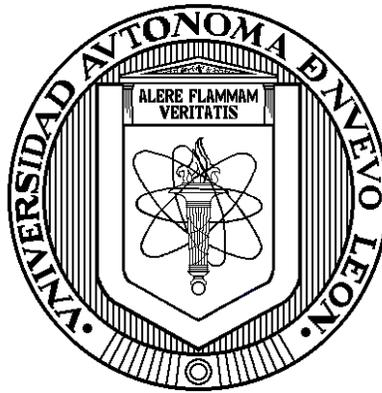


**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN**

**FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA**

**DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO**



**ALGORITMO PARA DETERMINAR LA SEGURIDAD DE VOLTAJE DE UN  
SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA BASADO EN SISTEMAS DE ÁREA AMPLIA**

**TESIS**

**PARA OBTENER EL GRADO DE DOCTOR EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**P R E S E N T A:**

**M.C. ROBERTO SALINAS NAVARRO**

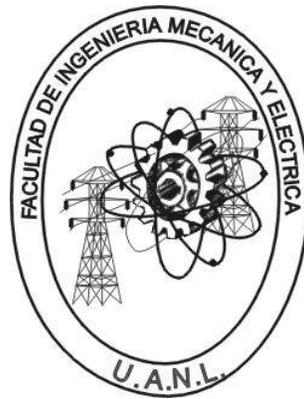
**SAN NICOLÁS DE LOS GARZA, N. L.**

**MARZO DEL 2013**

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN**

**FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA**

**DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO**



**ALGORITMO PARA DETERMINAR LA SEGURIDAD DE VOLTAJE DE UN  
SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA BASADO EN SISTEMAS DE ÁREA AMPLIA**

**TESIS**

**PARA OBTENER EL GRADO DE DOCTOR EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**P R E S E N T A:**

**M.C. ROBERTO SALINAS NAVARRO**

**SAN NICOLÁS DE LOS GARZA, N. L.**

**MARZO DEL 2013**

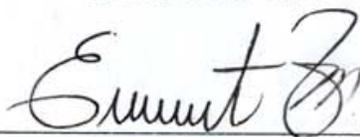
Universidad Autónoma de Nuevo León

Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica

Subdirección de Estudios de Postgrado

*Los miembros del comité de tesis recomendamos que la tesis ALGORITMO PARA DETERMINAR LA SEGURIDAD DE VOLTAJE DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA BASADO EN SISTEMAS DE ÁREA AMPLIA, realizada por el alumno Roberto Salinas Navarro, matrícula 1013544, sea aceptada para su defensa como opción al grado de Doctor en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica.*

El Comité de Tesis



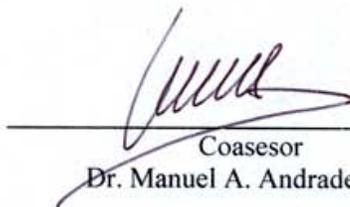
Asesor

Dr. Ernesto Vázquez Martínez



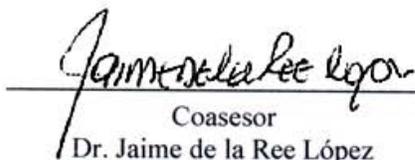
Coasesor

Dr. Arturo Conde Enríquez



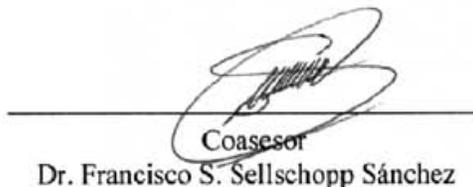
Coasesor

Dr. Manuel A. Andrade Soto



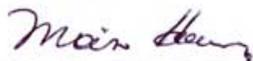
Coasesor

Dr. Jaime de la Ree López



Coasesor

Dr. Francisco S. Sellschopp Sánchez



Vo. Bo.

Dr. Moisés Hinojosa Rivera  
División de Estudios de Posgrado

Universidad Autónoma de Nuevo León

Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica

Subdirección de Estudios de Postgrado

*Los miembros del comité de tesis recomendamos que la tesis ALGORITMO PARA DETERMINAR LA SEGURIDAD DE VOLTAJE DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA BASADO EN SISTEMAS DE ÁREA AMPLIA, realizada por el alumno Roberto Salinas Navarro, matrícula 1013544, sea aceptada para su defensa como opción al grado de Doctor en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica.*

El Comité de Tesis

---

Asesor

Dr. Ernesto Vázquez Martínez

---

Coasesor

Dr. Arturo Conde Enríquez

---

Coasesor

Dr. Manuel A. Andrade Soto

---

Coasesor

Dr. Jaime de la Ree López

---

Coasesor

Dr. Francisco S. Sellschopp Sánchez

---

Vo. Bo.

Dr. Moisés Hinojosa Rivera  
División de Estudios de Posgrado

# Agradecimientos

Agradezco al Dr. Ernesto Vázquez Martínez asesor de mi tesis, por su interés y apoyo en éste trabajo. Así como al Dr. Arturo Conde Enríquez, Dr. Manuel Andrade Soto, Dr. Jaime de la Ree López y al Dr. Francisco Sellschopp Sánchez quienes forman parte del Comité de Tesis.

A los profesores del DIE por el apoyo, sugerencias y consejos que brindaron durante la realización de éste trabajo de investigación.

A mis compañeros y amigos, Luis Alonso Trujillo, Mario A. González y Fernando Salinas quienes me apoyaron y acompañaron durante el tiempo que tomo realizar ésta tesis.

Pero en especial a Fátima de Santos, a mis padres, Roberto Salinas y María de los Ángeles Navarro y a mis hermanas, Ivone y María de Jesús, que sin su comprensión y apoyo incondicional éste trabajo no hubiera sido posible.

Al Consejo nacional de ciencia y tecnología por proporcionar el apoyo económico necesario, sin el cual no hubiera sido posible la realización de éste trabajo.

A la Facultad de ingeniería mecánica y eléctrica y a la Universidad Autónoma de Nuevo León por todo el apoyo brindado.

Marzo 2013

Roberto Salinas Navarro

# RESUMEN

## ALGORITMO PARA DETERMINAR LA SEGURIDAD DE VOLTAJE DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA BASADO EN SISTEMAS DE ÁREA AMPLIA

Publicación No. \_\_\_\_

Roberto Salinas Navarro, M.C. en Ingeniería Eléctrica  
Universidad Autónoma de Nuevo León, 2013

Profesor Asesor: Dr. Ernesto Vázquez Martínez

En los últimos años, son cada vez más frecuentes los eventos de pérdida de estabilidad y colapso de voltaje alrededor del mundo, principalmente debido a la creciente complejidad en los sistemas eléctricos de potencia. Es por esto que mantener la seguridad y la estabilidad en el SEP se convertido en un reto importante. Con la finalidad de brindar de manera clara y sencilla la información referente a la proximidad del sistema a una condición de operación inestable y a un posible colapso de voltaje, en el presente trabajo se desarrolla un algoritmo que utiliza las mediciones fasoriales sincronizadas obtenidas de un sistema eléctrico de potencia para determinar la seguridad de voltaje del mismo.

El término de seguridad en un SEP se refiere a la capacidad del sistema de entregar energía eléctrica de manera constante y dentro de los índices de calidad establecidos. Considerando que la estabilidad de voltaje del SEP se define como la capacidad del sistema para soportar cambios y disturbios y mantener el equilibrio en las variables eléctricas del mismo sistema, el nivel de seguridad de voltaje depende directamente de la estabilidad de voltaje que presenta el sistema.

Existen numerosos y diversos eventos que afectan la estabilidad y por lo tanto la seguridad de voltaje. Éste trabajo se enfoca en detectar la proximidad del sistema a la inestabilidad de voltaje considerando una condición inicial de estado estable y que no se presentan eventos de falla. Analizando casos, como el de agosto de 2003 en E.U.A. y Canadá, se determina que las principales causas de los colapsos de voltaje son: los altos niveles de transmisión en la red eléctrica, importantes incrementos de carga y la indisponibilidad de fuentes de generación principalmente cerca de la zona de demanda. Estos eventos provocan un desbalance entre la potencia generada y demandada. Las acciones de control adecuadas y realizadas con anticipación pueden prevenir o mitigar los efectos que ocasionan los desbalances de energía.

En base a las principales causas de los colapsos de voltaje se seleccionan tres metodologías de análisis estático de estabilidad de voltaje, los índices de estabilidad de voltaje en las líneas de transmisión, análisis modal de la tendencia de los voltajes con respecto a las variaciones de potencia reactiva y el monitoreo de los límites de generación. Mediante la implementación de

éstas metodologías en conjunto con el uso de la información de las mediciones fasoriales sincronizadas se determina la proximidad del sistema a una condición de inestabilidad voltaje en tiempo real. Se desarrolla una interfaz de indicadores para presentar la información de manera clara y sencilla y un sistema de alarmas con lo que se determina la proximidad del sistema a la inestabilidad de voltaje de manera anticipada.

Se comprueba el desempeño del algoritmo propuesto en el sistema de prueba de 30 nodos de la *IEEE* mediante simulaciones numéricas, en el cual se varía la demanda en todos los nodos de carga en base a perfiles de carga.

# Contenido

<b>AGRADECIMIENTOS</b>	<b>IV</b>
<b>RESUMEN</b>	<b>V</b>
<b>CONTENIDO</b>	<b>VII</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b>	<b>IX</b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS</b>	<b>XI</b>
<b>CAPÍTULO 1</b>	
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
1.1 ANTECEDENTES	1
1.2 SISTEMAS DE ÁREA AMPLIA	2
1.3 MOTIVACIÓN	6
1.4 OBJETIVOS DE LA TESIS	7
1.5 ESTRUCTURA DE LA TESIS	7
<b>CAPITULO 2 PROBLEMÁTICA DE SEGURIDAD DE VOLTAJE</b>	<b>9</b>
2.1 INTRODUCCIÓN	9
2.2 SEGURIDAD Y ESTABILIDAD DE VOLTAJE	10
2.3 SEGURIDAD DE VOLTAJE A LARGO PLAZO	11
2.4 METODOLOGÍAS DE MONITOREO EN TIEMPO REAL	15
2.5 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO	17
<b>CAPÍTULO 3</b>	
<b>RELACIÓN ENTRE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN DE POTENCIA REACTIVA Y LA INESTABILIDAD DE VOLTAJE</b>	<b>19</b>
3.1 INTRODUCCIÓN	19
3.2 COMPLEJIDAD DE LA INESTABILIDAD DE VOLTAJE	19
3.3 SOPORTE A LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE	21
3.3.1 <i>Transmisión de potencia reactiva</i>	21
3.3.2 <i>Límites de generación de potencia</i>	24
3.3.3 <i>Curvas Q-V de generación</i>	27
3.3.4 <i>Compensación de potencia reactiva</i>	28
3.3.5 <i>Pérdida de control de voltaje</i>	29
3.4 RESPUESTA DEL SISTEMA A GRANDES CAMBIOS DE POTENCIA	30
3.4.1 <i>Secuencia de la respuesta de generación</i>	31
3.5 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO	32
<b>CAPÍTULO 4</b>	
<b>ALGORITMO DE EVALUACIÓN DE SEGURIDAD DE VOLTAJE EN SEP</b>	<b>33</b>
4.1 INTRODUCCIÓN	33
4.2 ESTRUCTURA DEL ALGORITMO	34

4.3 INDICES DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE	35
4.3.1 Índice rápido de estabilidad de voltaje	36
4.3.2 Índice de estabilidad de la línea	38
4.3.3 Factor de estabilidad de la línea	39
4.3.4 Operación conjunta de los índices de estabilidad	39
4.3.5 Implementación	41
4.3.6 Estudio de los índices de estabilidad de voltaje	41
4.3.7 Análisis modal	48
4.4 PROXIMIDAD A LOS LÍMITES DE GENERACIÓN	57
4.5 UNIFICACIÓN DE LAS METODOLOGÍAS DEL ALGORITMO	63
4.6 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO	65
<b>CAPÍTULO 5</b>	
<b>APLICACIÓN DEL ALGORITMO PARA DETERMINAR LA SEGURIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA</b>	<b>67</b>
5.1 INTRODUCCIÓN	67
5.2 APLICACIÓN DEL ALGORITMO AL SISTEMA DE 30 NODOS	67
5.2.1 Definición de los perfiles de carga	67
5.2.2 Metodología del análisis	68
5.2.3 Definición de los umbrales de proximidad para los casos de pruebas	71
5.2.4 Validación para el perfil de carga 1	71
5.2.5 Validación para perfil de carga 2	79
5.3 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	83
5.3.1 Índices de estabilidad de voltaje de las líneas	83
5.3.2 Tendencias modales	84
5.3.3 Generación de potencia	85
5.4 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO	85
<b>CAPÍTULO 6</b>	
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>87</b>
6.1 CONCLUSIONES GENERALES	87
6.2 APORTACIONES	88
6.3 RECOMENDACIONES PARA TRABAJO A FUTURO	89
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>90</b>

# Índice de figuras

## CAPÍTULO 1

- Figura 1.1. Representación de una señal sinusoidal, a) fasorial b) en el dominio del tiempo. 3  
Figura 1.2. Ejemplo simplificado de sistema de monitoreo de área amplia. 4

## CAPÍTULO 2

- Figura 2.1. Duración de eventos y contingencias en el SEP. 11  
Figura 2.2. Área afectada por el colapso de voltaje del 14 de agosto de 2003. 12

## CAPÍTULO 3

- Figura 3.1. Modelo básico para el cálculo de transmisión de potencia activa y reactiva. 21  
Figura 3.2. Curva de potencia con respecto al ángulo para el modelo básico de transmisión. 22  
Figura 3.3. Diagrama fasorial para un flujo de potencia en un sistema de dos nodos. 23  
Figura 3.4. Curvas de operación de la máquina síncrona para  $F.P.$  de a) 0.8 y b) 0.95. 25  
Figura 3.5. Diagrama fasoriales de la operación a) sobreexcitada y b) subexcitada del generador síncrono. 26  
Figura 3.6. Curvas  $Q-V$ . 27  
Figura 3.7. Característica de operación de un SVC. 29  
Figura 3.8. a) Sistema radial b) Curvas  $P-V$  antes y después de la pérdida de control de voltaje. 30

## CAPÍTULO 4

- Figura 4.1. Representación de 2 nodos. 36  
Figura 4.2. Umbrales de proximidad  $uE$  y alarmas  $A$  para  $Isv$ . 41  
Figura 4.3. Sistema de 30 nodos de IEEE. 42  
Figura 4.4.  $FVSI$ ,  $L_{ms}$ ,  $L_{QP}$  e  $Isv$  en estado estable para el sistema de 30 nodos. 43  
Figura 4.5. Evolución de voltaje en a) los nodos de carga y b) en los nodos 18 y 19. 44  
Figura 4.6. Valores de los índices para las líneas 20, 27, 30 y 31 para el punto crítico de estabilidad de voltaje. 45  
Figura 4.7. Evolución de  $Isv$  en las líneas 4, 5, 8 y 39 en el sistema de 30 nodos. 45  
Figura 4.8. Evolución de  $Isv$  en algunas líneas del sistema de 30 nodos para los incrementos de carga aleatorios. 46  
Figura 4.9. Evolución de  $Isv$  para la línea 16 del sistema de 30 nodos para incrementos de carga en el nodo 7. 47  
Figura 4.10. Evolución de  $Isv$  para las líneas 2 y 12 del sistema de 30 nodos para incrementos de carga en el nodo 7. 48  
Figura 4.11. Derivadas de los eigenvalores de los nodos 7, 17, 22 y 25. 51  
Figura 4.12. Flujos de potencia reactiva en los enlaces 8-7, 12-17, 22-21 y 25-27. 52  
Figura 4.13. Evolución de voltajes de los nodos 12 y 17. 53  
Figura 4.14. Diferencia entre voltajes de los nodos 12 y 17. 53

Figura 4.15. Segunda derivada de la evolución de $\lambda_7$ .	54
Figura 4.16. Detección de la tendencia del sistema a la inestabilidad de voltaje.	55
Figura 4.17. Metodología del disparo de alarma por detección de tendencia.	56
Figura 4.18. Alarmas aplicadas a $\lambda_8$ para incrementos de carga en nodo 17.	56
Figura 4.19. Curva de capacidad de carga del generador síncrono.	57
Figura 4.20. Circuito equivalente del generador.	58
Figura 4.21. Límites de los generadores para la condición de carga reducida.	61
Figura 4.22. Límites de los generadores para la condición de incremento de carga.	62
Figura 4.23. Umbrales de proximidad en los límites de generación.	63
Figura 4.24. Alarmas de seguridad de voltaje para las diferentes de metodologías.	64

## CAPÍTULO 5

Figura 5.1. Perfil de carga 1.	68
Figura 5.2. Perfil de carga 2.	68
Figura 5.3. Índices de estabilidad más significativos para el perfil de carga 1.	72
Figura 5.4. Evolución del indicador de los índices de estabilidad para el caso del perfil de carga 1.	73
Figura 5.5. Tendencias modales para el perfil de carga 1.	73
Figura 5.6 a) Voltajes nodales y b) $I_{sv}$ de las líneas 4, 6, 8, 27, 29 y 41 para un incremento de del 110%.	75
Figura 5.7. Evolución del indicador de las tendencias modales para el perfil de carga 1.	75
Figura 5.8. Generación, límites de generación y umbrales de proximidad al inicio de la simulación del perfil.	76
Figura 5.9. Generación, límites de generación y umbrales de proximidad para 70% de carga.	77
Figura 5.10. Generación, límites de generación y umbrales de proximidad para 100% de carga en la simulación del perfil 1.	77
Figura 5.11. Evolución del índice de generación para el caso del perfil 1.	78
Figura 5.12. Evolución de los indicadores de seguridad de voltaje y metodologías para el perfil de carga 1.	78
Figura 5.13. Índices de estabilidad más significativos para el escenario de perfil de carga 2.	79
Figura 5.14. Tendencias modales para la simulación del perfil de carga 2.	80
Figura 5.15. Generación, límites de generación y umbrales de proximidad para la hora 19 del perfil 2.	81
Figura 5.16. Evolución de los indicadores de seguridad de voltaje y metodologías para el perfil de carga 2.	82

# Índice de Tablas

## CAPÍTULO 4

Tabla 4.1. Índices de estabilidad para la línea 27 para el punto crítico de estabilidad de voltaje. 44

Tabla 4.2. Valores de  $\partial Q/\partial V$  para condición de carga reducida. 61

## CAPÍTULO 5

Tabla 5.1. Voltajes, ángulos y potencias nodales en estado estable del sistema de 30 nodos. 70

# Capítulo 1

## Introducción

### 1.1 ANTECEDENTES

Recientemente, el crecimiento de la demanda en los sistemas eléctricos de potencia ha ido en aumento a un ritmo acelerado. La dificultad para el desarrollo de infraestructura de la red ocasiona que los sistemas eléctricos operen en una condición estresada, esto es que operen cada vez más cerca de sus límites de operación. Los problemas de estabilidad de voltaje están asociados directamente con la falta de reserva de generación cercana a la carga en el sistema de potencia y el acontecimiento reciente de numerosos eventos de colapso de voltaje en sistemas alrededor del mundo ha demostrado que éste es un problema de creciente importancia. Debido a esto, se dedican grandes esfuerzos en la investigación, análisis y desarrollo de tecnología con el objetivo de minimizar los desbalances de energía en el sistema.

La estabilidad de voltaje se define como la capacidad del sistema para mantener o recuperar los niveles de voltaje después de que ha ocurrido un disturbio. Si el sistema no puede recuperarse del disturbio, entra en una condición de operación inestable que puede ocasionar la pérdida en los niveles de voltaje en una parte importante de la red eléctrica, lo que representa un colapso de voltaje. No obstante, la operación de un sistema eléctrico busca ser no solamente estable si no también segura. Específicamente, mantener la seguridad en el sistema se refiere a la capacidad del mismo para suministrar la energía demandada sin interrupciones manteniendo los niveles de voltaje dentro de un rango establecido.

Los desbalances de energía entre la generación y la carga son la principal causa de la pérdida de estabilidad de voltaje. Estos desbalances son provocados por diversos disturbios y contingencias, como la repentina conexión de grandes bloques de carga, la pérdida de bloques de generación, la pérdida o saturación de líneas de transmisión o transformadores, etc. La implementación de acciones de control efectivas evita que ocurran desbalances de energía y asegura la estabilidad de voltaje, para lo cual es de gran importancia contar con la información de la condición de la red lo más actualizada y exacta posible.

Para poder definir el estado del sistema se requieren técnicas de análisis que utilicen la información de la red y determinen la condición de operación. El análisis de la condición de la red normalmente se clasifica en dos categorías principales: análisis dinámico y análisis estático. El análisis de estabilidad dinámico se define como un análisis en el dominio del tiempo que utiliza el concepto de las variables de estado del sistema y requieren de la resolución de

ecuaciones diferenciales para determinar el estado del sistema, normalmente, para su resolución se utilizan métodos que simplifican el análisis. Debido a lo cual, los análisis dinámicos de estabilidad resultan mucho más complejos que los análisis estáticos. El análisis estático es ampliamente utilizado debido a la simplicidad que presenta para su desarrollo e implementación. Existen diversos métodos de análisis estático propuestos para la realización del análisis de estabilidad, entre ellas el análisis modal, curvas  $P-V$ ,  $Q-V$ , análisis de sensibilidad, etc.

Las técnicas de análisis estático se utilizan mayormente fuera de línea en las áreas de diseño y planeación de la red eléctrica. Éstas utilizan las mediciones estáticas de valores RMS en diferentes puntos de la red para determinar la condición de operación. Entre las técnicas más utilizadas se encuentran las curvas  $PV$ , curvas  $QV$ , análisis de sensibilidad, etc. Sin embargo, debido a que la condición de operación del sistema eléctrico cambia constantemente, la información que brindan puede no representar exactamente el estado del sistema. Debido a esto las mediciones fasoriales sincronizadas son un elemento que ha tomado gran importancia recientemente.

Las mediciones fasoriales sincronizadas proporcionan información sobre la magnitud y ángulo del voltaje nodal. Estas mediciones son adquiridas en todos los nodos del sistema (o en los nodos donde se realice la medición) y se asocian entre sí mediante una marca de tiempo a través del sistema GPS. Con esto se obtienen una “fotografía” de la operación del sistema. En base a los fasores de voltaje medidos se puede obtener información del resto de las variables del sistema como corrientes, potencia activa, reactiva, etc.

Con el uso de la información actualizada de las mediciones fasoriales es posible desarrollar herramientas cuasi-dinámicas basadas en análisis estático de voltaje que describan correctamente el estado del sistema independientemente de su condición de operación.

## **1.2 SISTEMAS DE ÁREA AMPLIA**

Debido a las características de las mediciones fasoriales sincronizadas, numerosos trabajos se han enfocado en desarrollar herramientas de monitoreo, protección y control de la red eléctrica de manera global utilizando sincrofasores. A éste tipo de configuración de análisis de la red eléctrica se le conoce como sistemas de área amplia (WAS) y se definen como un conjunto de equipos y algoritmos que monitorean, protegen y controlan la red eléctrica en tiempo real como una entidad completa. Los WAS son una plataforma para la adquisición, intercambio y análisis de la información sincronizada de todo el sistema que puede ser actualizada en tiempo real. Estas características abren nuevas opciones para optimizar la operación del sistema eléctrico de potencia.

La base de la operación de los WAS es la adquisición de la información sincronizada en representación fasorial. La forma de las señales presentes en la red eléctrica se representan por medio de expresiones con la forma  $A \text{ sen } (\omega t + \phi)$ , típicas de las ondas sinusoidales de la corriente alterna. Al utilizar la representación fasorial, esta señal es definida únicamente por la longitud del fasor y la desviación de ángulo que se tiene una relación directa con la magnitud de la señal ( $A$ ) y el ángulo de desfase con respecto a la referencia ( $\phi$ ) respectivamente. En la Fig. 1.1 se pueden observar ambas representaciones. Realizar las mediciones en forma fasorial presenta una ventaja al simplificar el análisis matemático de las señales eléctricas, sobre todo cuando se involucran ecuaciones cuadráticas en los cálculos.

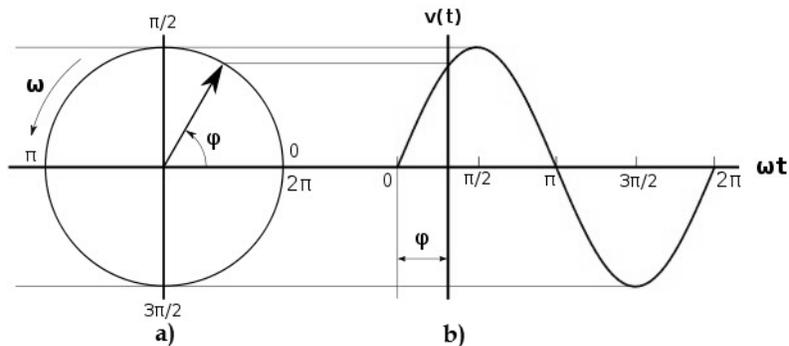


Fig. 1.1. Representación de una señal sinusoidal, a) fasorial b) en el dominio del tiempo.

A pesar de los beneficios que tiene la notación fasorial, la ventaja principal que proporciona es la capacidad de sincronizar las mediciones adquiridas. Las mediciones fasoriales utilizan una referencia de tiempo común para sincronizar sus mediciones. Cada medición lleva una marca de tiempo en el que fue realizada, y son enviadas a un concentrador de datos fasoriales el cual asocia las mediciones correspondientes a cada marca de tiempo, así se puede decir que se obtiene una “fotografía” del estado del sistema con respecto a sus variables.

Normalmente, se utiliza la señal de tiempo del sistema de posicionamiento global (*GPS*) como referencia, ya que estas señales de tiempo son exactas en  $\pm 10$  ns y las mediciones fasoriales pueden ser actualizadas cada 1 s. De esta manera es posible realizar comparaciones en tiempo real de los parámetros de la red y así determinar el estado de la misma.

Las mediciones fasoriales sincronizadas son adquiridas por diversos elementos en la red, como por ejemplo, los dispositivos de protección, elementos de medición y las unidades de medición fasorial (*PMU*). Estos elementos componen la etapa de adquisición de información de los sistemas de área amplia. En la Fig. 1.2 se muestra un sistema de monitoreo simplificado de área amplia en donde la información medida es enviada a un concentrador donde es agrupada, ajustada y enviada al sistema *SCADA*.

Existen *WAS* con mayor complejidad, en los cuales la información es enviada a herramientas o aplicaciones que procesan y analizan la información obtenida para determinar el estado del

sistema. Así también, existen aplicaciones automatizadas de control y protección del sistema eléctrico en los que las *PMUs* se comunican y comparten información entre ellas y determinan las acciones y contingencias a realizar para optimizar la operación de la red.

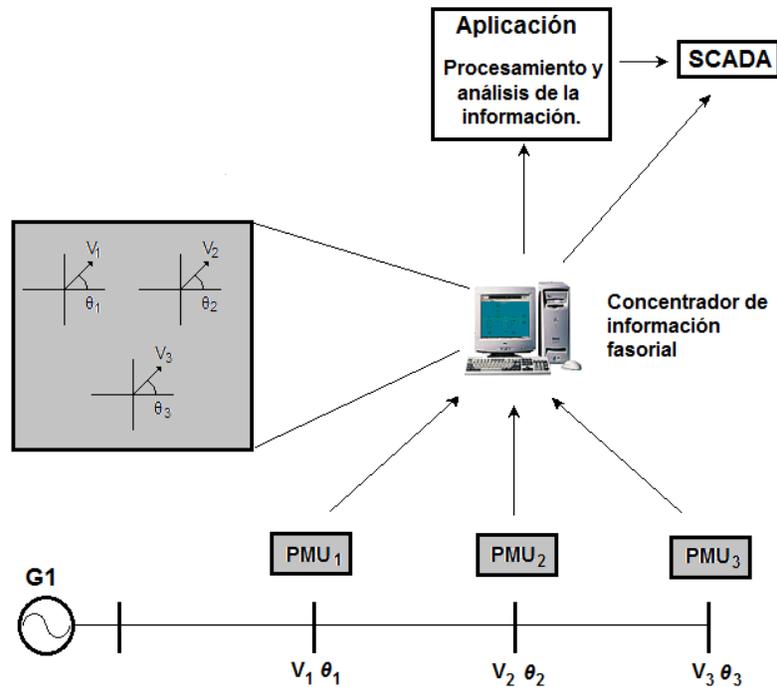


Fig. 1.2 Ejemplo simplificado de sistema de monitoreo de área amplia.

En el presente trabajo se utiliza un sistema de monitoreo descentralizado, como el que se muestra en Fig. 1.2, para obtener la información de voltaje y ángulo de los nodos del sistema eléctrico. Ésta información es la base del funcionamiento del algoritmo propuesto para determinar la seguridad del sistema eléctrico de potencia. En este tipo de esquema no se incrementa la capacidad de generación o transmisión física de energía en sí, pero al optimizar la operación del sistema se puede incrementar la utilidad de la capacidad de la generación disponible y del sistema de transmisión para garantizar la estabilidad de voltaje. La condición de operación puede ser modificada para reducir el riesgo de que se dirija al colapso de voltaje mientras se incrementa la capacidad de uso de la red.

Aún existen grandes áreas de oportunidad en la implementación de los sistemas de área amplia ya sean destinados a monitoreo, protección o control. Existen diversas problemáticas que se busca solucionar. Entre ellas se encuentran los retrasos en la transmisión de información, la ubicación de las unidades de medición fasorial en la red, las opciones de solución para la pérdida de la información, etc. A pesar de estas problemáticas, por medio de la implementación y desarrollo de los *WAS*, se evoluciona la manera en que se adquiere y analiza la información y se optimiza la operación del sistema eléctrico.

En base a sus ventajas, el interés en los sistemas de área amplia ha crecido recientemente y debido a la creciente problemática para mantener la estabilidad de voltaje se ha motivado la investigación, el estudio y el desarrollo de soluciones para optimizar la operación del sistema eléctrico. Como se ha mencionado, una tendencia que ha tomado gran importancia en últimos años es el uso de mediciones fasoriales y el enfoque de área amplia para los sistemas de monitoreo, control y protección [1,2]. En éste trabajo se presenta un estudio de las metodologías que se utilizan para determinar la proximidad al punto crítico de operación estable de voltaje. Estas metodologías se agrupan en un algoritmo con el objetivo de crear la primera etapa para el desarrollo de una herramienta que se implemente en los centros de control de energía.

La mayoría de los primeros trabajos realizados que utilizan mediciones fasoriales se enfocan en el monitoreo de la red, lo que es un aspecto de vital importancia para el funcionamiento del sistema eléctrico. En [3] se establecen las aplicaciones especializadas para el monitoreo y control de voltaje, así como de control de frecuencia, haciendo énfasis en el desarrollo para una plataforma de área amplia.

Sin embargo, pronto los estudios realizados se orientaron en el desarrollo de métodos de evaluación de la estabilidad de la red aprovechando las mediciones fasoriales. Por ejemplo, en [4] se evalúa la estabilidad de voltaje mediante la determinación de un margen de carga por medio de simulaciones iterativas. Los autores de éste trabajo establecen un punto de operación en base a la inyección de corriente a la carga, por medio del cual, determinan el nivel de carga al que se puede abastecer según la disponibilidad de la red. En base a la operación actual del sistema definen las direcciones de los flujos de potencia y determinan aquellos que afectan mayormente la estabilidad del sistema. Al incrementar la carga en dirección de estos flujos definen márgenes de operación, y seleccionando el menor margen establecen la proximidad del sistema al colapso.

Otros enfoques buscan determinar la estabilidad de voltaje por medio de índices de estabilidad que se determinan de manera sencilla y en tiempo real. El índice rápido para la estabilidad de voltaje (*FVSI*) es presentado en [5], el cual se determina a partir de la ecuación cuadrática de voltaje en el nodo de recepción para un sistema de dos nodos. El índice determina la estabilidad de una línea de transmisión y opera en un rango de 0 a 1.00, donde un valor de 1.00 indica que se ha alcanzado la inestabilidad de voltaje en ése elemento de transmisión. Un esquema similar se presenta en [6] y [7] donde se definen el índice de estabilidad de línea ( $L_{mn}$ ) y el factor de estabilidad de la línea ( $L_{QP}$ ).

A partir de éstos trabajos, se han creado aplicaciones que utilizan los índices de estabilidad como base. En [8] se combinan el índice rápido de estabilidad de voltaje y el factor de estabilidad de línea ( $L_{QP}$ ) para definir la secuencia de ejecución para contingencias automáticas. Se estudia la correlación que existe entre la estabilidad de voltaje en las líneas y las contingencias realizadas. En base a dicha relación se establecen las áreas débiles en el sistema. En el caso de éste trabajo

de tesis se utilizan en combinación los índices  $FVSI$ ,  $Lmn$  y  $L_{QP}$  para determinar la estabilidad en las líneas de transmisión como parte del algoritmo propuesto.

La finalidad de algunos temas de investigación basados en esquemas de área amplia es establecer sistemas de control automático para la red eléctrica. En [9] se diseña un control de área amplia que provee señales auxiliares de referencia a los controles de voltaje automáticos de los generadores ( $AVR$ ) así como el control de voltaje de la línea por parte del  $STATCOM$  a partir de un diseño adaptivo.

Un estudio de la relación entre los límites de potencia reactiva y la estabilidad de voltaje es presentado en [10]. En éste trabajo se propone un indicador para identificar los generadores críticos basado en la determinación del tipo de soporte a la estabilidad de voltaje que brindan los generadores una vez que han alcanzado sus límites de generación. Éste estudio no requiere el uso de la información de las mediciones fasoriales, sin embargo se considera de gran importancia para definir la estabilidad del sistema, por lo que el principio que establece se utiliza en el presente trabajo de investigación.

En este trabajo no se consideran las problemáticas respectivas a los sistemas de área amplia y su implementación, en cambio se asume que la medición fasorial de cada nodo está disponible y que la información alineada en el tiempo llega al concentrador de información fasorial.

### **1.3 MOTIVACIÓN**

La necesidad de operar la red eléctrica cada vez más cerca de los límites de operación hace que el monitoreo de la dinámica del sistema sea un aspecto cada vez más importante. Esto requiere que la información de la red sea actualizada más rápidamente y con mayor exactitud que la que normalmente brindan los sistemas  $SCADA$  tradicionales.

Desde el punto de vista de análisis de estabilidad, los niveles de voltaje en los nodos no son un claro indicador de la proximidad al colapso de voltaje, el sistema puede encontrarse operando en una condición de inestabilidad a largo plazo sin que ésta se vea reflejada en el perfil de voltaje. Por lo tanto se requieren métodos para establecer o estimar la estabilidad de voltaje en el sistema. Sin embargo las herramientas que se utilizan actualmente en los centros de control de energía deben ser actualizadas, rediseñadas o reemplazadas por nuevas herramientas que se adapten a las necesidades de operación del sistema eléctrico actuales aprovechando los avances tecnológicos como son las mediciones fasoriales.

Existen diversas metodologías que son utilizadas para determinar la estabilidad de voltaje del sistema, las mismas que pueden ser mejoradas con el uso de la información en tiempo real sincronizada del sistema.

## **1.4 OBJETIVOS DE LA TESIS**

### **Objetivo General**

Desarrollar un algoritmo que determine el nivel de seguridad de voltaje del sistema eléctrico de potencia en tiempo real utilizando mediciones fasoriales sincronizadas partiendo de una condición de estado estable.

### **Objetivos Particulares**

Representar la proximidad del sistema a una condición de inestabilidad voltaje del sistema por medio de indicadores que sean claros y fáciles de interpretar.

Elaborar el algoritmo basado en metodologías de análisis estático de voltaje de manera que sea simple, sencillo de implementar y con los menores requerimientos computacionales posibles.

Utilizar las mediciones fasoriales en metodologías de análisis local, como son los índices de estabilidad de voltaje, análisis modal y límites de generación para establecer una representación global del sistema eléctrico de potencia.

