	11.02	57.7	69.97	66.72	140.33	-14.71	5.32
10:43:53	58.5	58.49	25.46	4.46	15.03	6.3	57.13	65.18	59.79	140.33	-14.71	1.82
10:43:56	58.86	58.86	25.22	4.46	13.6	6.3	55.7	65.18	61.22	118.84	-14.71	1.82

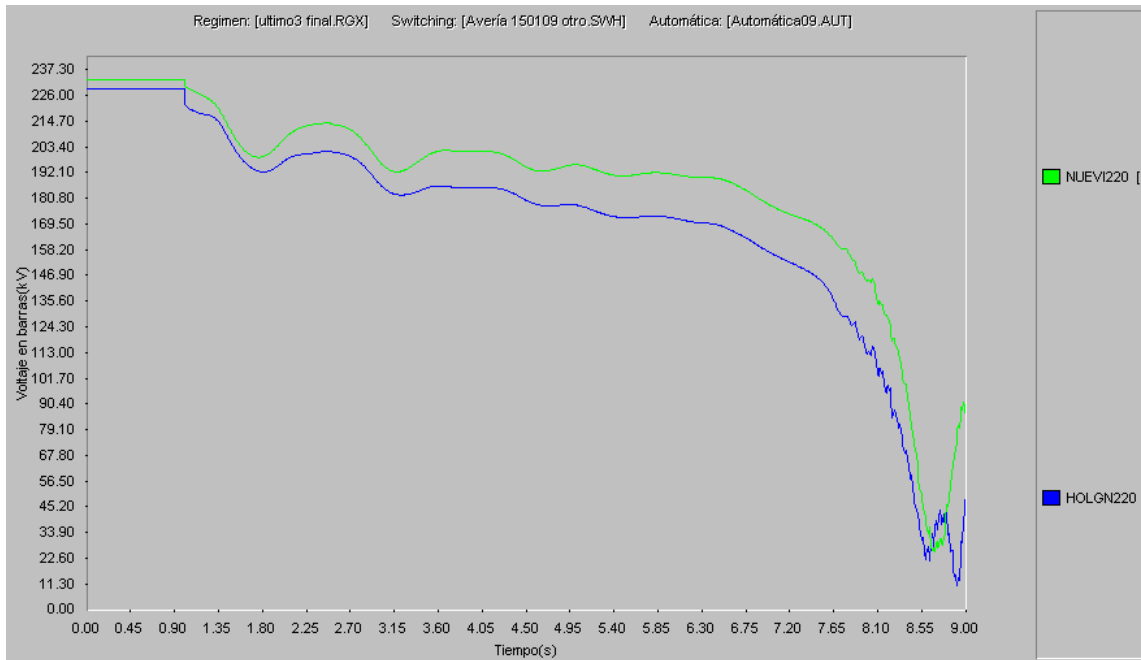
Generación de potencia reactiva de las unidades zona Centro Oriental



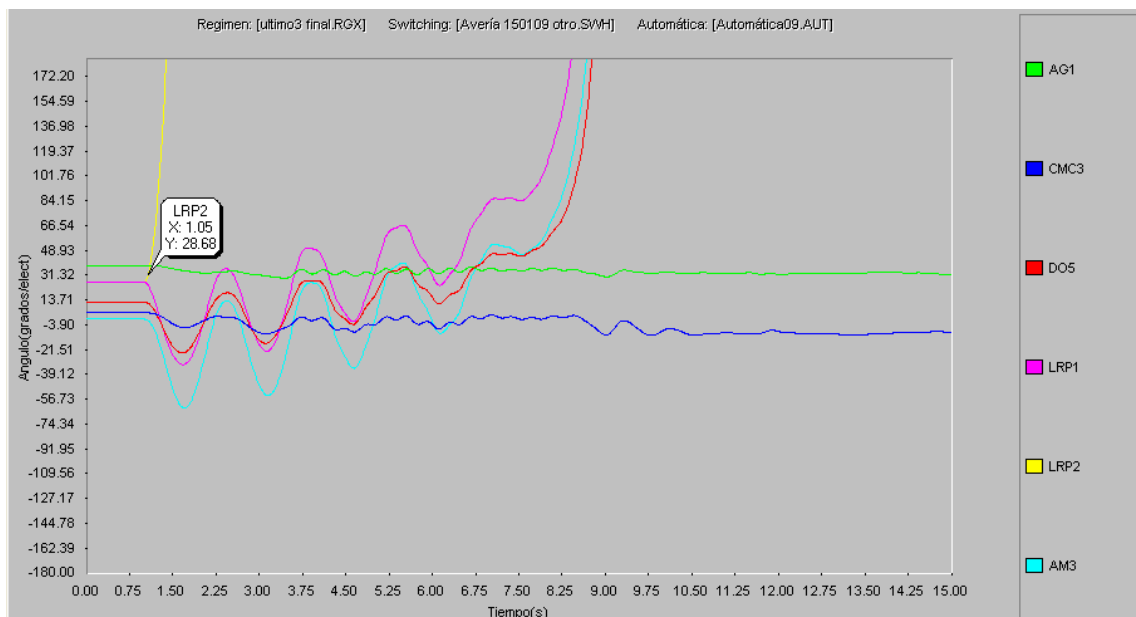
Con lo mostrado anteriormente se observa cómo el sistema de excitación de dicha máquina alcanza un tope de 140 MVar pero al no poder suplir la demanda de reactivo de la carga comienza gradualmente a caer la tensión hasta llegar al punto de colapsar.

En el siguiente gráfico se observa cuando después de la salida de LRP2 se produce una disminución progresiva de la tensión lo cual conlleva a un estado de inestabilidad de la tensión. Los resultados de esta simulación coinciden con lo registrado por el relé de Nuevitas (N-207).

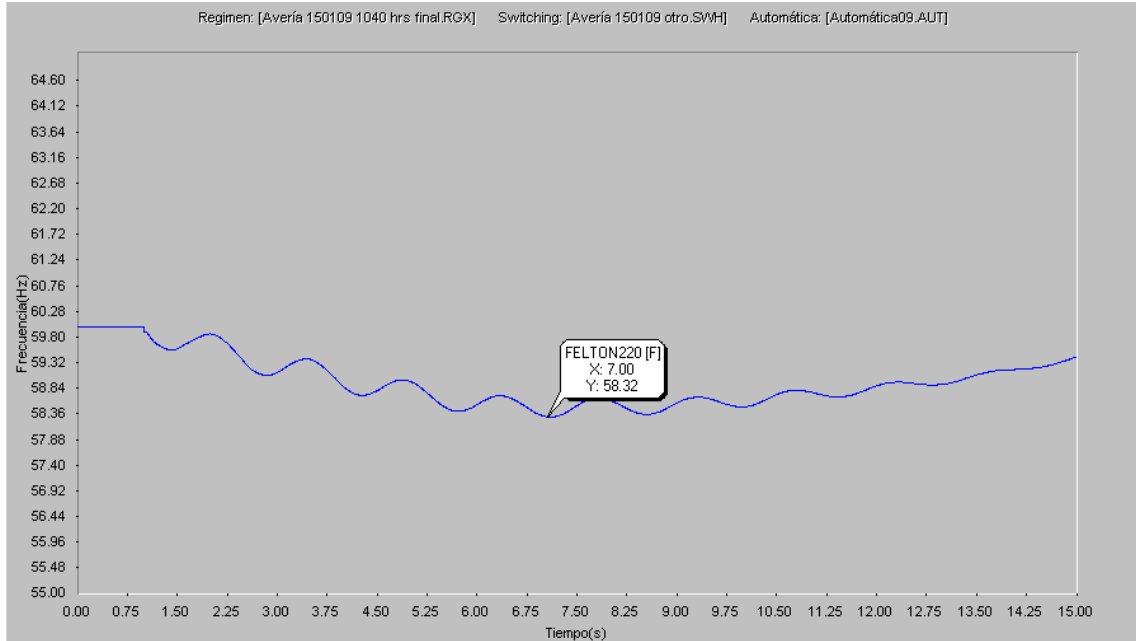
ANEXO VI



En la siguiente figura de ángulo contra tiempo se muestra como con la salida de LRP2 y con la depresión de voltaje mostrada en el gráfico anterior, el sistema no es capaz de suministrar la potencia reactiva demanda en este momento. Se produce en estas condiciones un proceso de pérdida de sincronismo donde pierden el sincronismo las unidades de la Zona Oriental con respecto a las unidades de la zona Centro-Occidental del país.



ANEXO VI



La figura anterior muestra la frecuencia mínima alcanzada con la salida de LRP # 2 en la Barra de Felton, muy similar a lo registrado por el SCADA en esta barra y en la tabla siguiente se muestra la descarga por DAF desconectando 257.42 MW.

