



UNIVERSIDAD CENTRAL "MARTA ABREU" DE LAS VILLAS
VERITATE SOLA NOBIS IMPONETUR VIRILISTOGA. 1948

Facultad de Ingeniería Eléctrica
CENTRO DE ESTUDIOS ELECTROENERGÉTICOS

TRABAJO DE DIPLOMA

Título: ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Autor: Aramis Haddad Hernández

Tutor: M.Sc. Zaid García Sánchez

Santa Clara

2006

Año de la Revolución Energética en Cuba

Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas



Facultad de Ingeniería Eléctrica CENTRO DE ESTUDIOS ELECTROENERGÉTICOS TRABAJO DE DIPLOMA

Título: ESTABILIDAD DE VOLTAJE CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Autor: Aramis Haddad Hernández

E-mail: aramis@uclv.edu.cu

Tutor: MSc. Zaid García Sánchez

E-mail: zaid@uclv.edu.cu

Santa Clara

2006

Año de la Revolución Energética en Cuba



Hago constar que el presente trabajo de diploma fue realizado en la Universidad Central Marta Abreu” de Las Villas como parte de la culminación de estudios de la especialidad de Ingeniería Eléctrica, autorizando a que el mismo sea utilizado por la Institución, para los fines que estime conveniente, tanto de forma parcial como total y que además no podrá ser presentado en eventos, ni publicados sin autorización de la Universidad.

Firma del Autor

Los abajo firmantes certificamos que el presente trabajo ha sido realizado según acuerdo de la dirección de nuestro centro y el mismo cumple con los requisitos que debe tener un trabajo de esta envergadura referido a la temática señalada.

Firma del Autor

Firma del Jefe de Departamento
donde se defiende el trabajo

Firma del Responsable de
Información Científico-Técnica

PENSAMIENTO

**No basta tener el ingenio bueno; lo principal es aplicarlo bien.
Descartes**

AGRADECIMIENTOS

- **A mis padres por su gran apoyo.**
- **A mi familia que tanto me ha ayudado.**
- **A mi tutor que confió en mí para el desarrollo de la tesis.**
- **A mis compañeros que me brindaron su apoyo.**
- **A todos mis amigos.**

DEDICATORIA

- **A mis padres que brindaron todo su esfuerzo para ayudarme a llegar a realizar mis metas**
- **A mi familia que siempre me apoyó**
- **A mis amigos, que siempre estuvieron conmigo y me brindaron su ayuda.**
- **A todas las personas que de una forma u otra me brindaron su ayuda**

TAREA TÉCNICA

Trabajo de diploma: Título a desarrollar por el diplomante “Análisis de la Estabilidad de Voltaje con Generación Distribuida”

1. Revisión bibliográfica referida a la generación distribuida y la estabilidad de voltaje.
2. Cálculo de parámetros que permitan arribar a conclusiones sobre los problemas que ocasiona la introducción en el sistema de gran volumen de generación distribuida.
3. Comparar los resultados obtenidos con escenarios de años anteriores.
4. Realizar simulaciones de estabilidad transitoria con el **Power Systems Explorer** para determinar la respuesta dinámica del sistema.
5. Escribir el informe de tesis con todos los requisitos que se exigen.

RESUMEN

En el siguiente trabajo se realiza una breve descripción de los principales aspectos de la generación distribuida así como una recopilación teórica de los principales temas relacionados con la estabilidad de voltaje. Se realiza además una breve valoración del comportamiento del sistema eléctrico de potencia con la ubicación de generación cerca de los centros de consumo y obtener así la posible ocurrencia o no de inestabilidades de tensión. Para el desarrollo de este estudio se analizaron escenarios de los años 2003, 2006 y 2008 demostrándose el empeoramiento de la operación bajo condiciones de grandes cantidades de máquinas de generación distribuida. Los aspectos tomados a consideración fueron: la inercia de las máquinas de generación, los niveles de cortocircuito, la reserva de estabilidad estática del sistema y algunas corridas de estabilidad transitoria

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1 GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y ESTABILIDAD DE VOLTAJE.	
ANTECEDENTES Y FUNDAMENTACIÓN	3
1.1 Antecedentes de la GD	3
1.2 Definición de la Generación Distribuida	4
1.3 La Generación Distribuida en el mundo	4
1.4 Ventajas y Desventajas de la GD	5
1.5 El problema de la estabilidad en sistemas eléctricos de potencia	6
1.6 Antecedentes de estudios en el área de la estabilidad de voltaje	6
1.7 Naturaleza del fenómeno de la estabilidad de voltaje	8
1.8 Colapso de voltaje	9
1.9 Restricciones en la transferencia de potencia	12
1.9.1 Curvas PV	15
1.9.2 Curvas VQ	17
CAPÍTULO 2 CONCEPTOS FUNDAMENTALES Y MODELACIÓN DE LOS	
ELEMENTOS PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE	21
2.1 Factores que afectan la estabilidad del voltaje	21
2.2 El concepto del margen de estabilidad de voltaje	21
2.3 Clasificación del problema de estabilidad de voltaje	23
2.3.1 En base a la referencia del tiempo	24
2.4 Escenarios clásicos de desplome de voltaje	25
2.5 Modelación y comportamiento de los elementos del sistema	27
2.6 Circunstancias que favorecen la inestabilidad de voltaje	35
2.7 Acciones a tomar para evitar la inestabilidad de voltaje	38
CAPÍTULO 3 ANÁLISIS DE LOS PROBLEMA DEL SISTEMA. RESULTADOS Y	
DISCUSIÓN	40
3.1 Descripción de los escenarios del SEN	40
3.2 Constante de inercia y ecuación de aceleración mecánica	41
3.3 Cortocircuito	45
3.3.1 Cálculo de los niveles de cortocircuito	46