Determinar los indicadores de seguridad mediante el análisis del comportamiento de las variables en la red que afectan la estabilidad de voltaje.

## **1.5 ESTRUCTURA DE LA TESIS**

La tesis está compuesta por 6 capítulos. En el capítulo 1 se presenta la introducción general del trabajo realizado y se describen las generalidades de los WAS basados en sincrofasores. Se plantea la necesidad de un esquema basado en sincrofasores para determinar la estabilidad de voltaje en el sistema como la motivación principal de éste trabajo y posteriormente se definen los objetivos a alcanzar.

En el capítulo 2 se establece la importancia del monitoreo y el control de la red para mantener la estabilidad de voltaje en el sistema eléctrico de potencia. Se define la estabilidad de voltaje, las clasificaciones según su tiempo de evolución y la relación que existe entre estabilidad y seguridad de voltaje así como sus diferencias. Se presenta el caso del colapso del sistema eléctrico en la frontera entre E.U.A. y Canadá sucedido en agosto del 2003 y se analizan las causas que lo ocasionaron.

En el capítulo 3, se revisan las principales características de los sistemas de generación, transmisión y compensación que se relacionan con la estabilidad de voltaje del sistema. Se

analizan los flujos de potencia reactiva, los límites de generación, la representación de la capacidad de los generadores, la compensación de potencia reactiva y el control de voltaje. Posteriormente, se presenta la respuesta del sistema ante cambios de potencia reactiva en la carga.

El desarrollo del algoritmo propuesto se presenta en el capítulo 4. Se definen las tres metodologías que integran el algoritmo, los índices de estabilidad, el análisis modal de la respuesta del voltaje ante cambios de potencia reactiva y la reserva de potencia reactiva en los generadores. Se establece un indicador de seguridad de voltaje y un sistema de alarmas en base a la evolución dinámica de las metodologías que componen el algoritmo.

En el capítulo 5, se comprueba el desempeño del algoritmo propuesto implementado en el sistema de 30 nodos de la *IEEE*, mediante simulaciones numéricas. Partiendo de estado estable, se varía la demanda reactiva en la red con base en dos curvas de perfil de carga y se analiza la evolución de los indicadores determinados por las tres metodologías que componen el algoritmo. Así mismo, se presentan los resultados obtenidos.

Por último, en el capítulo 6, se presentan las conclusiones generales del trabajo, se resumen las aportaciones realizadas y se dan algunas recomendaciones para trabajo a futuro sobre ésta línea de investigación.

# Capítulo 2

## Problemática de seguridad de voltaje

### 2.1 INTRODUCCIÓN

Mantener la calidad y la seguridad del sistema eléctrico se ha convertido en un reto debido al crecimiento de la red de transmisión eléctrica. En aquellas redes que han alcanzado un tamaño y complejidad considerables, los desbalances eléctricos en cualquier punto dentro de la red pueden ocasionar repercusiones severas e inmediatas afectando la seguridad angular o de voltaje de la misma red.

La seguridad de un sistema eléctrico de potencia es un término ambiguo. Diferentes fuentes en la literatura definen el término de diferentes maneras, por lo tanto se definirá el término de seguridad de voltaje que se ajuste a la investigación desarrollada en este trabajo. La seguridad de voltaje del sistema eléctrico se define como la capacidad del sistema de suministrar energía a los consumidores manteniendo los niveles adecuados de voltajes en cada nodo.

En consideración a esta definición, se determina que mantener la seguridad de voltaje depende de la operación y estabilidad del sistema eléctrico. Así mismo, está determinada por los márgenes de reserva de generación y de transmisión de energía. Recientemente, la operación del SEP se ha convertido en un reto debido al rápido crecimiento en tamaño y complejidad de la red de transmisión y distribución eléctrica.

Igualmente, los sistemas eléctricos que han alcanzado un tamaño y complejidad considerable operan cerca de su capacidad máxima, por lo que los aumentos de la demanda en ciertas regiones y la falta de disponibilidad de generación local ocasionan la necesidad de importar energía de las fuentes que se encuentran a distancia considerable provocando congestión en las líneas de transmisión.

En éste capítulo, se describen los tipos y características de estabilidad de voltaje haciendo énfasis en la estabilidad a largo plazo; se examinan los eventos y contingencias que llevan a la pérdida de estabilidad y se presenta el ejemplo del caso de colapso de voltaje para el caso de EU-Canadá en 2005; se realiza un análisis de la secuencia que ocasionó colapso de voltaje en el sistema; por último, se revisan varias metodologías propuestas para desarrollar herramientas que operan en tiempo real para optimizar el control del sistema eléctrico.

## 2.2 SEGURIDAD Y ESTABILIDAD DE VOLTAJE

La estabilidad de voltaje del sistema eléctrico se define como la capacidad del mismo, estando en una condición de operación dada, de soportar disturbios y cambios, y mantener el equilibrio los niveles de voltaje los nodos del sistema.

Al considerar las definiciones de seguridad y estabilidad de voltaje, se puede concluir que existe una relación estrecha entre ambos términos. La capacidad de poder suministrar energía eléctrica a los consumidores de manera constante y con calidad depende de la capacidad del sistema de mantener estable los niveles de voltaje en los nodos, esto significa que la seguridad de voltaje depende directamente de la estabilidad de voltaje del sistema eléctrico.

Normalmente, se relacionan los problemas de estabilidad de voltaje con los niveles bajos de voltaje, sin embargo esto no se presenta en todos casos. La inestabilidad en el sistema eléctrico puede iniciarse cuando los niveles de voltaje en los nodos se encuentran en niveles aceptables. Un sistema presenta una inestabilidad de voltaje cuando los voltajes en el mismo empiezan a caer y los operadores no son capaces de realizar maniobras de control para que los voltajes se recuperen. El proceso de pérdida de estabilidad de voltaje puede iniciar con la operación del SEP en un estado debilitado. Esta debilidad puede ser ocasionada por la salida o saturación de líneas de transmisión, máquinas generadoras, bancos de capacitores, una condición de transmisión inapropiada, una condición de carga elevada o una combinación de estos eventos.

Al analizar diversos casos de colapsos de voltaje, se ha determinado que estos incidentes presentan dos etapas [11]. La primera es de lenta evolución, en la cual el sistema se va debilitando gradualmente. A esta etapa se le conoce como estabilidad de largo plazo. En cambio, en la segunda etapa, conocida estabilidad transitoria de voltaje, se presenta una caída repentina de voltaje en la cual se pierde rápidamente la estabilidad del sistema.

La estabilidad de largo plazo, como se mencionó, es una estabilidad de lenta evolución en la cual el sistema es capaz de recuperarse de pequeños disturbios o contingencias como son los cambios graduales de potencia o demanda. En cambio, la estabilidad transitoria se refiere a los efectos provocados por disturbios grandes y repentinos como puede ser un incidente de falla, la desconexión de líneas, y la entrada o salida repentina de grandes bloques de carga.

En la Fig. 2.1 se muestran diferentes contingencias y eventos en el sistema eléctrico de potencia. Éstas se ubican con base en su duración. En la figura también se indica si los efectos de cada contingencia afectan a la estabilidad transitoria o a la estabilidad de largo plazo.

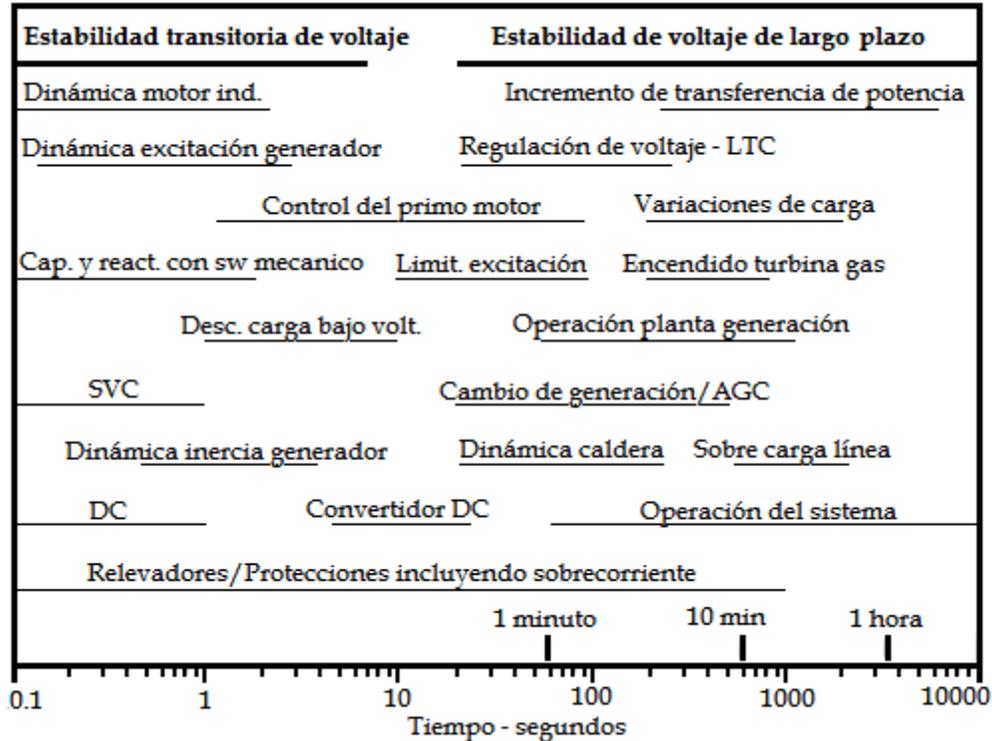


Fig. 2.1. Duración de eventos y contingencias en el SEP.

En éste trabajo se desarrolla un algoritmo para determinar la seguridad de voltaje del sistema en tiempo real. El algoritmo utiliza las mediciones fasoriales sincronizadas para obtener la información actualizada del sistema. Esta información es utilizada para determinar índices de estabilidad de las líneas del sistema y los límites de generación y por medio de estos datos se determina la proximidad del sistema al colapso de voltaje. El objetivo es que esta información sea proporcionada a los operadores del centro de control de energía a fin de que realicen las acciones de control preventivas para prevenir un posible colapso de voltaje.

### 2.3 SEGURIDAD DE VOLTAJE A LARGO PLAZO

Las inestabilidades o colapsos de voltaje en los sistemas eléctricos de potencia ocurren frecuentemente. Esta tendencia se ha incrementado recientemente debido a la necesidad de abastecer a la creciente demanda. El incremento en la transmisión de energía provoca que los sistemas se estresen cada vez más haciendo más difícil su operación y control.

El concepto de estrés en el sistema se refiere a la condición de operación del sistema cuando éste se encuentra cerca de los límites operativos, como lo son la saturación en las líneas de transmisión o en las máquinas generadoras. El hecho que un sistema esté estresado no indica que la estabilidad del sistema está comprometida, pero si establece que está operando de una manera

insegura y ante alguna contingencia, éste puede caer fácilmente en una condición de inestabilidad.

Un análisis de los problemas de voltaje que han ocurrido recientemente en Japón, Canadá, Suiza, Francia y EUA [13] debido al incremento de carga en los sistema de transmisión, indica que la problemáticas de estabilidad de voltaje y por lo tanto de seguridad de voltaje se han ido incrementado y pueden empeorar aún más.

El 14 de agosto de 2003 ocurrió un apagón en los estados de Ohio, Michigan, Pennsylvania, Nueva York, Vermont, Massachusetts, Connecticut, Nueva Jersey en E.U.A. y la provincia de Ontario en Canadá [14], siendo el 5to apagón más grande ocurrido en la historia [13]. La zona afectada se puede ver en la Fig. 2.2.

El apagón afectó a un área con una población estimada de 50 millones de personas, 61,800 megawatts de carga eléctrica y al menos 265 plantas de generación con más de 508 unidades de generación que quedaron fuera de operación. El apagón inició poco minutos antes de las 4:00 pm, hora del este de E.U.A; y la potencia fue restaurada hasta 4 días después. En algunas zonas de Ontario se sufrieron apagones consecuentes durante una semana hasta que la energía se restableció completamente.

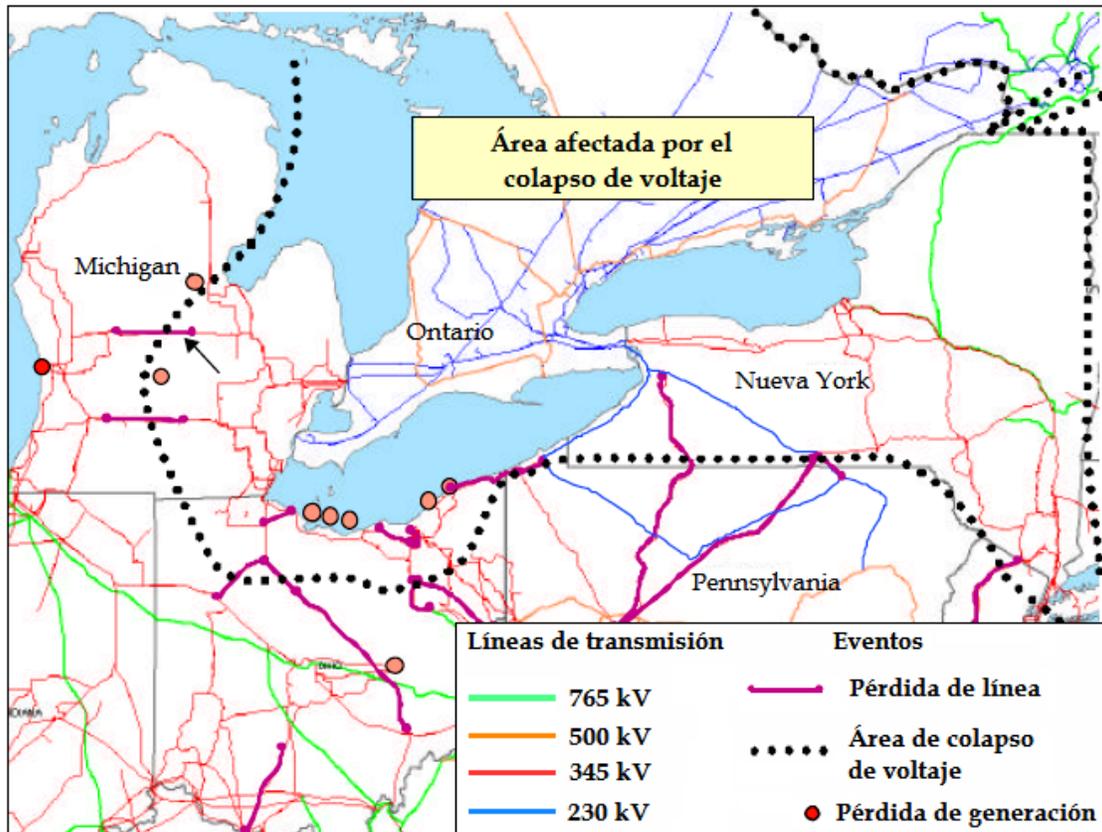


Fig. 2.2. Área afectada por el colapso de voltaje del 14 de agosto de 2003.

Para establecer las causas del colapso de voltaje se deben analizar el contexto y las condiciones previas del sistema antes de que se iniciara la condición de inestabilidad de voltaje.

Entre los días 11 y 14 de agosto la temperatura en la zona de Ohio se incrementó de 26°C a 31°C, esto originó que se presentara un aumento de carga de 20%, por el uso de aires acondicionados en la zona. La carga pronosticada para esos días era menor a la que se presentó realmente y para abastecer el excedente de carga se importó energía eléctrica de zonas vecinas, lo que implicó que la energía se transmitió a través de largas distancias.

Otro problema que se presentó con el incremento de demanda es que los equipos de refrigeración en general, al igual que otros motores de inducción, presentan bajos factores de potencia, por lo que consumen más potencia reactiva que otros aparatos, la demanda extra de reactivos afectó la estabilidad de voltaje de la zona.

Otro factor clave en las condiciones previas al colapso de voltaje es la desconexión de generadores por mantenimiento de emergencia o mantenimiento programado. El día 14 de agosto 5 generadores estaban fuera de línea, 3 de ellos por salida programada y 2 por salida forzada, un total de más 3100 MW. Aún con la salida de estos generadores el estudio de carga determinó que el sistema funcionaría de manera segura para la carga pronosticada.

De igual manera, 5 bancos de capacitores fueron retirados de servicio en subestaciones de 138 kV, para inspección de rutina. A pesar de que estos bancos son de necesidad crítica para el abastecimiento de reactivos a la red, ésta falta de disponibilidad de estas fuentes de reactivos no fue conocida por los operadores.

Finalmente, el disparo de tres sistemas de transmisión de 345, 230 y 138 kV durante los primeros instantes del evento, aumentó la fragilidad de la red (aumento de la impedancia equivalente), esto restringió la capacidad de transmisión y degeneró en una condición de colapso.

Durante el periodo de evolución de la condición de inestabilidad de voltaje en el sistema se realizaron acciones para tratar de evitar la pérdida del sistema. Debido a la falta de suficiente generación local se importó energía de zonas vecinas para abastecer la demanda, que como ya se mencionó en gran parte era demanda de reactivos. Con estas acciones realizadas se presentaron dos características que ocasionaron un efecto en cadena que llevó al sistema a perder estabilidad y caer en el colapso de voltaje.

Primeramente, la transmisión de reactivos produce una caída de voltaje que depende directamente de la reactancia del elemento de transmisión [27],

$$\Delta V = \frac{Q}{V_j} X_{ij} \quad (2.1)$$

donde  $X_{ij}$  es la reactancia de la línea,  $V_j$  el voltaje en el nodo de carga,  $Q$  es la demanda de potencia reactiva y  $\Delta V$  la caída de voltaje en el nodo de carga. Debido a que la potencia reactiva

se transmitió desde largas distancias, la reactancia de los elementos de transmisión era elevada por lo que se presentó una caída de voltaje considerable en los nodos de carga. Con esto la diferencia de voltaje entre los nodos en los extremos de los elementos de transmisión se incrementó. Ésta diferencia de voltajes incrementó el consumo de potencia reactiva en la reactancia del elemento [15], es decir,

$$Q_{ij} = \frac{V_i}{X_{ij}} (V_i - V_j \cos \delta) \quad (2.2)$$

Debido a los factores descritos anteriormente se puede concluir que el congestionamiento de la red es la causa directa del colapso de voltaje, no obstante los problemas de monitoreo, indisponibilidad de fuentes de reactivos cercanas a la carga afectada por el evento y el incremento de transmisión de energía a través de trayectoria de alta impedancia llevaron al sistema a esa condición en la que el sistema está debilitado e inestable y por lo tanto su operación no es segura. Este es un caso que ejemplifica la pérdida de estabilidad y el colapso de voltaje debido a la debilidad presente en el sistema.

Diversos eventos de colapso de voltaje se han presentado a lo largo de los años. Entre los más recientes e importantes se encuentran [13]:

- Indonesia (Isla de Java). 29.09.2005. Duración: 7 horas. Afectados: 100 millones de personas.
- Suroeste de Europa (Partes de Alemania, Francia, Italia, Bélgica, España y Portugal). 04.11.2006. Duración: 2 horas. Afectados: 15 millones de personas.
- Brasil – Paraguay. 10.11.2009. Duración: 7 horas. Afectados: 87 millones de personas.
- India. 30.07.2012. Duración 35 hrs. Afectados: 620 millones de personas.

Se puede resumir que un sistema entra en una condición crítica de estabilidad de voltaje que puede resultar en una condición de colapso de voltaje cuando se presentan las siguientes condiciones:

- Alto nivel de carga inductiva con bajo factor de potencia
- Indisponibilidad de unidades generadoras
- Indisponibilidad de importantes fuentes de potencia reactiva cerca de la carga afectada por el evento
- Aumento de niveles de transmisión
- Congestión de la red (limitación en la transmisión de energía en la red)

Ninguna de estas condiciones puede ser definida como una falla o un disturbio, son eventos o condiciones provocadas por la operación y administración de la red eléctrica y que deterioran la condición de operación del sistema.

Como se puede determinar en este caso, de igual manera que en gran cantidad de incidentes, la evolución de la inestabilidad de voltaje presenta una etapa inicial de inestabilidad de voltaje a largo plazo. Durante ésta primera etapa se pueden realizar ciertas acciones preventivas, con las cuales se puede mitigar el impacto y alcance de la inestabilidad de voltaje.

Sin embargo para los operadores de los centros de control tomar las decisiones correctas en lapsos de tiempo reducidos es complicado ya que la condición de debilidad del sistema no es información proporcionada por los sistemas SCADA y ante esta falta de información los operadores deben intuir la condición de operación del sistema para tomar decisiones que afectan la operación de la red.

## **2.4 METODOLOGÍAS DE MONITOREO EN TIEMPO REAL**

Es innegable la necesidad implementar nuevas aplicaciones, técnicas y herramientas que faciliten y optimicen el monitoreo y operación de la red eléctrica de manera segura, con las cuales se pretenda detectar y evitar las condiciones debilitadas de la red que conlleven a colapsos de voltaje. Actualmente, se dedican grandes esfuerzos a desarrollar estas herramientas alternativas, con diversos enfoques en consideración a los diferentes eventos, topologías y condiciones de la red [16, 17,18].

En la literatura, la gran mayoría de los trabajos se orientan en establecer la seguridad de voltaje en el SEP en relación a la estabilidad transitoria [9, 19, 20], esto es para una condición de operación determinada, se considera un evento o falla y se determina el impacto del transitorio en el sistema y así se estima el estado en que se encontrará el sistema en la condición post-falla.

Sin embargo, como se muestra con el ejemplo del disturbio del 14 de agosto de 2003, existen condiciones en la red eléctrica que pueden llevarlo a una condición en la que la seguridad de voltaje se encuentre comprometida y no están relacionadas con eventos transitorios. Debido a esto, son necesarias herramientas enfocadas en determinar la evolución de la seguridad de voltaje del sistema eléctrico desde el estado estable a un estado de debilidad.

Para el desarrollo de estas herramientas, está claro que la información de la condición de operación del sistema es un elemento vital. Así mismo, es necesario que esta información sea actualizada continuamente. En el momento en que el operador cuente con la información actualizada para determinar el estado del sistema, la toma de decisiones operativas para garantizar la seguridad de voltaje será más simple y confiable. Es por esto que las mediciones fasoriales sincronizadas se han convertido en un elemento que ha tomado gran importancia actualmente, ya que proporcionan información actualizada de todo el sistema con la que se puede determinar la condición del sistema en tiempo real y se puede visualizar la evolución de la misma.

A continuación se presentan algunos trabajos recientes enfocados a establecer el monitoreo de la estabilidad en un sistema eléctrico de potencia.

Un predictor de inestabilidad de voltaje es presentado en [21] el cual se utiliza para determinar la proximidad del sistema de potencia al colapso en tiempo real. Se utilizan los elementos de protección instalados en los nodos para implementar el predictor y realizar las mediciones de voltaje y corriente del nodo. Con base en mediciones locales se determina la impedancia aparente de la carga en ese nodo y a su vez determina la impedancia Thevenin asociada con la fuente. La impedancia Thevenin representa los límites de operación del sistema de transmisión y la proximidad que presente la impedancia aparente de la carga local a la curva de la impedancia Thevenin es la proximidad del sistema a caer en inestabilidad de voltaje. Una de las principales problemáticas de este método es la definición de los límites de transmisión de energía, ya que no es una cantidad fija y depende de la topología de la red, los patrones de generación y la disponibilidad de fuentes de reactivos. Además, esta metodología no utiliza mediciones sincronizadas, por lo que se requiere una ventana de datos más grande para realizar los cálculos, esto ocasiona que la estimación de la impedancia Thevenin no sea precisa debido a las condiciones cambiantes del sistema.

En [22] y [23], se desarrolla un método de detección temprana de una condición de inestabilidad de voltaje mediante la información del estado de operación del sistema provista por las mediciones fasoriales sincronizadas. En este método no se propone detectar la inestabilidad en función a la respuesta de la carga, en cambio se anticipa las limitaciones de los generadores. Conociendo que la detección de la inestabilidad de voltaje requiere evaluar un sistema multidimensional, en este método se utiliza un análisis de sensibilidad de un conjunto de ecuaciones algebraicas que definen la trayectoria del sistema, y se determina el punto crítico de la trayectoria evaluando el cambio de signo en los eigenvalores del Jacobiano con la finalidad de determinar el punto en el cual éste se vuelve singular. Éste método requiere del desarrollo del modelo del sistema incluyendo el modelo de la dinámica de corto plazo, así como el modelo de las máquinas síncronas y sus controles. Además de que es un método iterativo con ecuaciones diferenciales, demanda de un gran esfuerzo computacional para determinar la proximidad a la condición de inestabilidad. Estos últimos dos aspectos complican la implementación de la metodología propuesta.

En [24], se propone un método para el monitoreo y análisis de estabilidad en tiempo real. El trabajo se basa en el uso de estudios de flujo de potencia continuos para definir un hiper plano e identificar nodos y regiones débiles, la detección de cuellos de botella de transmisión y la visualización de las regiones de estabilidad. Su enfoque es monitorear la estabilidad de voltaje de los sistemas de potencia determinando si la condición de operación actual se considera dentro de una región de estabilidad de voltaje estática y calculando la distancia a los márgenes de estabilidad de voltaje. Para definir los límites de estabilidad del sistema, se requiere realizar simulaciones numéricas con los modelos estáticos de carga fuera de línea. Ésta metodología se compone de diversos elementos para determinar la estabilidad del sistema, como la definición de

nodos débiles, determinación de los puntos críticos en las curvas  $P-V$  y análisis de flujos en las líneas de transmisión, lo cual resulta en un método bastante complejo. Sin embargo, debido a esta complejidad, la información no es proporcionada de una manera clara y sencilla a los operadores del centro de control de energía que cuentan con pocos segundos para tomar decisiones que afectan la operación del sistema.

Por último, en [17] se realiza una comparación entre los métodos comunes para analizar la estabilidad de voltaje en estado estable, así como un breve examen del enfoque dinámico. El estudio le presta especial atención a la técnica de análisis modal, la cual provee la proximidad del sistema a la inestabilidad, además de identificar los factores importantes que llevan el sistema a la inestabilidad.

## 2.5 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO

Actualmente, los sistemas eléctricos operan cerca de sus límites operativos debido a los recientes incrementos de carga. Ésta situación se ha vuelto cada vez más común debido al crecimiento económico de los países.

La operación de los sistemas eléctricos con condiciones estresadas provoca que cada vez sean más frecuentes los problemas de estabilidad de voltaje que derivan en colapso de voltaje.

Generalmente, las principales condiciones que ocasionan un colapso de voltaje son:

- Alto nivel de carga inductiva con bajo factor de potencia.
- Indisponibilidad de unidades generadoras.
- Indisponibilidad de importantes fuentes de potencia reactiva cerca de la carga afectada por el evento.
- Aumento de niveles de transmisión.
- Congestión de la red.

En consecuencia, se han realizado esfuerzos en el desarrollo de diversas aplicaciones con la finalidad de monitorear la estabilidad de voltaje del sistema y determinar la proximidad, en los cuales las mediciones fasoriales sincronizadas han tomado una gran importancia, principalmente, porque mediante las mediciones fasoriales se puede obtener información de todos los voltajes y sus ángulos relativos en el sistema en tiempo real.

Estas herramientas de monitoreo establecen la proximidad del punto de operación del sistema a un posible colapso de voltaje mediante técnicas de análisis y deben cumplir con ciertas características para que su implementación sea viable:

- La información de la proximidad al colapso debe ser lo más actualizada posible.
- La información debe ser clara, concisa y fácil de interpretar, ya que los operadores cuentan con poco tiempo para tomar decisiones.

## Capítulo 3

# Relación entre generación y transmisión de potencia reactiva y la inestabilidad de voltaje

### 3.1 INTRODUCCIÓN

La estabilidad de voltaje está asociada fuertemente con aspectos de la operación del sistema en estado estable como el control de voltaje, la disponibilidad de potencia reactiva y las operaciones en el centro de control del sistema. Cabe mencionar que las fallas, contingencias y disturbios en los diferentes elementos de generación, transmisión y carga también pueden afectar la estabilidad y por lo tanto la seguridad de voltaje. Éste trabajo se basa únicamente en el análisis de estabilidad de voltaje en estado estable.

Los problemas de estabilidad de voltaje normalmente ocurren en sistemas estresados. Los disturbios o eventos que pueden provocar que el sistema se dirija a un colapso de voltaje pueden ser iniciados por una gran variedad de causas; el problema básico es que existe una debilidad en el sistema. La inestabilidad de voltaje tiene una fuerte relación con la generación y transmisión de potencia reactiva, por lo que las condiciones de estrés relacionadas con la potencia reactiva afectan directamente la estabilidad de voltaje.

La generación, transmisión y compensación de potencia reactiva son los tres factores principales que contribuyen a conservar la estabilidad de voltaje. Con la finalidad de comprender de mejor manera la estabilidad de voltaje, se analizan estos tres aspectos en consideración con la potencia reactiva.

En este capítulo se presentan diversas características del sistema de transmisión, la compensación y, sobre todo, la generación de potencia reactiva y los efectos que tienen con respecto a la estabilidad de voltaje del sistema.

### 3.2 COMPLEJIDAD DE LA INESTABILIDAD DE VOLTAJE

La estabilidad de voltaje cubre una gran variedad de fenómenos y condiciones y puede ser analizada de diversas maneras y desde diferentes perspectivas. Puede ser considerada como un fenómeno de rápida evolución que afecta a los motores de inducción y que es provocado por incrementos de carga altamente inductiva o puede ser un fenómeno lento que depende de la correcta operación y control del sistema.

Independientemente de los diferentes conceptos que puedan tenerse sobre la estabilidad de voltaje, es indiscutible que es un proceso dinámico.

La inestabilidad de voltaje resulta en la caída progresiva de voltaje, desestabilizando los controles de los elementos del sistema, alcanzando los límites de operación y provocando acciones de control en consecuencia (desconexión de carga). La inestabilidad de voltaje es, en la mayoría de los casos, una caída aperiódica de voltaje, normalmente iniciada por un evento como el rápido incremento de carga o la pérdida de transmisión de potencia.

La pérdida de estabilidad de voltaje a largo plazo evoluciona durante un largo periodo de tiempo y es comúnmente ocasionada por grandes incrementos de carga o por incrementos de transmisión de potencia. Durante la evolución de la inestabilidad a largo plazo, los operadores cuentan con más tiempo para realizar acciones preventivas como conexión de equipo de compensación reactivo o desconexión de carga para prevenir la inestabilidad. En cambio, las últimas etapas de la inestabilidad a largo plazo se desarrollan más rápidamente, reduciendo considerablemente el tiempo del que disponen los operadores para realizar acciones de control.

En los sistemas eléctricos de los países en vías de desarrollo es usual que se presenten problemas de estabilidad que desencadenen en colapsos de voltaje. Esto es de esperarse debido a la debilidad que presentan estos sistemas. Sin embargo, ciertas prácticas y condiciones de operación en sistemas robustos causan problemas en la estabilidad de voltaje. Una razón es el uso intensivo de los sistemas de generación existentes.

El crecimiento de la red, tanto en tamaño como en demanda, implica que sea necesario utilizar fuentes de generación lejanas a la demanda de potencia y la transmisión de energía a través de largas distancias para abastecer la demanda. Además de esto, el incremento excesivo en el uso de dispositivos de compensación debilita la estabilidad de voltaje, debido a que la inyección de reactivos de los bancos de capacitores disminuye con respecto a la magnitud del voltaje al cuadrado, por lo que una caída de voltaje afecta considerablemente la reserva de reactivos en el sistema.

Mantener estable el voltaje en un sistema eléctrico de potencia es una problemática compleja, que se ve afectada por muchos elementos y dispositivos, volviéndose sumamente complicada conforme aumenta en tamaño y complejidad. Es necesario que las metodologías, procesos e investigaciones en el área se renueven constantemente para crear herramientas que faciliten la labor de mantener los sistemas eléctricos operando dentro los estándares de calidad y seguridad necesarios conforme los sistemas crecen.

### 3.3 SOPORTE A LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE

La generación de potencia reactiva es fundamental para mantener la estabilidad y la seguridad de voltaje en el sistema eléctrico de potencia. Esta potencia reactiva debe ser transmitida y entregada para abastecer la demanda de reactivos en los diferentes puntos de la red.

#### 3.3.1 Transmisión de potencia reactiva

La transmisión de potencia, tanto activa o reactiva, depende de la magnitud y el ángulo de voltaje en los extremos de envío y recepción de la línea de transmisión, así como en la impedancia de la misma línea. En la Fig. 3.1 se muestran dos nodos en cualquier punto de un sistema eléctrico sin pérdidas conectados por una reactancia equivalente  $jX$ . Los voltajes de envío  $V_s$  y de recepción  $V_r$  se consideran fijos.

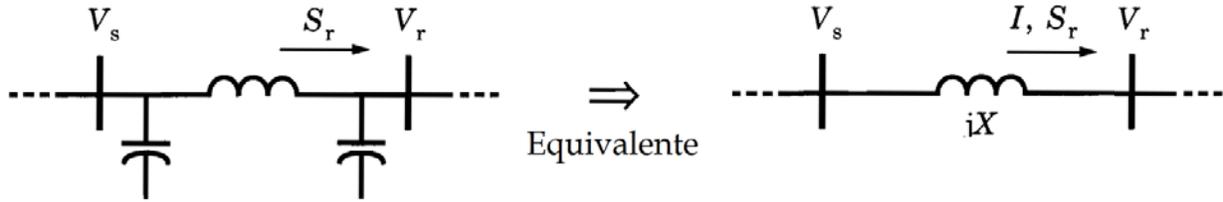


Fig. 3.1 Modelo básico para el cálculo de transmisión de potencia activa y reactiva.

Las relaciones de potencia recibida se determinan con base en éste modelo de línea de la siguiente manera:

$$S_r = P_r + jQ_r = V_r I^*$$

$$S_r = V_r \left[ \frac{V_s \cos \delta + j V_s \operatorname{sen} \delta - V_r}{jX} \right]^*$$

$$S_r = \frac{V_s V_r}{X} \operatorname{sen} \delta + j \left[ \frac{V_s V_r \cos \delta - V_r^2}{X} \right]$$

desacoplando las ecuaciones

$$P_r = \frac{V_s V_r}{X} \operatorname{sen} \delta \quad (3.1)$$

$$Q_r = \frac{V_s V_r \cos \delta - V_r^2}{X} \quad (3.2)$$

De manera similar se determinan las expresiones para el nodo de envío

$$P_s = \frac{V_s V_r}{X} \text{sen} \delta \quad (3.3)$$

$$Q_r = \frac{V_s^2 - V_s V_r \text{cos} \delta}{X} \quad (3.4)$$

Las ecuaciones para  $P_s$  y  $P_r$  son iguales porque se considera un sistema sin pérdidas. En la Fig. 3.2 se presenta el comportamiento de las potencias activa y reactiva correspondiente a las ecuaciones del modelo básico, se considera que los voltajes de envío y recepción son iguales.

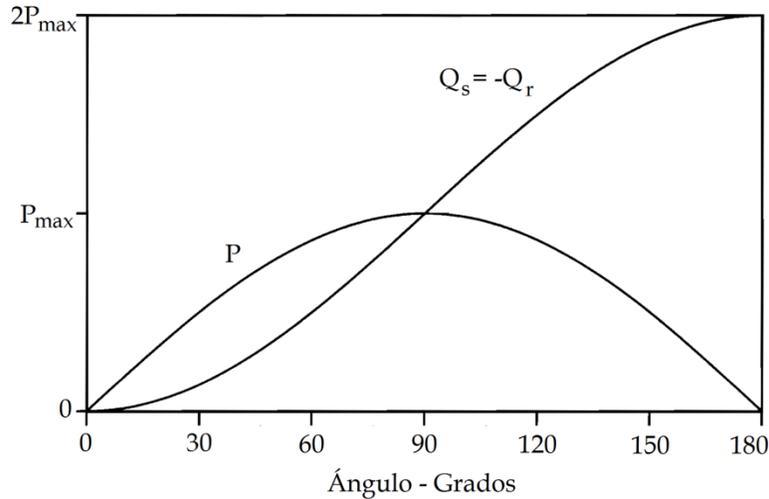


Fig. 3.2 Curva de potencia con respecto al ángulo para el modelo básico de transmisión.