	Automática	Paso	Tiempo	Switchings
58	DAF	IGR4780	7.21 INSTAN	Interruptor Carga [MANZA33A] Apertura sobre el Interruptor [I.1(50%)] [7.49 MW] a los 0.00
59	DAF	ICF1620	7.76 INSTAN	Interruptor Carga [CMCES33] Apertura sobre el Interruptor [I.4(7%)] [1.17 MW] a los 0.00
60	DAF	IVC1910	7.78 INSTAN	Interruptor Carga [PLACE33] Apertura sobre el Interruptor [I.1(29%)] [4.19 MW] a los 0.00
61	DAF	IVC1915	7.78 INSTAN	Interruptor Carga [PLACE33] Apertura sobre el Interruptor [I.2(2%)] [0.39 MW] a los 0.00
62	DAF	ICMY102	8.69 INSTAN	Interruptor Carga [CAMG113A] Apertura sobre el Interruptor [I.1(19%)] [2.99 MW] a los 0.00
63	DAF	ICMY114	8.69 INSTAN	Interruptor Carga [CAMG113A] Apertura sobre el Interruptor [I.2(10%)] [1.52 MW] a los 0.00
64	DAF	ICMY115	8.69 INSTAN	Interruptor Carga [CAMG113A] Apertura sobre el Interruptor [I.3(20%)] [3.04 MW] a los 0.00
65	DAF	ICMY325	8.69 INSTAN	Interruptor Carga [CAMG113A] Apertura sobre el Interruptor [I.4(6%)] [1.00 MW] a los 0.00
66	DAF	ISAO475	8.75 INSTAN	Interruptor Carga [SNORTE13] Apertura sobre el Interruptor [I.3(5%)] [0.61 MW] a los 0.00
67	DAF	TPR1081	8.95 TIEMPC	Interruptor Carga [GUANE33] Apertura sobre el Interruptor [I.1(20%)] [2.51 MW] a los 0.00
68	DAF	TCHH341	8.97 TIEMPC	Interruptor Carga [MELON13] Apertura sobre el Interruptor [I.1(44%)] [5.36 MW] a los 0.00
69	DAF	TCHH343	8.97 TIEMPC	Interruptor Carga [MELON13] Apertura sobre el Interruptor [I.2(18%)] [2.25 MW] a los 0.00
70	DAF	TCHH442	8.97 TIEMPC	Interruptor Carga [MELON13] Apertura sobre el Interruptor [I.3(19%)] [2.31 MW] a los 0.00
71	DAF	TMT4071	9.08 TIEMPC	Interruptor Carga [AGRAM33A] Apertura sobre el Interruptor [I.1(53%)] [3.71 MW] a los 0.00
72	DAF	TMT4072	9.08 TIEMPC	Interruptor Carga [AGRAM33A] Apertura sobre el Interruptor [I.2(14%)] [1.00 MW] a los 0.00
73	DAF	TMT4073	9.08 TIEMPC	Interruptor Carga [AGRAM33] Apertura sobre el Interruptor [I.1(64%)] [4.53 MW] a los 0.00
74	DAF	TMT4170	9.08 TIEMPC	Interruptor Carga [AGRAM33] Apertura sobre el Interruptor [I.2(36%)] [2.55 MW] a los 0.00
75	DAF	TCF1400	9.21 TIEMPC	Interruptor Carga [YAGUA33] Apertura sobre el Interruptor [I.1(9%)] [1.35 MW] a los 0.00
76	DAF	TVC1965	9.26 TIEMPC	Interruptor Carga [CSAGU33] Apertura sobre el Interruptor [I.2(12%)] [1.54 MW] a los 0.00
77	DAF	TCMY103	9.31 TIEMPC	Interruptor Carga [CAMAG113] Apertura sobre el Interruptor [I.1(14%)] [2.12 MW] a los 0.00
78	DAF	TCMY107	9.31 TIEMPC	Interruptor Carga [CAMAG113] Apertura sobre el Interruptor [I.2(20%)] [3.04 MW] a los 0.00
79	DAF	TCM2024	9.32 TIEMPC	Interruptor Carga [GUAIM33] Apertura sobre el Interruptor [I.2(15%)] [0.92 MW] a los 0.00
80	DAF	TTU6230	9.32 TIEMPC	Interruptor Carga [GUITE33] Apertura sobre el Interruptor [I.1(4%)] [0.61 MW] a los 0.00
81	DAF	TTU2020	9.32 TIEMPC	Interruptor Carga [GUAIM33] Apertura sobre el Interruptor [I.3(20%)] [1.26 MW] a los 0.00
82	DAF	TGR4092	9.32 TIEMPC	Interruptor Carga [BAYAM33] Apertura sobre el Interruptor [I.1(8%)] [1.77 MW] a los 0.00
83	DAF	TGR5140	9.32 TIEMPC	Interruptor Carga [BAYAM33A] Apertura sobre el Interruptor [I.2(30%)] [6.63 MW] a los 0.00
84	DAF	ICM1345	9.32 INSTAN	Interruptor Carga [CAMG113A] Apertura sobre el Interruptor [I.1(19%)] [2.99 MW] a los 0.00
DAF (MW)		Desconectado: 257.42	Reconectado: 0.00	257.42
DAV (MW)		Desconectado:		

El PSX cuenta con una herramienta que permite modelar las condiciones en que estaba trabajando el sistema y determinar los límites de valores de carga a partir del

ANEXO VI

cual se pueden producir problemas de estabilidad del voltaje. Para las condiciones de trabajo después de la salida de LRP # 2 se modeló y se obtuvieron los valores de potencia activa y reactiva límites a transferir por la línea Nuevitas Holguín de 137 MW y 26 MVar, lo que se aproxima con los valores registrados de 122 MW y 7 MVar que tenía la línea Nuevitas Holguín por el SCADA antes del disparo de las misma.

Con todos los resultados obtenidos en esta simulación y realizados a partir de los registros del SCADA se llega a la conclusión que el fenómeno que se presentó en el sistema fue un colapso del voltaje y el mismo llevó a una pérdida de estabilidad del ángulo.

Recomendaciones

Orden de aplicación de medidas para que evitar la reiteración de estos eventos

- 1.- Trabajar los motores fuel a un factor de potencia más bajo para lograr que los mismos entreguen más reactivo al sistema, lo que ayudaría a operar con mayor reserva de potencia reactiva.
- 2.- Lograr que el ajuste del limitador mecánico de carga sea al 100% independientemente del combustible que estén utilizando.
- 3.- Controlar la reserva de reactivo por zonas en las unidades térmicas, haciendo énfasis sobre todo en las zonas cercanas a las aceras.
- 4.- Activar que los grupos fuel trabajen en régimen automático de regulación de voltaje.

Perspectivas

- 5.- Es importante ejecutar la compensación de reactivo en las dos aceras del país.
- 6.- Modernizar los sistemas de excitación de las unidades térmicas para lograr una mayor velocidad de respuesta de estos dispositivos de control.
- 7.- Se deben estudiar los ajustes de la DAV para la red actual y controlar que no la bloqueen.

Ing. Rolando Borroto Martínez

J' Grupo de Regímenes del DNC

MSc. Susana Leyva Condeff

Especialista Grupo de Regímenes del DNC.

Dr. Ing. Manuel Barroso Baeza

Inv. Auxiliar CIPEL.

MSc. Zaid García Sánchez

Profesor Asistente. UCLV.

ANEXO VI

MsC. Lázaro Guerra Raimity	Profesor Asistente. CIPEL.
Dr. Ing. Antonio Martínez García	Profesor Titular. CIPEL.

ANEXO VII

DESPACHO NACIONAL DE CARGA

Estudio de Estabilidad
del SEN

Sistema Eléctrico Nacional

Grupo Regímenes
Marzo 2010



ANEXO VII

ÍNDICE

1. Estabilidad de un sistema eléctrico

- | | | |
|------|---|---|
| 1.1. | Definición y clasificación de la estabilidad | 2 |
| 1.2. | Factores que influyen en la estabilidad del sistema | 5 |

2. Estudio de estabilidad transitoria del Sistema Eléctrico Nacional (SEN)

- | | | |
|-------|---|----|
| 2.1 | Introducción | 5 |
| 2.2 | Objetivos | 6 |
| 2.3 | Consideraciones para el estudio | 6 |
| 2.4 | Desarrollo | 7 |
| 2.4.1 | Perturbaciones consideradas | 7 |
| 2.5 | Resultados del estudio de estabilidad transitoria | 7 |
| 2.6 | Conclusiones parciales | 9 |
| 2.7 | Estudio de Estabilidad de Tensión | 10 |
| 2.7.1 | Secciones estudiadas | 11 |
| 2.8 | Conclusiones | 14 |
| 2.9 | Recomendaciones | 14 |

ANEXOS

- | | | |
|-------------|---|----|
| Anexo I.- | Transferencias permisibles líneas 220 kV | 16 |
| Anexo II.- | Parámetros de los motores de GD del SEN | 18 |
| Anexo III.- | Parámetros de los controles de los MF Hyundai | 18 |
| Anexo IV.- | Modelos de las cargas | 19 |
| Anexo V.- | Automáticas del SEN | 21 |

ANEXO VII

1. Estabilidad de un sistema eléctrico

1.1. Definición y clasificación de la estabilidad.

La fiabilidad es una de las características fundamentales que deben presentar los sistemas eléctricos de potencia con el fin de garantizar su normal funcionamiento. En los estudios de los mismos se acostumbra a diferenciar distintos tipos de estabilidad en relación con la naturaleza de la perturbación, su magnitud, los aparatos y procesos involucrados, el tiempo que debe ser tomado en consideración para analizar si la operación será estable o no y el método de cálculo más apropiado para ello. Esto dio lugar a un conjunto de clasificaciones mediante las cuales se intenta esclarecer cuál es el enfoque más adecuado para cada caso.

Se dice que un sistema eléctrico es estable cuando todos los generadores sincrónicos interconectados al mismo mantienen el sincronismo después de haber estado sujeto a una perturbación.

Ampliando esta definición, se puede decir que “la estabilidad es una propiedad de los sistemas que contienen una o más generadores sincrónicos y de que los mismos permanezcan en fase y sincronismo en unas condiciones especificadas, o bien de que sean capaces de recuperar este sincronismo, una vez perdido, en un tiempo reducido”.

La estabilidad de un sistema puede perderse en condiciones estacionarias o condiciones transitorias, originadas por perturbaciones a consecuencia de manipulaciones, fallas, pérdidas de generación o de demanda, etc. Una perturbación significa la alteración de los parámetros normales de funcionamiento del sistema.

Estas perturbaciones pueden ser de dos tipos:

- Pequeña perturbación: donde la magnitud es suficientemente pequeña como para no provocar cambios topológicos por actuación de los dispositivos de protección, en las cuales aparecen oscilaciones sostenidas que pueden afectar al funcionamiento de los generadores sincrónicos, ante las que hay que adoptar medidas correctoras, básicamente estabilizadores de potencia; el comportamiento del sistema se estudia de forma

ANEXO VII

linealizada en torno a un punto de funcionamiento (estudios de estabilidad oscilatoria o de pequeña señal).

- Gran perturbación: la magnitud de la perturbación es tal que normalmente el sistema ha de actuar con todos sus recursos para reequilibrar el mismo, por ejemplo ante un cortocircuito o una gran pérdida de generación o carga. Desde el punto de vista del estudio de estos fenómenos, la magnitud del problema no permite linealizarlo, y la topología del sistema se altera por la actuación de los dispositivos de protección, que desconectan parte del mismo para tratar de limitar la extensión del problema. Las dinámicas dominantes son las modelaciones con precisión de los generadores sincrónicos, así como los controles principales de los mismos (sistema de excitación y gobernador de velocidad), las cargas del sistema y los esquemas de protección del sistema.