El envío y recepción de potencia reactiva dependen de la diferencia angular entre nodos. Cuando la diferencia angular entre nodos es elevada los requerimientos de envío y recepción son excesivos. El punto crítico se presenta a los 90°, donde la cantidad de potencia reactiva que debe ser generada es igual a la potencia activa máxima. En un sistema con pérdidas éste valor máximo de potencia se presenta para un ángulo diferente.

La problemática de la transmisión de potencia reactiva aparece cuando se transmiten reactivos a través de líneas de transmisión largas con altos valores angulares, ya que las pérdidas de reactivos en la línea se incrementan considerablemente. El requerimiento de envío de reactivos se acentúa cuando existe una diferencia sustancial entre voltajes [25], como se presentó en la sección 2.3.

Abastecer potencia reactiva a la demanda de reactivos es indispensable para mantener la estabilidad de voltaje. Sin embargo, el envío de potencia reactiva a través de grandes distancias incrementa las pérdidas en las líneas, lo que compromete la estabilidad de voltaje. Debido a esto, es de gran importancia minimizar el envío de potencia reactiva a través líneas de transmisión con altos valores de impedancia, como los son las líneas largas.

Normalmente, se tienen importantes flujos de potencia reactiva en el sistema de transmisión cuando la demanda de reactivos es muy elevada. Esto debilita en forma considerable la

estabilidad de voltaje y puede ocasionar un colapso del sistema. Esto se comprueba partiendo del análisis de transmisión de energía entre dos nodos interconectados por una línea, ver Fig. 3.1, donde el flujo de potencia se puede representar por medio del diagrama fasorial de la Fig. 3.3.  $I_r$  e  $I_x$  representan las componentes de la corriente en fase y cuadratura respectivamente de la corriente que fluye por el elemento de transmisión.

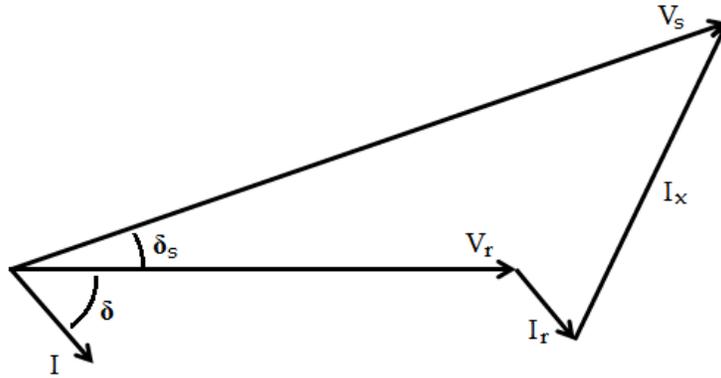


Fig. 3.3. Diagrama fasorial para un flujo de potencia en un sistema de dos nodos.

De este diagrama se determina la ecuación que determina el flujo de energía y la relación entre los voltajes de nodos.

$$V_s^2 = (V_r + I_r R)^2 + (jX I_x)^2 \quad (3.5)$$

Para una carga con un factor de potencia en atraso, las corrientes pueden definirse como

$$\frac{P}{V_r} = I \cos \delta \quad (3.6)$$

$$\frac{Q}{V_r} = I \sen \delta \quad (3.7)$$

sustituyendo en (3.5) se tiene

$$V_s^2 = \left( V_r + \frac{P}{V_r} r + \frac{Q}{V_r} x \right)^2 + \left( \frac{P}{V_r} x - \frac{Q}{V_r} r \right)^2 \quad (3.8)$$

De (3.8) se puede determinar que la caída de voltaje en el nodo de recepción está definida por

$$\Delta V_r = \frac{P}{V_r} r + \frac{Q}{V_r} x \quad (3.9)$$

En el elemento de transmisión la magnitud de la reactancia es mucho mayor que la magnitud de la resistencia, la demanda de potencia reactiva del nodo de recepción tiene un mayor efecto en la caída de voltaje del mismo nodo, por lo que ésta caída de voltaje puede ser expresada como se presentó anteriormente en la sección 2.1.

El aumento en la caída de voltaje causa el incremento del consumo de potencia reactiva en el elemento de transmisión. Éste consumo de reactivos se puede expresar como la suma de los flujos de potencia que llevan direcciones opuestas en la línea.

$$Q_L = \left( \frac{V_s^2 - V_r^2}{x} \right) \quad (3.10)$$

Lo anterior se define considerando una diferencia angular pequeña entre nodos. De esta expresión se confirma que el consumo de potencia reactiva en la reactancia del elemento de transmisión tiene un comportamiento no lineal y se incrementa a medida que se tiene una mayor diferencia angular.

A partir de (3.9) y (3.10) se puede concluir que los incrementos de carga en el nodo de recepción pueden ocasionar un efecto de cascada en el consumo de reactivos en el sistema de dos nodos, demandando cada vez más potencia reactiva por parte del nodo de envío. Esto puede derivar en la saturación del elemento de transmisión o incluso en la incapacidad del sistema en abastecer la demanda de reactivos, condiciones en las cuales el sistema radial de dos nodos caería en una condición de inestabilidad y colapso de voltaje.

### 3.3.2 Límites de generación de potencia

La capacidad que tiene un generador para suministrar potencia a la red eléctrica está determinada por su punto de operación y sus límites de saturación. Mientras que la operación del generador no llegue a los límites se dice que tiene potencia disponible para incrementar la inyección de potencia. A la cantidad de potencia disponible se le denomina reserva de potencia. Ya que la estabilidad de voltaje está relacionada fuertemente con la potencia reactiva, el análisis se enfoca en estudiar a la reserva de potencia reactiva.

En los condensadores síncronos la reserva de potencia reactiva se conoce directamente como la diferencia de la capacidad total del condensador y el suministro actual de potencia reactiva a la red. Para los generadores síncronos la determinación de la reserva de reactivos es más complicada, ya que los límites de generación no se definen linealmente.

Para una cierta condición operativa, la generación de potencia de una unidad generadora de rotor cilíndrico está determinada por los límites térmicos de los devanados de campo y de armadura [25]. Estos límites térmicos normalmente son representados por dos curvas en el plano de potencia activa/reactiva. La intersección de las dos curvas representa el factor de potencia del generador síncrono. Las curvas se definen con base en los parámetros de la máquina generadora bajo condiciones específicas [26]. Un par de ejemplos de estas curvas se presentan en la Fig. 3.4, donde se muestra la relación entre los límites térmicos y la generación total que puede proporcionar la máquina para factores de potencia de: a) 0.8 con baja reactancia síncrona y b) 0.95 con alta reactancia síncrona.

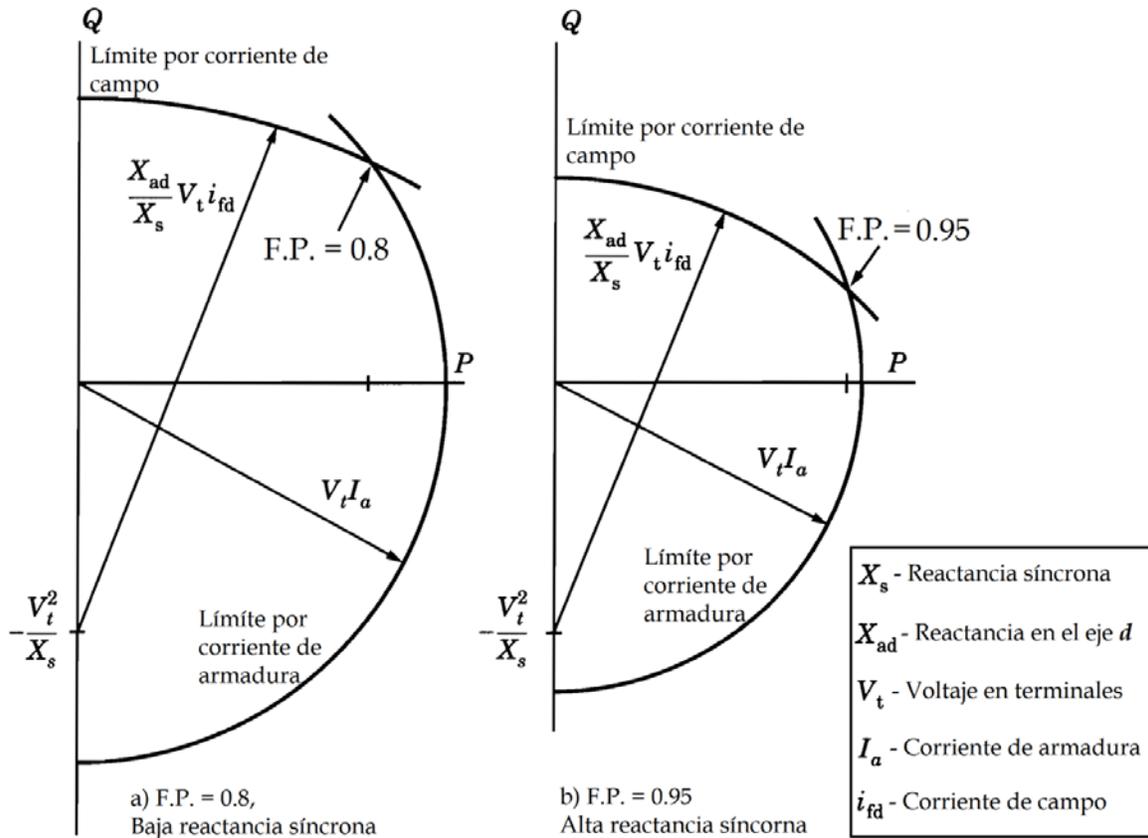


Fig. 3.4. Curvas de operación de la máquina síncrona para F.P. de a) 0.8 y b) 0.95

Mientras un generador pueda seguir inyectando potencia reactiva a la red, se dice que el generador proporciona soporte activo al control de voltaje y a la estabilidad de voltaje del sistema. Si un generador alcanza sus límites de generación y no puede incrementar la inyección de potencia reactiva al sistema, entonces éste sólo proporciona un soporte pasivo.

Es importante mencionar que normalmente se busca evitar la operación subexcitada del generador, esto es debido a que en medida que la máquina entra en ésta región, se incrementan las corrientes parásitas (o de remolino), que se inducen en las partes de acero de la máquina, incrementando el calentamiento en la armadura provocado por  $I^2R$ . Además, la curva que limita la operación subexcitada del generador se especifica según el diseño de la unidad generadora [26]. Así mismo, las condiciones de inestabilidad de voltaje en el sistema normalmente están asociadas con una deficiencia de potencia reactiva en el sistema. En estas condiciones el sistema demanda mayor cantidad de reactivos de los generadores, los cuales para poder entregar reactivos deben operar de manera sobreexcitada.

Para controlar la operación del generador síncrono, se varían los parámetros de corriente de campo y el par mecánico en la flecha [26]. La variación de la corriente de campo se realiza a través del control del sistema de excitación para suministrar o absorber una cantidad variable de potencia reactiva. Debido a que la máquina síncrona funciona a velocidad constante, el único

medio de variar la potencia real es a través del control del par que se impone en la flecha por la acción de la fuente de energía mecánica.

La potencia compleja que entrega un generador al sistema, es dada en por unidad por

$$S = V_t I_a^* = |V_t| |I_a| (\cos\theta + j \operatorname{sen}\theta) \quad (3.11)$$

Separando las partes real e imaginaria en ésta ecuación, se tiene

$$P = |V_t| |I_a| \cos\theta \quad Q = |V_t| |I_a| \operatorname{sen}\theta \quad (3.12)$$

Se observa que  $Q$  es positiva para factores de potencia en atraso ya que el ángulo  $\theta$  es numéricamente positivo. Para mantener un determinado suministro de potencia  $P$  desde el generador al sistema manteniendo voltaje constante, se debe mantener constante  $|I_a| \cos\theta$ . Bajo estas condiciones, conforme varía la corriente de  $cd$  del campo, el voltaje interno de la máquina  $E_i$  varía proporcionalmente, pero  $|I_a| \cos\theta$  se conserva constante [26]. Se define como excitación normal la condición en que

$$|E_i| \cos\delta = |V_t| \quad (3.13)$$

En base a (3.13) se puede definir si la máquina se encuentra sobreexcitada o subexcitada según  $|E_i| \cos\delta > |V_t|$  o  $|E_i| \cos\delta < |V_t|$ , respectivamente. En la Fig. 3.5 a) se muestra el diagrama vectorial para la condición en que el generador está sobreexcitado y suministra potencia reactiva al sistema, desde el punto de vista del sistema el generador actúa como un capacitor.

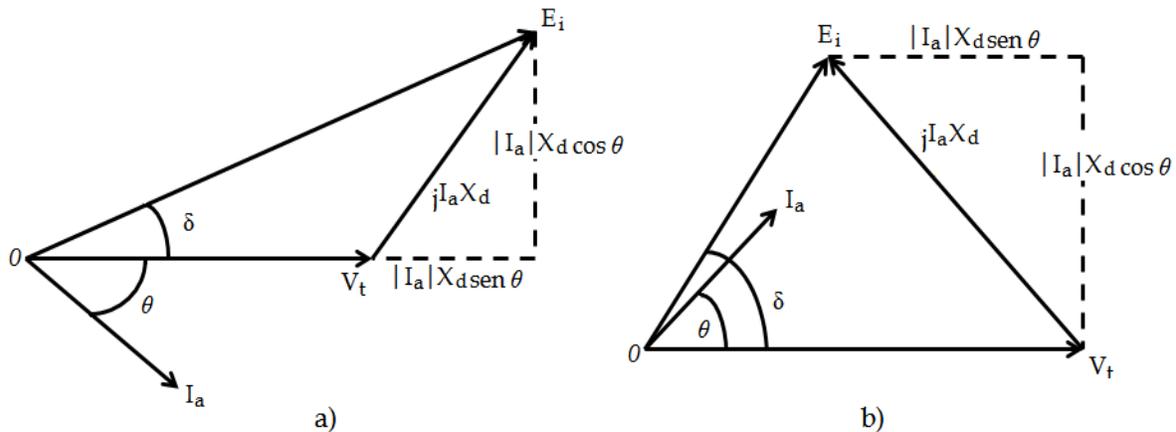


Fig. 3.5 Diagramas fasoriales de la operación a) sobreexcitada y b) subexcitada del generador síncrono.

La Fig. 3.5 b) corresponde a un generador subexcitado que suministra la misma cantidad de potencia real con corriente en adelanto al sistema. El generador subexcitado absorbe potencia reactiva del sistema y en éste sentido actúa como un inductor. En ambos casos el generador suministra la misma potencia activa de salida.

### 3.3.3 Curvas Q-V de generación

Es común representar el desempeño de los generadores con curvas de capacidad  $P-Q$  como las mostradas en la Fig. 3.4. Sin embargo, el comportamiento de los límites del generador con respecto al voltaje de la red puede ser mejor determinado por medio de las curvas  $Q-V$  [25]. Estos diagramas se construyen con base en una serie de curvas de capacidad para diferentes voltajes de red (en el lado de alto voltaje del generador). La Fig. 3.7 se muestra un diagrama  $Q-V$  para valores fijos de voltaje en terminales  $V_t$ , la convención de signos para potencia reactiva aplica de igual manera para un reactor, capacitor o SVC.

Si el valor de referencia para el voltaje en terminales  $V_t$  y el voltaje de red  $V$ , son conocidos, la potencia reactiva del generador puede encontrarse utilizando la curva  $Q-V$ . Cuando el generador se encuentra regulando voltaje (soporte activo de voltaje), las curvas para  $V_t$  constante son aproximadamente planas como se observa en la Fig. 3.6. Esto indica que para las inyecciones de potencia reactiva se tienen pequeños cambios en el voltaje de red. Los generadores mantienen el voltaje de la red prácticamente constante, previniendo así el colapso de voltaje.

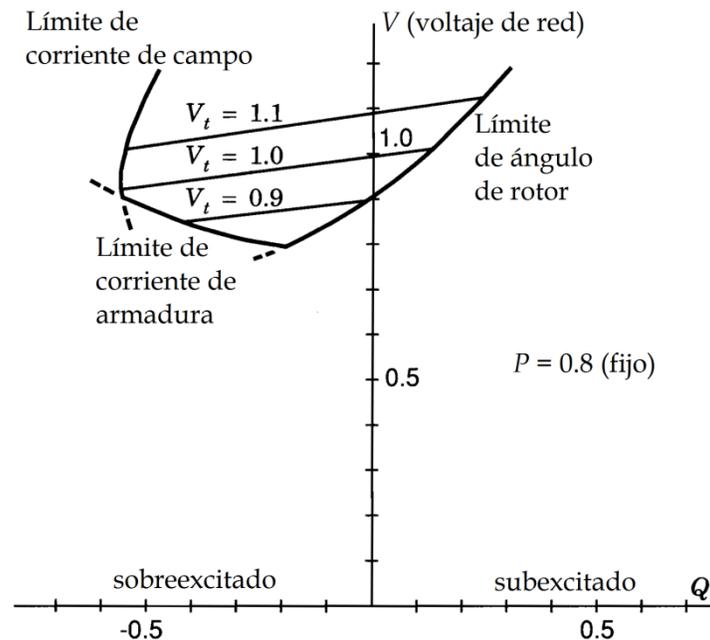


Fig. 3.6. Curvas Q-V.

En cambio, si el voltaje de la red cae más allá de cierto nivel, alguno de los límites de corriente de armadura o de corriente de campo es alcanzado. Cuando se alcanza alguno de estos límites el comportamiento del generador cambia drásticamente. Si el límite de corriente de campo es alcanzado, la curva de la corriente de campo cambia a una línea casi vertical (inyección de  $Q$  constante) lo que significa que el soporte activo de voltaje que provee el generador se pierde.

Cuando se alcanza el límite de corriente de armadura, la inyección de potencia reactiva del generador depende del voltaje de la red. Si el voltaje de red continua cayendo, la inyección de  $Q$  también se reduce. Es altamente probable que esta condición de operación provoque que el sistema se encamine a una condición de colapso de voltaje. En algunos generadores, el límite de corriente de armadura es controlado manualmente por los operadores respondiendo a alarmas. El operador reduce la inyección de potencia activa o reactiva para mantener la corriente de armadura dentro de ciertos límites. Existen también limitadores de corriente de armadura automáticos que son utilizados generalmente para limitar la salida de potencia reactiva del generador.

El funcionamiento de un generador bajo las condiciones normales de operación es similar al funcionamiento de bancos de capacitores *shunt* o *SVCs*. Los casos en que se alcanza el límite de corriente de armadura son más severos que los casos en que se alcanza el límite de corriente de campo, debido a que el nivel de voltaje cae más rápidamente y comunmente derivando en condiciones de inestabilidad de voltaje.

#### *3.3.4 Compensación de potencia reactiva*

La compensación de potencia reactiva es comúnmente la manera más efectiva de mejorar la capacidad de transmisión y la estabilidad de voltaje, reduciendo la transmisión de reactivos a través grandes distancias y abasteciendo la demanda de reactivos. La compensación de potencia reactiva puede ser dividida en compensación serie y compensación *shunt*. También puede ser dividida en compensación activa y pasiva, siendo la compensación activa la que incluye un control con retroalimentación para regular la inyección de reactivos. Alternativas de compensación de reactivos incluyen capacitores en serie, bancos de capacitores conectados en derivación y compensadores estáticos de *VARs* o *SVC*.

La compensación con capacitores en serie reduce la reactancia inductiva de la línea vista desde los extremos de la misma línea, y compensa el consumo de reactivos en el elemento de transmisión. La inyección de reactivos de los capacitores en serie aumenta con el incremento de flujo de la corriente por la línea, por lo que entrega mayor cantidad de reactivos cuando son más necesarios. Esta característica de auto regulación inherente hace a la compensación por medio de capacitores en serie sumamente valiosa. Los capacitores en serie normalmente se instalan en las terminales de las líneas o en puntos intermedios de la línea de transmisión. Para una compensación de 30% de la línea, es típico que se compense 15% en cada extremo [25].

Los bancos de capacitores conectados en derivación se conectan en los nodos en el extremo de carga de la línea. Los bancos de capacitores son conmutados mecánicamente en las subestaciones de forma no automatizada. Son muy útiles para la estabilidad de voltaje, ya que los generadores pueden operar a mayor factor de potencia, maximizando la reserva de potencia reactiva.

La función de los SVC es similar a los bancos de capacitores, pero la rápida conmutación elimina las limitaciones de los bancos de capacitores, sobre todo en relación a estabilidad transitoria [25]. Básicamente los compensadores estáticos de VARs se componen de bancos de capacitores, elementos de electrónica de potencia que efectúan la conmutación automática y filtros para impedir la inyección de armónicos a la red.

La característica de operación de un SVC se presenta en la Fig. 3.7. La inyección de potencia reactiva del SVC se define en  $Q_{set}$ . Esta corresponde a la compensación cuando el sistema opere en condición de estado estable. Se puede observar que el voltaje  $V$  se mantiene prácticamente constante mientras la inyección de reactivos del SVC se encuentre dentro del rango de  $Q_{max}$  a  $Q_{min}$ . Una vez sobrepasado esté límite se pierde el soporte a la estabilidad de voltaje que puede proporcionar el SVC.

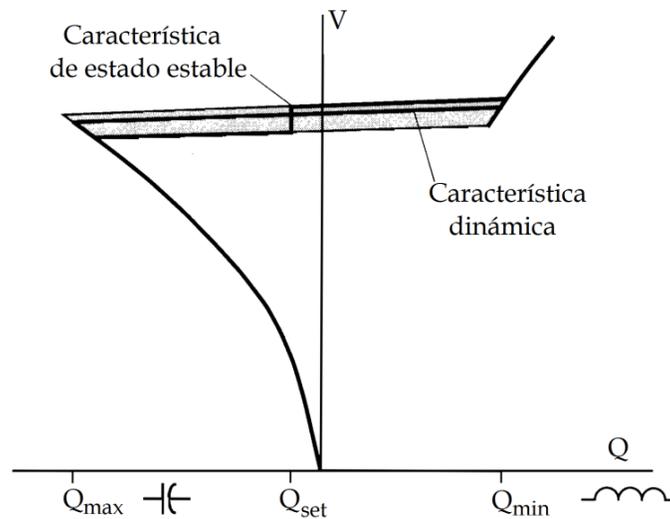


Fig. 3.7. Característica de operación de un SVC.

### 3.3.5 Pérdida de control de voltaje

El control de voltaje busca mantener el voltaje de la red lo más cercano al valor nominal establecido. Mientras un generador mantenga el control de voltaje, proporciona soporte activo a la estabilidad de voltaje. Una vez que el generador alcanza alguno de los límites de corriente de campo o armadura pierde la capacidad de controlar el voltaje y por consiguiente la capacidad de brindar soporte a la estabilidad de voltaje.

Para ilustrar el impacto de la pérdida de control de voltaje en un generador considérese el sistema mostrado en la Fig. 3.8 a). Ésta consiste en una carga alimentada radialmente de un bus infinito, un generador se encuentra conectado a un bus intermedio alimentando parte de la carga y regulando el voltaje  $V_1$ .

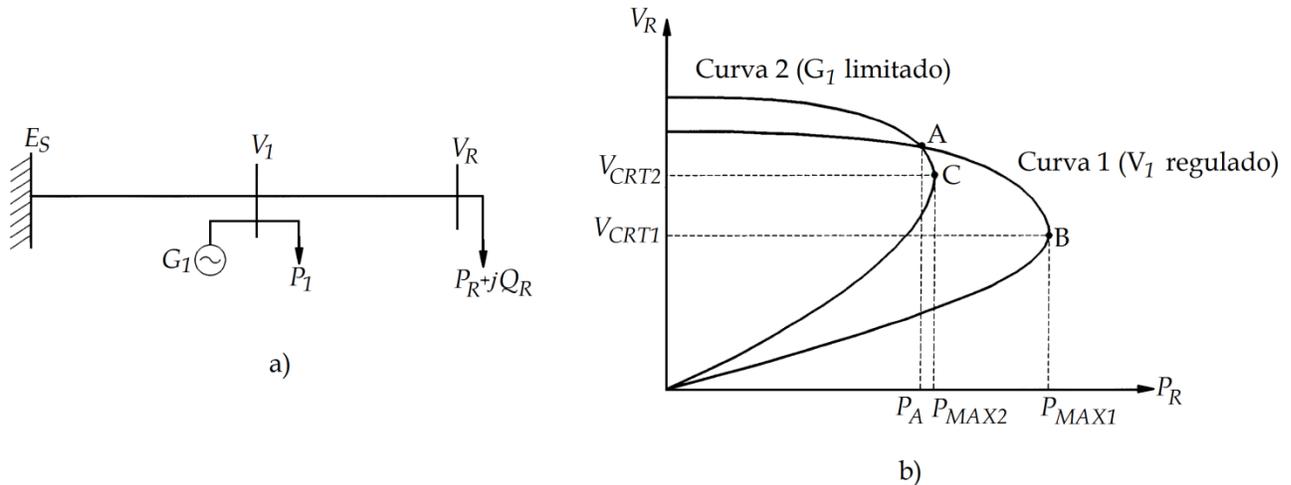


Fig. 3.8. a) Sistema radial b) Curvas P-V antes y después de la pérdida de control de voltaje.

Para el nodo intermedio con voltaje regulado la curva característica  $P$ - $V$  se muestra en la curva 1 de la Fig. 3.8 b). Cuando la unidad generadora en el bus intermedio alcanza el límite de la corriente de campo, el voltaje del nodo  $V_I$  ya no se mantiene fijo y la curva  $P$ - $V$  cambia de la curva 1 a la curva 2 [27]. Una condición de operación representada por el punto A es considerablemente más estable en la curva 1 en comparación con el mismo punto de operación en la curva 2. Es importante mencionar que el nivel de voltaje de  $V_R$  del punto A no se ve afectado por el cambio de curva. Estos resultados indican que la capacidad de control de voltaje de los generadores es fundamental para mantener la estabilidad de voltaje en el sistema. Nótese que el grado de estabilidad de voltaje no puede determinarse con base en que tan cerca está el voltaje de nodo al nivel de voltaje nominal ya que en ambas curvas el voltaje de nodo permanece con valor constante.

### 3.4 RESPUESTA DEL SISTEMA A GRANDES CAMBIOS DE POTENCIA

Los cambios drásticos de potencia se refieren a las conmutaciones de carga y, más importante, a la pérdida de generación. La pérdida de un generador de gran capacidad o una central de generación completa es un disturbio que afecta considerablemente la estabilidad de voltaje. Independientemente de la condición de operación, la generación debe igualar la demanda de potencia más las pérdidas en la red. Es importante establecer que si se pierden unidades generadoras, la generación restante debe ser redistribuida evitando sobrecargar las líneas de transmisión, para evitar incrementar las pérdidas de potencia reactiva, lo que comprometería la estabilidad de voltaje del sistema.

A continuación, se analiza a grandes rasgos la secuencia de respuesta en las máquinas generadoras cuando se presenta un cambio drástico de potencia. Se busca señalar las partes de este proceso que afecta la estabilidad de voltaje a largo plazo, así como la relación que tienen con

la reserva y distribución de potencia. Aunque no se hace una distinción particular entre potencia activa y reactiva para este análisis de respuesta, en éste trabajo se considera de mayor importancia la generación de potencia reactiva. Así mismo, aunque no es de particular interés analizar la estabilidad de frecuencia, es necesario mencionar los efectos que presenta en la respuesta de los generadores.

### *3.4.1 Secuencia de la respuesta de generación*

Después de la pérdida de un generador, se presenta una caída de voltaje en el sistema, la magnitud y duración de esta caída de voltaje dependerá de la cantidad de potencia inyectada por el generador perdido y la condición de estabilidad del sistema previa a la pérdida de generación. Esta caída de voltaje ocasiona que se pierda parte de la carga, en especial la carga sensible a las variaciones de voltaje.

La generación perdida es compensada por los generadores que permanecen conectados a la red. Los generadores más cercanos (eléctricamente) al generador perdido, se encargan de abastecer la mayor parte de la carga que era alimentada por el generador desconectado. Cabe mencionar que la ubicación física de los generadores no afecta la distribución de la carga que se distribuye entre los generadores aún conectados.

A continuación, la velocidad angular de los generadores disminuye debido al incremento repentino de carga y por consiguiente la frecuencia se reduce. La inercia en el rotor de la máquina limita la caída de frecuencia. De igual manera que con la distribución de carga, normalmente las máquinas más cercanas a la pérdida de generación, son aquellas que más reducen su velocidad. Los cambios de frecuencia ocasionan pequeñas oscilaciones electromecánicas entre generadores. Después de unos segundos, las oscilaciones son amortiguadas y desaparecen. En ocasiones existe pérdida o liberación de carga debido a la reducción de frecuencia.

Durante este periodo, el control del primo motor (gobernador) responde a la caída de velocidad abriendo las válvulas de vapor o las compuertas de la turbina hidráulica, incrementando la potencia mecánica y reduciendo la caída de frecuencia. Todas las unidades generadoras en una planta de generación, con control de gobernador participan para abastecer la generación perdida, siendo los generadores más grandes los que abastecen la mayor parte de ésta. Estas acciones de control corresponden a la estabilidad de voltaje a largo plazo.

El control de generación automático o AGC (por sus siglas en inglés) es el mecanismo para restablecer la frecuencia y el intercambio de potencia en la red. Normalmente funciona en lapsos de decenas de segundos a varios minutos y puede tomar de 10 a 15 minutos para restablecer desbalances de carga muy grandes.

Después de este punto de operación, la generación perdida es abastecida por los demás generadores. Si no se cuenta con la suficiente reserva de potencia deben realizarse ajustes en la inyección de generación, liberando carga abastecida por los generadores que participan en el suministro de la generación perdida, y que a su vez los generadores más lejanos (eléctricamente) participen en mantener energizada esa carga liberada. Comúnmente estas acciones se realizan varios minutos después de la pérdida del generador, por lo que también se clasifican dentro de la estabilidad de voltaje a largo plazo. Posterior a esto, y una vez restablecida la estabilidad de voltaje del sistema, se llevan a cabo las acciones de *despacho económico*, para optimizar la generación de energía.

### 3.5 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO

La inestabilidad de voltaje es un problema sumamente complejo, que es afectado por numerosos elementos y disturbios en el sistema de potencia, siendo uno de los más importantes el balance de potencia reactiva a la red.

Parte fundamental para mantener el balance de potencia reactiva es la inyección de reactivos a la red por parte de los generadores, los cuales controlan el voltaje en el sistema por medio de la inyección de potencia reactiva a la red, lo que se denomina soporte activo de estabilidad de voltaje. Una vez que los generadores alcanzan sus límites de operación, se considera que su reserva de potencia reactiva se agota y pierden la capacidad de control de voltaje, brindando únicamente soporte pasivo de estabilidad de voltaje.

La pérdida de control de voltaje en los generadores reduce considerablemente el margen de operación estable del sistema, aproximándolo al punto crítico de estabilidad. Cabe mencionar que los niveles de voltaje en los nodos no son un claro indicador de la estabilidad de voltaje en el sistema.

Otro aspecto fundamental para mantener el balance de potencia reactiva es la transmisión de reactivos de los generadores a los puntos de demanda. El flujo de reactivos a través de largas líneas de transmisión incrementa las pérdidas en las líneas, aumentando el consumo de potencia reactiva en las mismas. Este fenómeno puede ocasionar que la demanda de reactivos se incremente al grado de que se pierda la estabilidad del sistema y éste caiga en colapso de voltaje.

Para mejorar el nivel de transmisión y prevenir la inestabilidad de voltaje, se utilizan sistemas de compensación de potencia reactiva, como los capacitores conectados en serie, los bancos de capacitores y SVC. Básicamente estos elementos se utilizan para abastecer la demanda de reactivos de la carga y reducir la distancia eléctrica de las líneas y con ello las pérdidas en las mismas.

# Capítulo 4

## Algoritmo de evaluación de seguridad de voltaje en SEP

### 4.1 INTRODUCCIÓN

En la etapa de diseño de la red eléctrica se realizan distintos estudios para determinar la confiabilidad de la red a largo plazo. Uno de estos estudios es el análisis de estabilidad para determinar los límites de operación del sistema ante contingencias. Sin embargo, como se mencionó anteriormente, el crecimiento de la red, y los incrementos de carga, provocan que las líneas de transmisión operen cerca de sus límites operativos. De igual manera se requiere mayor cantidad de generación y fuentes de reactivos. Estas características ocasionan que el sistema opere en una condición debilitada en cuanto a estabilidad de voltaje se refiere.

Por lo anterior, este trabajo de investigación, propone una herramienta que evalúa la seguridad de voltaje del sistema en tiempo real mediante un estudio de estabilidad combinado con el uso de las mediciones fasoriales sincronizadas.

El algoritmo propuesto determina un grupo de indicadores con los cuales se evalúa la condición de estabilidad del sistema. Estos índices son determinados utilizando mediciones fasoriales sincronizadas con lo que se determina la proximidad del sistema a entrar a una condición de inestabilidad de voltaje en tiempo real.

Generalmente los algoritmos se diseñan con base en dos diferentes tipos de análisis de estabilidad, el análisis estático y el análisis dinámico. El análisis estático es ampliamente utilizado debido a la simplicidad que presenta para su desarrollo e implementación. Existen diversos métodos propuestos para la realización del análisis de estabilidad, entre ellas el análisis modal, curvas  $P-V$  y  $Q-V$ , etc.

El análisis de estabilidad dinámico se define como un análisis en el dominio del tiempo de sistemas dinámicos que utiliza el concepto de las variables de estado del sistema. Las variables de estado son un grupo de variables, que en conjunto, permiten describir el comportamiento dinámico del sistema. El análisis de éstas variables es suficiente para determinar el estado y el comportamiento futuro del sistema. Los análisis dinámicos de estabilidad requieren de la solución de ecuaciones diferenciales para determinar el estado del sistema y normalmente para su resolución se utilizan métodos para simplificar el análisis haciéndolos mucho más complejos que los análisis estáticos.

En este trabajo, el algoritmo propuesto se basa en el análisis estático de estabilidad de voltaje, utilizando las mediciones fasoriales sincronizadas. Los resultados obtenidos del análisis estático se actualizan constantemente con la información precisa de todo el sistema, evaluando la estabilidad en cada medición. De esta manera se obtiene el comportamiento de la evolución de la estabilidad convirtiendo el análisis estático en un análisis semi-dinámico en tiempo real. Cabe mencionar que este trabajo no se enfoca en resolver problemáticas de los sistemas de área amplia como lo son los retrasos en la transmisión de información o incluso la pérdida de información. Se considera que la información necesaria está siempre disponible.

La adaptación y optimización de ésta técnica presenta una alternativa prometedora para el desarrollo de una herramienta más completa y efectiva para analizar los colapsos de voltaje desde la perspectiva de los centros de control.

## 4.2 ESTRUCTURA DEL ALGORITMO

Existen diversos factores que afectan la estabilidad de voltaje del sistema y que deben ser considerados por los operadores de la red para garantizar la operación segura de la red eléctrica. Entre estos factores se encuentran los niveles de carga, la reserva de generación disponible, los flujos de potencia, la saturación de la red eléctrica, etc. Por lo que evaluar y, sobre todo, pronosticar una condición de estabilidad de voltaje en el sistema se convierte en un proceso complicado.

Debido a lo anterior, el algoritmo propuesto analiza tres diferentes características del sistema que impactan directamente a la estabilidad del sistema:

- El congestionamiento de las líneas de transmisión.
- La tendencia de la estabilidad de voltaje con respecto a los incrementos de carga reactiva.
- Los límites de reserva de generación disponible.

Se utilizan tres diferentes metodologías con las cuales se determina la estabilidad del sistema referente a cada uno de estos aspectos.

Por medio de la implementación en conjunto de tres índices de estabilidad de las líneas,  $FVSI$ ,  $L_{mn}$  y  $L_{QP}$  se evalúa la estabilidad de voltaje en las líneas de transmisión. Éste análisis determina un índice de estabilidad en base a los flujos de potencia transmitidos. Cabe señalar que estos índices no determinan los límites de saturación de las líneas, más bien determinan la capacidad de transferencia con respecto a los niveles de voltaje y las demandas de potencia reactiva tanto en nodo receptor como en el elemento de transmisión.

Con un análisis modal aplicado a la matriz de sensibilidad  $BQ$  se determina el comportamiento de la relación V-Q en los nodos de carga del sistema. Al utilizar las mediciones fasoriales para

determinar el comportamiento de operación, se puede definir la dinámica modal del sistema, la cual determina la tendencia del sistema hacia una condición de inestabilidad de voltaje.

La reserva de generación disponible se determina a través de las curvas de operación de las máquinas generadoras. Una vez que algún generador se satura se determina si el generador proporciona soporte activo o pasivo a la estabilidad de voltaje.

Estas tres metodologías pueden determinar la proximidad del sistema a operar en una condición de inestabilidad de voltaje con respecto a cada una de las características mencionadas. Sin embargo, es necesario combinar éstas metodologías para crear un método que determine la tendencia a la inestabilidad de voltaje considerando diversas condiciones.

A continuación se presenta el desarrollo y aplicación de las metodologías que componen el algoritmo de evaluación de voltaje.

### **4.3 INDICES DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE**

Con base en el entendimiento básico del colapso de voltaje y el análisis de estabilidad de voltaje, se desarrolla una herramienta con un nuevo enfoque de análisis de los índices de estabilidad de las líneas.

Estas técnicas de análisis, son relativamente diferentes a las técnicas convencionales en cuanto su enfoque se refiere. Estas son capaces de analizar cada nodo y las líneas interconectadas a él y establecen índices que proveen una referencia de los rangos de estabilidad y por lo tanto de seguridad de voltaje.

Los índices de estabilidad determinan la capacidad de transmisión de energía en la línea de transmisión en un sistema radial de 2 nodos. Por medio de las variables en este sistema, se puede determinar un umbral de operación para la línea de transmisión, el cual depende directamente del flujo de potencia a través del mismo elemento. Este umbral de operación se define como un índice de estabilidad de la línea. Cuando se excede el umbral de operación, la línea de transmisión entra en una condición de operación saturada y el sistema de 2 nodos pierde estabilidad de voltaje.

El análisis puede ser extendido a todas las líneas que interconectan el sistema para determinar la estabilidad de cada una de ellas, considerando cada una de ellas como un sistema de dos nodos. Si alguna de las líneas de transmisión en el sistema pierde la estabilidad de voltaje, esto provoca que el sistema completo entre en una condición de operación debilitada, lo cual puede ocasionar que el sistema pierda estabilidad e incluso pueda caer en colapso de voltaje.

Se seleccionaron tres índices que determinan la estabilidad de las líneas:  $FVSI$ ,  $L_{mn}$  y  $L_{QP}$ , determinando los límites de transmisión de energía en los elementos de transmisión. Así mismo los tres índices seleccionados tienen una relación directa con el punto crítico de solución de la matriz Jacobiana, que define el límite de la solución de flujos de potencia y por lo tanto con la estabilidad del voltaje del sistema. Los tres índices pueden ser determinados en tiempo real utilizando la información de las mediciones fasoriales sincronizadas y los datos de la configuración del sistema, lo que facilita el análisis de la evolución de los parámetros de la red. Por último se utilizan tres diferentes técnicas que determinan índices de estabilidad con el propósito de obtener una relación, comparación y comprobación de los resultados obtenidos.

A continuación se muestra la formulación de los tres índices propuestos en este trabajo de investigación.

#### 4.3.1 Índice rápido de estabilidad de voltaje

El índice rápido de estabilidad de voltaje o  $FVSI$  [5] se determina a partir de las ecuaciones de voltaje en la representación de dos nodos de un sistema eléctrico representando en la Fig. 4.1. Cualquier línea de la red puede ser representada por los parámetros mostrados.

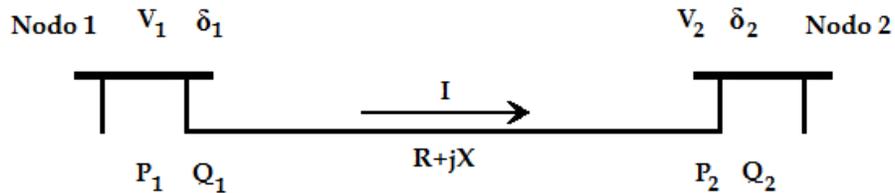


Fig. 4.1. Representación de 2 nodos.

En la representación del sistema de la Fig. 4.1 se tiene:

$V_1, V_2$  – Voltajes en el nodo de envío de potencia y en el nodo de recepción de potencia, respectivamente.

$P_1, Q_1$  – Potencia activa y potencia reactiva en el nodo de envío

$P_2, Q_2$  – Potencia activa y potencia reactiva en el nodo de recepción

$S_1, S_2$  – Potencia compleja en el nodo de envío y en el nodo de recepción respectivamente

$\delta_1, \delta_2, \delta$  – Ángulo de voltaje en el nodo de envío, en el nodo de recepción y diferencia angular entre nodos, respectivamente

$R, X$  - Resistencia y reactancia de la línea, respectivamente

De la representación de dos nodos se obtiene la ecuación cuadrática de voltajes para el sistema.

$$V_2^2 - \left(\frac{R}{X} \sin\delta + \cos\delta\right) V_1 V_2 + \left(X + \frac{R^2}{X}\right) Q_2 = 0 \quad (4.1)$$

De (4.1) se resuelven las raíces para  $V_2$

$$V_2 = \frac{\left(\frac{R}{X} \sin\delta + \cos\delta\right) V_1 \pm \sqrt{\left[\left(\frac{R}{X} \sin\delta + \cos\delta\right) V_1\right]^2 - 4\left(X + \frac{R^2}{X}\right) Q_2}}{2} \quad (4.2)$$

Matemáticamente, el límite de la estabilidad de voltaje se obtiene cuando se tienen dos raíces reales del voltaje en algún punto del sistema, y estas convergen en un punto particular en el cual el Jacobiano del análisis de flujos se vuelve singular. Este punto representa conceptualmente un estado de operación crítico del sistema, más allá del cual el voltaje del nodo no se elevará a sus valores nominales sin importar la cantidad de potencia reactiva que se inyecte. Así mismo, después de este punto las raíces del voltaje se vuelven complejas. Por lo tanto para asegurar la estabilidad de voltaje en el sistema las raíces de voltaje en (4.2) deben ser reales, por consiguiente es necesario que el discriminante de la ecuación sea igual o mayor que cero.

$$\left[\left(\frac{R}{X} \sin\delta + \cos\delta\right) V_1\right]^2 - 4\left(X + \frac{R^2}{X}\right) Q_2 \geq 0 \quad (4.3)$$

Reacomodando, se obtiene

$$\frac{4Z^2 Q_2 X}{V_1^2 (R \sin\delta + X \cos\delta)^2} \leq 1 \quad (4.4)$$

La estabilidad de voltaje de las líneas de transmisión, y por lo tanto del sistema, se puede determinar por medio de (4.4). Sin embargo, se realizan ciertas simplificaciones considerando la condición de operación del sistema en estado estable. Normalmente la diferencia angular es muy pequeña por lo tanto

$$\delta \approx 0$$

$$R \sin\delta \approx 0$$

$$X \cos\delta \approx X$$

Aplicando las simplificaciones consideradas y cambiando los subíndices 1 y 2 de los nodos de envío y recepción por “ $i$ ” y “ $j$ ”, respectivamente se obtiene la definición del índice  $FVSI$ .

$$FVSI_{ij} = \frac{4Z^2 Q_j}{V_i^2 X} \quad (4.5)$$

Para mantener la estabilidad del sistema, el valor del  $FVSI$  debe mantenerse entre 0 y 1.00. Si el valor del índice supera 1.00 indica que las raíces de voltaje son complejas, en este punto uno de

los nodos conectados a la línea de transmisión analizada experimentará una caída de voltaje repentina y por lo tanto se compromete la estabilidad y la seguridad del voltaje del sistema completo.

#### 4.3.2 Índice de estabilidad de la línea

En [6] se deriva un criterio de estabilidad de voltaje basado en el concepto de transmisión de potencia en una línea. El análisis parte de la reducción de un sistema interconectado a una red de sólo una línea. Utilizando este mismo concepto para cada línea en la red interconectada se puede desarrollar un criterio para determinar la estabilidad del sistema.

Se considera una sola línea de una red interconectada como se muestra en la Fig. 4.1. Utilizando el concepto de flujo de potencia en la línea y analizando el modelo de  $\pi$  de la línea, el flujo de potencia en los nodos de envío y recepción puede ser expresado como:

$$S_r = \frac{|V_s||V_r|}{Z} \angle(\theta - \delta) - \frac{|V_r|^2}{Z} \angle\theta \quad (4.6)$$

$$S_s = \frac{|V_s|^2}{Z} \angle\theta - \frac{|V_s||V_r|}{Z} \angle(\theta - \delta) \quad (4.7)$$

donde  $\theta$  es el desfase entre los voltajes de envío y recepción. De (4.6) y (4.7) se obtienen las ecuaciones correspondientes para las ecuaciones de potencia real y potencia reactiva:

$$P_r = \frac{V_s V_r}{Z} \cos(\theta - \delta) - \frac{V_r^2}{Z} \cos\theta \quad (4.8)$$

$$Q_r = \frac{V_s V_r}{Z} \sen(\theta - \delta) - \frac{V_r^2}{Z} \sen\theta \quad (4.9)$$

Resolviendo (4.9) para  $V_r$  se tiene

$$V_r = \frac{V_s \sen(\theta - \delta) \pm \sqrt{[V_s \sen(\theta - \delta)]^2 - 4ZQ_r \sen\theta}}{2\sen\theta} \quad (4.10)$$

Sustituyendo  $Z \sen\theta = x$ , se tiene

$$V_r = \frac{V_s \sen(\theta - \delta) \pm \sqrt{[V_s \sen(\theta - \delta)]^2 - 4xQ_r}}{2\sen\theta} \quad (4.11)$$

De manera similar al caso de FVSI, para obtener los valores reales de  $V_r$  en términos de  $Q_r$ , (4.11) debe tener raíces reales. Por lo tanto, para ser utilizado como criterio para determinar la estabilidad de voltaje la siguiente condición debe satisfacerse

$$\{[V_s \sen(\theta - \delta)]^2 - 4xQ_r\} \geq 0 \quad (4.12)$$

Redefiniendo (4.12)

$$\frac{4xQ_r}{[V_s \text{sen}(\theta - \delta)]^2} = L_{mn} \quad (4.13)$$

El término  $L_{mn}$  se conoce como índice de estabilidad de la línea. El criterio de estabilidad se utiliza para encontrar el índice de estabilidad de cada línea conectada entre dos nodos en una red interconectada. Basándose en el índice de estabilidad de la línea, el colapso de voltaje puede predecirse. Siempre que el índice de estabilidad  $L_{mn}$  permanezca con un valor menor o igual a 1.00, el sistema permanecerá estable, cuando el índice excede éste valor, la línea de transmisión pierde la estabilidad de voltaje, ocasionando que el sistema se encuentre cerca de perder la estabilidad de voltaje y ocurra un colapso de voltaje.

#### 4.3.3 Factor de estabilidad de la línea

En [7] se deriva el factor de estabilidad de línea mostrado a continuación. La formulación del índice se desarrolla a partir de la ecuación de flujo de potencia en el sistema. Al igual que en los casos anteriores se parte del análisis para un modelo del sistema de una sola línea como la que se muestra en la Fig. 4.1.

El factor de estabilidad de la línea para este modelo puede ser expresado como:

$$L_{QP} = 4 \left( \frac{x}{V_i^2} \right) \left( \frac{x}{V_i^2} P_i^2 + Q_j \right) \quad (4.14)$$

De igual manera que el índice  $FVSI$  y  $L_{mn}$ , el factor  $L_{QP}$  debe mantener un valor por debajo de 1.00 en todas las líneas para garantizar la estabilidad de voltaje del sistema eléctrico de potencia. Cuando el factor de estabilidad de alguna de las líneas excede el valor de 1.00, indica que esa línea no puede transmitir más energía entre los nodos interconectados. Esto ocasiona que se pierda la estabilidad de la línea de transmisión, lo que puede causar que todo el sistema pierda la estabilidad de voltaje.

#### 4.3.4 Operación conjunta de los índices de estabilidad

Como se mencionó anteriormente, los tres índices se utilizan para analizar cada una de las líneas de un sistema interconectado. Para cada una de las líneas se debe mantener un valor menor o igual a 1.00 para que se garantice la estabilidad del sistema. Cuando los índices alcanzan el valor de 1.00 la solución de flujos de potencia presenta un punto crítico de convergencia en el que el cálculo de la matriz del Jacobiano se vuelve singular. Más allá de este punto la solución de flujos no converge, lo que físicamente equivale a un estado de operación crítico.

Este punto crítico indica el máximo incremento de carga que puede experimentar un nodo en la red eléctrica. Más allá de este punto las líneas de transmisión conectadas al nodo no pueden abastecer la demanda de potencia en el nodo, superándose los límites de estabilidad en la línea (SIL), provocando la pérdida de estabilidad en la línea y en el nodo al que alimentaba. En un sistema eléctrico altamente estresado, la pérdida de estabilidad de voltaje en una línea se propaga a las líneas y nodos adyacentes. Esto produce una reacción en la que el sistema es “arrastrado” al colapso de voltaje.

Los índices  $FVSI$ ,  $L_{mn}$  y  $L_{QP}$  evalúan las variables del sistema y determinan su proximidad al punto crítico de convergencia del análisis de flujos de potencia. Con el uso de las mediciones fasoriales sincronizadas las variables del sistema pueden ser actualizadas en cada ciclo de medición, por lo que la evaluación de la proximidad al punto crítico puede realizarse en tiempo real. De esta manera los índices pueden ser utilizados para evaluar la estabilidad de voltaje en cada una de las líneas del sistema y por consiguiente la estabilidad de voltaje de todo el sistema en tiempo real.

En la sección 3.3.1 se determinó que el incremento de la demanda de potencia reactiva y el flujo de reactivos a través de grandes distancias en el sistema de transmisión puede ocasionar la pérdida de estabilidad y el colapso de voltaje. Para analizar éste fenómeno en la solución iterativa de flujos de potencia se parte de la matriz del Jacobiana correspondiente al método de solución desacoplado. El elemento  $J_4$  se define como:

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial P}{\partial |V|} \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial |V|} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix}$$

$$J_4 = \left[ \frac{\partial Q}{\partial |V|} \right] |V| \quad (4.15)$$

Conforme se presenta el incremento de potencia reactiva en el nodo de recepción la variación de potencia reactiva con respecto al voltaje se incrementa de manera exponencial. El punto crítico de estabilidad de voltaje está determinado por el punto en el cual un incremento infinitesimal de la potencia reactiva supondría un incremento infinito en el valor de la derivada. En éste punto crítico de estabilidad, la matriz inversa del Jacobiano es singular y la solución de flujos de potencia pierde convergencia. Como se mencionó anteriormente esto corresponde a que las raíces de los voltajes nodales en el sistema de dos nodos son complejas.

#### 4.3.5 Implementación

Para simplificar la visualización de los índices de estabilidad se define el índice  $I_{sv}$  o simplemente *índice de estabilidad de voltaje*, el cual es un promedio lineal de los valores de los índices de estabilidad de voltaje de las líneas de transmisión:

$$I_{sv} = \frac{1}{3}(FVSI + L_{mn} + L_{QP}) \quad (4.16)$$

Ya se ha establecido que alguno de los índices que alcanza un valor de 1.00 corresponde al punto crítico de estabilidad de voltaje, a partir del cual, cualquier incremento de carga ocasionará que el sistema opere en una condición inestable. Por lo que se tiene una relación directa entre el valor numérico de los índices y la proximidad al punto de inestabilidad. Se definen umbrales de proximidad  $uE$  en relación a la magnitud que pueden alcanzar los índices, para los cuales, cuando el valor de alguno de los índices penetra en los umbrales se dispara una alarma correspondiente al umbral. En la Fig. 4.2 se puede observar la definición de los umbrales de proximidad para cada uno de los índices de estabilidad. Se determinan tres umbrales de proximidad, entre los rangos señalados en la Fig. 4.2, por lo que se definen tres alarmas señaladas por los indicadores,  $A1$ ,  $A2$  y  $A3$ . Por medio de estos indicadores se simplifica el concepto de la proximidad al punto de inestabilidad de voltaje.

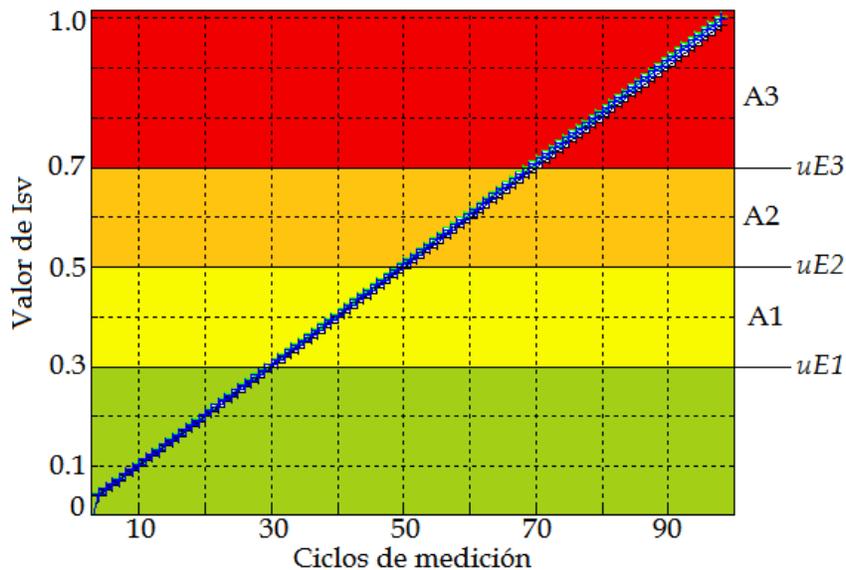


Fig. 4.2. Umbrales de proximidad  $uE$  y alarmas  $A$  para  $I_{sv}$ .

#### 4.3.6 Estudio de los índices de estabilidad de voltaje

El estudio de los índices se realiza mediante simulaciones numéricas realizadas en MATLAB en conjunto con la simulación del funcionamiento del sistema en un programa de flujos de potencia para comprobar los resultados numéricos obtenidos.

Se utiliza un algoritmo de solución de flujos de potencia para determinar los voltajes y ángulos en cada uno de los nodos del sistema, el cual se resuelve constantemente independientemente de si existen o no cambios en la red. A cada solución que se obtiene del programa de flujos se le denomina ciclo de medición y representa una medición fasorial sincronizada que es enviada al centro de control de energía.

La simulación parte de la consideración de que el sistema opera inicialmente en estado estable. A partir de este estado de operación se simula una variación de demanda de potencia reactiva gradual en cada uno de los nodos por separado. La variación se realiza en incrementos de 1MVAR por ciclo de medición.

Así, en cada ciclo de medición se calculan los índices  $FVSI$ ,  $L_{mn}$ ,  $L_{QP}$  e  $I_{sv}$  para cada nodo, con la finalidad de monitorear su evolución. Se analizan los valores de los voltajes en el sistema y se comprueba que la inestabilidad de voltaje se presenta cuando los índices alcanzan el valor de 1.00.

Para validar el comportamiento de los índices de estabilidad, se realizaron simulaciones utilizando el sistema de 30 nodos de la *IEEE* que se muestra en la Fig. 4.3.

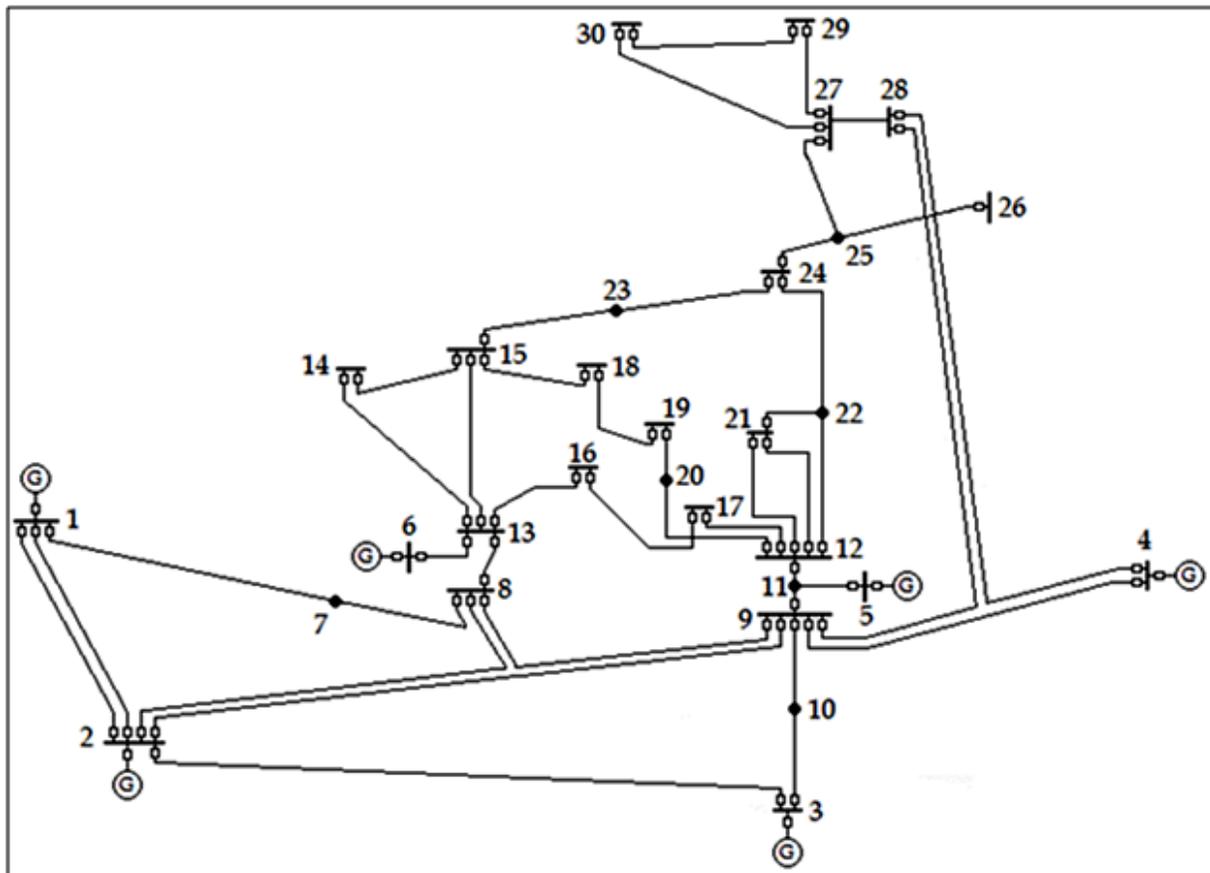


Fig. 4.3. Sistema de 30 nodos de IEEE.

Se realiza el cálculo de los índices de estabilidad de voltaje en todas las líneas del sistema para estado estable utilizando (4.5), (4.13), (4.14) y (4.16). En la Fig. 4.4 se muestran los índices  $FVSI$ ,  $L_{mn}$ ,  $L_{QP}$  e  $Isv$  para las líneas con valores significativos del sistema de 30 nodos.

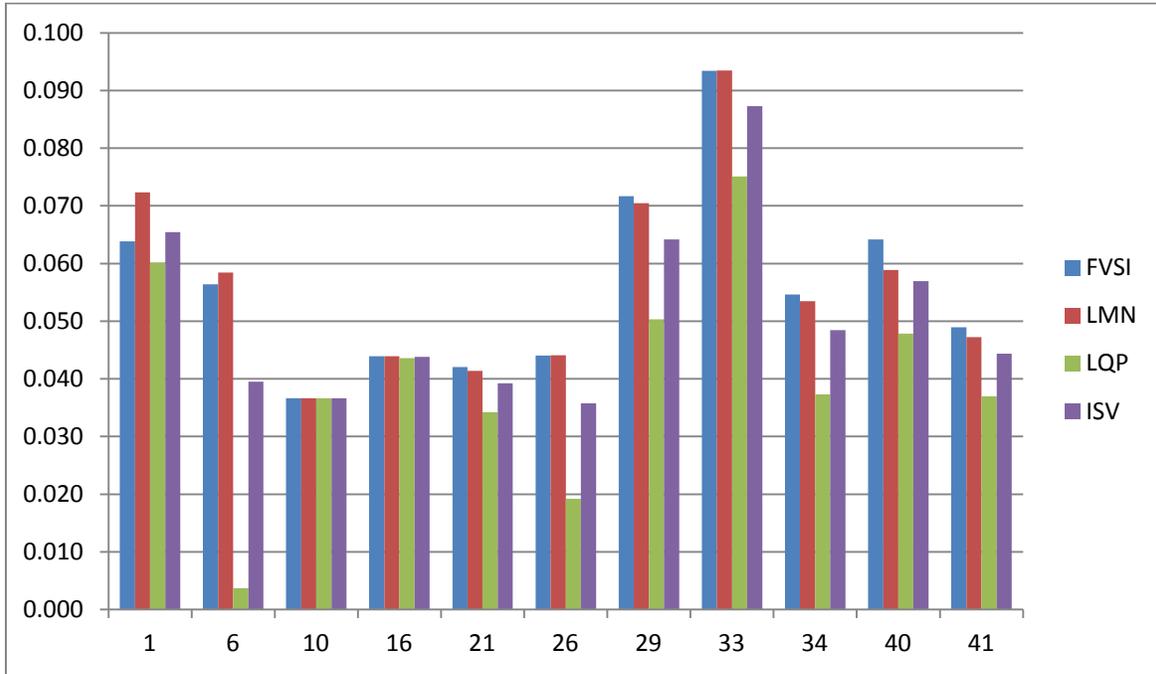


Fig. 4.4.  $FVSI$ ,  $L_{mn}$ ,  $L_{QP}$  e  $Isv$  en estado estable para el sistema de 30 nodos.

Se observa que los índices en general presentan valores muy bajos, donde la línea 33 es la que presenta las magnitudes de índices superiores a las demás líneas con valores entre 0.07 y 0.09. Esto indica que el sistema se encuentra lejos de un colapso de voltaje. También se observa que, en la mayoría de los casos, los índices mantienen una relación similar entre sí para cada línea, lo que denota la coherencia entre los tres índices.

A continuación, se incrementa gradualmente la demanda de potencia reactiva en el nodo 18. El incremento se realiza en 1 MVAR por cada ciclo de medición. El incremento de carga se mantiene hasta que el programa de solución de flujos pierde convergencia, este punto de operación corresponde al punto crítico de funcionamiento del sistema antes del colapso de voltaje. Cabe señalar que se seleccionó aleatoriamente el nodo 18.

La simulación se realiza para un incremento final de carga de 67 MVARs. Los incrementos de carga a partir de este punto ocasionan que la solución del programa de flujos diverja. Se considera este punto de operación como el punto crítico de estabilidad de voltaje. Se puede observar en la Fig. 4.5 a) la evolución de voltaje en los nodos de carga. A pesar de que todos los nodos de carga experimentan una caída de voltaje, los nodos 18 y 19 son los que presentan una caída de mayor magnitud, como se observa en la Fig. 4.5 b).

La caída de voltaje en el nodo 18 es más pronunciada que la correspondiente al nodo 19, acorde con que el incremento de carga realiza en el nodo 18. Sin embargo, la razón de cambio de la caída de voltaje en ambos nodos se incrementa conforme el sistema se aproxima al punto crítico de colapso de voltaje.

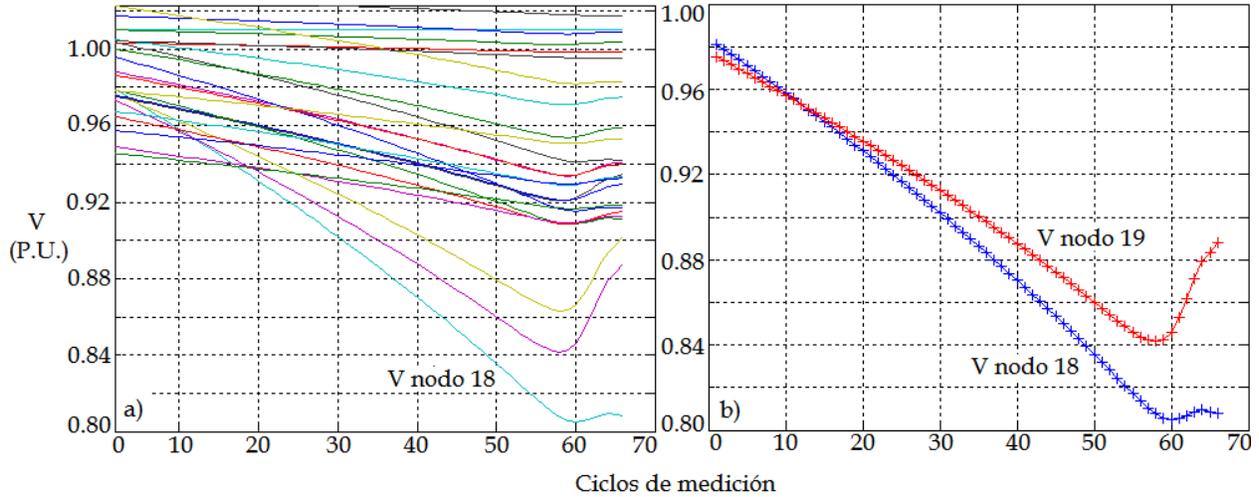


Fig. 4.5. Evolución de voltaje en a) los nodos de carga y b) en los nodos 18 y 19.

Como se mencionó en la sección 2.3 la caída de voltaje se vuelve más pronunciada conforme se incrementa la demanda de potencia reactiva como se define en (2.1). Así mismo, al incrementarse la diferencia de voltaje entre los nodos en los extremos de la línea de transmisión, ésta consume cada vez más potencia reactiva como se muestra en (2.2), lo que a su vez provoca que la caída de voltaje en el nodo sea mayor. El sistema intenta abastecer este incremento en la demanda de potencia reactiva tanto en el nodo como en el elemento de transmisión, el incremento de flujo de potencia reactiva hacia la zona de mayor demanda provoca que los voltajes del resto de los nodos del sistema empiecen a caer, por lo que se presenta un efecto cascada en los voltajes del sistema. Este efecto cascada puede ser identificado como un comportamiento exponencial en la evolución de los voltajes mostrados en la Fig. 4.5, sobre todo en el voltaje 18. La curva incremental que presentan los voltajes hacia el final de la simulación se debe al cambio en los flujos de potencia, los cuales varían considerablemente cuando el sistema se aproxima a la inestabilidad.

En la Fig. 4.6 se muestran los valores de índices  $FVSI$ ,  $L_{mn}$ ,  $L_{QP}$  e  $I_{sv}$  para el punto crítico de estabilidad de voltaje del sistema, en las líneas 20, 27, 30 y 31, las cuales presentan los valores más elevados. En la Tabla 4.1 se muestran los valores numéricos para los índices de la línea 27, la cual interconecta los nodos 15 y 18.

Tabla 4.1. Índices de estabilidad para la línea 27 para el punto crítico de estabilidad de voltaje.

$L_{mn}$	$L_{QP}$	$FVSI$	$I_{sv}$
0.6963	0.5346	0.6389	0.6233

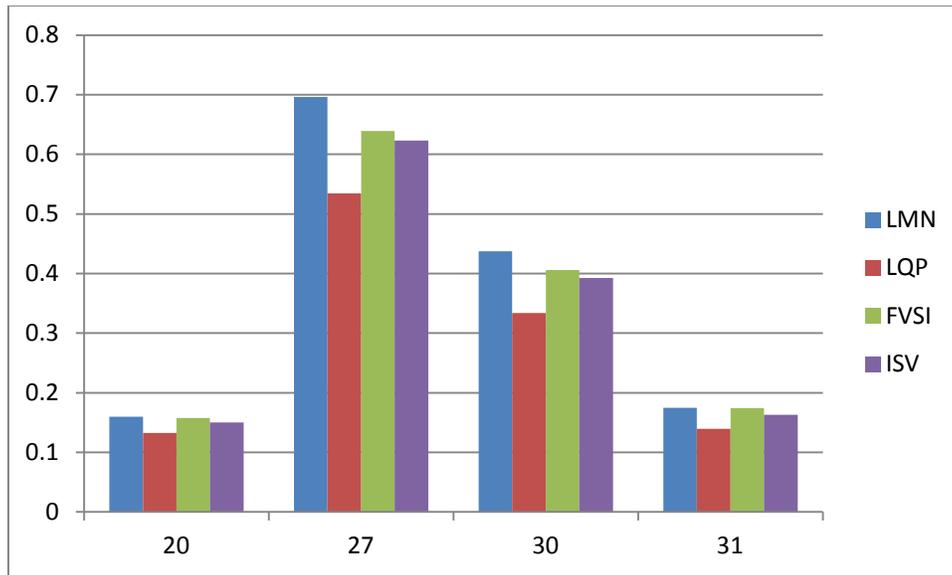


Fig. 4.6. Valores de los índices para las líneas 20, 27, 30 y 31 para el punto crítico de estabilidad de voltaje.

Considerando los umbrales de proximidad mostrados en la Fig. 4.2 se puede determinar que los valores de los índices para la línea 27 se encuentran dentro del umbral  $uE2$ , disparando la alarma  $A2$ , el resto de los índices se encuentran dentro de  $uE1$  y disparan únicamente la alarma  $A1$ .

En la Fig. 4.7 se muestra la evolución del índice  $I_{sv}$  para las líneas 4, 5, 8 y 39 del sistema de prueba durante el incremento de demanda de potencia reactiva en el nodo 18.

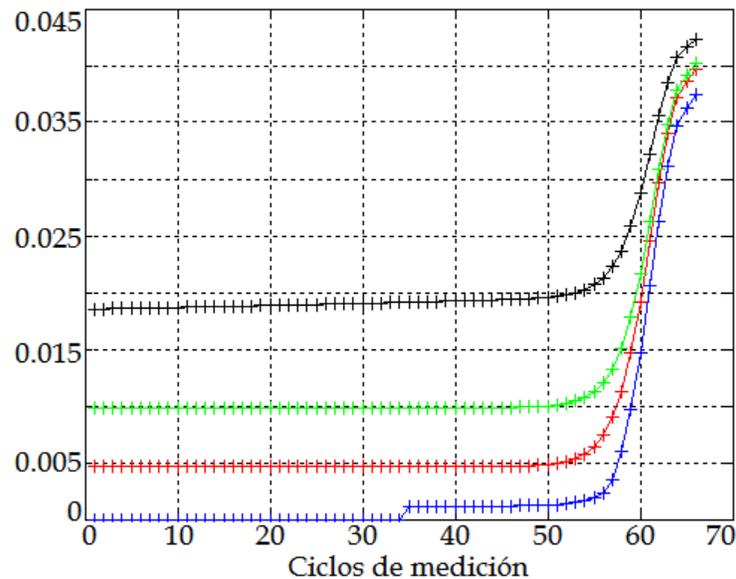


Fig. 4.7. Evolución de  $I_{sv}$  en las líneas 4, 5, 8 y 39 en el sistema de 30 nodos.

De esta figura se determina que conforme el sistema se aproxima al colapso de voltaje los índices presentan una tendencia cuasi-exponencial. Se puede ver que los valores de los índices presentan

pequeños cambios durante la mayor parte de simulación, sin embargo en los últimos 15 ciclos de simulación se observa un marcado incremento en los índices siguiendo una evolución con forma exponencial. Se presentan sólo los índices de 4 líneas, sin embargo el comportamiento exponencial visto en la Fig. 4.7 se presenta en la mayoría de las líneas de transmisión entre los ciclos de medición 50 y 60.