Las consecuencias de una perturbación pueden ser:

- Pérdidas de elementos de la red (líneas, transformadores) por desconexión ante fallas, dependiendo de la selectividad del sistema de protección; por sobrecargas permanentes producidas cuando el sistema trata de encontrar una nueva situación de equilibrio.
- Pérdidas de generación.
- Disminución transitoria del nivel de tensión en los nodos eléctricamente próximos a un cortocircuito a tierra, hasta que se produce la actuación de los sistemas de protección.
- Inestabilidad de ángulo: Existe una separación angular entre los generadores debido a aceleración o frenado de los mismos por aislamiento del sistema, se produce entonces pérdida de sincronismo de un generador tras oscilación contra el resto del sistema, o entre áreas coherentes de generación.
- Inestabilidad de tensiones: Generalmente los problemas de Inestabilidades de tensión están asociados con la incapacidad del sistema de suministrar la demanda reactiva de la carga. Las condiciones de voltaje se van deteriorando paulatinamente hasta que se provoca un colapso total. Otras de las formas en las que puede presentarse este fenómeno es mediante averías en líneas que están transfiriendo gran volumen de potencia de una zona a otra y la zona receptora no tenga reactivo de reserva suficiente

ANEXO VII

para suministrarle a la carga de la zona. En este último caso es muy difícil discernir entre estabilidad sincrónica y estabilidad de tensión.

- Actuación de los relés de desconexión de carga por baja frecuencia o por baja tensión.

En definitiva una perturbación afecta al sistema en dos aspectos fundamentales, la tensión y el ángulo.

- La *estabilidad de ángulo* se refiere a la capacidad de los generadores de permanecer en sincronismo tras una perturbación, independientemente de su magnitud. En condiciones estables las diferencias angulares de los rotores entre los generadores permanecen constantes y todas las velocidades angulares son iguales entre sí, es decir, la frecuencia es constante. La inestabilidad de ángulo ocurre cuando dichas diferencias angulares de los rotores crecen de forma monótona u oscilan con insuficiente amortiguamiento.

Por ejemplo, un fuerte déficit de generación en el sistema, que desequilibra el balance generación-demanda, puede conducir a una situación de alteración de flujos, modificación de las diferencias angulares y finalmente pérdida de sincronismo.

- La *estabilidad de tensiones* se refiere a la aptitud del sistema eléctrico para mantener las tensiones de los nodos dentro de un margen aceptable tras una perturbación, independientemente de su magnitud. La inestabilidad de tensiones (colapso de tensión) se caracteriza por la caída de tensión descontrolada en un ámbito zonal o incluso general. Ocurre cuando en una situación de desequilibrio en la distribución de la generación existen zonas del sistema fuertemente consumidoras, en especial si además el consumo reactivo es alto. Debido a esta situación, en la red aparecerán fuertes flujos de energía desde las zonas netamente generadoras, que producirán pérdidas de potencia activa y reactiva fuera de lo común en la propia red. En tales circunstancias, la red pierde su capacidad para pasar a ser un gran consumidor netamente inductivo, pudiendo hacerse imposible el abastecimiento de la demanda. La inestabilidad de tensiones puede aparecer lentamente, asociada a la dinámica del aumento natural de la demanda, o rápidamente, asociada a fenómenos rápidos en una gran perturbación que provoquen un desequilibrio súbito generación-demanda.

ANEXO VII

Se habla de estudios de estabilidad a “corto” y “largo” plazo, dependiendo de si se estudian los efectos inmediatos, en unos pocos segundos, o en períodos de tiempo superiores a minutos. Los estudios de corto alcance comprenden los primeros instantes posteriores a la perturbación, se analiza solamente la primera oscilación y el objetivo fundamental es determinar si la respuesta del sistema es estable o no. Los estudios de largo plazo están orientados a analizar la dinámica del sistema, las grandes perturbaciones conllevan apreciables variaciones de tensión y frecuencia que implican la acción de los dispositivos de regulación y control cuya respuesta demanda algunos segundos hasta minutos.

El *límite de estabilidad* se define como el máximo flujo de energía que puede darse en un punto determinado del sistema sin que se pierda la condición de funcionamiento estable. Sin embargo, ese valor no es el mismo para el régimen estable que para el transitorio, es decir que el flujo de energía máximo admisible cuando su variación se produce gradualmente no es el mismo que si ese cambio ocurre bruscamente. Se diferencia entonces el límite de estabilidad para el régimen estable del correspondiente al régimen transitorio, siendo este último el que, generalmente, impone más restricciones al sistema.

1.2. Factores que influyen en la estabilidad del sistema.

Como se ha mencionado, la estabilidad es una medida de la capacidad de las máquinas del sistema para permanecer en sincronismo. Se puede hablar de una estabilidad estacionaria y de una estabilidad ante fenómenos transitorios.

De forma muy resumida, en la estabilidad estacionaria se trata de buscar una condición de funcionamiento en régimen permanente, en la cual el sistema tenga un margen suficiente para soportar una desviación determinada.

La potencia eléctrica entregada a la red por un generador depende del llamado ángulo del rotor, que es el que existe entre el campo magnético del rotor y el del estátor, o dicho de otra forma, establece la relación entre el campo accionante (motor primario) y el campo de salida de la máquina, que en equilibrio va a coincidir con la demanda eléctrica. La condición de funcionamiento estable en régimen estacionario supone que

ANEXO VII

las máquinas deben trabajar en una zona determinada de esta característica potencia/ángulo, por debajo de un ángulo límite.

La estabilidad transitoria es un estudio complejo, puede responder a diferentes fenómenos y distintos periodos de tiempo. La característica potencia eléctrica/ángulo de los generadores durante un transitorio no es la misma que en régimen estacionario. Lo que se trata es de determinar si la evolución de los ángulos de los rotores ante una perturbación del sistema se amortigua con el tiempo, y esto depende en los primeros instantes casi de forma exclusiva de la llamada ecuación de oscilación, que relaciona la diferencia entre la potencia mecánica y la potencia eléctrica con el incremento de la energía cinética de la máquina, esto es, con la variación de su velocidad, que a su vez tiene una relación directa con la variación del ángulo del rotor de la máquina.

Traducido a términos muy simples, un generador que recibe una aportación de energía mecánica por parte de la turbina mayor de la potencia eléctrica que puede generar se acelera, o se frena en el caso contrario. Si durante el proceso transitorio los periodos de aceleración y frenado se compensan, la máquina puede volver a recuperar una condición de funcionamiento estable. El parámetro básico de la ecuación de oscilación es la inercia del conjunto turbina-generador ó motor-generador, que va a marcar la relación de cambio de la velocidad ante una determinada diferencia de potencia mecánica y eléctrica.

2. Estudio de estabilidad transitoria del Sistema Eléctrico Nacional (SEN)

2.1. Introducción.

Con la entrada de la Generación Distribuida (GD) la estructura de generación del sistema cambió. La red eléctrica posee características diferentes a la de los años 2000, en la cual se destaca una red eléctrica con unidades generadoras (motores diesel y de fuel) con valores altos de las reactancias y valores bajos de constante de inercia.

Para esta nueva composición de generación en el sistema se ha observado que las transferencias por los enlaces principales de 220 kV disminuyen, al no tener concentrada

ANEXO VII

la generación; por lo que se hace necesario estudiar los límites de transferencia por cada una de las secciones del SEN para las condiciones actuales.

2.2. Objetivos

Determinar los límites de transferencia por secciones para elevar la seguridad de la operación en el SEN simulando diferentes perturbaciones en el sistema.

2.3. Consideraciones para el estudio

- ✓ Se estudian los niveles de demanda de media y máxima de 2200 MW, 2835 MW y 3030 MW según pronósticos para el año 2010.
- ✓ Se toman los márgenes permisibles de las tensiones en los nodos de 220 kV y 110 kV según procedimiento DN-IO 0008.
- ✓ Transferencias permisibles por líneas de 220 kV según información entregada por la Dirección de Transmisión ECIE (Anexo I)
- ✓ Se consideran los parámetros de las líneas, transformadores y generadores convencionales del SEN según <http://www.dnc.minbas.cu/regimenes/Parametros/Indice de Parametros.htm> y los de las unidades de GD según información entregada por el fabricante (Anexo II).
- ✓ Se trabajaron con los parámetros de los sistemas de excitación y reguladores de velocidad de las unidades convencionales del SEN que existían en estudios anteriores realizados en el Grupo de Regímenes. En el caso de las unidades de GD se adjuntan (Anexo III).
- ✓ Se consideran los límites de potencia activa y reactiva de las unidades generadoras actuales (con limitantes en la operación) y la tensión en las unidades generadoras entre sus límites permisibles según <http://www.dnc.minbas.cu/regimenes/Parametros/Indice de Parametros.htm>
- ✓ La GD trabajando en el modo de factor de potencia constante.

ANEXO VII

- ✓ Los modelos de las cargas del SEN no han sido identificadas, en este trabajo se utiliza el modelo empleado en otros estudios realizados en el Grupo de Regímenes (Anexo IV).
- ✓ Por la modernización de las protecciones en la 220 kV se consideran tiempos de apertura tripolar de 80 ms.
- ✓ Se consideran regímenes agravados por la salida de unidades generadoras convencionales, para lograr las mayores transferencias de Oriente a Occidente y viceversa.
- ✓ Las automáticas implementadas en el SEN con los ajustes actuales se consideran en este trabajo, se adjuntan en Anexo V.

2.4. Desarrollo

2.4.1. Perturbaciones consideradas

Para este trabajo se consideran las siguientes perturbaciones:

- ✓ Cortocircuitos bifásicos a tierra en líneas seleccionadas atendiendo al nivel de transferencia de potencia activa (transferencias mayores de: en 220 kV 100 MW y en 110 kV 50 MW)
- ✓ Desconexión de líneas
- ✓ Disparo de unidades generadoras

2.5. Resultados del estudio de estabilidad transitoria

La búsqueda de regímenes límites se realizan mediante agravamiento del régimen a través de la redistribución de la potencia de los generadores en la parte transmisora y receptora para cada sección a analizar.