En la simulación que se presenta a continuación se selecciona un nodo de carga aleatoriamente en cada ciclo de medición en el cual se realiza un incremento de carga de 5, 10, 15 o 20 MVARs. La simulación se realiza durante 13 ciclos de medición, en los que el sistema alcanza el punto crítico de estabilidad de voltaje. En la Fig. 4.8 se presentan la evolución del índice  $I_{sv}$  para 6 de las líneas del sistema que presentan formas características.

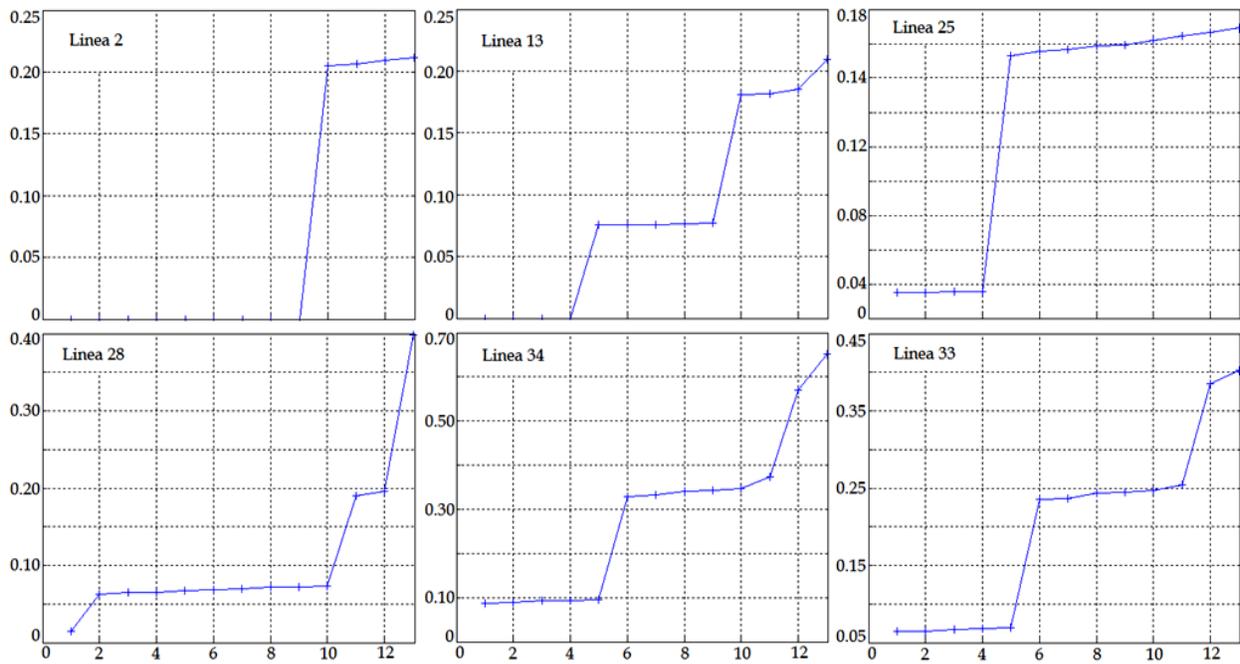


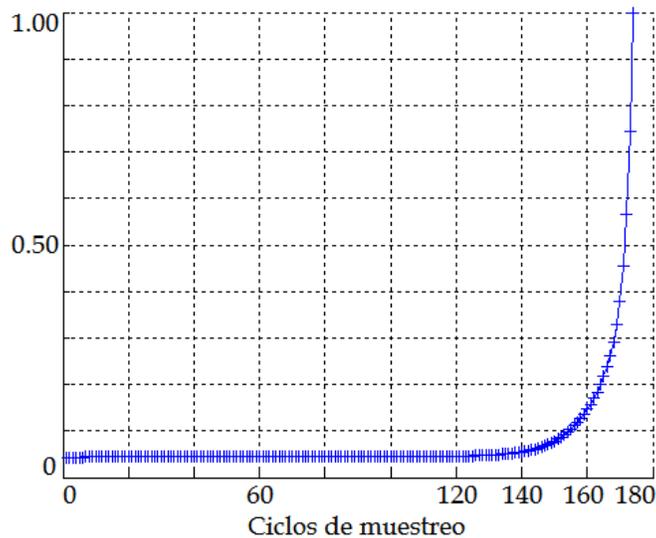
Fig. 4.8. Evolución de  $I_{sv}$  en algunas líneas del sistema de 30 nodos para los incrementos de carga aleatorios.

En la Fig. 4.8 se observa que los valores de los índices varían considerablemente lo que corresponde a las variaciones de los flujos de potencia, que presentan cambios abruptos. Debido a que basan su operación únicamente en las magnitudes de los índices, los umbrales de proximidad pueden seguirse aplicando y funcionando correctamente para detectar cuando el sistema se aproxima a la inestabilidad de voltaje. No obstante se vuelve más complicado determinar el comportamiento exponencial, ya que no se observa claramente. Sin embargo, considerando los incrementos en los índices con respecto a los ciclos de medición es posible ajustar el método de detección para definir el comportamiento exponencial como se muestra más adelante.

La detección del comportamiento exponencial en los índices de estabilidad es fundamental para determinar la proximidad del sistema al punto crítico de estabilidad de voltaje, como se ha

demostrado en los estudios anteriores. No obstante, al realizar numerosas simulaciones, se determina que este comportamiento no se presenta en todos los casos en que el sistema se aproxima al colapso de voltaje. De igual manera se encontraron casos como el presentado en la Fig. 4.6 en el que el sistema pierde estabilidad de voltaje antes de que las magnitudes de los índices alcancen el valor de 1.00. Es por esto que se determina que es necesario utilizar ambas características de los índices para poder determinar efectivamente la proximidad a la inestabilidad de voltaje. Con la finalidad de comprobar lo anterior, se presenta una simulación en la que se realizan incrementos de carga constantes en el nodo 7, uno de los nodos más robustos del sistema, determinado por medio de un análisis de sensibilidad.

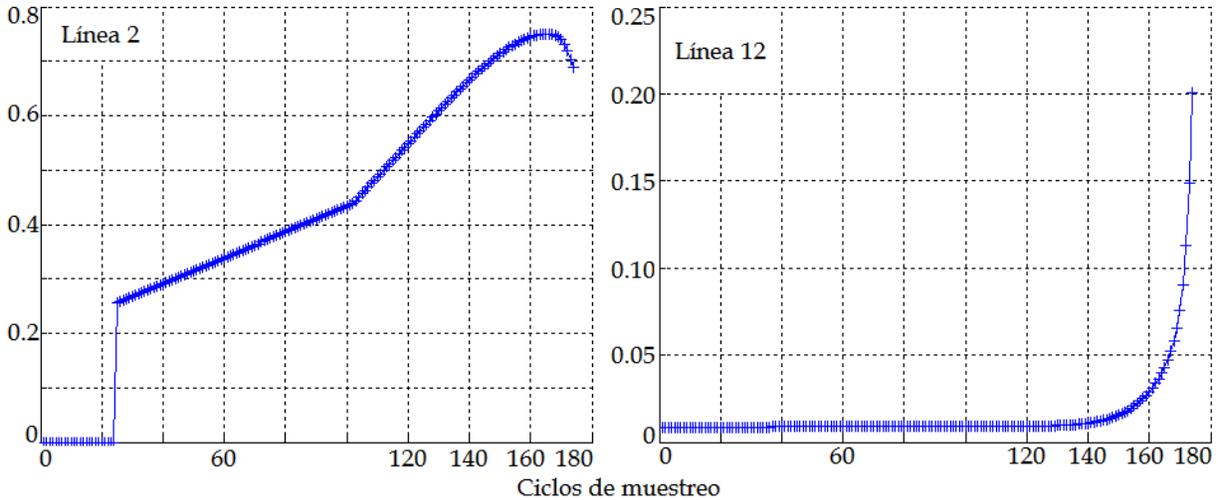
En la Fig. 4.9 muestra la evolución de  $I_{sv}$  en la línea 16 para el incremento de carga en el nodo 7. En este caso, la evolución del índice ejemplifica como ambas características de los índices, tanto la magnitud y la tendencia exponencial, están vinculadas con la inestabilidad de voltaje. Se observa que el índice de la línea se mantiene sin cambios prácticamente hasta el ciclo de medición 140. A partir de este ciclo, la evolución del índice empieza a describir una clara tendencia exponencial y antes de que se pierda la estabilidad del sistema, en el ciclo 173, alcanza el valor de 1.00. En este caso la tendencia exponencial y la magnitud del índice corresponden correctamente con la detección del punto crítico de estabilidad del sistema. Sin embargo esto no se presenta en la mayoría de los casos.



4.9. Evolución de  $I_{sv}$  para la línea 16 del sistema de 30 nodos para incrementos de carga en el nodo 7.

En la Fig. 4.10 se muestran las evoluciones del  $I_{sv}$  para las líneas 2 y las líneas 18. Para la línea 2 se observa que el valor del índice se incrementa gradualmente, presenta un punto de inflexión después de 100 ciclos de medición, y sigue incrementando hasta entrar en  $uE3$  disparando la alarma  $A3$  al alcanzar y superar el valor de 0.7. Ésta evolución del índice no presenta ninguna tendencia exponencial en ningún momento de la simulación. En cambio para la línea 12, el índice mantiene un valor cercano a 0 durante la mayor parte de la simulación y de manera similar que la línea 16 en la Fig. 4.9, presenta un comportamiento exponencial después de 140 ciclos de

medición, a pesar de presentar este comportamiento el valor máximo que alcanza éste índice es de 0.20, valor con el cual no dispara la alarma *AI*, evitando que se detecte la proximidad por la magnitud del índice.



4.10. Evolución de  $I_{sv}$  para las líneas 2 y 12 del sistema de 30 nodos para incrementos de carga en el nodo 7.

Por medio del análisis realizado en esta sección con base en diversas simulaciones se concluye que para determinar efectivamente la proximidad al colapso de voltaje se debe analizar los índices de estabilidad de voltaje considerando tanto la magnitud como la tendencia exponencial.

#### 4.3.7 Análisis modal

Actualmente las aplicaciones basadas en los índices de estabilidad de voltaje en las líneas de transmisión se limitan al uso de las magnitudes de los índices. Se ha comprobado que es necesario complementar este uso con el análisis del comportamiento de la evolución de los índices. Para realizar éste análisis se implementa un análisis modal aplicado a la relación de los voltajes con respecto a la potencia reactiva en los nodos de carga para determinar la tendencia de la estabilidad de voltaje en el sistema.

El comportamiento de un sistema dinámico, como lo es un sistema eléctrico de potencia puede ser determinado por un conjunto de  $n$  ecuaciones diferenciales no-lineales de primer orden [27]. Las cuales pueden ser escritas de la siguiente manera:

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, t) \quad (4.17)$$

donde  $\mathbf{x}$  es conocido como el vector de estado y  $\mathbf{u}$  es el vector de las señales de entrada. Representando el sistema de  $n$  ecuaciones de forma matricial se tiene

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{Ax} + \mathbf{Bu} \quad (4.18)$$

La matriz  $\mathbf{A}$  es una matriz  $n \times n$  y la matriz  $\mathbf{B}$  es una matriz  $n \times m$ , las cuales relacionan las razones de cambio del estado del sistema con respecto al estado del sistema y a las señales de entrada. Considerando el caso de un sistema de ecuaciones de orden  $n$  para la solución lineal del sistema dinámico no forzado (sin señales de entrada)

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A}\mathbf{x} \quad (4.19)$$

que describirá la tendencia de la respuesta del sistema. La solución de (4.19) tiene una forma exponencial. Si sustituimos  $\mathbf{x} = \boldsymbol{\phi}e^{\lambda t}$  en (4.19) se tiene

$$\lambda \boldsymbol{\phi} e^{\lambda t} = \mathbf{A} \boldsymbol{\phi} e^{\lambda t} \quad (4.20)$$

simplificando

$$\lambda \boldsymbol{\phi} = \mathbf{A} \boldsymbol{\phi} \quad (4.21)$$

La ecuación de (4.19) puede ser escrita como

$$[\lambda \mathbf{I} - \mathbf{A}] \boldsymbol{\phi} = 0 \quad (4.22)$$

donde  $\mathbf{I}$  es una matriz identidad. La expresión (4.22) tiene una solución no-trivial si, y sólo si, el determinante de la matriz  $|\lambda \mathbf{I} - \mathbf{A}|$  es igual a 0. Para un sistema de orden  $n$  ésta ecuación tendrá  $n$  raíces, conocidas como las raíces características o eigenvalores del sistema. La estabilidad del sistema puede ser evaluada examinando las raíces características de  $\mathbf{A}$  [27].

Para cada eigenvalor  $\lambda_i$ , el  $n$ -ésimo vector columna  $\boldsymbol{\phi}$  que satisface (4.22) se conoce como el eigenvector derecho de  $\mathbf{A}$  asociado con el eigenvalor  $\lambda_i$ . El eigenvector  $\boldsymbol{\phi}_i$  tiene la forma

$$\boldsymbol{\phi}_i = \begin{bmatrix} \phi_{1i} \\ \phi_{2i} \\ \vdots \\ \phi_{ni} \end{bmatrix}$$

Debido a que (4.22) es homogénea,  $k\boldsymbol{\phi}_i$  (dónde  $k$  es un escalar) también satisface la solución. Por lo que los valores de los elementos de los eigenvectores no son de importancia, solamente la dirección de cada eigenvector que es única. Similarmente, el  $n$ -ésimo vector fila  $\boldsymbol{\psi}_i$  que satisface

$$\boldsymbol{\psi}_i \mathbf{A} = \lambda_i \boldsymbol{\psi}_i \quad (4.23)$$

se denomina el eigenvector izquierdo asociado con el eigenvalor  $\lambda_i$ .

Los eigenvectores izquierdo y derecho correspondientes a diferentes eigenvalores son ortogonales. Es decir que para  $i \neq j$

$$\boldsymbol{\psi}_i \boldsymbol{\phi}_j = 0 \quad (4.24)$$

Sin embargo para el caso de eigenvectores correspondiendo al mismo eigenvalor

$$\Psi_i \Phi_i = C_i \quad (4.25)$$

donde  $C_i$  es una constante diferente de cero.

Debido a que los modos de respuesta de un sistema de potencia, por ejemplo, si es oscilatorio, amortiguado, sub-amortiguado, etc, son determinados por los eigenvalores, normalmente se refiere a los eigenvalores como los modos del sistema. Sabiendo que la evolución de un modo específico con respecto al tiempo en un sistema dinámico no forzado tiene una forma exponencial como se muestra en (4.20), la estabilidad del sistema es determinada por los eigenvalores de la siguiente manera [27]:

- a) Un eigenvalor real corresponde a un modo no oscilatorio, y un eigenvalor real positivo representa un modo de operación con tendencia a la inestabilidad. Es importante considerar la magnitud y la velocidad de caída de un eigenvalor para determinar la tendencia del modo y por lo tanto la estabilidad del sistema.
- b) Los eigenvalores complejos se presentan en pares conjugados, y cada par corresponde a un modo oscilatorio. La parte real de los eigenvalores contiene la información del amortiguamiento de la oscilación y la parte imaginaria contiene la información de la frecuencia de la oscilación. Para la parte real del eigenvalor, un valor negativo representa una amplitud decreciente y un valor positivo representa una amplitud creciente.

Considerando que la respuesta del sistema tiene una forma exponencial, el análisis modal es válido únicamente para cambios incrementales, debido a esto, éste método falla en determinar el punto crítico de estabilidad con exactitud. En cambio, del análisis modal se puede obtener la información de la tendencia modal del sistema con la cual se puede determinar la tendencia en la estabilidad del sistema, con la cual se puede establecer si el sistema se dirige a una condición de inestabilidad de voltaje.

En el presente trabajo, las magnitudes de los eigenvalores son utilizadas únicamente para determinar el estado inicial de la estabilidad del sistema, en cambio se presta especial atención a la evolución de la tendencia modal para establecer la evolución de la estabilidad de voltaje.

El análisis parte de la selección de la matriz  $\mathbf{A}$  para determinar los eigenvalores. En este trabajo se considera importante determinar la estabilidad de voltaje con respecto a las variaciones de potencia reactiva en los nodos de carga, por lo que se desarrolla el análisis modal para la inversa de la matriz  $\mathbf{J}_4$  que es parte del Jacobiano.

$$\lambda \mathbf{I} - \mathbf{J}_R = 0 \quad (4.26)$$

donde  $\mathbf{J}_R = \mathbf{J}_4^{-1}$ .

Como se mencionó anteriormente, el Jacobiano se actualiza para cada ciclo de medición (equivalente a una actualización en tiempo real), por medio de las mediciones fasoriales, de igual manera, los eigenvalores pueden ser determinados para cada ciclo de medición, definiendo su evolución. Para determinar la velocidad en la razón de cambio de los eigenvalores se calcula la pendiente entre ciclos de medición.

$$\partial\lambda = \frac{\Delta\lambda}{\Delta Q} \quad (4.27)$$

En la Fig. 4.11 se muestran las derivadas de los eigenvalores de los nodos 7, 17, 22 y 25, del sistema de 30 nodos de la IEEE conforme se incrementa la carga en el nodo 17 hasta la pérdida de convergencia del programa de flujos. Se seleccionaron estos nodos aleatoriamente como muestra representativa de las diferentes tendencias observadas. Debido a que el interés es visualizar las tendencias y sin dar importancia a las magnitudes, los valores se presentan normalizados.

Se establece que las derivadas mostradas presentan en general una evolución decadente, es decir una pendiente negativa durante el desarrollo del caso presentado, lo que indica que los eigenvalores tienden a ser “más negativos”. Esto señala que el sistema presenta una tendencia a la inestabilidad de voltaje, correspondiente a lo mencionado anteriormente. Por observación se puede determinar que en todas las tendencias modales se incrementa la magnitud de la pendiente negativa después de cruzar la línea de los 70 MVARs. Así mismo, se puede observar un comportamiento cuasi-exponencial, el cual es más notable en la tendencia  $\lambda 7$ , lo cual obedece a lo presentado en el desarrollo de esta sección. Esto indica que, para este caso, cuando se supera la línea de los 70 MVARs el sistema se precipita más rápidamente a un estado de inestabilidad de voltaje.

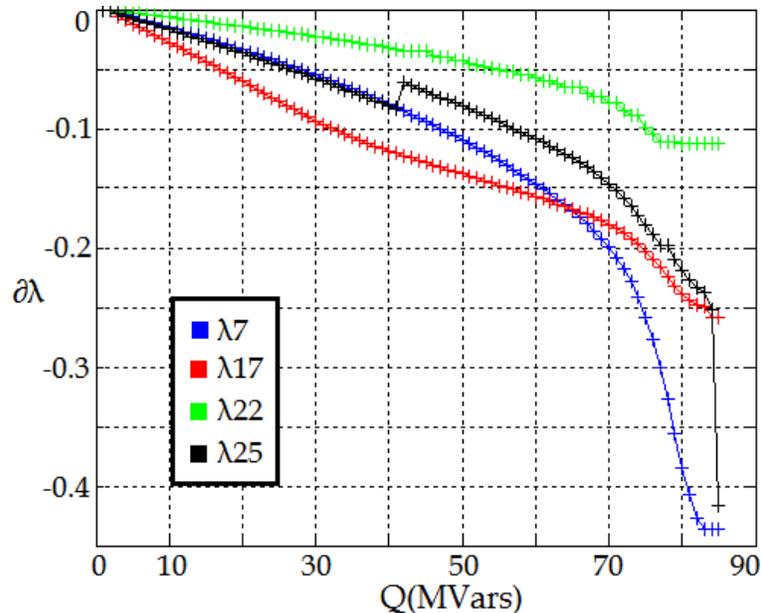


Fig. 4.11. Derivadas de los eigenvalores de los nodos 7, 17, 22 y 25.

Considerando lo anterior, se analizan los flujos de potencia reactiva en las líneas de transmisión conectadas a los nodos en los cuales se analiza la dinámica de la tendencia de los eigenvalores. En la Fig. 4.12 se muestran los flujos de potencia de los enlaces 8-7, 12-17, 22-21 y 25-27. El sentido en los nodos de un enlace indica el sentido de la dirección del flujo, siendo positivo para la dirección indicada y negativo para el sentido opuesto.

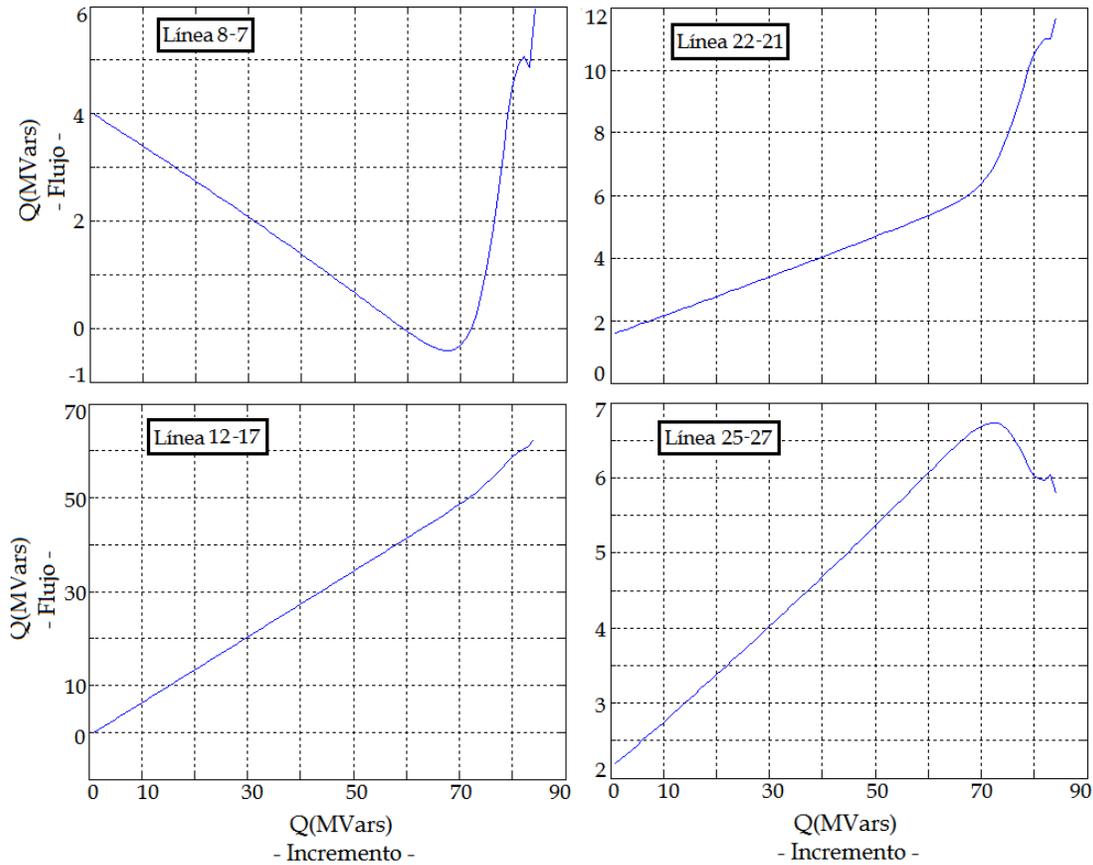


Fig. 4.12. Flujos de potencia reactiva en los enlaces 8-7, 12-17, 22-21 y 25-27.

Se puede observar que los flujos de potencia reactiva en los enlaces mostrados presentan una tendencia casi lineal hasta que se aproximan a la línea de los 70 MVARs, en donde las tendencias muestran una inflexión. Ya que el incremento de carga se realiza en el nodo 17, la línea 12-17 presenta un mayor flujo de reactivos en comparación con las demás líneas mostradas. Se observa que existe un suministro de energía del nodo 12 al 17 que incrementa constantemente hasta que se alcanza el punto de incremento de 70 MVARs, a partir de este punto la pendiente del incremento flujo aumenta.

A continuación se analizan los voltajes de los nodos 12 y 17, éstos se presentan en la Fig. 4.13. De igual manera que el flujo de la línea 12-17, se observa que a partir del incremento de 70 MVars cambia la tendencia de los voltajes y la diferencia entre los voltajes se incrementan de manera exponencial. La diferencia entre voltajes se observa más claramente en la Fig. 4.14. Éste

aumento en la diferencia de voltajes inicia el efecto en cadena de pérdida de estabilidad en el sistema.

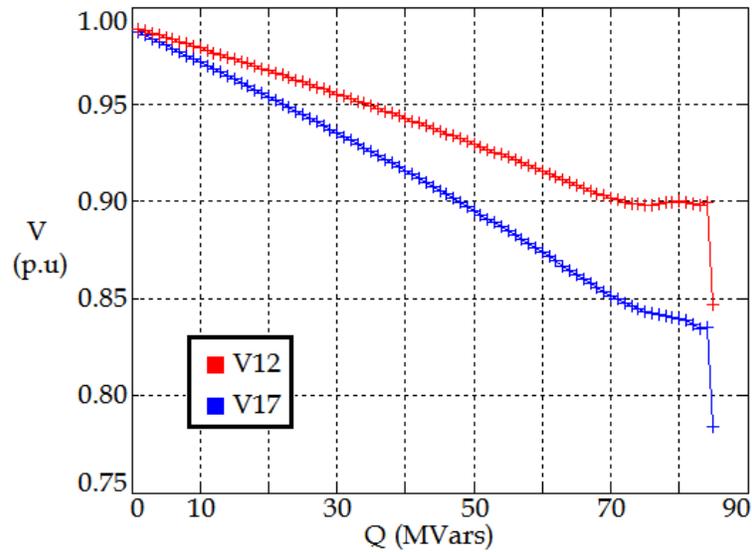


Fig. 4.13. Evolución de voltajes de los nodos 12 y 17

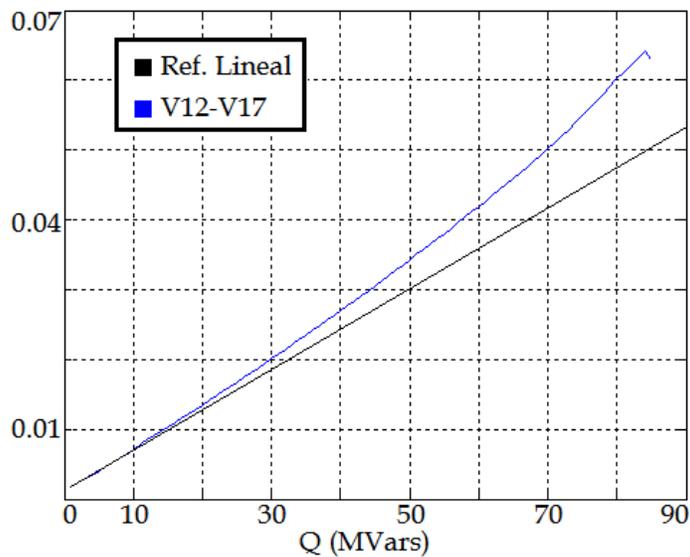


Fig. 4.14. Diferencia entre voltajes de los nodos 12 y 17.

La pérdida de estabilidad del sistema se ve reflejada en la tendencia modal cuando se presenta la caída de forma exponencial, como se ve en la Fig. 4.11. Definiendo la razón de cambio de las pendientes se puede determinar cuando el sistema se dirija a una condición de inestabilidad de voltaje. En la Fig. 4.15 se muestra la segunda derivada de la tendencia modal del nodo 7.

Al igual que los índices de estabilidad, el eigenvalor mediante el cual se determine la tendencia del sistema, no necesariamente corresponde al nodo en que se realizan los incrementos de carga, ya que depende de factores como la configuración de la red y los flujos de potencia. Para el caso

presentado se utiliza la tendencia del nodo 7 como ejemplo, pero, igualmente, la tendencia del sistema puede ser definida por la información obtenida de los nodos 8 al 16.

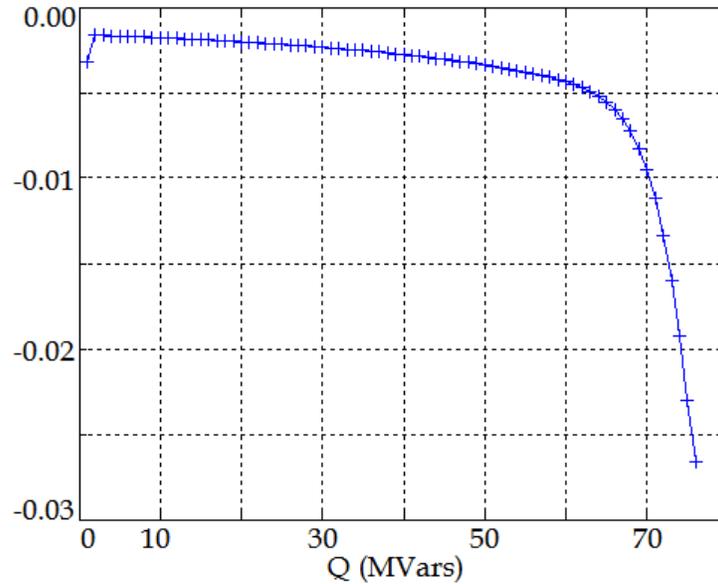


Fig. 4.15. Segunda derivada de la evolución de  $\lambda_7$ .

Cabe mencionar que con base en la segunda derivada se puede definir un indicador de proximidad a la inestabilidad de voltaje, el cual debe determinar la inestabilidad de manera temprana permitiendo a los operadores del sistema realizar acciones preventivas que aseguren el funcionamiento de la red eléctrica. Para esto, se define un umbral de proximidad  $u\lambda$ , para lo cual se define un valor de pendiente que determina si la tendencia modal se aproxima a una función exponencial. La definición de  $u\lambda$  como indicador que garantiza la detección temprana de la tendencia del sistema a la inestabilidad, que a su vez no se active con la operación normal de la red eléctrica, permitiendo que se realicen acciones de control preventivas. Los umbrales de proximidad determinan cuando alguna tendencia presenta una pendiente negativa que se mantiene durante varios ciclos de muestreo, para este caso de análisis se determinan que la tendencia cruza el umbral de proximidad si la pendiente negativa se mantiene durante 10 ciclos de muestreo.

Se presentan los resultados del análisis de la tendencia del sistema en la Fig. 4.16, para incrementos de carga del nodo 17. Habiendo sido definido  $u\lambda$  se detecta el punto en que el sistema se dirige a la inestabilidad de voltaje, éste punto se indica en la gráfica con una línea con el color correspondiente la curva de la tendencia modal. Se muestran las tendencias de la 2da derivada de  $\lambda_8$ ,  $\lambda_{16}$  y  $\lambda_{30}$ , las cuales detectan la tendencia debilitada del sistema más tempranamente.

Se puede observar que la segunda derivada de  $\lambda_8$  cae más rápidamente con respecto a  $\lambda_{10}$  y  $\lambda_{16}$ . Ésta cruza  $u\lambda$  para un incremento de carga de 48 MVARs. Posteriormente la pendiente de  $\lambda_{16}$

cruza el umbral para un incremento de carga de 61 MVARs. Por último, la pendiente de  $\lambda_{10}$  lo cruzan para 64 MVARs.

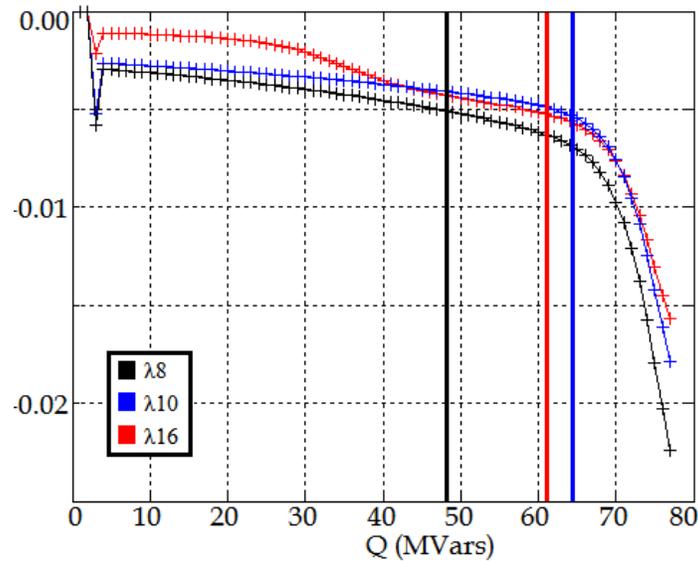


Fig. 4.16. Detección de la tendencia del sistema a la inestabilidad de voltaje.

La detección por parte de  $\lambda_8$  se realiza con suficiente anterioridad a la caída exponencial del sistema, que se inicia después de un incremento de 65 MVARs, al mismo tiempo es razonable para no alertar ante una condición de operación normal del sistema. Las detecciones de  $\lambda_{16}$  y  $\lambda_{30}$  son mucho más próximas al punto de inestabilidad de voltaje, sin embargo estas sólo se utilizan para reforzar la detección obtenida de  $\lambda_8$ , lo que determina que efectivamente el sistema se aproxima a la inestabilidad de voltaje.

Con base en el comportamiento y la detección de la tendencia del sistema hacia la inestabilidad de voltaje en diversas simulaciones, se desarrolla una metodología de rangos de proximidad asociados con el disparo de alarmas con la finalidad de asegurar la detección correcta de la tendencia a la inestabilidad de voltaje. Para esto se determinan dos umbrales de proximidad  $u\lambda_1$  y  $u\lambda_2$  con base en los valores de las pendientes de la segunda derivada de  $\lambda$  y se definen de manera adyacente, donde  $u\lambda_2$  detecta un valor de pendiente menor (decae más rápidamente). De igual manera se toma en consideración la cantidad de tendencias modales que cruzan los umbrales de detección. En la Fig. 4.17 se puede ver de manera simplificada la metodología del disparo de alarmas.

En la Fig. 4.17,  $\lambda_n$  representa la segunda derivada de la tendencia modal correspondiente al nodo  $n$ , de manera similar  $\lambda_m$  corresponde a la tendencia modal del nodo  $m$ . La alarma  $A\lambda_1$  se activa cuando la tendencia de  $\lambda_n$  cruza  $u\lambda_1$ , posteriormente,  $A\lambda_2$  puede ser activada por dos casos: que  $\lambda_n$  cruce  $u\lambda_2$  o que una o más tendencias crucen  $u\lambda_1$ . Por último, se determina  $A\lambda_3$ , la cual depende del caso que haya activado  $A\lambda_2$ . Para el caso de que  $\lambda_n$  haya cruzado  $u\lambda_2$ , se activa cuando  $\lambda_m$  cruce  $u\lambda_1$  y para el caso de que  $\lambda_n$  y  $\lambda_m$  hayan cruzado  $u\lambda_1$ , se activa cuando cualquiera de los dos cruce  $u\lambda_2$ .

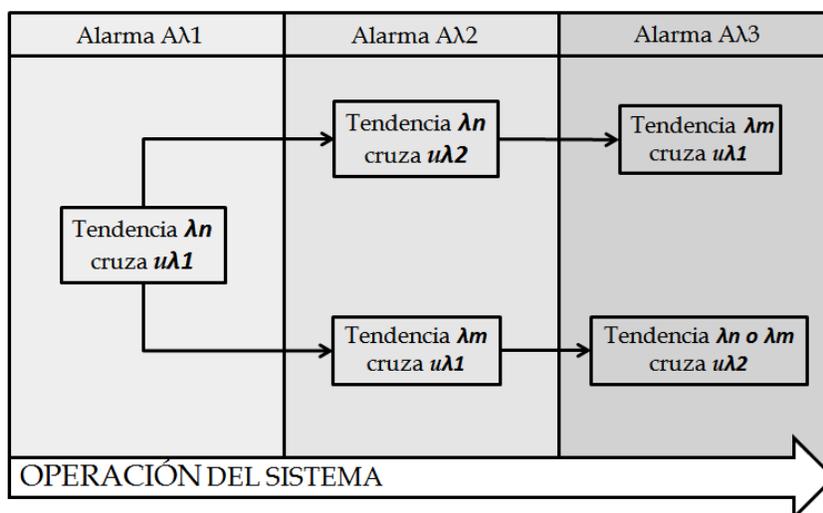


Fig. 4.17. Metodología del disparo de alarma por detección de tendencia.

La sensibilidad de los umbrales de proximidad  $u\lambda$  se definirá dependiendo de la sensibilidad y el grado de predicción que se busque tener de la red eléctrica, respetando la detección anticipada de la tendencia exponencial y no detecten condiciones de operación nominal. Considerando esto, pueden definirse más de dos umbrales de detección y expandir las relaciones entre las tendencias modales.

En la Fig. 4.18 se muestra un ejemplo de la aplicación del método de alarmas para la segunda derivada de  $\lambda 8$ , se presenta únicamente del incremento de 40 MVARs a 80 MVARs.

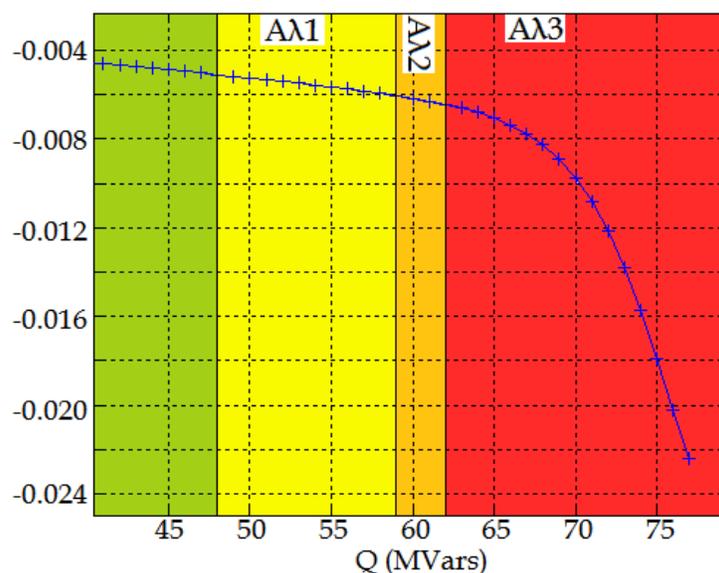


Fig. 4.18. Alarmas aplicadas a  $\lambda 8$  para incrementos de carga en nodo 17.

La primera alarma  $A\lambda 1$  es activada en el incremento de 48 MVARs como se puede ver en la Fig. 4.16. Posteriormente en el incremento de 58 MVARs la tendencia de  $\lambda 8$  cruza  $u\lambda 2$  (el segundo umbral de proximidad), activando la alarma  $A\lambda 2$ , por último la segunda derivada  $d^2\lambda 8$  cruza

$u\lambda 2$  para un incremento de 61 MVARs, con lo que se activa  $A\lambda 3$ . Las tres alarmas se activan antes de que se presente el comportamiento exponencial en  $\lambda 8$ , en el incremento de 65 MVARs, como se puede comprobar en la Fig. 4.18.

Ésta metodología basada en análisis modal se utiliza de manera paralela con los índices de estabilidad de voltaje de las líneas de transmisión para determinar efectivamente la proximidad del sistema a la inestabilidad de voltaje y por consiguiente la seguridad del sistema en base a los índices de estabilidad.

#### 4.4 PROXIMIDAD A LOS LÍMITES DE GENERACIÓN

Como se mencionó anteriormente, los problemas de estabilidad de voltaje están usualmente asociados con condiciones de operación estresadas. En estas condiciones el límite de potencia reactiva es un factor clave en la estabilidad de voltaje del sistema. Es de gran importancia monitorear y controlar la generación de potencia reactiva con la finalidad de mantener la estabilidad y la seguridad de voltaje en el sistema.

En [10] se presenta un método que determina el tipo de soporte que brinda un generador a la estabilidad de voltaje una vez que ha alcanzado su límite de generación. En la Fig. 4.19 se presenta una curva de operación del generador síncrono. Se excluye la parte de operación subexcitada ya que se considera que el generador inyecta reactivos a la red eléctrica, por lo que sólo opera en la parte sobreexcitada de la curva.

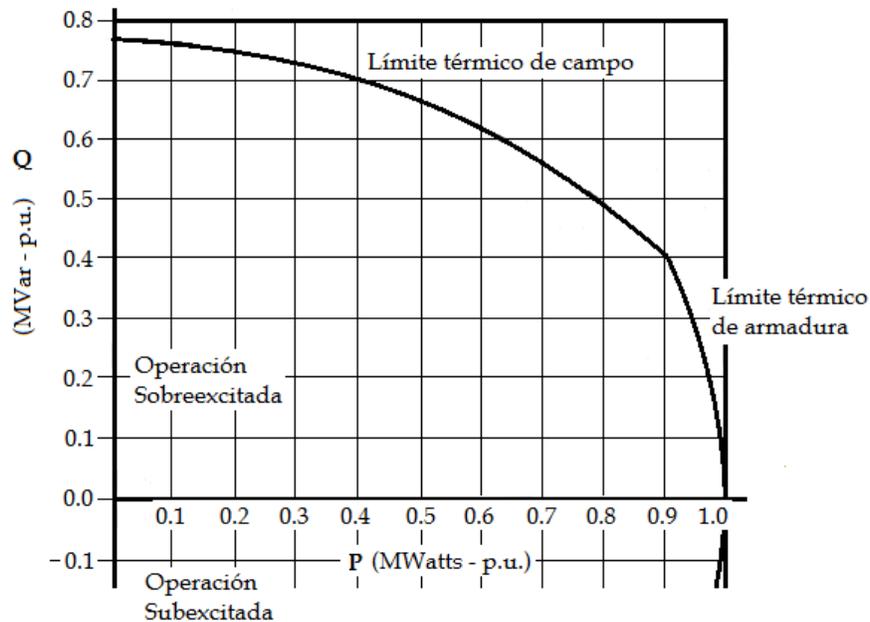


Fig. 4.19. Curva de capacidad de carga del generador síncrono.

En la operación normal, el regulador automático de voltaje mantiene el voltaje constante en terminales del generador mediante el ajuste de la corriente de campo o, visto efectivamente, de la salida de potencia reactiva. Cuando la demanda de potencia reactiva es superior a la capacidad del generador, la corriente de campo es limitada a un valor fijo. Cuando la restricción de corriente de campo está presente, el generador puede ser representado por el circuito equivalente mostrado en la Fig. 4.20.

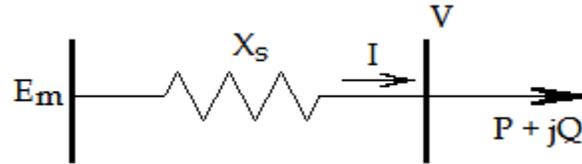


Fig. 4.20. Circuito equivalente del generador.

En la figura,  $E_m$  representa la fuerza electromotriz ( $FEM$ ) y  $X_s$  la impedancia sincrónica equivalente internos del generador.  $V$  es el voltaje en terminales y  $P+jQ$  es la potencia compleja entregada por el generador.

El flujo de energía está determinado por (3.8), que para el caso del circuito equivalente de la Fig. 4.20 quedaría expresado como:

$$E_m^2 = \left(\frac{X_s P}{V}\right)^2 + \left(\frac{X_s Q}{V} + V\right)^2 \quad (4.28)$$

Una vez que el generador alcanza la restricción de corriente de campo y opera con excitación constante, la potencia reactiva de salida es restringida y se define como:

$$Q = \sqrt{\left(\frac{E_m}{X_s} V\right)^2 - P^2} - \frac{V^2}{X_s} \quad (4.29)$$

El calentamiento que resulta de  $I^2 R$  en la armadura impone otro límite en la operación del generador, que corresponde al valor máximo de la corriente de armadura

$$P^2 + Q^2 = (VI)^2 \quad (4.30)$$

Resolviendo para la salida de potencia reactiva de (4.30) se tiene:

$$Q = \sqrt{I^2 V^2 - P^2} \quad (4.31)$$

Las expresiones (4.29) y (4.31) determinan los límites básicos de capacidad de potencia reactiva de un generador para un análisis de estabilidad de voltaje a largo plazo. Para un valor dado de  $P$ , cuando se limita la corriente de campo o de armadura, la potencia reactiva disponible está en función del voltaje en terminales.

Como se estableció, los límites de generación de potencia reactiva en función de voltaje están definidos por (4.29) para limitación de corriente de campo y por (4.31) para el límite de corriente de armadura. El punto en que ambos límites se unen se determina por la solución simultánea de ambas ecuaciones y resolviendo para  $V$ , se tiene:

$$V_C = \sqrt{E_m^2 + X_s^2 I_m^2 + 2X_2 \sqrt{E_m^2 I_m^2 - P^2}} \quad (4.32)$$

donde  $V_C$  es el voltaje crítico que define el punto donde se encuentran ambos límites. Por lo tanto, cuando  $V > V_C$  la operación del generador se limita por la corriente de campo y la capacidad de potencia reactiva está determinada por (4.29). En cambio el límite por corriente de armadura actúa cuando  $V \leq V_C$  y la máxima generación de potencia reactiva se determina por (4.31).

La derivada de la potencia reactiva generada con respecto al voltaje de terminales, provee información acerca del efecto del generador en el soporte de la estabilidad de voltaje.

Cuando el límite de campo está activo, se obtiene la derivada de (4.29)

$$\frac{\partial Q}{\partial V} = \frac{V}{X_s^2} \left( \frac{E_m^2}{\sqrt{\left(\frac{E_m V}{X_s}\right)^2 - P^2}} - 2X_s \right) \quad (4.33)$$

Evaluando (4.32) se puede determinar que existe una magnitud específica de  $V$  que determina el valor de la derivada de  $Q$ . Se define a este valor como  $V_s$  o voltaje de soporte. Dependiendo del valor de voltaje se identifican bandas de operación

$$\begin{aligned} V = V_s, & \quad \frac{\partial Q}{\partial V} = 0 \\ V > V_s, & \quad \frac{\partial Q}{\partial V} < 0 \\ V < V_s, & \quad \frac{\partial Q}{\partial V} > 0 \end{aligned}$$

Con respecto a estas bandas se puede demostrar que cuando  $V > V_s$ , el generador da soporte activo a la estabilidad de voltaje del sistema debido a que la generación de potencia reactiva puede incrementarse cuando sea necesario reduciendo el voltaje del sistema. Sin embargo cuando el voltaje de terminales cae por debajo de  $V_s$ , la salida de potencia reactiva del generador se reducirá junto con el voltaje del sistema, por lo que sólo provee soporte pasivo a la estabilidad de voltaje del sistema.

Cuando el límite de la corriente de armadura está activo, la derivada de (4.31) se define como:

$$\frac{\partial Q}{\partial V} = \frac{I_m^2 V}{\sqrt{(I_m V)^2 - P^2}} > 0 \quad (4.34)$$

Para este caso, el generador sólo puede contribuir pasivamente a la estabilidad de voltaje del sistema.

En ambos casos, cuando se alcanza el límite por corriente de armadura y de campo, el valor de la derivada de la potencia reactiva con respecto al voltaje es un indicador para determinar los generadores críticos en cuanto a estabilidad de voltaje. Cuanto mayor sea el valor de la derivada más débil será el generador, siendo el peor caso aquel cuando la derivada tienda al infinito. Para operación normal, dentro de los límites, el generador tiene una derivada negativa, y por lo tanto provee soporte robusto de voltaje. Cuando la generación de potencia reactiva del generador se limita, el valor de la derivada se vuelve mayor. Cuando éste indicador cambia de signo, de negativo a positivo, el soporte del generador cambia de activo a pasivo.

Habiendo establecido esto  $\partial Q/\partial V$  puede ser utilizado como indicador para determinar los generadores críticos y la importancia que tienen en el soporte de estabilidad de voltaje. Se realizan simulaciones en el sistema de prueba para evaluar la efectividad del método para determinar la proximidad de los generadores a sus límites. Una vez que se alcancen los límites de generación se determina el tipo de soporte que brinda a la estabilidad de voltaje del sistema. En las simulaciones realizadas no se analiza el comportamiento del generador 1, ya que siendo el nodo compensador del sistema en el programa de flujos, los límites de generación son abiertos.

La información del sistema indica que el generador 2 aporta potencia compleja mientras que los generadores 3, 4, 5 y 6 únicamente aportan potencia reactiva al sistema. Debido a esto, para estos generadores únicamente se analiza el límite de potencia reactiva que proporcionan y se considera que cuando su límite es alcanzado, el generador no puede proporcionar más reactivos, pasando a dar soporte pasivo a la estabilidad del sistema. Para el generador 2 se realiza la evaluación de la derivada de  $Q$  con respecto a  $V$  y el tipo de soporte que brinda al sistema.

Inicialmente se realiza una simulación reduciendo la carga en el sistema de 30 nodos a  $2/3 P$  y  $1/3 Q$  de la carga determinada. En la Fig. 4.21 se muestran los límites de los generadores para la condición de carga reducida.

El punto en la gráfica del generador 2 en la Fig. 4.21 a) indica el punto de operación del generador 2 con respecto a los límites. En la Fig. 4.21 b) se presenta una gráfica de columnas, donde la altura total de cada columna representa la capacidad de generación total de reactivos de cada unidad generadora, la sección roja de la comuna representa la generación actual y la sección azul representa la reserva de potencia reactiva disponible. Se observa que para la condición inicial, todos los generadores se encuentran por debajo de sus límites de generación. Debido a que el generador 2 no ha alcanzado sus límites, no está restringido por la corriente de campo ni

por la corriente de armadura, aún así se calcula el valor de las derivadas de  $Q$  con respecto a  $V$  utilizando ambas ecuaciones (4.33) y (4.34)

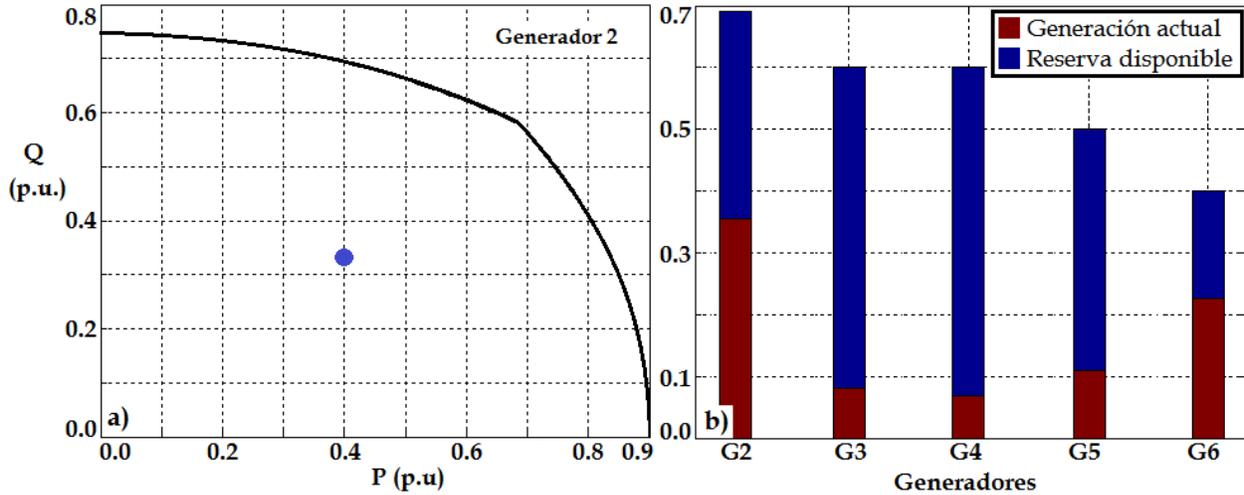


Fig. 4.21. Límites de los generadores para la condición de carga reducida.

Los valores de las derivadas se presentan en la Tabla 4.2, se puede observar que ambos valores son negativos, por lo que para este punto el generador 2 proporciona soporte activo de potencia reactiva al sistema y por lo tanto a la estabilidad de voltaje.

Tabla. 4.2. Valores de  $\frac{\partial Q}{\partial V}$  para condición de carga reducida.

Derivada por límite de campo	Derivada por límite de armadura
-0.2933	-4.8884

Se puede determinar que el generador se encuentra más cercano al límite por restricción de corriente de campo que del límite por corriente de armadura debido a las magnitudes de los valores de las derivadas, siendo el valor de la derivada por límite de campo “menos negativo”. Debido a que el resto de los generadores no han alcanzado sus límites de generación, se determina que también proporcionan soporte activo de estabilidad de voltaje ya que aún tienen reserva disponible de generación de reactivos.

En la siguiente simulación se parte del nivel de carga determinado originalmente para el sistema y se selecciona un nodo, en el cual se incrementa la carga hasta que el generador 2 alcance sus límites. Para la simulación presentada, el nodo seleccionado fue el nodo 30 y se incrementó la carga 25 MVARs. Los límites de generación y la generación de potencia reactiva de cada unidad se presentan en la Fig. 4.22.

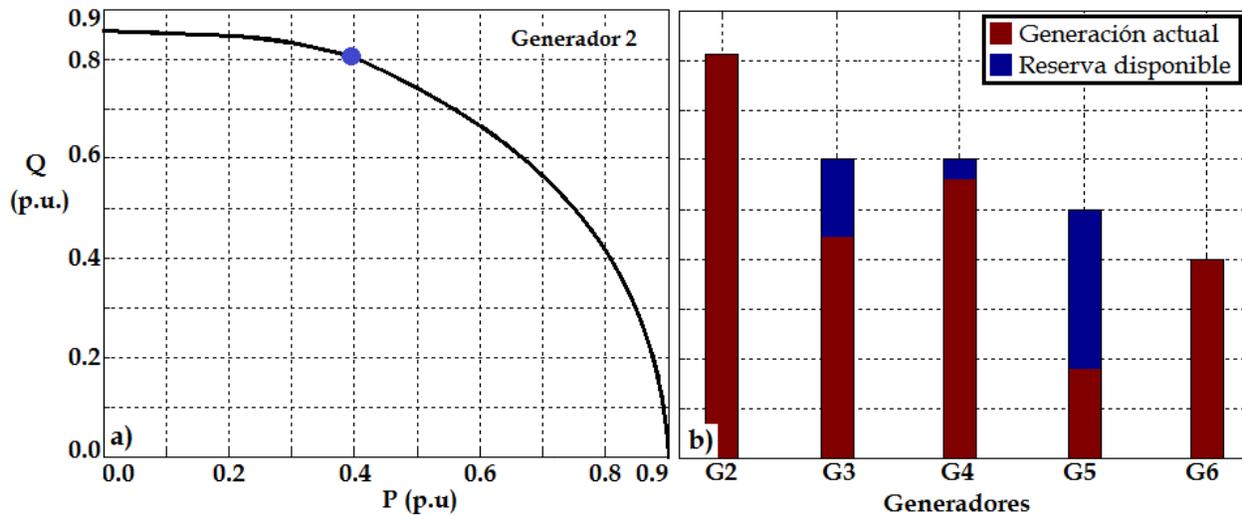


Fig. 4.22. Límites de los generadores para la condición de incremento de carga.

Existe un incremento de inyección de potencia reactiva en todos los generadores, y se observa que los generadores 2 y 6 han alcanzado sus límites de generación. Se puede concluir que el generador 6 ahora proporciona soporte pasivo a la estabilidad de voltaje del sistema.

Los límites de campo y de armadura del generador 2 han cambiado con respecto a los presentados en la Fig. 4.21, esto debido a que al cambiar la inyección de potencia (en este caso únicamente reactiva) cambia el factor de potencia de la unidad y la definición de los límites cambia. Utilizando (4.32) se determina que el generador 2 alcanza el límite por restricción de corriente de campo, la derivada de  $Q$  con respecto a  $V$  se determina por medio de (4.34):

$$\frac{\partial Q}{\partial V} = 0.1746$$

Esto indica que el generador 2 proporciona soporte pasivo a la estabilidad de voltaje una vez que su límite se ha alcanzado para la simulación realizada.

Además de la metodología presentada para definir el soporte que brinda cada generador a la estabilidad de voltaje, se pueden determinar umbrales de proximidad para los límites de generación similares a los definidos para los índices de estabilidad. Los umbrales de proximidad para los límites de generación se definen como  $uQ$  se asocian con las alarmas  $AQ$  como se muestra en la Fig. 4.23. Estos umbrales funcionan como una alarma temprana para los operarios de que el generador se aproxima a sus límites operativos.

Los umbrales de proximidad se definen con base en el valor y la forma de los límites de generación, calculándose como un porcentaje del límite total. En la Fig. 4.23, el umbral  $uQ1$  se define al 50%,  $uQ2$  a 65% y  $uQ3$  a 80%. La curva de operación del generador es calculada cada ciclo de medición. De igual manera los umbrales se determinan cada ciclo de medición por lo que se adaptan a la forma de la curva, la cual a su vez es determinada por el factor de potencia de la inyección de potencia de la unidad generadora.

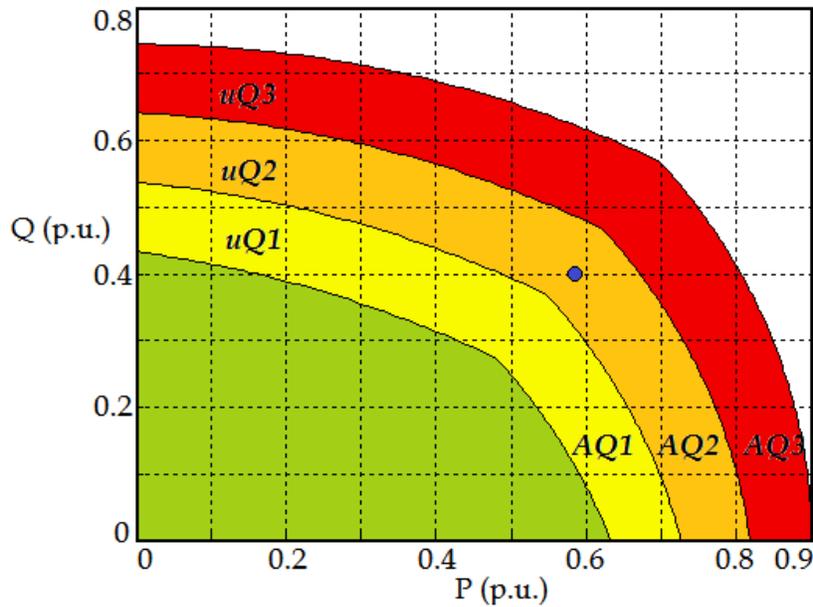


Fig. 4.23 Umbral de proximidad en los límites de generación.

La metodología referente a los límites de generación y el soporte de estabilidad de voltaje de los generadores presentada en ésta sección se conjunta con la metodología de los índices de estabilidad para desarrollar una sólida herramienta para la detección de la proximidad del sistema a un posible colapso de voltaje.

#### 4.5 UNIFICACIÓN DE LAS METODOLOGÍAS DEL ALGORITMO

En éste capítulo se presentan tres métodos utilizados para determinar la proximidad del sistema eléctrico a un colapso de voltaje. Con la finalidad de crear una herramienta confiable, eficaz y robusta se combinan las respuestas de monitoreo de estos métodos.

Cada metodología analiza una característica diferente del sistema que puede ocasionar un colapso de voltaje. Los índices de estabilidad se enfocan en el congestionamiento de la red de transmisión. La proximidad a los límites de generación y el soporte a la estabilidad de voltaje determinan la disponibilidad de reserva de generación. Y la metodología del análisis modal se utiliza para determinar la tendencia de los nodos de carga a caer en una condición de operación de inestabilidad de voltaje.

El algoritmo propuesto debe entregar la información referente a la seguridad de voltaje de manera sencilla, comprensible y rápida de consultar, con la finalidad de que los operadores cuenten con el tiempo suficiente para realizar acciones preventivas que garanticen la operación segura de la red. Anteriormente se ha establecido el disparo de alarmas vinculadas al cruce de los umbrales de proximidad en cada una de las metodologías, estas alarmas se presentan y se asocian en un indicador global de Seguridad de voltaje del sistema, como se muestra en la Fig. 4.24.

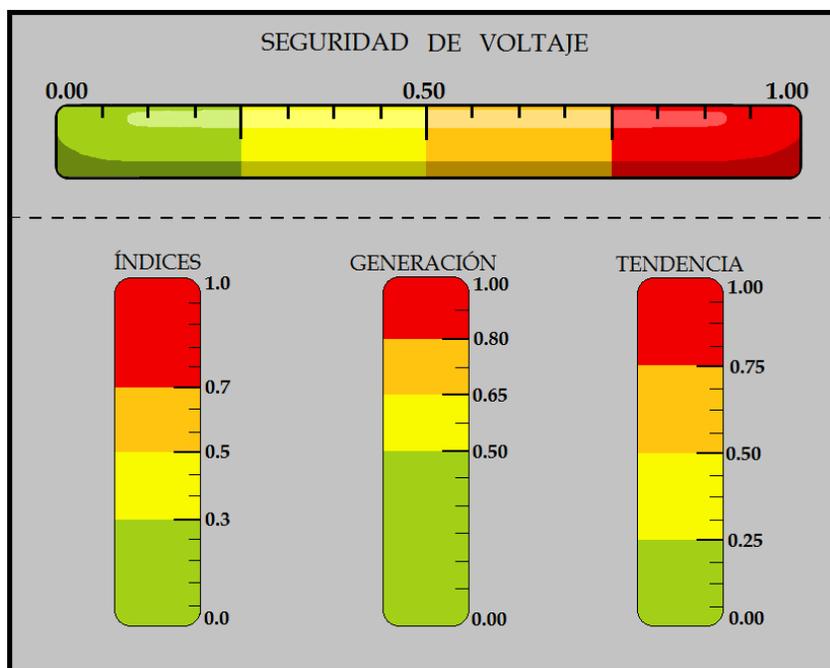


Fig. 4.24. Alarmas de seguridad de voltaje para las diferentes metodologías.

Los colores en las alarmas de cada metodología corresponden a los niveles de alarmas de cada una de las metodologías, es decir que el indicador amarillo corresponde a  $A1$ , el indicador anaranjado corresponde a  $A2$  y el indicador rojo corresponde a  $A3$  para cada método. El indicador verde señala que no se ha disparado ninguna alarma. El indicador global de Seguridad de voltaje señala lo deteriorada que se encuentra la seguridad de voltaje, o dicho de otra manera, la proximidad del sistema a perder la estabilidad de voltaje y se determina directamente de la relación de los tres indicadores que se encuentran en la parte de debajo en la Fig. 4.24. Éste sistema de indicadores de alarmas es definido siguiendo las siguientes consideraciones:

- Para cualquiera de los métodos que componen el algoritmo, el indicador de la alarma se enciende cuando la alarma correspondiente se dispara.
- El indicador de Seguridad de voltaje *amarillo* se enciende cuando al menos uno de los indicadores de metodología *amarillo* se enciende.
- El indicador de Seguridad de voltaje *anaranjado* se enciende cuando al menos uno de los indicadores de metodología *anaranjado* se enciende o cuando los tres indicadores *amarillos* están encendidos.
- El indicador de Seguridad de voltaje *rojo* se enciende cuando al menos uno de los indicadores de metodología *rojo* se enciende o cuando los tres indicadores *anaranjados* están encendidos.
- Si no se ha disparado ninguna alarma el indicador verde permanecerá encendido.

Los indicadores se definen de esta manera para cubrir los casos observados y los resultados obtenidos en las diversas simulaciones realizadas. Para los casos en los que únicamente una de

las metodologías detecta la proximidad del sistema a una condición de operación inestable, se estableció el segundo punto de las consideraciones presentadas. Así mismo, si se han disparado las tres alarmas del mismo nivel, el sistema se encuentra altamente estresado, por lo que se considera reflejar el estrés del sistema en el indicador de Seguridad de voltaje de acuerdo con el tercer punto de las consideraciones de los indicadores. Los marcadores numéricos en los indicadores de metodología corresponden a los umbrales definidos para cada método.

El ejemplo del sistema de indicadores mostrado en la Fig. 4.24 es una presentación ágil de la información que se puede obtener del algoritmo propuesto, sin embargo, para tener una noción más completa de la condición del sistema cuando sea necesario, el algoritmo proporciona información más detallada de cada uno de los tres métodos, es por esto que se incluyeron los indicadores individuales de las metodologías como base de referencia, lo que puede agilizar la revisión de la información y detección de la problemática presente.

#### 4.6 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO

Se presentan tres metodologías que componen el algoritmo para determinar la proximidad del sistema a una condición de operación inestable de voltaje. Las metodologías se basan en el estudio de los límites de generación, el análisis modal del sistema y los índices de estabilidad de las líneas de transmisión. Así mismo, se muestra el desarrollo realizado y los resultados entregados de las tres metodologías se actualizan en tiempo real mediante el uso de las mediciones fasoriales.

Los índices de estabilidad de voltaje en las líneas de transmisión constituyen una técnica para establecer el punto crítico de convergencia del análisis de flujos de potencia en el sistema, el cual corresponde al punto crítico de estabilidad de voltaje.

Los tres índices seleccionados,  $FVSI$ ,  $L_{mn}$  y  $L_{QP}$ , funcionan de una manera similar, evaluando la capacidad de transmisión de energía en una línea de transmisión entre dos nodos. Esta metodología puede extenderse a todas las líneas del sistema interconectado para realizar un análisis de estabilidad de la red eléctrica completa.

En los resultados obtenidos se observa la presencia de un comportamiento exponencial en los índices de estabilidad conforme el sistema se aproxima a la inestabilidad. Debido a éste comportamiento los índices fallan en determinar efectivamente la seguridad de voltaje, por lo que se estableció que es necesario complementar la metodología mediante una técnica que detecte el comportamiento exponencial de manera temprana. Para esto se utiliza el análisis modal, ya que por medio de él se puede estudiar el comportamiento de un sistema dinámico.

Se analizan los modos  $\lambda$  de la matriz  $B_Q$  para determinar las tendencias de voltaje con respecto a las variaciones de potencia reactiva. Las segundas derivadas de los eigenvalores proporcionan

información clara de la tendencia exponencial en los nodos de carga. Se realizaron simulaciones numéricas para comprobar el estudio de las tendencias modales y para comprobar el funcionamiento de la metodología, demostrando que el método detecta efectivamente la tendencia del sistema al comportamiento exponencial de manera temprana.

El estudio de los límites de generación presenta la proximidad de la generación compleja actual a los límites de generación en las máquinas generadoras. Además de esto se puede determinar si, una vez que el generador ha alcanzado sus límites, éste proporciona soporte activo o pasivo a la estabilidad de voltaje, en base a la derivada de la potencia reactiva con respecto al voltaje y si se limita por corriente de campo o por corriente de armadura.

Para los tres métodos que componen el algoritmo se establecieron umbrales de proximidad para estimar la proximidad del sistema a una condición de operación inestable. Con base en los umbrales de proximidad se establece un sistema de indicadores de alarmas como interfaz para presentar la información de manera rápida y sencilla a los operadores de la red eléctrica.

# Capítulo 5

## Aplicación del algoritmo para determinar la seguridad del sistema eléctrico de potencia

### 5.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se valida el algoritmo propuesto basado en los índices de estabilidad, el análisis modal y los límites de reserva de potencia reactiva para determinar la seguridad de voltaje del sistema eléctrico de potencia, mediante la determinación de la tendencia del sistema a caer en una operación de inestabilidad de voltaje. El algoritmo se aplica al sistema de prueba de 30 nodos de la IEEE.

En los escenarios de prueba, la carga en cada nodo  $PQ$  del sistema se incrementa con base en una curva de perfil de carga. Las curvas de carga se determinaron tomando como referencia perfiles de carga reales y ajustando porcentualmente los valores con respecto a las cargas especificadas en el sistema. Se presentan los resultados obtenidos para los índices de estabilidad de las líneas, las tendencias modales y, además, se muestran los puntos de operación de los generadores con respecto a sus límites de generación.

Los resultados ponen de manifiesto que es posible evaluar el nivel de seguridad en el sistema eléctrico de potencia a partir de la comprobación de los objetivos propuestos para el desarrollo y aplicación del algoritmo propuesto, mencionados previamente en la sección 1.4:

- Determinar la seguridad de voltaje del sistema eléctrico
- Anticipar un posible punto de operación inestable, para permitir que acciones correctivas sean llevadas a cabo por los operadores de la red eléctrica
- Sencilla implementación y funcionamiento
- Bajo requerimiento de procesamiento

### 5.2 APLICACIÓN DEL ALGORITMO AL SISTEMA DE PRUEBA

#### 5.2.1. Definición de los perfiles de carga

Para la evaluación del algoritmo propuesto, se establecen dos perfiles de carga, cada uno de ellos representa un escenario de prueba en el que se incrementa la carga en cada nodo  $PQ$  en el sistema en función de la curva de carga.

El perfil de carga 1, que se presenta en la Fig. 5.1, representa la evolución de la carga en la red en un lapso de 24 horas en un día hábil típico. Se indica el incremento de carga en proporción al valor de  $Q_{esp}$  conforme transcurre el tiempo.

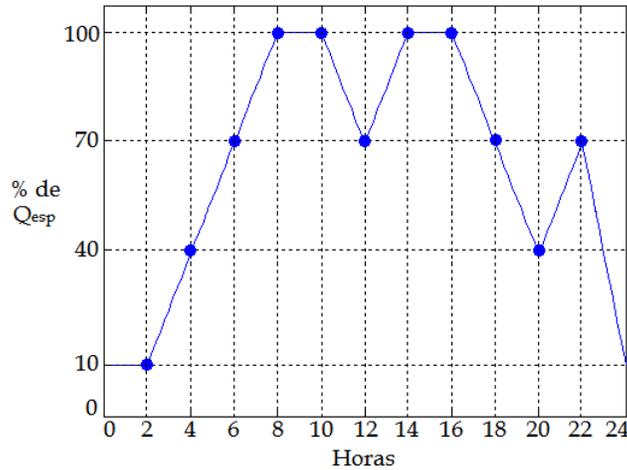


Fig. 5.1. Perfil de carga 1.

En la Fig. 5.2 se muestra el perfil de carga utilizado para esta validación. Se implementa el perfil de voltaje 2 para someter al sistema a un incremento de carga considerablemente alto que ocasione la pérdida de estabilidad y analizar la respuesta de las diferentes metodologías conforme evoluciona la condición de operación.

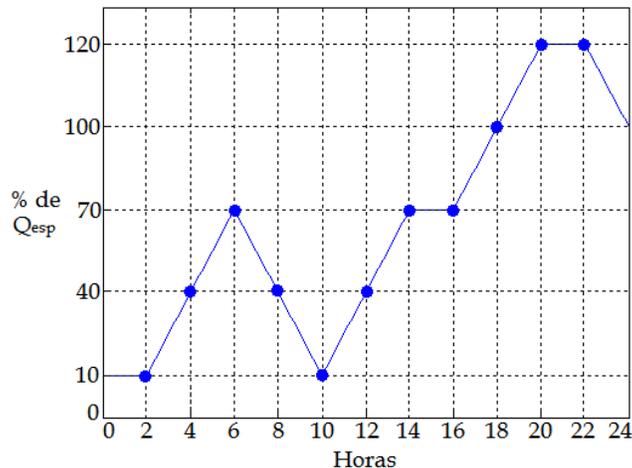


Fig. 5.2. Perfil de carga 2.

### 5.2.2 Metodología del análisis

La validación se realiza mediante simulaciones realizadas en MATLAB. Se implementa un algoritmo de solución de flujos para determinar voltajes y ángulos en los nodos del sistema. El algoritmo de flujos se resuelve constantemente aún cuando no se presenten cambios en el sistema, simulando así la disponibilidad las mediciones fasoriales en todos los nodos del sistema

eléctrico de potencia. A cada solución del algoritmo de flujos se le denomina periodo de medición, representando una medición fasorial adquirida y enviada al centro de control de energía.

La simulación parte de la consideración de que el sistema inicia con una condición de operación de estado estable, el cual se define por los datos establecidos para el sistema de pruebas presentado en la Fig. 4.3.