En los resultados obtenidos sobre el análisis de la estabilidad transitoria para todos los casos analizados sólo se observa la pérdida de estabilidad transitoria, ante cortocircuitos bifásicos a tierra ó desconexión de las líneas, en las secciones

ANEXO VII

Guiteras-Santa Clara, Santa Clara-Vicente y Holguín-Cueto con transferencias de Occidente a Oriente y con transferencias de Oriente a Occidente en las secciones Vicente-Nuevitas y Holguín-Cueto.

A continuación se muestran las tablas con los resultados alcanzados:

Regímenes límites para transferencias de Occidente a Oriente.

Sección Guiteras-Santa Clara, la cual comprende las siguientes líneas:

Línea	Trasf. Máx (A/MVA)	MW
Guiteras - Santa Clara 220 kV	600/230	128
Matanzas - Cienfuegos 220 kV	550/200	112
Agramonte-Jaguey-Yaguaramas 110 kV	498/95	60
Total Sección Guiteras - Sta Clara		240

Sección Santa Clara-Vicente, la cual comprende las siguientes líneas:

Línea	Trasf. Máx (A/MVA)	MW
Santa Clara - Vicente 220 kV	550/200	120
Santa Clara - Vicente 220 kV	550/200	120
Santa Clara - Placetás	498/95	65
Total Sección Santa Clara-Vicente		240

Sección Holguín-Cueto, la cual comprende las siguientes líneas:

Línea	Trasf. Máx (A/MVA)	MW
Holguín -Cueto 220 kV	900/350	27
Felton - Cueto 220 kV	900/350	265
Holguín - Mayabe - Cueto 110 kV	373/71	17
Total Sección Holguín-Cueto		292

Regímenes límites para transferencias de Oriente a Occidente.

ANEXO VII

Para las secciones Guiteras-Santa Clara y Santa Clara-Vicente con las transferencias hacia Occidente no se lograron regímenes agravados. Las mayores transferencias logradas simulando cortocircuito bifásico a tierra en cada una de las líneas de la sección o desconexión de líneas no presentó problemas por estabilidad transitoria.

Sección Vicente-Nuevitas, la cual comprende las siguientes líneas:

Línea	Trasf. Máx (A/MVA)	MW
Vicente - Nuevitas 220 kV	600/230	146
Camagüey - Nuevitas 220 kV	600/230	144
Camagüey - CVaca 110 kV	/92	43
Total Sección Vicente-Nuevitas		290

Sección Holguín-Cueto, la cual comprende las siguientes líneas:

Línea	Trasf. Máx (A/MVA)	MW
Holguín -Cueto 220 kV	900/350	96
Holguín - Felton 220 kV	900/350	166
Holguín - Mayabe - Cueto 110 kV	373/71	31
Total Sección Holguín-Cueto		262

El disparo de unidades generadoras de mayor potencia en línea de cada caso estudiado arrojó los siguientes resultados.

Disparo de Guiteras (o LRP, o CMC, o DO): Ante esta perturbación el sistema conserva la estabilidad. Se observa la actuación de la descarga automática por frecuencia o la descarga automática por voltaje según sea el caso logrando restablecer el equilibrio demanda-generación y/o tensión en la zona deficitaria, aunque se pudo observar que las mismas desconectan más carga de lo necesario.

En los casos en que se observa la actuación de la DAV es debido a que en la zona donde se pierde la generación hay baja disponibilidad en unidades térmicas, en las cuales es donde está básicamente la reserva de potencia reactiva ya que los motores están trabajando a fp constante; por lo que ante la pérdida de un generador grande

ANEXO VII

disminuye la producción de potencia reactiva en la zona conflictiva y las unidades térmicas más alejadas eléctricamente sensibles deben suministrar la potencia reactiva perdida, produciendo un aumento de las pérdidas y de la caída de tensión.

Se estudió un caso con baja disponibilidad en Oriente en el que se observó pérdida de estabilidad con la desconexión de la unidad de Felton. La composición de generación en la zona Oriental para este caso analizado son 2 unidades en DO, 1 LRP, sin AM y el resto de la generación en la zona Oriental con los motores fuel. Para este caso de pérdida de estabilidad se comprobó la efectividad de los motores fuel regulando la tensión.

En la figura 1 se muestra el gráfico de ángulo de potencia contra tiempo con la desconexión de 240 MW de Felton y los motores trabajando a fp cte, donde se observa que pierden el sincronismo todos los motores de Oriente Sur y en la figura 2 se muestra el gráfico para el mismo caso pero con los motores fuel regulando la tensión.

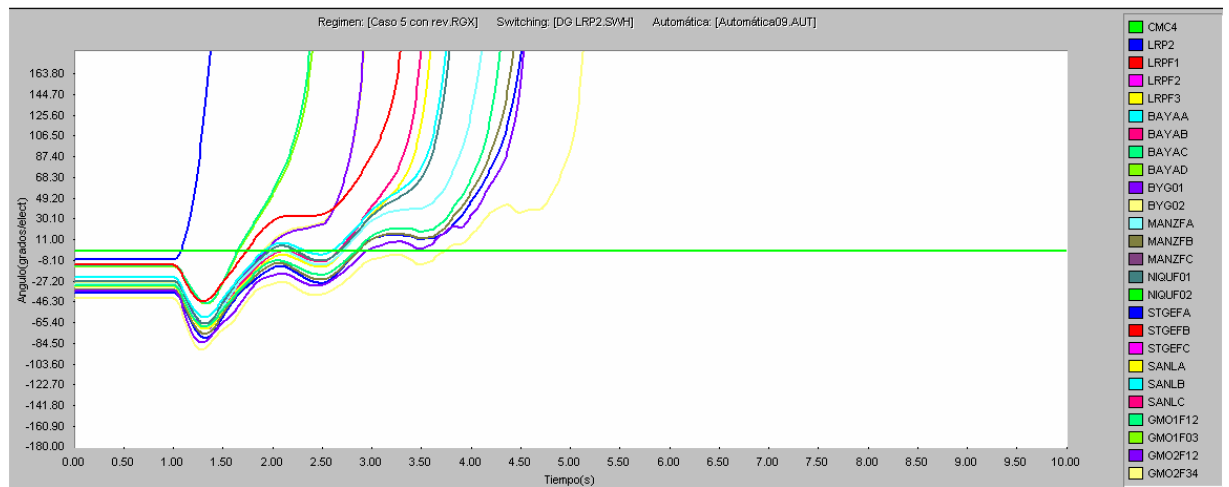


Fig 1.- Disparo de Felton con los motores trabajando a fp cte.

ANEXO VII

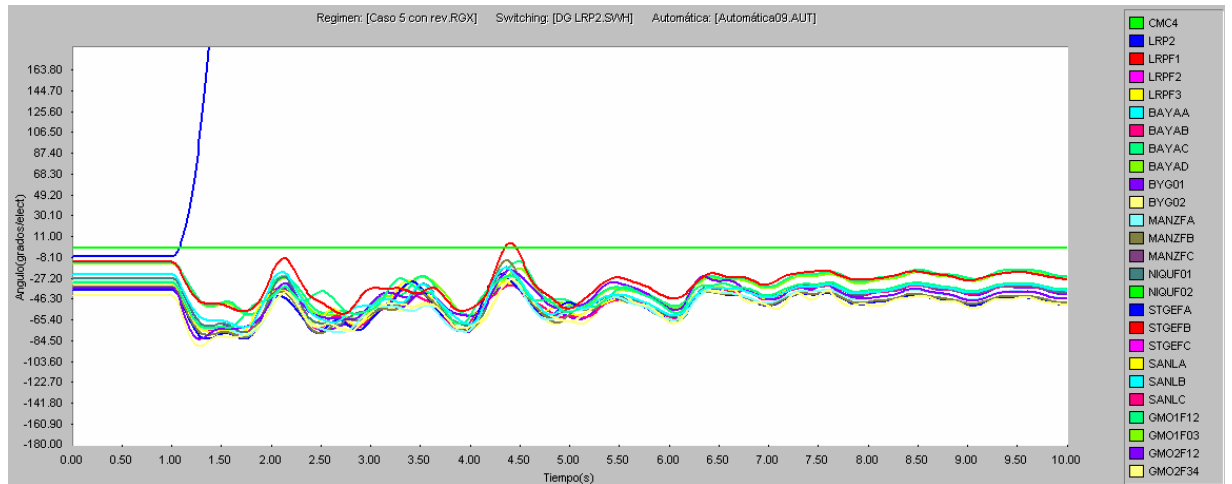


Fig 2.- Disparo de Felton con los motores regulando.

Con esta simulación se demuestra la efectividad de poner los motores fuel a regular tensión.

Es de destacar que para todos los regímenes estudiados se observa la activa operación de las automáticas de desconexión de carga por frecuencia y/o por tensión, no siendo así para el resto de las automáticas implementadas en el SEN. Por lo que se hace necesario realizar un estudio para evaluar el resto de las automáticas existentes.

2.6. Conclusiones parciales

- Para los regímenes estudiados el sistema pierde la estabilidad transitoria ante fallas bifásicas a tierra, con tiempos de limpieza de 80 ms, para transferencias hacia Oriente en las secciones Guiteras-Santa Clara, Santa Clara-Vicente y Holguín-Cueto y para transferencias de Oriente a Occidente en las secciones Vicente-Nuevitas y Holguín-Cueto.
- Se determinaron que los límites de transferencias hacia Oriente por estabilidad transitoria en las secciones Guiteras-Santa Clara y Santa Clara-Vicente son de 240 MW y para Holguín-Cueto es de 292 MW.

ANEXO VII

- Se estableció que los límites de transferencias hacia Occidente por estabilidad transitoria en las secciones Vicente-Nuevitas es de 290 MW y Holguín-Cueto es de 262 MW.
- Para los casos estudiados la desconexión de grandes unidades no provoca la pérdida de estabilidad transitoria con la actuación de las automáticas de desconexión de carga por baja frecuencia y/o baja tensión.
- Se comprobó con un régimen agravado en la zona Oriental el mejoramiento de la estabilidad de los motores fuel si los mismos realizaran el control automático de la tensión.
- Para todos los casos analizados no se observó la operación de la DAG, ni de algunas separadoras instaladas en el SEN.

2.7. Estudio de estabilidad de tensión

Para el resto de las secciones con la estructura de generación actual y los regímenes más agravados no se logran transferencias lo suficientemente altas por los enlaces del sistema, es decir con las máximas transferencias simuladas no llega al punto de que haya pérdida de estabilidad transitoria. Por tal motivo para el resto de las secciones se procedió a utilizar el flujo de potencia sucesivo, con el mismo se determina el límite de cargabilidad máximo (conocido como punto de máxima cargabilidad).