La Tabla 5.1 muestra la información de voltajes, ángulos y potencias nodales del sistema en estado estable obtenidos de la solución de flujos, esta información corresponde al estado inicial del sistema. Para esta solución de flujos se utilizan los datos originales del sistema (considerando el cambio en la numeración mencionado previamente) sin aplicar ningún cambio de carga. Los valores de potencia presentados en ésta tabla son las potencias especificadas ( $P_{esp}$  y  $Q_{esp}$ ) y son la base para determinar los perfiles de carga.

Las magnitudes para las curvas de los perfiles de carga se determinan de manera heurística para provocar diferentes condiciones de operación y evaluar el desempeño del algoritmo propuesto y comprobar su capacidad de detectar en forma anticipada un colapso de voltaje. Es preciso mencionar que para cada simulación se aplica el mismo perfil de carga para todos los nodos de carga.

Para los diferentes casos de simulación, en cada periodo de medición,  $Q$  se define en cada nodo de carga como un porcentaje de  $Q_{esp}$  determinado por la curva de perfil de carga. Para cada cambio de carga se determinan los índices de estabilidad de voltaje y las tendencias modales. Posteriormente se evalúan los índices y las tendencias con respecto a los umbrales de proximidad y se determina el nivel de alarma que representa dicha condición de operación del sistema.

Por último se determina la proximidad del suministro de potencia actual a los límites de generación para cada unidad generadora. Se recuerda que, debido a las limitaciones del algoritmo de flujos de potencia, los límites de generación no pueden ser determinados para el generador 1, que para todos los casos es el nodo compensador.

Tabla 5.1. Voltajes, ángulos y potencias nodales en estado estable del sistema de 30 nodos.

Nodo	Voltaje	Ángulo	P(MW)	Q(MVAR)
1	1.060	0.000	303.878	-21.55
2	1.045	-6.280	18.300	63.41
3	1.010	-15.698	-94.200	23.29
4	1.010	-14.827	-30.000	13.22
5	1.082	-16.345	0.000	15.63
6	1.071	-17.560	0.000	38.79
7	1.018	-8.868	-2.400	-1.20
8	1.010	-10.967	-7.600	-1.60
9	1.006	-13.177	0.000	0.00
10	0.999	-14.725	-22.800	-10.90
11	1.002	-16.345	0.000	0.00
12	0.985	-18.055	-5.800	-2.00
13	1.020	-17.560	-11.200	-7.50
14	1.002	-18.519	-6.200	-1.60
15	0.994	-18.525	-8.200	-2.50
16	0.997	-18.007	-3.500	-1.80
17	0.984	-18.297	-9.000	-5.80
18	0.978	-19.126	-3.200	-0.90
19	0.972	-19.274	-9.500	-3.40
20	0.974	-19.031	-2.200	-0.70
21	0.972	-18.543	-17.500	-11.20
22	0.973	-18.524	0.000	0.00
23	0.976	-18.848	-3.200	-1.60
24	0.962	-18.902	-8.700	-6.70
25	0.964	-18.648	0.000	0.00
26	0.945	-19.116	-3.500	-2.30
27	0.975	-18.196	0.000	0.00
28	1.001	-13.974	0.000	0.00
29	0.954	-19.554	-2.400	-0.90
30	0.941	-20.533	-10.600	-1.90

### 5.2.3 Definición de los umbrales de proximidad para los casos de pruebas

Los umbrales de proximidad pueden ajustarse al sistema eléctrico en el que se implemente el algoritmo con base en el historial de operación del mismo. En los casos de simulación realizados se definen estos umbrales con base en los resultados observados en diversos escenarios de simulación realizados.

Para los índices de estabilidad de voltaje en las líneas de transmisión se determinan los umbrales en base únicamente a la magnitud de los índices. El índice  $I_{sv}$  cruza el umbral de proximidad ( $uI_{sv}$ ) cuando alcance o supere el valor del límite inferior de ese umbral.

- $uI_{sv1} - 0.3 \leq I_{sv} < 0.5$
- $uI_{sv2} - 0.5 \leq I_{sv} < 0.7$
- $uI_{sv3} - 0.7 \leq I_{sv}$

Las tendencias modales detectan un comportamiento exponencial en los voltajes de los nodos del sistema. Para esto se compara la pendiente de la tendencia modal ( $\lambda_n$ ) que se tiene entre las muestras  $n$  y  $n-1$  del análisis modal contra la pendiente ( $\lambda_{n-1}$ ) entre las muestras  $n-1$  y  $n-2$ . Se define un contador ( $C\lambda$ ) con un valor inicial de 0, que se incrementa en 1 cada vez que  $\lambda_n$  sea menor que  $\lambda_{n-1}$ . Si el contador  $C\lambda$  alcanza un valor de 15 se determina que la tendencia ha alcanzado el primer umbral de proximidad. Este valor para el contador se establece de manera heurística con base en diversas simulaciones realizadas para este sistema de prueba. Los umbrales de proximidad se definen de la siguiente manera

- $u\lambda1 - 15 \leq C\lambda < 30$
- $u\lambda2 - 30 \leq C\lambda < 45$
- $u\lambda3 - 45 \leq C\lambda$

Los umbrales de reserva de potencia reactiva se definen directamente con base en el porcentaje de la generación total de reactivos que es inyectada la red actualmente ( $Q_{act}$ ) al sistema.

- $uQ1 - 50\% \leq Q_{act} < 65\%$
- $uQ2 - 65\% \leq Q_{act} < 80\%$
- $uQ3 - 80\% \leq Q_{act}$

### 5.2.4 Validación para el perfil de carga 1

En los 24 nodos de carga del sistema de 30 nodos se aplica el perfil de carga 1, descrito en la Fig. 5.1. Se analizan, primeramente, los índices de estabilidad de voltaje. En la Fig. 5.3 se muestran 4 de los índices de estabilidad más significativos. Se presentan los índices de las líneas 2, 13, 34 y 35, los nodos de interconexión de cada línea se indican en la misma figura.

Se puede observar que los valores de  $I_{sv}$  para las líneas 2 y 13 son relativamente bajos, no son suficientes para entrar en el primer umbral de proximidad  $uEI$  para los puntos en que la carga es más elevada. Para las líneas 34 y 35 los valores de  $I_{sv}$  superan el  $uEI$ , cerca de las 8 horas para la línea 34, y aproximadamente a las 7 horas para la línea 35. Estos valores ocasionan que se dispare la alarma 1 (amarilla) para los índices de estabilidad. La evolución en el comportamiento de los índices también puede proporcionar una noción de la robustez de las líneas de transmisión. En éste caso, la línea 2 es la más robusta ya que se encuentra más próxima (eléctricamente) a las fuentes de generación más grandes.

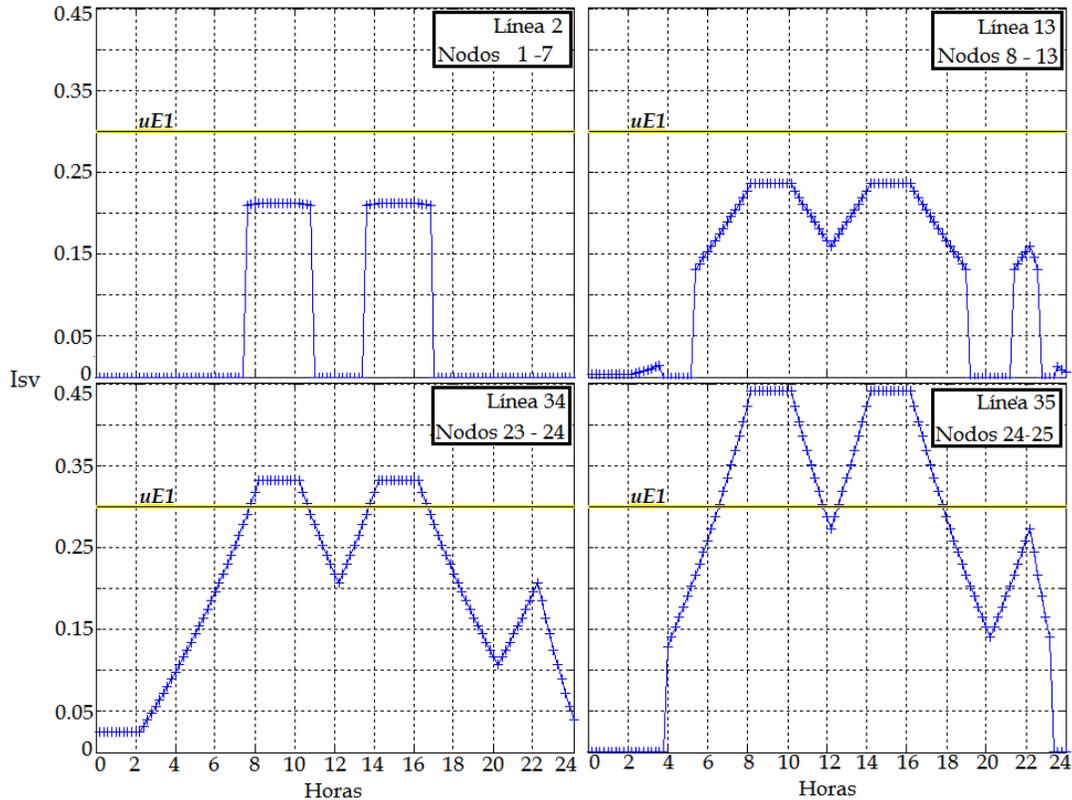


Fig. 5.3. Índices de estabilidad más significativos para el de perfil de carga 1.

El índice de la línea 2 mantiene un valor muy cercano a 0 hasta que se alcanzan los valores más elevados de carga después de 7 horas. Esto quiere decir que la estabilidad de la línea no se ve afectada hasta que se supera cierto nivel de carga en el sistema. En ese momento  $I_{sv}$  incrementa su valor considerablemente. En cambio, para la línea 34 se observa que el incremento en el índice tiene la misma dinámica que el incremento de la carga, por lo que los índices, y la estabilidad de voltaje en esta línea, es muy sensible a dichas variaciones de carga.

En la Fig. 5.4 se presenta la evolución del indicador de metodología para los índices de estabilidad para el perfil de carga 1. Es importante mencionar que este indicador se determina con base en el valor de  $I_{sv}$  más alto para cada instante de tiempo, ya que con la pérdida de estabilidad en alguna línea de transmisión, se compromete la estabilidad del sistema.

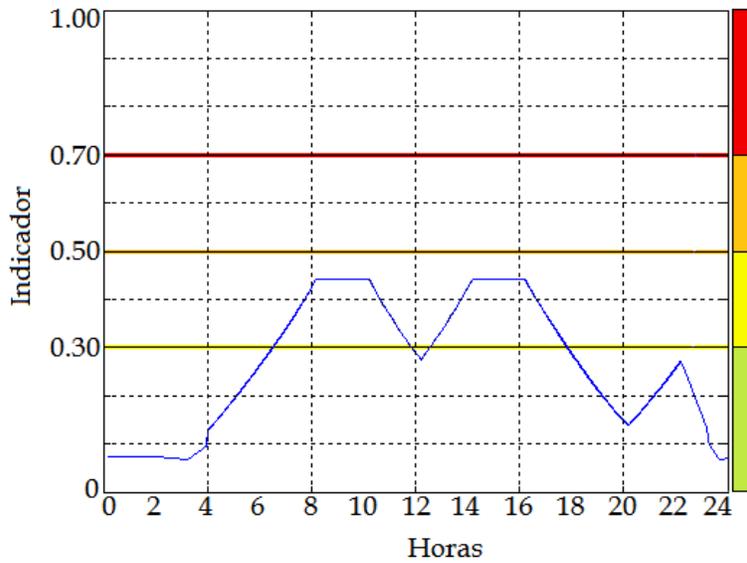


Fig. 5.4. Evolución del indicador de los índices de estabilidad para el caso del perfil de carga 1.

En seguida se analizan las tendencias modales del sistema, las cuales se muestran en la Fig. 5.5

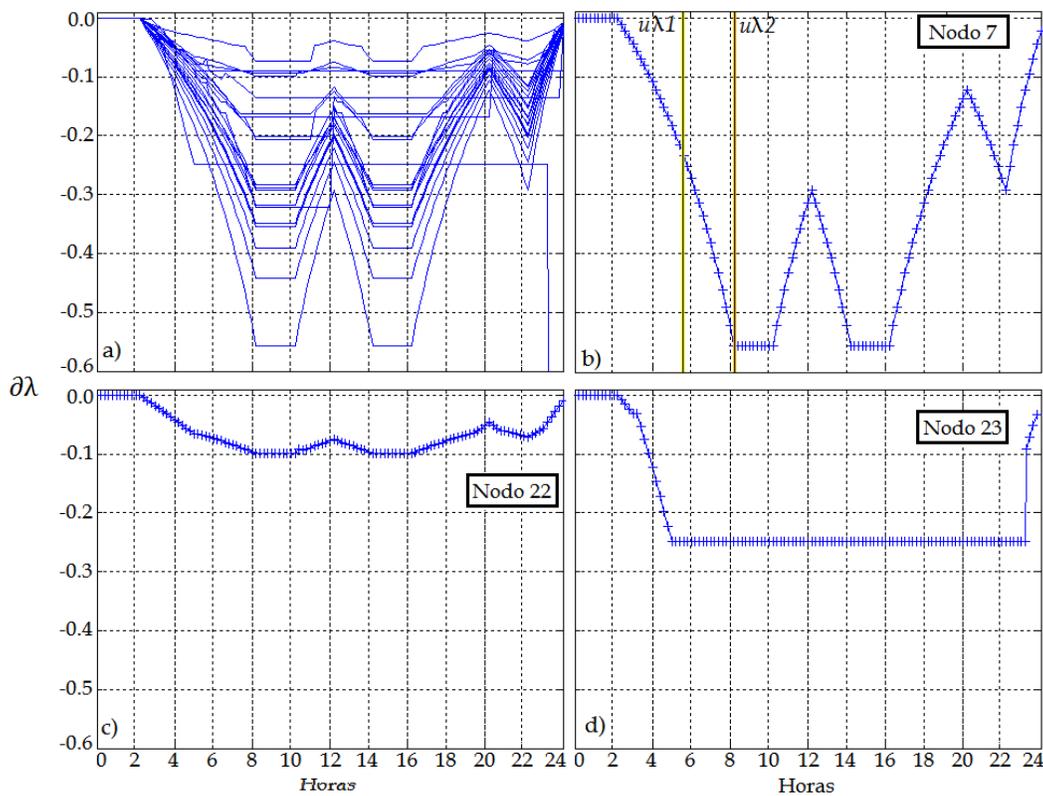


Fig. 5.5. Tendencias modales para el perfil de carga 1.

En la Fig. 5.5 a) se muestran las tendencias modales para los nodos de carga del sistema de prueba. Se puede observar que la mayoría de las tendencias tienen un comportamiento parecido al comportamiento de la curva de perfil de carga. Se observa que cuando se incrementa la carga, la pendiente de las tendencias es negativa y aumenta su magnitud conforme la carga aumenta,

indicando que el sistema se aproxima a la inestabilidad. Cuando la carga disminuye, las tendencias presentan pendientes positivas, indicando que el sistema recupera su estabilidad. El nodo 7 presenta la tendencia con la mayor caída para este caso, la cual se muestra en la Fig. 5.5 b). La pendiente del nodo 7 cruza el primer umbral de proximidad  $u\lambda 1$  y el segundo umbral  $u\lambda 2$  cerca de la hora 6 y poco después de la hora 8, respectivamente. Las tendencias de los nodos 22 y 23 no cruzan ninguno de los umbrales de proximidad. Como se observa en la Fig. 5.5 c) la tendencia del nodo 22 tiene magnitudes muy pequeñas que no son suficientes para que cruce el umbral  $u\lambda 1$ . La pendiente del nodo 23 tiene un valor muy elevado, incluso superior al de la pendiente del nodo 7 entre las horas 3 y 5. Sin embargo, se establece que la tendencia debe mantenerse durante 15 muestras para que cruce el umbral de proximidad (en este caso  $u\lambda 1$ ), pero la caída de la tendencia se detiene en la hora 5 y se mantiene constante hasta la hora 23, por lo que no se cruza el primer umbral.

Las tendencias modales de los nodos 8 al 17, que alcanzan valores máximos de caída de pendiente entre -0.55 y -0.28, cruzan  $u\lambda 1$  y  $u\lambda 2$  en tiempos aproximados en los que el nodo 7 cruza dichos umbrales. Siguiendo la lógica de alarmas presentada en la Fig. 4.17, se dispararía la alarma  $A\lambda 3$  poco después de la hora 8, cuando todas estas tendencias cruzan el segundo umbral de proximidad. Esto indica que el sistema se encuentra muy próximo a perder la estabilidad de voltaje cuando se alcanza la carga máxima.

Para comprobar esta conclusión, se realiza una nueva simulación con la curva de perfil de carga 1 pero con un incremento del 10%. Esto hace que el punto máximo de carga sea 110%. Con este nuevo perfil de carga, el sistema pierde estabilidad a máxima demanda al transcurrir poco más de 8 horas. En este escenario, los valores nodales caen drásticamente hasta valores muy cercanos a 0 y los índices de estabilidad alcanzan valores muy elevados. Esto se muestra en la Fig. 5.6, donde se presentan los voltajes nodales del sistema y los índices  $I_{sv}$  de las líneas 4, 6, 8, 27, 29 y 41. Más allá de este punto, la solución de flujos no converge, lo que indica que el sistema perdió estabilidad de voltaje al no poder suministrar la potencia reactiva demandada.

La prueba realizada para una carga máxima de 110% demuestra que el análisis de las tendencias modales indica correctamente la proximidad al colapso de voltaje con suficiente anterioridad.

Así, el algoritmo propuesto indica que el sistema podría tener un problema de estabilidad de voltaje una vez alcanzada la hora 6 de operación. En ese punto, el sistema se encuentra aproximadamente a un 50% de la carga máxima. Debido a esto, la alarma  $A\lambda 2$  se dispara. Posteriormente, pasadas 8 horas, el sistema se encuentra muy próximo a la inestabilidad de voltaje, indicado por la alarma  $A\lambda 3$ , ya que con un incremento cercano al 10% se produce un colapso de voltaje.

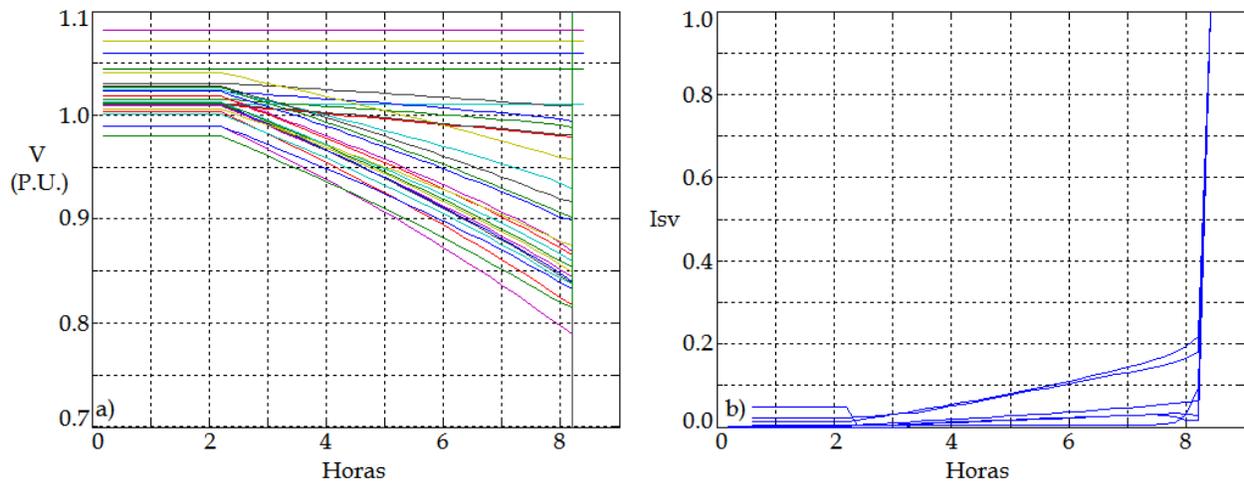


Fig. 5.6. a) Voltajes nodales y b)  $I_{sv}$  de las líneas 4, 6, 8, 27, 29 y 41 para un incremento de carga del 110%.

La evolución del indicador de metodología para las tendencias modales para el perfil de carga 1, es representado en la Fig. 5.7.

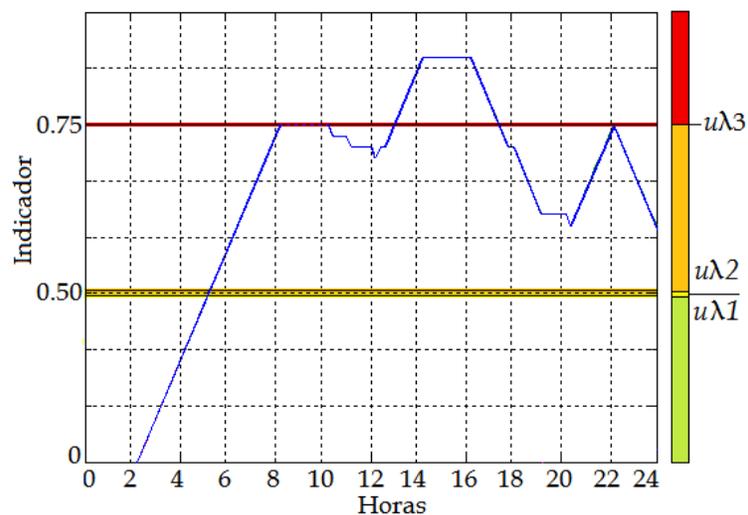


Fig. 5.7. Evolución del indicador de las tendencias modales para el perfil de carga 1.

El indicador evoluciona lentamente hasta llegar al primer umbral de proximidad. Debido a que las tendencias modales de los nodos 7 al 18 cruzan  $u\lambda 1$  al mismo tiempo, el indicador cruza los umbrales  $u\lambda 1$  y  $u\lambda 2$  al mismo tiempo, por lo que las alarmas  $A\lambda 1$  y  $A\lambda 2$  se disparan simultáneamente siguiendo la técnica de disparo de alarmas establecida en la sección 4.3.7 y mostrada en la Fig. 4.17. Posteriormente, el indicador evoluciona gradualmente hasta alcanzar  $u\lambda 3$  y disparar  $A\lambda 3$ .

Finalmente, para el perfil de carga 1 se muestran los resultados obtenidos para los límites de generación de reactivos. Para ilustrar más claramente los cambios en la reserva de potencia en los generadores, se analizan tres diferentes puntos de importancia: 10%, 70% y 100% de incremento de carga. En la Fig. 5.8 se muestra el estado de los generadores del sistema de prueba al inicio de la simulación. Se muestran la inyección inicial, los límites de generación y los

umbrales de proximidad de la potencia compleja para el generador 2 y de la potencia reactiva para todos los generadores (ambos sin incluir el generador compensador).

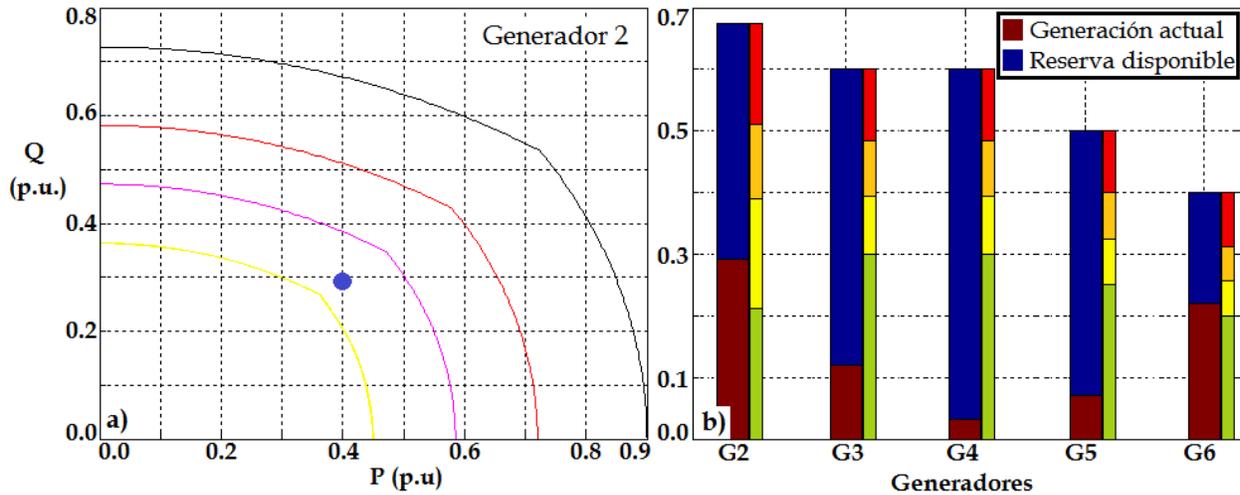
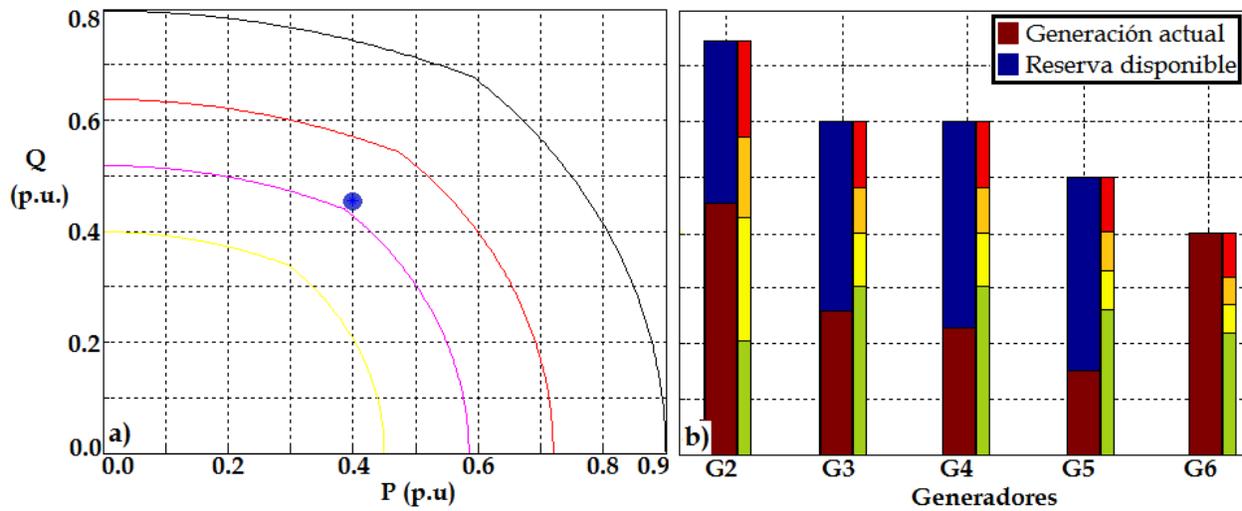


Fig. 5.8. Generación, límites de generación y umbrales de proximidad al inicio de la simulación del perfil 1.

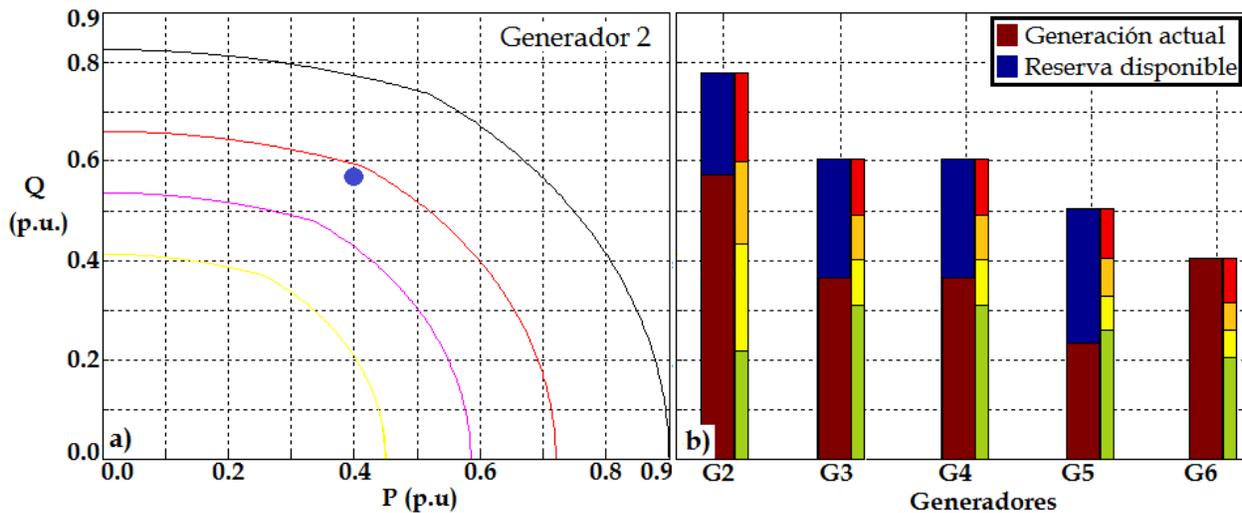
En la Fig. 5.8 b) se muestra una gráfica de barras que representa la reserva de potencia reactiva en los generadores. La barra roja y azul representa la potencia generada y la cantidad de reserva disponible y la barra de colores muestra el rango de los umbrales de proximidad a los límites de generación. Se puede ver que al inicio de la simulación los generadores 2 y 6 han cruzado el primer umbral de proximidad  $uQ1$  y se encuentran en la zona amarilla en cuanto a reserva de potencia reactiva disponible. En este punto todos los generadores tienen reserva de reactivos, mantienen la capacidad de control de voltaje y por lo tanto brindan soporte activo a la estabilidad de voltaje conforme a lo establecido anteriormente en las secciones 3.3.5 y 4.4.

Una vez establecida la operación de los generadores para el estado inicial, se varía la carga de acuerdo al perfil de carga 1.

En la Fig. 5.9 se muestran los límites de generación para la hora 6 de operación que corresponden a un incremento de carga del 70%. Se observa que la generación de potencia reactiva se incrementa en todos los generadores. El generador 2, que inicialmente se encontraba en la zona de  $uQ1$ , cruza el umbral  $uQ2$  con una reserva de 32 MVARs. A pesar del incremento de inyección de potencia, los generadores 3, 4 y 5 permanecen por debajo del umbral  $uQ1$  inyectando a la red 25 MVARs y 22 MVARs respectivamente. Por último, el generador 6 presenta una operación crítica al llegar a su límite de generación de 40 MVARs. En este punto, el generador pierde la capacidad de control de voltaje y el soporte a la estabilidad de voltaje que brinda cambia de activo a pasivo.



En la Fig. 5.10 se presenta la operación de los generadores para carga máxima en la hora 9 del perfil 1. Se puede ver que existe un incremento en la generación en todas las unidades para el punto de máxima carga. La reserva de potencia reactiva del generador 2 se reduce a 20 MVARs, su operación cruza la línea del segundo umbral de proximidad  $uQ2$  y se aproxima a  $uQ3$ , como se observa en la Fig. 5.10 a). Los generadores 3 y 4 inyectan la misma cantidad de potencia al sistema, su reserva de potencia reactiva es de 23 MVARs y ambos cruzan  $uQ1$ . El generador 5 es el que experimenta el menor incremento de generación con respecto a los demás, y permanece por debajo del umbral  $uQ1$  con una reserva de potencia reactiva de 27 MVARs. El generador 6 se mantiene operando al límite de su capacidad.



Semejante a lo indicado por las tendencias modales, los indicadores de generación muestran que el sistema se encuentra próximo a perder la estabilidad de voltaje. Como ya se ha establecido, un

incremento de 10% a partir del punto de carga máxima ocasiona que el sistema pierda estabilidad y se produce un colapso de voltaje.

La evolución del indicador de metodología de la generación índice con respecto a la curva de carga del perfil 1 se presenta en la Fig. 5.11. Este indicador se determina promediando la generación total en las máquinas y la reserva disponible, y se compara con la media de los indicadores individuales de cada máquina en cada muestra para obtener el índice promediado.

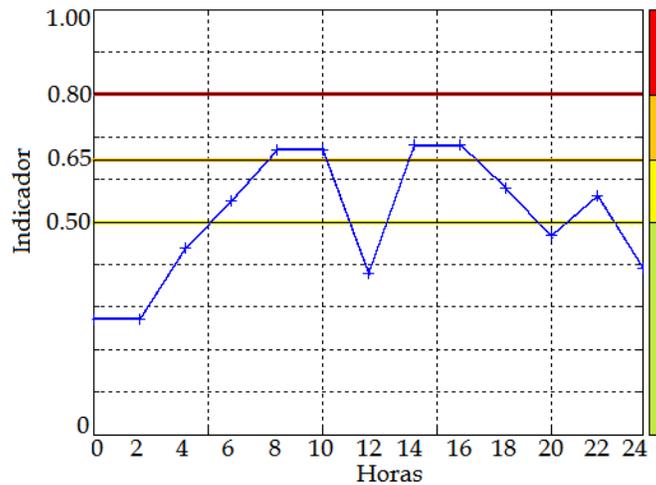


Fig. 5.11. Evolución del índice de generación para el caso del perfil 1.

Una vez obtenidos el índice de proximidad a una inestabilidad de voltaje para cada una de las metodologías, se establece un índice de seguridad de voltaje del sistema completo, el cual se determina conforme al método descrito en la sección 4.5. La evolución del índice de seguridad se muestra en la Fig. 5.15.

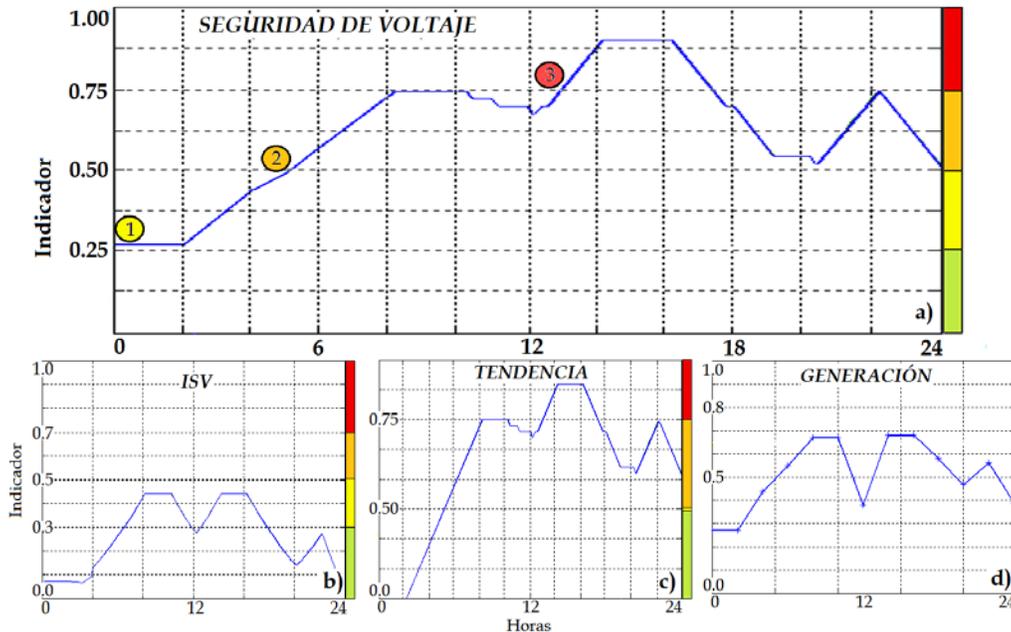


Fig. 5.12. Evolución de los indicadores de seguridad de voltaje y metodologías para el perfil de carga 1.

### 5.2.5 Validación para perfil de carga 2

Se analiza el segundo escenario para comprobar el funcionamiento del algoritmo. El incremento de carga ahora es definido por el perfil de carga 2 mostrado en la Fig. 5.2. Se lleva a cabo de manera similar al escenario del perfil de carga 1, aplicando el incremento a todos los nodos  $PQ$  del sistema de prueba.

Como se pretendía, el sistema alcanza el punto crítico de estabilidad de voltaje después del cual ocurre el colapso de voltaje. En la Fig. 5.13 se presenta los índices  $I_{sv}$  de las líneas 5, 6, 34 y 35. Su evolución muestra el punto de pérdida de estabilidad del sistema cerca de la hora 19: la solución de flujos no converge ya que no se puede suministrar la potencia reactiva necesaria. En éste punto termina la simulación.

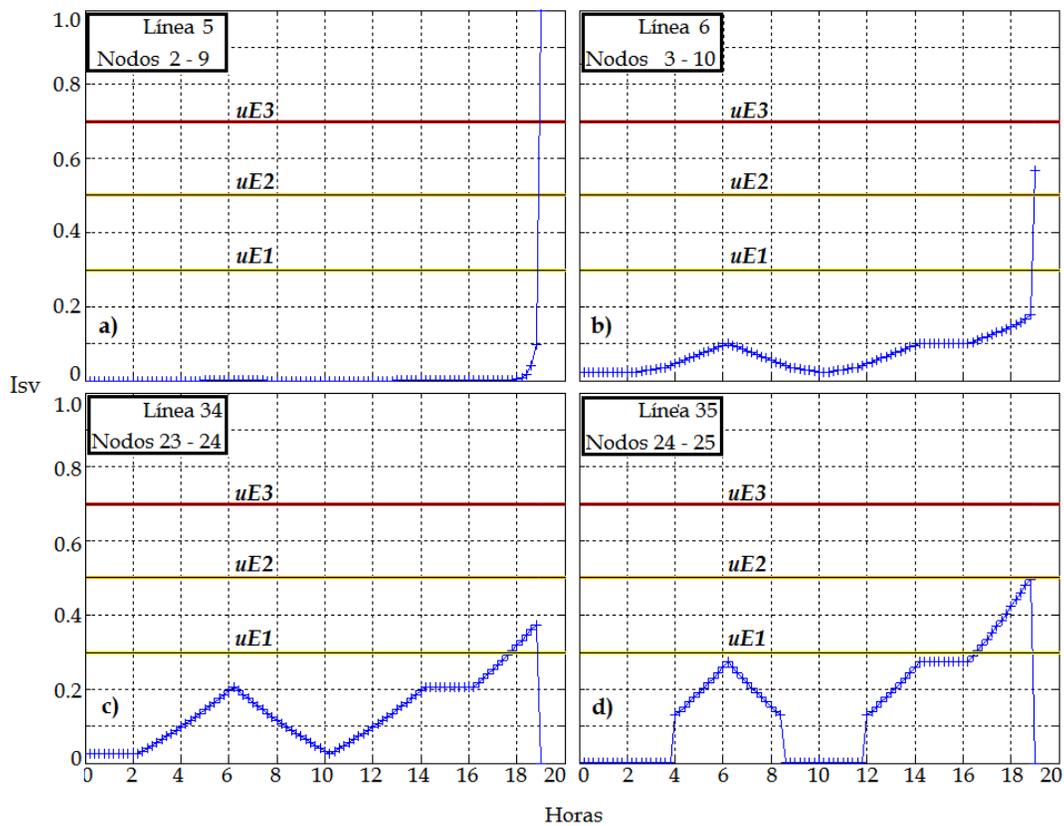


Fig. 5.13. Índices de estabilidad más significativos para el escenario de perfil de carga 2.

En la prueba realizada para el perfil de carga 2 se observan tres comportamientos recurrentes en los índices de seguridad de las líneas. En el primero, el índice presenta cambios graduales por debajo del primer umbral de proximidad y sólo cuando se aproxima al punto de inestabilidad cambia súbitamente alcanzando valores cercanos a 1.0. Este comportamiento se puede observar en la Fig. 5.13 a) y b), que muestran los índices de las líneas 5 y 6. En el segundo comportamiento el índice evoluciona de manera gradual llegando a cruzar los límites de proximidad, como en la Fig. 5.136 c). Y el tercer comportamiento es en el que se presentan

cambios súbitos cuando se supera cierto valor de carga, para posteriormente tener una evolución gradual que supera los umbrales de proximidad como se ve en la Fig. 5.13 d).

Aún cuando algunas líneas tienen índices de estabilidad que detectan correctamente el punto de inestabilidad de voltaje, alcanzando magnitud de 1.0, la razón de cambio en estos índices se incrementa tan repentinamente que no es posible utilizar esa información para prevenir el colapso de voltaje. Contrario a lo que sucede con las líneas que presentan un cambio gradual, para las cuales se puede observar la evolución en la estabilidad del sistema, pero debido a que los valores de  $I_{sv}$  no llegan a cruzar el segundo umbral de proximidad, se establece que el sistema no se encuentra cerca de la inestabilidad de voltaje.

Las tendencias modales del sistema aplicando el perfil de carga 2 se muestran en la Fig. 5.14.

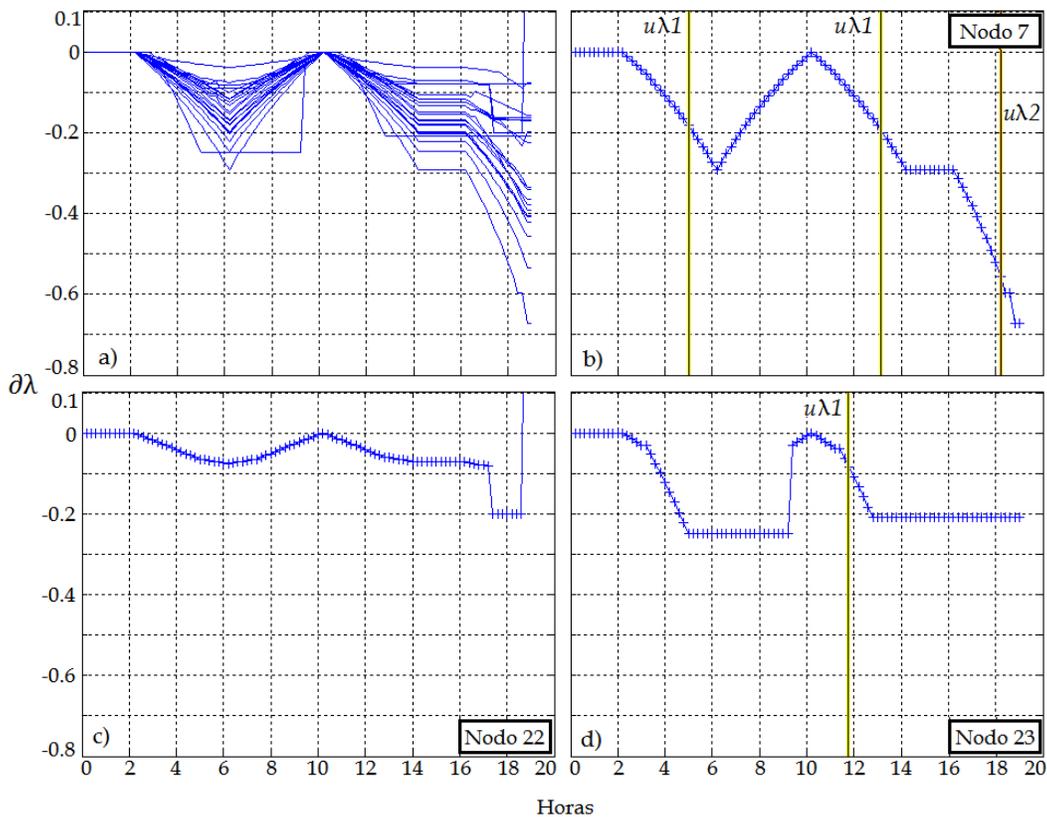


Fig. 5.14. Tendencias modales para la simulación del perfil de carga 2.

Se observa que la mayoría de las tendencias presentan un comportamiento similar entre sí, con variación en la magnitud de las pendientes, siendo el nodo 7 el que presenta la mayor magnitud en la caída de la tendencia modal, señalado en la Fig. 5.14 b).

Se señalan los puntos en los que la pendiente del nodo 7 cruza los umbrales de proximidad. Primeramente cruza  $u\lambda 1$  después de la hora 5. Posteriormente, cuando se reduce la carga en los nodos del sistema se recupera la estabilidad del sistema y la tendencia presenta una pendiente positiva y sale de la zona del primer umbral. Cuando la carga vuelve a incrementarse según el

perfil, la pendiente de la tendencia cambia de signo nuevamente y cruza  $u\lambda I$  por segunda ocasión, poco después de las 11 horas. Después de esto la magnitud de la pendiente se incrementa y sigue cayendo hasta alcanzar el segundo umbral de proximidad pasadas las 18 horas. La tendencia del nodo 22, mostrada en la Fig. 5.14 c) presenta un comportamiento similar a la del nodo 7, con magnitudes de pendiente menores, y no alcanza ningún umbral de proximidad. El pico positivo que se observa hacia el final de la simulación se debe a que la matriz  $BQ$  se acerca a la singularidad, provocando que los cálculos de algunas tendencias sean erróneos. El comportamiento de la pendiente del nodo 23 tiene marcadas diferencias con respecto al resto de las tendencias. Ésta cruza  $u\lambda I$  en 12 horas, pero no evoluciona a medida que el sistema se aproxima al colapso de voltaje.

La mayoría de las tendencias alcanzan el primer umbral de proximidad entre las 12 y 14 horas. Para este punto de simulación, se disparan la primera y segunda alarmas, señaladas en la metodología por el indicador anaranjado. Este indicador sigue incrementando y en la hora 17 las pendientes con menores magnitudes cruzan  $u\lambda I$ , disparando la tercera alarma y el indicador rojo, señalando la cercanía a la inestabilidad de voltaje. Para este caso de simulación, el análisis modal de la tendencia del sistema demuestra nuevamente la efectividad para detectar la proximidad del sistema al colapso de voltaje.

En la Fig. 5.15, se presentan los límites de generación y la reserva de potencia reactiva en el sistema para el punto crítico de estabilidad justo antes del colapso de voltaje.

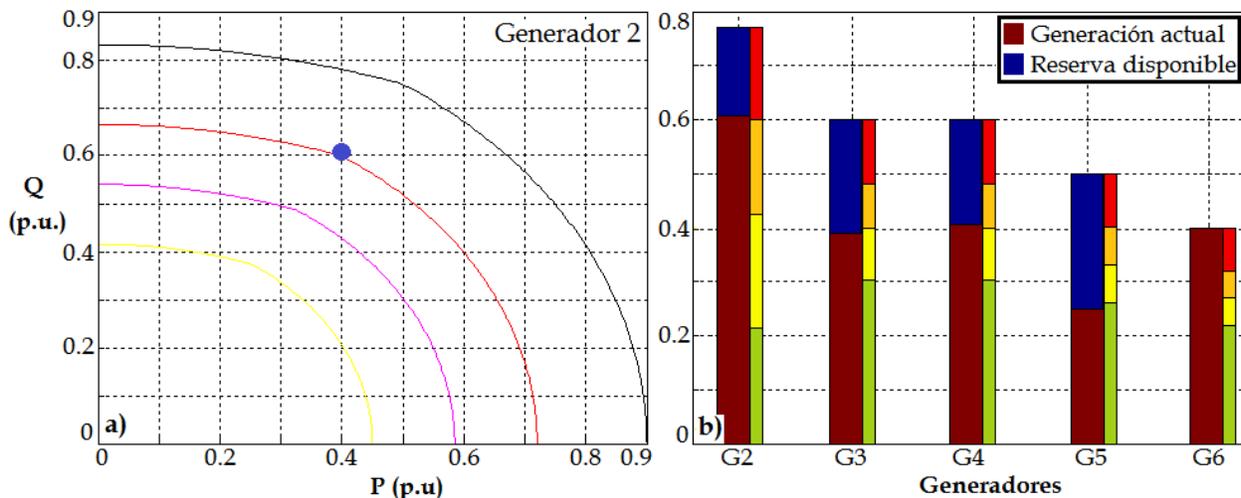


Fig. 5.15. Generación, límites de generación y umbrales de proximidad para la hora 19 del perfil 2.

Para este caso la reserva de potencia reactiva en el sistema se encuentra muy reducida. El generador 2 cruza el tercer umbral y se encuentra dentro del área del indicador rojo. La reserva de potencia reactiva en este generador es de 17 MVARs (aproximadamente el 20% de su capacidad). El generador 3 se encuentra muy próximo a cruzar el segundo umbral con una reserva de 21 MVARs. La máquina 4 alcanza el segundo umbral con una reserva de 19 MVARs y el generador 6 ha agotado su reserva. Únicamente el generador 5 se mantiene en la zona segura

(verde) de generación de reserva de reactivos con 24 MVARs disponibles. En total la reserva de potencia reactiva en las 5 máquinas analizadas es de 81 MVARs, lo que equivale a un 28% del total de reserva considerando que no varía la potencia activa en el generador 2.

En la Fig. 5.16 se muestran la evolución en el tiempo de los tres indicadores de metodología y el índice de seguridad de voltaje del sistema para el escenario del perfil de carga 2. Los indicadores de la tendencia modal del sistema y de los límites de generación señalan una operación debilitada del sistema muy cercana al colapso de voltaje.

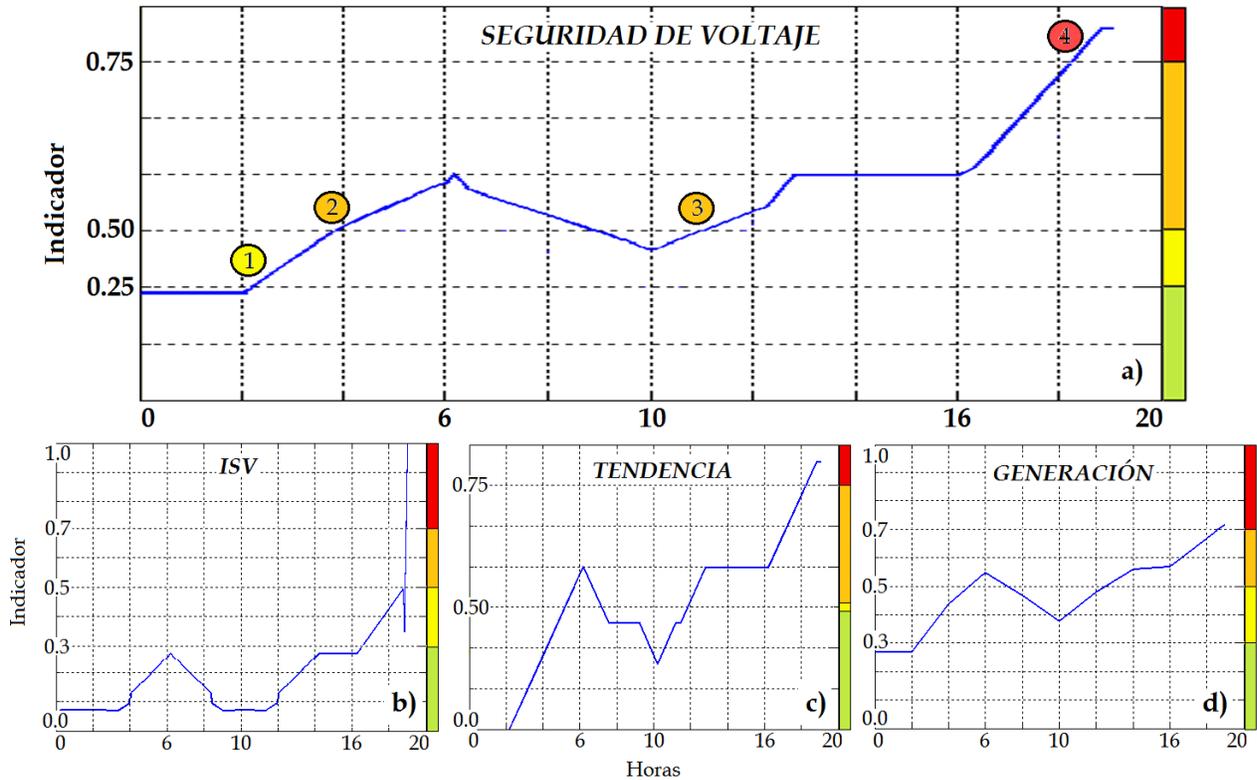


Fig. 5.16. Evolución de los indicadores de seguridad de voltaje y metodologías para el perfil de carga 2.

Se puede observar que para la hora 5 de operación del sistema, los indicadores de tendencia y generación han alcanzado la región del indicador anaranjado disparando la segunda alarma, señalado por el punto 2 en la gráfica 5.16 a). Para el 70% de nivel de carga, en la hora 6, la estabilidad del sistema se encuentra debilitada como que señala en la Fig. 5.16 a) para el indicador de seguridad de voltaje del sistema. Con la disminución de carga, se ve que el valor de los indicadores disminuye y el indicador de seguridad de voltaje del sistema cae a la zona amarilla. Posteriormente, la carga se incrementa nuevamente y el indicador de seguridad se incrementa gradualmente señalando que el sistema se aproxima al colapso de voltaje, cruzando de nuevo el segundo umbral en el punto 3. Para la hora 18, se dispara la tercera alarma para el índice de seguridad de voltaje en el punto 4 de la gráfica, señalando la proximidad inminente a la inestabilidad de voltaje.

Cuando el indicador de seguridad de voltaje del sistema cruza el segundo umbral de proximidad en los puntos 2 y 3 en la Fig. 5.16 a), se considera que el sistema entra en una condición de estabilidad de voltaje comprometida. En el punto 3 se cuenta con 8 horas antes de que ocurra el colapso (bajo la tendencia de carga utilizada) lo que brinda suficiente tiempo para realizar acciones preventivas para evitar un colapso de voltaje. Cuando la tercera alarma se dispara en la hora 18 (punto 4) se señala que el sistema se encuentra en una condición de operación crítica, el tiempo para realizar alcanzar el colapso de voltaje es de una hora aproximadamente. La evolución del índice de seguridad de voltaje demuestra que el algoritmo propuesto determina el colapso de voltaje con suficiente anticipación en los casos de prueba.

### **5.3 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS**

Al observar los resultados obtenidos en la simulación de ambos escenarios se encontraron aspectos característicos en los índices de las metodologías propuestas. En ésta sección se analizan estos aspectos con la finalidad definir la respuesta del algoritmo con respecto a los cambios del sistema.

#### *5.3.1 Índices de estabilidad de voltaje de las líneas*

La evolución de los índices de estabilidad depende de la proximidad eléctrica de la línea de transmisión a grandes fuentes de generación, se identificaron tres comportamientos diferentes que se describen a continuación:

- Los índices de las líneas cercanas a las fuentes experimentan variaciones de magnitud mínimas para cambios de potencia graduales. Sin embargo cuando la demanda de potencia reactiva alcanza un valor específico, los índices presentan incrementos repentinos de magnitud considerable.
- En las líneas que se encuentran alejadas eléctricamente de las fuentes se presenta una evolución gradual de los índices con incrementos graduales en función de la magnitud del incremento de carga. Normalmente, la curva de evolución de los índices tiene la misma forma que la curva de la evolución de carga.
- Existen índices de estabilidad de línea que su comportamiento combina aspectos de los anteriormente descritos: tienen cambios pequeños antes de que la carga llegue a una magnitud determinada, después de lo cual se tiene un incremento súbito. Una vez que ha ocurrido éste incremento, la evolución del índice cambia gradualmente en proporción de las variaciones de carga. Para el caso en que la magnitud de carga disminuya por debajo del valor determinado, el índice experimenta una caída considerable de magnitud.

El primer comportamiento se puede ver ejemplificado en la Fig. 5.3 a), donde el índice tiene un valor cercano a 0 y poco antes de que se cumplan las 8 horas de operación, aumenta a más de 0.21. Este mismo comportamiento puede observarse en la Fig. 5.16 a), cuando el sistema se aproxima al colapso de voltaje.

En la Fig. 5.3 c) y 5.16 c) se ve un ejemplo del segundo tipo de comportamiento de los índices. Aquí la curva de evolución del índice presenta la misma forma que la curva del perfil de carga.

El tercer comportamiento de los índices es mostrado en las Fig. 5.3 d) y 5.16 d) para las líneas 13 y 35, respectivamente. Se presentan incrementos repentinos en los índices cuando la carga alcanza un valor específico diferente en cada línea. Este valor de carga es constante, ya que en la línea 35, para ambos escenarios de simulación, el incremento ocurre cuando la carga alcanza el 37% de su valor máximo. Así mismo, cuando la carga disminuye por debajo de 37% el índice presenta una caída considerable.

En general se puede concluir que el comportamiento de los índices de estabilidad de voltaje en las líneas de transmisión está relacionado a la proximidad eléctrica de las líneas a fuentes de generación. Sin embargo no es posible establecer que las líneas más alejadas sean los puntos de inicio de un colapso de voltaje ya que depende de las variaciones de carga.

### 5.3.2 Tendencias modales

La mayoría de las tendencias modales también tienen un comportamiento similar al comportamiento de la curva de carga. Entre mayor sea la carga, mayor será la caída de las tendencias del sistema, lo cual es congruente desde el punto de vista del balance de potencia en el sistema. También, se observa que los nodos más cercanos a las fuentes de generación son aquellos que presentan las caídas de pendiente mayores.

Normalmente el comportamiento de las tendencias modales en cada nodo mantiene una forma consistente, independientemente de los incrementos de carga en la red.

En los escenarios de simulación realizados, las tendencias de los nodos 7, 8, 10 y 9 presentan los valores de pendiente más elevados en ese orden. Siendo el nodo 7 el que presenta los valores más altos en todos los casos analizados en el sistema de prueba. En las Fig. 5.6 d) y 5.17 d), se observa que el nodo 23 presenta un comportamiento similar al presentar una caída de pendiente con un valor elevado.

En general, se puede concluir que el comportamiento de la tendencia modal en un cierto nodo tiene una relación directa con el equivalente Thevenin del sistema en el mismo nodo, es decir, con la capacidad de cortocircuito.

### 5.3.3 Generación de potencia

En los casos analizados, se observa que cada generador tiene una respuesta particular de inyección de reactivos para los incrementos de carga. Esto quiere decir que existen generadores que responden primero, inyectando mayor cantidad de reactivos. Esto ocasiona que dichos generadores sean más propensos a agotar su reserva de potencia reactiva antes que los demás.

Por ejemplo, para ambos casos de simulación, el generador 5 responde inyectando menor cantidad de reactivos en comparación con el resto de los generadores. Esto se puede visualizar comparando las Fig. 5.10 y 5.11. Se puede ver que la inyección de reactivos por parte del generador 5 es la menor, sobre todo comparada con G2, G3 y G4 (El generador 6 alcanza su límite de generación). Este comportamiento se observa en diversas simulaciones realizadas.

Así, se comprueba que la determinación de la reserva de potencia reactiva es un indicador de la proximidad del sistema a la inestabilidad de voltaje. Se puede optimizar este índice, mediante el estudio de la información histórica del sistema de potencia en el que se implemente este algoritmo. Al comprobar si los generadores presentan un comportamiento recurrente de inyección de reactivos a la red, se puede ajustar la importancia de cada generador en la determinación del índice de la metodología.

Un aspecto importante que debe ser considerado para continuar el desarrollo de ésta metodología en el futuro es ponderar un peso para cada generador según su capacidad, tipo de máquina generadora, proximidad a los puntos de mayor carga, etc. con base en un estudio de los datos históricos del sistema. Con esto, se aproximaría la implementación del algoritmo propuesto para un sistema de potencia real.

## 5.4 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO

Los resultados obtenidos en las simulaciones realizadas muestran que el algoritmo desarrollado determina la seguridad de voltaje del sistema de manera satisfactoria. La combinación de los índices de estabilidad en las líneas de transmisión, las tendencias modales y la reserva de potencia reactiva conforman una herramienta eficaz para establecer la proximidad del sistema al colapso de voltaje.

La constante actualización de la información del sistema obtenida por medio de las mediciones fasoriales es un aspecto fundamental para el correcto funcionamiento del algoritmo propuesto. Esto permite que se pueda observar la evolución de las tres metodologías utilizadas, lo cual se ve reflejado en los indicadores de cada metodología y de seguridad de voltaje, esto facilita el seguimiento de la evolución de la estabilidad en el sistema.

El sistema de alarmas basado en cuatro indicadores es una clara visualización de la condición de operación del sistema en cuanto a estabilidad y seguridad de voltaje se refiere, y brinda la información específica de las metodologías y el grado en que afectan la condición de estabilidad del sistema. Con estas características combinadas se puede anticipar correctamente el punto de inestabilidad, y es posible que los operadores en los centros de control realicen las acciones de control preventivas adecuadas a realizar.

El algoritmo propuesto tiene un bajo requerimiento de procesamiento computacional, demostrando una rápida respuesta de cálculo. Así también, el diseño de los indicadores está enfocado para ser sencillo, de fácil y rápida comprensión. Lo que se considera indispensable para una herramienta implementada en el centro de control.

Existen diversas áreas de oportunidad en las que el algoritmo puede ser optimizado para su implementación a un sistema eléctrico específico. Por ejemplo, determinar las líneas y los nodos críticos en el sistema y darles mayor importancia en la determinación de los índices de las metodologías. De igual manera, los generadores pueden ser ponderados según su capacidad, distancia eléctrica a los puntos de demanda, tipo de máquina etc., para estimar el indicador de generación.

# Capítulo 6

## Conclusiones y recomendaciones

### 6.1 CONCLUSIONES GENERALES

A partir de los estudios realizados sobre el estado de los sistemas eléctricos se comprobó que las condiciones de operación cercanas a los límites de funcionamiento ocasionan que sean más frecuentes los problemas de estabilidad de voltaje.

Los desbalances de potencia son los principales factores que ocasionan un colapso de voltaje. Las condiciones que ocasionan éstos desbalances son los altos niveles de carga, sobre todo si presentan bajo factor de potencia, la indisponibilidad de reserva de potencia reactiva, los altos niveles de transmisión y el congestionamiento de la red.

Se establece que es necesario desarrollar métodos y herramientas de monitoreo que faciliten determinar el estado de la estabilidad de voltaje del sistema, aprovechando los nuevos dispositivos y técnicas disponibles como las mediciones fasoriales sincronizadas.

Debido a esto, se utilizan tres metodologías para desarrollar un algoritmo que determine la proximidad del sistema a una condición de operación inestable de voltaje: establecer la reserva de potencia reactiva, analizar la tendencia del voltaje del sistema en relación a las variaciones de potencia reactiva y determinar la estabilidad en las líneas de transmisión. Por medio de los índices de estabilidad de la línea se puede determinar el punto crítico de estabilidad de voltaje, para garantizar un funcionamiento correcto del algoritmo se utilizan tres índices en conjunto:  $FVSI$ ,  $L_{mn}$  y  $L_{QP}$ .

El análisis modal implementado determina la tendencia de los niveles de voltajes nodales con respecto a las variaciones de potencia reactiva. Las tendencias modales presentan un comportamiento exponencial cuando el sistema se aproxima al punto crítico de estabilidad. El análisis modal detecta el comportamiento exponencial para determinar la proximidad del sistema al colapso de voltaje.

Se monitorean los niveles de generación para establecer la cantidad de reserva de potencia reactiva disponible y se determina el soporte al control de voltaje que brindan los generadores una vez que han alcanzado sus límites de saturación.

Estos indicadores se basan en umbrales de proximidad que determinan que tan cerca se encuentra la operación del sistema a la inestabilidad de voltaje para cada metodología.

Para comprobar el desempeño del algoritmo propuesto se realizaron simulaciones numéricas en el sistema de 30 nodos de IEEE. Se utiliza un programa de solución de flujos por medio del cual se determinan los voltajes y ángulos nodales para representar mediciones fasoriales sincronizadas.

Los resultados obtenidos muestran que el algoritmo desarrollado determina anticipadamente la proximidad a la inestabilidad de voltaje. La combinación de las tres metodologías conforman una herramienta eficaz para establecer la proximidad del sistema a la inestabilidad de voltaje. Así mismo, el sistema de alarmas e indicadores funciona correctamente en relación a las evoluciones de las tres metodologías.

El desarrollo del algoritmo está basado en la determinación de índices simples de calcular, que a su vez pueden ser interpretados fácil y directamente.

Lo anterior indica que el algoritmo propuesto es una herramienta efectiva y compone la primera etapa para elaborar una aplicación que determine la estabilidad implementada en un sistema eléctrico en tiempo real.

## **6.2 APORTACIONES**

Las principales aportaciones del presente trabajo son las siguientes.

- Se desarrolló un método que determina satisfactoriamente la proximidad del sistema a una condición de inestabilidad de voltaje utilizando la información de sincrofasores.
- Las metodologías que componen el algoritmo utilizan ecuaciones de primer orden y realizan operaciones sencillas, lo cual reduce la carga computacional y lo hacen simple de implementar. Estas metodologías determinan la estabilidad de las líneas de transmisión, la tendencia del sistema a alcanzar a una condición de colapso de voltaje y la reserva de potencia reactiva para determinar la estabilidad del sistema completo.
- Se desarrolla un sistema de alarmas e indicadores que presentan de manera sencilla y fácil de entender la información referente a la condición de estabilidad del sistema.
- Se establece una base para el desarrollo de una herramienta que pueda ser implementada en el centro de control de un sistema eléctrico de potencia real.

### **6.3 RECOMENDACIONES PARA TRABAJO A FUTURO**

Con base en los resultados obtenidos y los objetivos alcanzados en este trabajo de tesis se hacen las siguientes recomendaciones para trabajos futuros.

- Realizar pruebas en diferentes sistemas con diversas condiciones de operación para evaluar el alcance del algoritmo propuesto.
- Determinar la importancia relativa de los elementos, como generadores, líneas y nodos, para que cada metodología se ajuste a la operación del sistema en el cual se implemente el algoritmo.
- Comprobar el desempeño del método propuesto en los simuladores de un centro de control de energía utilizando datos históricos de un sistema eléctrico real.
- Implementar la herramienta en un centro de control del sistema eléctrico de potencia real.
- Complementar el algoritmo propuesto con metodologías que determinen la estabilidad angular del sistema.

# Bibliografía

- [1] Daniel Karlsson, Morten Hemmingsson and Sture Lindahl. Wide Area System Monitoring and Control. *IEEE POWER & ENERGY MAGAZINE*, pages 68-76, September/October 2004.
- [2] Saikat Chakrabarti, Elias Kyriakides, Tianshu Bi, Deyu Cai And Vladimir Terzija. Measurements Get Together. *IEEE POWER & ENERGY MAGAZINE*, pages 41-49, January/February 2009.
- [3] J. Bertsch, M. Zima, A. Surányi, C. Carnal, C. Rehtanz and M. Larsson. Experiences with and Perspectives of the System for Wide Area Monitoring of Power Systems. *CIGRE/IEEE-PES INTERNATIONAL SYMPOSIUM, Quality and Security of Electric Power Delivery Systems*. Ref. Nr. 103. Montreal, Canada. October 2003.
- [4] Weihua Dai and Ning Xiong. A Voltage Stability Evaluation Method for Electrical System with Load Uncertainty. *3<sup>RD</sup> INTERNATIONAL CONFERENCE ON DEREGULATION AND RESTRUCTURING AND POWER TECHNOLOGIES (DPRT 2008)*. Nanjing, China. April 2008.
- [5] Ismail Musirin and Titik Khawa Abdul Rahman. Novel Fast Voltage Stability Index (FVSI) for Voltage Stability Analysis in Power Transmission System. *IEEE STUDENT CONFERENCE ON RESEARCH AND DEVELOPMENT PROCEEDINGS*. Shah Alam, Malaysia. 2002.
- [6] M. Moghavemmi and F. M. Omar, Technique for Contingency Monitoring and Voltage Collapse Prediction. *IEEE PROCEEDING ON GENERATION, TRANSMISSION AND DISTRIBUTION*. Vol 145, No. 6, pp 634-640. 1998.
- [7] A. Mohamed, G. B. Jasmon and S. Yusoff. A Static Voltage Collapse Indicator Using Line Stability Factors. *JOURNAL OF INDUSTRIAL TECHNOLOGY*. Vol. 7, No. 1, pp 73-85, 1989.
- [8] Remuga Verayiah and Izham Zainal Abidin. A Study on Static Voltage Collapse Proximity Indicators. *2<sup>ND</sup> IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER AND ENERGY (PECon08)*. Johor Baharu, Malaysia. December 2008.
- [9] Salman Mohagheghi, Ganesh K. Venayagamoorthy and Ronald G. Harley. Optimal Wide Area Controller and State Predictor for a Power System. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*. Vol. 22, No. 2, pp 693-705. May 2007.
- [10] A.E. Efthynuadis and Y.H. Guo. Generator Reactive Power Limits and Voltage Stability. *IEE POWER SYSTEM CONTROL AND MANAGEMENT CONFERENCE*. No. 421, pp 196-199. 1996.
- [11] International Energy Agency (IEA). *Learning from the Blackouts*. OECD/IEA. 2005.

- [12] Greg Brownell and Harrison Clark. Analysis and Solutions for Bulk System Voltage Instability. *IEEE COMPUTER APPLICATIONS IN POWER*. No. 89, pp 31-35, July 1989.
- [13] Michael Bruch, Volker Münch, Markus Alchinger, Michael Kuhn, Martin Weymann. *Power Blackout Risks\**. CRO FORUM Position paper. November 2011.
- [14] U.S. – Canada Power System Outage Task Force. *Final Report on the August, 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations*. April 2004.
- [15] Florencio Aboytes García. *Análisis de Sistemas de Potencia*. Febrero 1990.
- [16] Daniel S. Kirschen. Power System Security. *IEE POWER ENGINEERING JOURNAL*. October 2002.
- [17] Chandrabhan Sharma and Marcus G. Ganness. Determination of Power System Voltage Stability Using Modal Analysis. *IEEE POWERING*. Setúbal, Portugal. April 2007.
- [18] D. S. Kirschen, K. R. W. Bell, D. P. Nedic, D. Jayaweera and R. N. Allan. Computing the Value of Security. *IEE PROC. GENER. TRANSM, DISTRIB*. Vol. 150, No 6, pp 673-678. November 2003.
- [19] Daniel Karlsson, Lawrence Broski, Sethuraman Ganesan. Maximizing Power System Stability Through Wide Area Protection. WESTERN PROTECTIVE RELAY CONFERENCE. Spokane, Washington. October 2003.
- [20] Mevludin Galvic, Thierry Van Cutsem. Detecting with PMUs the Onset of Voltage Instability Caused by a Large Disturbance. *IEEE POWER & ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING-CONVERSION AND DELIVERY OF ELECTRICAL ENERGY*. pp 1-8 July 2008.
- [21] Khoi Tien Vu, Damir Novosel. Voltage instability predictor (VIP) – Method and system for performing adaptive control to improve voltage stability in power system. *UNITED STATES PATENT*. Patent No. US 6,219,591 B1. April 17, 2001.
- [22] Mevludin Galvic, Thierry Van Cutsem. Wide-Area Detection of Voltage Instability From Synchronized Phasor Measurements. Part I: Principle. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*. Vol. 24, No. 3, pp 1408-1416, August 2009.
- [23] Mevludin Galvic, Thierry Van Cutsem. Wide-Area Detection of Voltage Instability From Synchronized Phasor Measurements. Part II: Simulation Results. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*. Vol. 24, No. 3, pp 1417-1425, August 2009.
- [24] Jinli Zhao, Yixin Yu, Huiling Li, Hongjie Jia, Nanqiang He, Zhiyu Tang, Yiming Zhang and Hongjun Fu. A Real-Time Monitor Framework for Static Voltage Stability of Power System. *IEEE TENCON*. pp 1-4. November 2005.

[25] Carson W. Taylor. *Power System Voltage Stability*. McGraw Hill, Inc. 1994.

[26] John J. Grainger, William D. Stevenson, Jr. *Análisis de Sistemas de Potencia*. McGraw Hill, Inc. Primera edición. 1996.

[27] Prabha Kundur. *Power Sistem Stability and Control*. McGraw Hill, Inc. 1994.