La reserva de estabilidad estática es la diferencia entre el valor de la potencia máxima que se puede transferir $P_{m\acute{a}x}$ y la potencia transferida P es lo que llamamos la reserva en un régimen dado, y se llama Coeficiente de Estabilidad Estática, y en general se define por la expresión:

$$k_c = \frac{P_{m\acute{a}x} - P}{P_{m\acute{a}x}}$$

Esto da una idea de la situación en que se encuentra operando el sistema y tiene una importancia práctica muy valiosa, ya que dice la posibilidad del agravamiento del

ANEXO VII

régimen antes de perder la estabilidad. El agravamiento del régimen, por lo general, consiste en un aumento de la carga activa y reactiva del sistema. De acuerdo con esto, existe otro factor muy importante a tener en cuenta al juzgar la situación del régimen en que se está operando, y este factor es la tensión de operación.

Con el empeoramiento de un régimen de operación, aumentan las transferencias por las líneas de enlace, las tensiones descienden y si no hay reserva de reactivo suficiente para mantener las tensiones dentro de límites admisibles, la estabilidad se puede perder. La reserva de reactivo es uno de los índices esenciales del peligro de la alteración de un régimen estable.

Para evitar la pérdida de la estabilidad en un régimen normal, los ángulos de desplazamiento entre los rotores de los generadores deben estar limitados a ciertos valores determinados y no se debe permitir una caída de tensión en los nodos fundamentales del sistema por debajo de un nivel determinado. Dada la característica longitudinal de nuestro sistema, con líneas de gran longitud enlazando plantas distantes unas de otras más las unidades de generación distribuida trabajando a f_p constante, casi siempre la tensión es el factor determinante en la estabilidad del régimen.

2.7.1. Secciones estudiadas

- 1.- Sección Cotorro-Guiteras
- 2.- Sección Vicente-Nuevitas (transferencias hacia Oriente)
- 3.- Sección Nuevitas-Holguín
- 4.- Sección Guiteras-Santa Clara (transferencia hacia Occidente)
- 5.- Sección Santa Clara-Vicente (transferencia hacia Occidente)

Las secciones Cotorro-Guiteras y Nuevitas-Holguín comprenden las siguientes líneas, los límites de transferencias por las líneas de 220 kV son en base al calibre y número de conductores por fase, los cuales se muestran a continuación:

ANEXO VII

Sección Cotorro-Guiteras	
Cotorro - Guiteras 220 kV	600 A/230 MVA
Cotorro - Matanzas 220 kV	600 A/230 MVA
CTE Habana - Guiteras 220 kV	600 A/230 MVA
Sección Nuevitas-Holguín	
Nuevitas - ACX - Holguín 220 kV	550 A/200 MVA
Nuevitas - ACX - Holguín 220 kV	550 A/200 MVA
DO-Guaimaro-Tunas-Guiteras-Holguín 110 kV	366 A/70 MVA

ANEXO VII

Los resultados obtenidos para cada una de las secciones estudiadas se muestran a continuación:

Sección Cotorro-Guiteras

Esquema de la sección	Valor límite de emergencia por la sección (MW)				Valor límite preventivo por la sección (MW)			
	Normal	Abta Cotorro - Guiteras 220 kV	Abta. Cotorro - Matanzas 220 kV	Abta. CTE Habana - Guiteras	Normal	Abta Cotorro - Guiteras 220 kV	Abta. Cotorro - Matanzas 220 kV	Abta. CTE Habana - Guiteras
Transferencia hacia Occidente (MW)								
1 MG, sin MGF, 2 HAB, AG	308	282	287	282	285	260	265	261
1 MG, 1HAB, sin AG	223	209	208	210	206	193	192	194
Transferencia hacia Oriente (MW)								
1 CMC, 1 DO, sin LRP, 2AM	213	208	207	206	196	190	189	188
2 CMC, 2 DO, sin LRP, 1 AM	194	190	186	189	179	175	172	174

Sección Vicente-Nuevitás

Esquema de la sección	Valor límite de emergencia por la sección (MW)			Valor límite preventivo por la sección (MW)		
	Normal	Abta Vicente-Nuevitás 220 kV	Abta. Camagüey-Nuevitás 220 kV	Normal	Abta Vicente-Nuevitás 220 kV	Abta. Camagüey-Nuevitás 220 kV
Transferencia hacia Oriente (MW)						
1 DO, 1 LRP, 1 AM	237	186	180	219	172	167
1 DO, 2 LRP, sin AM	214	171	157	198	158	145
3 DO, sin LRP, 2 AM	198	162	152	183	150	140

Sección Nuevitás-Holguín

ANEXO VII

Esquema de la sección	Valor límite de emergencia por la sección (MW)			Valor límite preventivo por la sección (MW)		
	Normal	Abta Nuevitas - ACX - Holguín 220 kV	Abta Nuevitas - ACX - Holguín 220 kV	Normal	Abta Nuevitas - ACX - Holguín 220 kV	Abta Nuevitas - ACX - Holguín 220 kV
Transferencia hacia Occidente (MW)						
1MG, sin HAB, con AG, 1CMC, 1DO	203	187	187	173	159	159
1MG, 1HAB, sin AG, 2CMC	205	191	189	174	163	160
Transferencia hacia Oriente (MW)						
1 DO, 1 LRP, 1 AM	221	178	174	204	165	161
1 DO, 2 LRP, sin AM	172	152	145	159	140	134
3 DO, sin LRP, 2 AM	290	184	184	268	184	184

Sección Guiteras-Santa Clara

Esquema de la sección	Valor límite de emergencia por la sección (MW)			Valor límite preventivo por la sección (MW)		
	Normal	Abta Guiteras - Sta Clara 220 kV	Abta. Matanzas - Cienfuegos 220	Normal	Abta Guiteras - Sta Clara 220 kV	Abta. Matanzas - Cienfuegos 220
Transferencia hacia Occidente (MW)						
1 MG, sin MGF, 2 HAB, AG	179	133	129	166	123	119
1 MG, 1HAB, sin AG	257	184	201	237	170	186

Sección Santa Clara-Vicente

Esquema de la sección	Valor límite de emergencia por la sección (MW)		Valor límite preventivo por la sección (MW)	
	Normal	Abta Sta Clara-Vicente 220 kV	Normal	Abta Sta Clara-Vicente 220 kV
Transferencia hacia Occidente (MW)				
1 MG, 1HAB, sin AG, 1 CMC	229	184	212	184
1 MG, sin MGF, 2 HAB, AG, 2 CMC	252	184	233	184

ANEXO VII

2.8 Conclusiones

1. Los límites de transferencias por las secciones estudiadas son:

Sección	Esquema de la sección	Limitada por:	Valor límite preventivo por la sección (MW)				
			Normal	Abta Cotorro - Guiteras 220 kV	Abta. Cotorro - Matanzas 220 kV	Abta. CTE Habana - Guiteras 220 kV	
Sección Cotorro-Guiteras	Transferencia hacia Occidente (MW)						
	1MG, sin MGF, 2 HAB, AG	Estabilidad de Tensión	285	260	265	261	
	1MG, 1HAB, sin AG		206	193	192	194	
	Transferencia hacia Oriente (MW)						
	1CMC, 1DO, sin LRP, 2AM	Estabilidad de Tensión	196	190	189	188	
	2 CMC, 2 DO, sin LRP, 1AM		179	175	172	174	
Total Sección Cotorro-Guiteras		Estabilidad Transitoria	240				
Sección Guiteras-Santa Clara	Transferencia hacia Occidente (MW)						
	1MG, sin MGF, 2 HAB, AG	Estabilidad de Tensión	166	123	119		
	1MG, 1HAB, sin AG		237	170	186		
	Transferencia hacia Oriente (MW)						
	Total Sección Guiteras - Sta Clara		Estabilidad Transitoria	240			
	Sección Santa Clara-Vicente	Transferencia hacia Occidente (MW)					
1MG, 1HAB, sin AG, 1CMC		Estabilidad de Tensión	212	184			
1MG, sin MGF, 2 HAB, AG, 2 CMC			233	184			
Transferencia hacia Oriente (MW)							
Total Sección Santa Clara-Vicente		Estabilidad Transitoria	240				
Sección Vicente-Nuevitas		Transferencia hacia Occidente (MW)					
	Total Sección Vicente-Nuevitas		Estabilidad Transitoria	290			
	Transferencia hacia Oriente (MW)						
	1DO, 1LRP, 1AM	Estabilidad de Tensión	219	172	167		
	1DO, 2 LRP, sin AM		198	158	145		
	3 DO, sin LRP, 2 AM		183	150	140		
Sección Nuevitas-Holguín	Transferencia hacia Occidente (MW)						
	1MG, sin HAB, con AG, 1CMC, 1DO	Estabilidad de Tensión	173	159	159		
	1MG, 1HAB, sin AG, 2CMC		174	163	160		
	Transferencia hacia Oriente (MW)						
	1DO, 1LRP, 1AM	Estabilidad de Tensión	204	165	161		
	1DO, 2 LRP, sin AM		159	140	134		
3 DO, sin LRP, 2 AM	268		184	184			
Total Sección Nuevitas-Holguín		Estabilidad Transitoria	292				
Sección Holguín-Cueto	Transferencia hacia Occidente (MW)						
	Total Sección Holguín-Cueto		Estabilidad Transitoria	262			
	Transferencia hacia Oriente (MW)						
Total Sección Holguín-Cueto		Estabilidad Transitoria	292				

2. Para todos los regímenes analizados, la desconexión del generador más grande del sistema no provoca la pérdida de estabilidad transitoria, por la acción de las automáticas de desconexión de carga por baja frecuencia y/o baja tensión dependiendo del caso analizado.

3. Para el caso de un régimen agravado en la zona Oriental, se comprueba la efectividad de utilizar los motores fuel en modo automático de regulación de tensión como medida para mejorar la estabilidad.

2.9 Recomendaciones

- Se debe trabajar para reajustar los valores de volúmenes de la carga a desconectar y tiempo de operación de la DAV en el sistema.
- Se debe incorporar los motores fuel en la regulación de la tensión.
- Se realizará un estudio para evaluar la operación de las automáticas (DAG y separadoras) que están instaladas actualmente en el SEN.

ANEXO VII

- En este estudio se utilizaron los modelos de cargas que existen de otros estudios realizados en el Grupo de Regímenes, dado que las cargas se han modificado en el sistema, se requiere investigar las características de las cargas.
- Se requiere continuar la investigación sobre la identificación de los parámetros de los sistemas de excitación de las unidades generadoras del sistema. Adquirir los instrumentos necesarios para realizar tales investigaciones.

**ESTUDIO DE LA AVERÍA
OCURRIDA EL 15 DE
SEPTIEMBRE A LAS 00:10
HORAS**

GRUPO DE DESARROLLO DEL DNC

octubre de 2010

ANEXO VIII

1- Descripción del evento

- A las 00:12 del 15 de Septiembre dispara la línea Matanzas 220-Cienfuegos marcando en el extremo de Matanzas lo siguiente: 21Z1, 50. 51N, 67GT2 y una distancia de 104,2 km.
- La línea fallada recerró y quedó abierta.
- Disparo de las línea Guiteras-Santa Clara 220kV (MA202) y Cienfuegos-Juragua-Yagurarmas 110kV provocando la separación del sistema por esa zona.

Según reporte del personal de protecciones de la UNE la falla en la línea Matanzas-Cienfuegos 220kV fue provocada por la apertura de puentes en la estructura 104-1 lo cual explica los dos primeros eventos.

El problema fundamental es la apertura del MA202 y Cienfuegos-Juragua-Yagurarmas 110 kV provocando la separación del sistema por esa zona la cual se explicará a continuación:

2- Identificación de las causas que provocaron el disparo del MA202

En el reporte de protecciones queda claro que la operación de la protección de distancia se desbloqueó ante las oscilaciones puesto que estas alcanzaron más de 1000 A, ajuste al cual ocurre este desbloqueo.

En el reporte del despachador del DNC se plantea que después del recierre no exitoso de la línea Matanzas-Cienfuegos 220 kV ocurre la apertura del MA202 y Cienfuegos-Juragua-Yagurarmas 110 kV asumiendo que esta última dispara por sobrecarga después de operar el MA202.

Si se parte de aceptar esa hipótesis nos encontramos con el siguiente problema:

Ante apertura de la línea Matanzas-Cienfuegos 220 kV con recierre no exitoso comienza un proceso oscilatorio amortiguado pero no provoca que la corriente por el MA 202 sobrepase los 1000 A, por tanto si la secuencia de eventos hubiese ocurrido

ANEXO VIII

de esa forma dicho interruptor no hubiese disparado, ello puede observarse en el resultado de la modelación el cual se muestra en la fig.1.

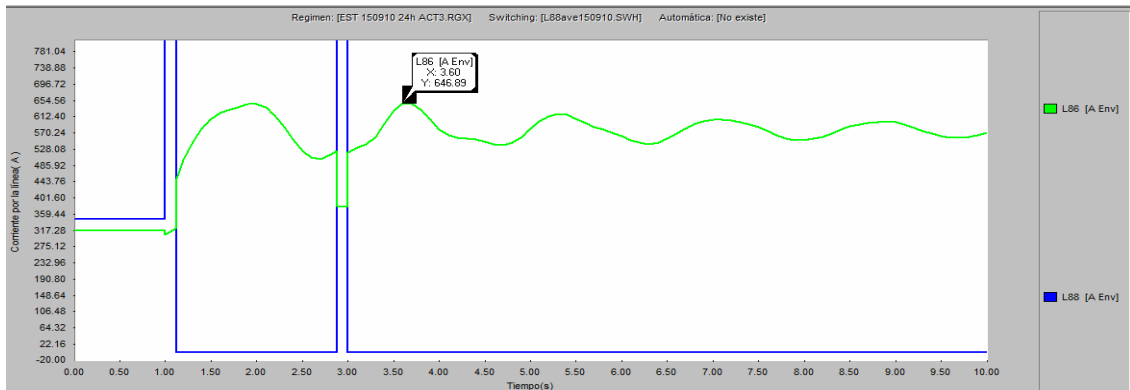


Figura1: Proceso oscilatorio de la corriente del MA202 ante falla y recierre de la línea Matanzas-Cienfuegos 220 kV.

Nótese que el valor máximo de oscilación alcanzado en la modelación, después de ocurrido el recierre fue de 646 A. Este resultado está totalmente en concordancia con los oscilogramas obtenidos del relé y los análisis reflejados en el informe de protecciones el cual plantea:

A partir de este momento el voltaje se restablece y la corriente comienza a oscilar con valores que alcanzan 640 A en los 2 primeros máximos de la oscilación de potencia. A los 2,88 s aparece otra pequeña depresión en VA y VC con un pequeño incremento de la corriente IA e IN lo cual dura 3 ciclos aproximadamente (Esto debió haber coincidido con el recierre en la línea averiada).

Posteriormente en este mismo informe se plantea que esa corriente fue de aproximadamente 650 A y el resultado de la modelación fue de 646 A. Esto demuestra la precisión de la modelación.

Partiendo de los resultados anteriores era muy poco probable que con esta secuencia de eventos la protección de distancia asociada al MA202 disparara por el desbloqueo ante oscilaciones ya que la corriente nunca llegaría a los 1000 A de ajuste de la misma.

ANEXO VIII

Una vez desechada esa hipótesis se procedió al análisis de los oscilogramas de las protecciones y el informe de protecciones que plantea:

Los valores de corriente del orden de los 650 A se mantienen hasta los 3,4 s aproximadamente. A partir de este momento comienza un incremento en rampa del valor de la corriente y una disminución paulatina del voltaje que en el momento del disparo alcanza los 1300 A y 117 kV respectivamente.

Partiendo de esta información consideramos, como hipótesis, que el evento ocurrido que propició este aumento de corriente por el MA202 en el proceso oscilatorio fue el disparo previo por sobrecarga de la línea Cienfuegos-Juragua-Yagurarmas 110 kV. Se procedió a la modelación de esa secuencia de eventos y los resultados fueron muy interesantes (Ver Figura 2)

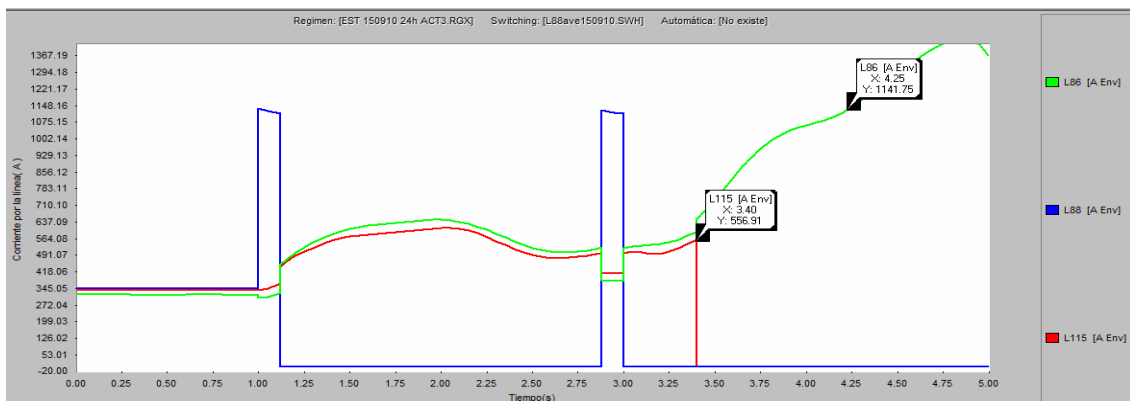


Figura 2: Proceso oscilatorio de la corriente en las líneas involucradas partiendo de la hipótesis de que disparó primero la línea de 110 kV que el MA202

Como se puede observar después del recierre no exitoso de la línea Matanzas-Cienfuegos 220 kV (L88), ocurre el disparo por sobrecarga de la línea Cienfuegos-Juragua-Yagurarmas 110 kV (L115) la cual alcanzó valores de corriente superiores a 517 A (Ajuste de sobrecarga de la línea), en la modelación la corriente llegó hasta 556 A. Posteriormente se aprecia que la corriente en la línea del MA202 (L86) se incrementa hasta alcanzar valores superiores a los 1000 A. Este resultado explica el comportamiento de la corriente mostrado en el oscilograma de la protección de distancia del MA202 de la figura 3 donde se produce un incremento en rampa de la corriente a partir de los 3.4 s

ANEXO VIII

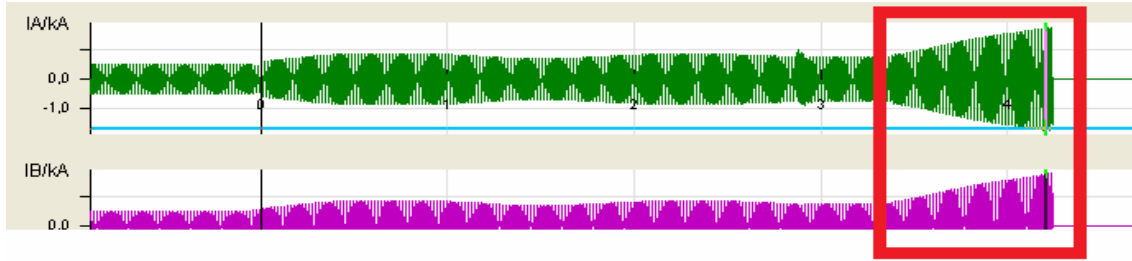


Figura 3 Oscilograma de la protección de distancia asociada al MA202

Con estos resultados no queda duda sobre la secuencia de operaciones en el evento la cual sería:

- Apertura por puente abierto con recierre no exitoso de la línea Matanzas-Cienfuegos 220 kV.
 - Apertura de la línea Yaguaramas-Juragua-Cienfuegos 110 kV por sobrecarga.
 - Apertura del MA202 por desbloqueo ante oscilaciones de potencia por ser superior a los 1000 A provocando la separación del sistema
- 3- Análisis de los ajustes de desbloqueo ante oscilaciones de la protección de distancia asociada al MA202

El ajuste actual de la protección de distancia asociada al MA202 es de 1000 A por lo cual se procedió a analizar este ajuste.

Partiendo de la base que el objetivo de ese desbloqueo es que en el proceso oscilatorio producido por algún evento la protección sea capaz de operar ante una falla que pudiera producirse en ese proceso oscilatorio, se determinó el mínimo cortocircuito en el 80% de la línea donde está ubicada la protección y resultó ser en esas condiciones de 962 A por lo cual no convendría aumentar la corriente de ajuste porque si en el proceso oscilatorio ocurre una falla bifásica en la línea a proteger no operaría el desbloqueo y provocaría la operación de los respaldos con la consiguiente pérdida de selectividad en la operación de las protecciones.

Adicionalmente se analizó que ocurriría en el sistema si no se hubiese disparado el MA202 ante ese evento y los resultados se muestran en la figura 4

ANEXO VIII

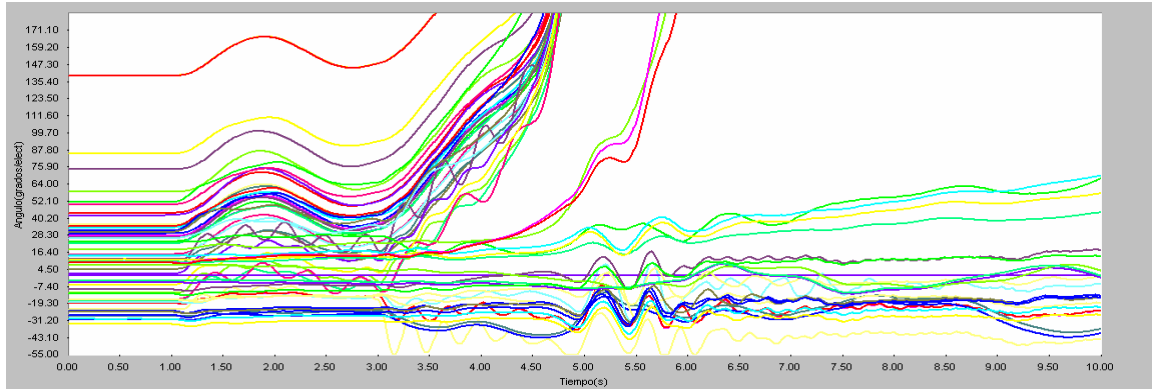


Figura 4: Modelación del evento sin la apertura del MA202

Como se puede observar si no hubiese disparado el MA202 todas las unidades de la zona occidental perderían la estabilidad lo cual es una situación mucho más grave ya que con la apertura del MA202 el sistema quedó separado pero resultando en dos sistemas estables, en el caso de la zona occidental con la ayuda de la operación de la DAF. Este fenómeno se puede apreciar en la figura 5:

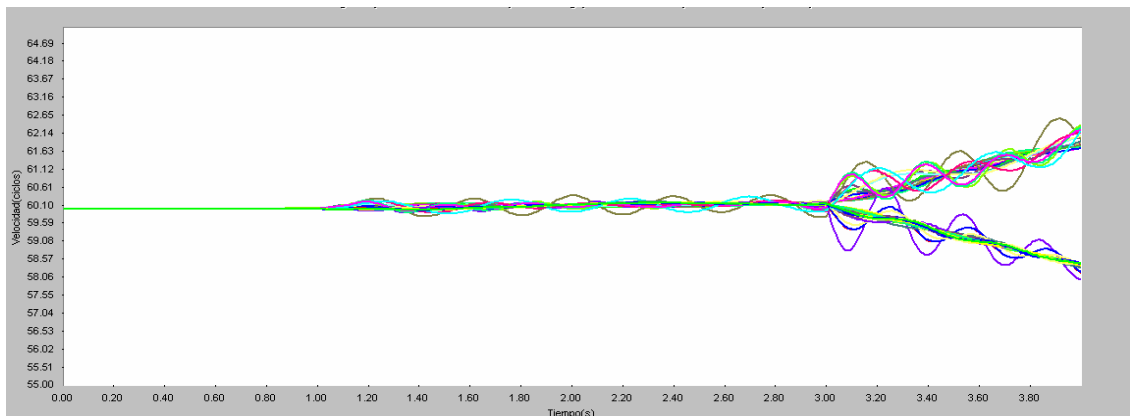


Figura 5: Modelación del sistema antes y después de la apertura del MA202

4- Causa del disparo por sobrecarga de la protección de la línea Cienfuegos-Juragua-Yagurarmas 110kV

Para realizar este análisis se partió de modelar el estado del sistema antes de ocurrir el primer evento, o sea el disparo de la línea Matanzas-Cienfuegos 220 kV obteniéndose los siguientes resultados:

ANEXO VIII

La tabla I muestra las transferencias del régimen prefalla que circulaban por las líneas de la sección Guiteras - Santa Clara, obtenido a través del SCADA y mediante la simulación.

Línea	Transferencia	
	MW	Modelación
Guiteras-Santa Clara 220 kV	137.92	136
Matanzas-Cienfuegos 220 kV	128.27	127
Cienfuegos-Juragua-Yaguaramas 110 kV	?	65

Como se puede apreciar la modelación tienen una correspondencia de más del 98% con respecto a los valores obtenidos del SCADA por lo que se considera caracterizado el estado del sistema antes del primer evento.

Si se realiza un análisis en estado estable del sistema en esas condiciones se obtienen los siguientes resultados

Línea	Transferencia	
	MW	MW
Guiteras-Santa Clara 220 kV	F/S	242
Matanzas-Cienfuegos 220 kV	233	F/S
Cienfuegos-Juragua-Yaguaramas 110 kV	105	117

Como se puede apreciar en la tabla II ante falla en la línea Matanzas-Cienfuegos 220 kV la transferencia por la línea de 110 kV es de 117 MW lo cual implica una circulación de corriente de 622.8 A por dicha línea lo cual excede en un 20.47% el valor de ajuste por sobrecarga.

Con los resultados antes expuestos se demuestra que con un simple análisis de contingencias en estado estable se hubiese obtenido como resultado que el régimen de operación no era seguro.

Lo cierto es que a los despachadores del DNC se le entrega los estudios de flujo de carga y análisis de contingencias para regímenes de media demanda, por lo cual para el régimen de mínima de ese día que evidentemente era peor que en la media no tenía la información de regímenes. Además otro inconveniente es que no tiene medición representada en la pizarra de las transferencias por la línea de 110 kV lo cual también insidió en que el despachador no pudiera apreciar este fenómeno.

ANEXO VIII

Posteriormente se determinó el límite de transferencia por la sección para el cual con una falla en dicha línea no se sobrecarga la línea de 110 kV. El mismo se evidenció en un valor de 237 MW.

Si la transferencia por las líneas de 220 kV en ese caso hubiese sido 237 MW en vez de 266 MW ante la misma avería el comportamiento del sistema es el mostrado en la figura 6

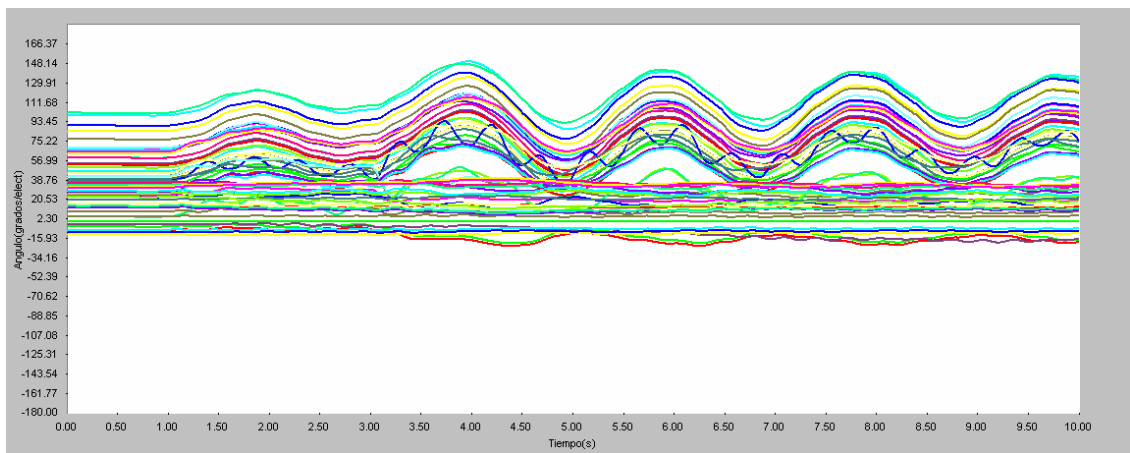


Figura 6: Comportamiento del sistema ante el mismo evento con transferencias por las líneas de 220 kV por la sección Guiteras-Santa Clara de 237 MW

Como se puede apreciar en este caso hubiese operado la línea Matanzas-Cienfuegos 220 kV producto de la ruptura de los puentes pero el sistema se hubiese quedado enlazado tanto por 110 kV como por 220 kV entrando en un proceso oscilatorio amortiguado que no implicaba la salida de ninguna unidad generadora del sistema ni la pérdida del servicio por DAF.

Conclusiones

- Desde el punto de vista de protecciones la operación fue enteramente correcta.
- La causa de la separación del sistema fue que se estaba trabajando en un régimen de operación no seguro.

Medidas propuestas

ANEXO VIII

- Mantener los ajustes actuales de la protección de distancia del MA202 con su bloqueo ante oscilaciones y su desbloqueo por corriente máxima.
- Que el grupo de regímenes entregue al despachador los análisis de flujo de carga y análisis de contingencia en mínima, media, y máxima.
- Que el grupo de desarrollo en coordinación con el área operativa realice un estudio integral de seguridad en la operación del SEN.
- Que el grupo de protecciones de la UNE le haga entrega al DNC la carta de ajuste de todas las protecciones de las unidades generadoras además de las líneas de 220 kV y 110 kV no radiales del SEN.

ANEXO IX: PREVENCIÓN DEL COLAPSO DE VOLTAJE

Generalmente los estudios de inestabilidades de tensión permiten, además de caracterizar el fenómeno y conocer las causas que lo desencadenaron, la toma de medidas correctivas que eviten la ocurrencia del colapso de voltaje. Existen dos tendencias bien definidas, la toma de medidas durante el planeamiento del sistema eléctrico y la toma de medidas durante la operación del mismo.

A-IX.1 Medidas aplicables durante el diseño.

A menudo las áreas de planeamiento de los sistemas eléctricos realizan estudios prospectivos de la operación del sistema durante los próximos años, incluyendo las inversiones previstas y recomendando las medidas que garanticen la operación satisfactoria del sistema.

Una técnica para determinar las medidas preventivas a la estabilidad de voltaje es el uso del análisis modal. Este método calcula el menor valor propio de la matriz jacobiana reducida J_R . Este valor propio y sus vectores propios asociados en el punto máximo definen el modo crítico del sistema. Los correspondientes factores de participación de los principales elementos del sistema definen las áreas críticas así como los elementos que más influencia tienen en el fenómeno. Por esta razón las medidas para evitar el colapso se deben aplicar en áreas y sobre elementos que sean identificados con estudios de este tipo.

A-IX.1.1 Aplicación de dispositivos de compensación de potencia reactiva.

Existen diversos dispositivos que se utilizan con el fin de compensar la potencia reactiva en un sistema de potencia. Los márgenes de estabilidad adecuados deben ser asegurados mediante una adecuada selección de los dispositivos de compensación, la ubicación de tales dispositivos debe seleccionarse partiendo de un estudio riguroso que cubra prácticamente todas las condiciones de operación posibles del sistema. El margen de estabilidad debe basarse en las distancias tanto en MW como en MVar de la inestabilidad.

Es importante reconocer las áreas de control de voltaje y las debilidades de la transmisión en este sentido.

A-IX.1.1.1 Compensación paralelo

Esta es una de las medidas más utilizadas para aliviar los problemas de estabilidad de tensión. Existen diferentes tecnologías usadas para la compensación paralelo, los capacitores paralelos, los compensadores estáticos de reactivo y los compensadores sincrónicos.

Los capacitores son el medio más barato de proveer potencia reactiva como soporte del voltaje. Ellos pueden utilizarse con el propósito de aumentar la reserva de potencia reactiva en los generadores y ayudar a prevenir el colapso de voltaje en muchas situaciones, pueden ser utilizados en ciertos puntos para aumentar los límites de estabilidad de tensión corrigiendo el factor de potencia del recibo.

Estos capacitores sin embargo tienen un número de limitaciones inherentes desde el punto de vista de estabilidad del voltaje y el control del mismo, ellas son:

- En sistemas con un grado alto de compensación paralelo la regulación del voltaje tiende a ser pobre.
- Por debajo de un cierto nivel de compensación la operación estable es inalcanzable con capacitores en paralelo.
- La potencia reactiva generada por un capacitor paralelo es proporcional al cuadrado del voltaje, durante condiciones de operación con bajo voltaje cae el nivel de compensación, agudizando el problema.

Los compensadores estáticos de reactivo son una buena solución para los problemas de estabilidad de voltaje, trabajando dentro de sus límites proveen una regulación de reactivo de forma rápida pues varían continuamente su susceptancia capacitiva, sin embargo al alcanzar los límites de susceptancia, los compensadores estáticos se comportan como simples capacitores variando la entrega de potencia con el cuadrado de voltaje.

Los compensadores sincrónicos han sido ampliamente usados para el control de voltaje en sistemas eléctricos, presentan ventajas y desventajas al ser comparados con los compensadores estáticos como medida para prevenir el colapso de voltaje.

Generalmente los compensadores sincrónicos presentan la misma tecnología que los generadores sincrónicos, así, transitoriamente, la máquina entregará a la red corriente reactiva proporcionalmente con la variación de voltaje. La acción de la excitación de la máquina puede ser muy rápida, pero siempre mucho más lenta que la del SVC. Sin embargo a diferencia de los SVCs, los compensadores sincrónicos tienen una considerable capacidad de sobrecarga.

A-IX.1.1.2 Compensación serie.

Una de las medidas aplicadas recientemente para alejar el punto de operación del sistema eléctrico del punto crítico es la conexión de capacitores series, ya sea de forma fija o a través de tiristores como parte de un compensador estático de reactivo. A diferencia del comportamiento del capacitor conectado en paralelo, que reduce la generación de reactivo en condiciones estresadas del sistema, la generación de la compensación serie depende del cuadrado de la corriente que circula por el elemento y por tanto en puntos fuertemente cargados aumenta la generación de reactivo. Desde el punto de vista de la red esto es visto como una reducción de las pérdidas de reactivo en las líneas. Además de esto la compensación serie disminuye la reactancia efectiva entre la generación a la carga o entre sistemas interconectados mejorando así la estabilidad transitoria del sistema.

A-IX.1.2 Coordinación de las protecciones y los dispositivos de control.

Como se planteó anteriormente una de las causas del colapso de voltaje es la mala coordinación entre los dispositivos de control, las protecciones y los requerimientos de potencia del sistema. Debe asegurarse una adecuada coordinación basada en estudios de simulación dinámica. El disparo de equipos con el fin de prevenir una sobrecarga puede ser el último resorte que provoque el colapso del voltaje. Siempre que sea posible deben tomarse medidas de control adecuadas (automáticas o manuales) para aliviar la condición de sobrecarga antes de aislar el equipo del sistema.

A-IX.1.3 Control de los cambiadores de derivación.

Los cambiadores de derivaciones pueden ser controlados tanto local como centralmente con el propósito de reducir el riesgo del colapso de voltaje. Donde el cambio de derivación afecte la estabilidad de tensión, un método simple es bloquear el cambiador de derivación cuando el voltaje de la fuente caiga por debajo de ciertos límites y desbloquearlo cuando éste se recupere.

Existe un amplio potencial en la aplicación de estrategias satisfactorias en el control de los cambiadores de derivación, las cuales deben estar basadas en el conocimiento de la carga y las características del sistema de distribución. Por ejemplo deprimiendo el voltaje en las subestaciones de distribución que suplen cargas predominantemente residenciales produce un alivio en las condiciones de operación, al reducirse la carga al menos temporalmente, pues como se planteó la carga puede volverse a incrementar por la acción manual o de los dispositivos de control. En las subestaciones que alimentan cargas industriales el voltaje deberá ser incrementado con el propósito de que aumente la potencia reactiva de los dispositivos de compensación asociados a dichas cargas.

Los controladores de cambiadores de derivación basados en microprocesadores ofrecen virtualmente una ilimitada flexibilidad para implementar diversas estrategias y aprovechar las características de la carga.

A-IX.1.4 Desconexión de carga por bajo voltaje.

Los esquemas de desconexión de cargas por bajo voltaje en situaciones extremas pueden ser muy útiles y de ahí su estudio para prevenir colapsos de tensiones. Son similares a los que se emplean para condiciones de baja frecuencia. La desconexión de carga es un medio relativamente barato de evitar el colapso del voltaje en todo el sistema. Las características y localizaciones de las cargas a desconectar son más importantes en el caso de los problemas de voltaje que en el caso de los problemas de frecuencia.

Los esquemas de desconexión deben diseñarse de forma tal que distingan entre fallas que producen caídas transitorias de voltaje y condiciones de bajo voltaje producidas por situaciones de colapso de éste.

A-IX.2 Medidas a tomar durante la operación para evitar el colapso del voltaje.

El sistema debe ser operado con adecuados márgenes de estabilidad del voltaje mediante una apropiada programación de las fuentes de potencia reactiva, así como con adecuados perfiles de voltaje. No existe hasta el presente una guía aceptada por la mayoría de los especialistas en la rama para la selección del grado de margen y los parámetros del sistema para ser utilizados como índices. Estos probablemente dependen de las características propias de cada sistema.

Si el margen requerido no puede ser alcanzado utilizando las fuentes de potencia reactiva disponible y las facilidades para el control del voltaje, será necesario entonces limitar las transferencias y arrancar unidades adicionales para proveer un soporte adecuado al voltaje en las áreas críticas.

A-IX.2.1 Reserva de potencia reactiva.

Muchos especialistas en la rama han dedicado estudios al desarrollo o modificación de algoritmos para la consideración de la reserva de potencia reactiva. A diferencia de los problemas de frecuencia, los problemas de voltajes son problemas generalmente zonales y por tanto la consideración de la reserva de reactivo debe hacerse por las zonas eléctricas del sistema. Esta es una de las principales medidas para evitar los problemas de inestabilidad de voltaje.

En zonas con déficit de reactivo los generadores deberán ser operados si es posible a niveles de excitación moderada o baja y conectar capacitores en paralelo para mantener perfiles adecuados de voltaje en todo el sistema. Cada área de control deberá suplir sus propios requerimientos de reactivos con el propósito de mantener los niveles de tensión de entre los límites establecidos así como mantener los niveles de reserva apropiados para soportar probables contingencias. La reserva deberá ser ubicada en nodos eléctricamente

bien ubicados de modo tal que pueda ser efectivamente aplicada en un intervalo de tiempo apropiado, cuando ocurre la contingencia, el control del área deberá coordinarse con el control central de modo que los flujos de transferencia de reactivo por los enlaces se mantengan aceptables.

Las fuentes de generación de potencia reactiva deben ser planificadas de forma tal que el operador del sistema pueda mantener los voltajes programados en estado normal de operación o de primera contingencia.

A-IX.2.2 Acción de los operadores.

Los operadores deben ser capaces de reconocer el estado del sistema que indique que puede estar en presencia de un problema de estabilidad del voltaje y tomar las medidas correctivas dirigidas al control del voltaje y las transferencias de potencia y si es preciso desconectar cargas. Las estrategias de operación que previenen el colapso del voltaje en cada sistema deberán ser preconcebidas.

El operador del sistema deberá conocer todas las fuentes de generación de potencia reactiva disponibles con que cuenta para controlar el voltaje en cada instante, así como sus límites de operación y perfiles del voltaje en todo el sistema, para ello deberá proveerse al mismo de suficiente información en tiempo real, suministrada a través del SCADA. Deberá además conocer las acciones correctivas necesarias en cada situación, incluyendo la desconexión de cargas para prevenir el fenómeno del colapso del voltaje cuando las fuentes de generación de potencia reactiva sean insuficientes.

Todos los esfuerzos razonables deben realizarse para mantener la mayor cantidad de líneas de transmisión en servicio durante los períodos de baja carga. Estas deben ser sólo desconectadas después que hayan sido activados todos los medios de control.