	<u>Índice</u>
3.4 Estudio comparativo de niveles de cortocircuito en las barras de 110 kV y 220 kV del SEN para los años 2006-2008.....	48
3.5Cálculo de la reserva.....	49
3.5 Simulación de averías en el sistema el los años 2003 y 2008	50
CONCLUSIONES	56
RECOMENDACIONES	57
REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA	58
ANEXOS.....	61
Anexo # 1 Tablas utilizadas para el cálculo de la inercia del sistema	61

INTRODUCCIÓN

La generación distribuida ha surgido como una forma viable de generación con el objetivo de aprovechar al máximo los recursos que nos brinda la naturaleza. Nuestro país se ha insertado en esta política mundial y ha proliferado la generación descentralizada con la utilización de grupos de diesel y de fuel oil. Esto sin duda constituye un reto para los encargados de la operación segura del Sistema Eléctrico. Mundialmente ha surgido un fenómeno relativamente nuevo que ha conducido a los especialistas a profundos estudios y trabajos investigativos, este fenómeno es el colapso de tensión. En este trabajo se realiza una valoración de como afecta la generación descentralizada en esta temática.

El trabajo se divide en tres capítulos los cuales tienen objetivos específicos que se presentan a continuación:

- Revisión bibliográfica sobre el tema de la generación distribuida
- Revisión bibliográfica sobre el tema de la estabilidad de voltaje y la influencia de la generación distribuida.
- Análisis comparativo de los problemas de estabilidad de voltaje con la influencia de la generación distribuida en los años 2003,2006 y 2008

En el primer capítulo se hace una revisión bibliográfica de la generación distribuida, su definición, principales características que la distinguen, sus ventajas y desventajas. También se hace referencia de conceptos de la estabilidad de voltaje y métodos para el análisis de la estabilidad de voltaje.

En el segundo capítulo se hace referencia a los factores que afectan la estabilidad de voltaje. También se hace alusión al concepto de margen de voltaje así como ejemplos de colapso de voltaje en diferentes regiones del mundo. Se refiere también a la modelación de los diferentes elementos que influyen en este problema de estabilidad así como las circunstancias que favorecen la inestabilidad todo esto referido a la entrada de la generación distribuida.

En el tercer capítulo se hace un estudio de la estabilidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en los años 2003,2006 y 2008, el primero con generación centralizada, el segundo con la entrada de plantas pequeñas de generación sumado a las existentes anteriormente y el tercero completamente con generación distribuida. El estudio se realiza teniendo en

Introducción

cuenta tres aspectos que dan una idea de la pérdida de robustez del sistema y por consiguiente un deterioro de las condiciones de estabilidad ante perturbaciones, la inercia (H), los niveles de cortocircuitos, el margen de carga al colapso de tensión y la estabilidad transitoria

**CAPÍTULO 1 GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y ESTABILIDAD DE VOLTAJE.
ANTECEDENTES Y FUNDAMENTACIÓN.**

Desde años atrás el hombre ha tratado de cada día mejorar la generación de electricidad para su mejor bienestar. Poco a poco fueron desarrollándose diferentes formas de generar energía hasta que se llega a un concepto esencial para nuestros días, la generación distribuida. El desarrollo de la ciencia en estos años ha ayudado mucho al progreso de este tipo de generación ya que no solo se utiliza el petróleo como combustible, reserva ya en peligro de extinguirse, sino que entran en acción formas de generar electricidad con energías que son renovables. Pero con este concepto surge una nueva incógnita, la estabilidad de voltaje, que es importantísima para el trabajo y sostén de la red eléctrica. Este capítulo hace una descripción detallada de la GD como un paso importante en el desarrollo de una industria que día a día se hace indispensable para la vida en el planeta así como hace referencia a diferentes conceptos de la estabilidad de voltaje para su entendimiento.

1.1 Antecedentes de la GD

La (GD) representa un cambio en el paradigma de la generación de energía eléctrica centralizada. Aunque se pudiera pensar que es un concepto nuevo, la realidad es que tiene su origen, de alguna forma, en los inicios mismos de la generación eléctrica.

De hecho, la industria eléctrica se fundamentó en la generación en el sitio del consumo. Después, como parte del crecimiento demográfico y de la demanda de bienes y servicios, evolucionó hacia el esquema de generación centralizada, precisamente porque la central eléctrica se encontraba en el centro geométrico del consumo, mientras que los consumidores crecían a su alrededor. Sin embargo, se tenían restricciones tecnológicas de los generadores eléctricos de corriente continua y además su transporte máximo por baja tensión, que era de 30 a 57 kilómetros.

Con el tiempo, la generación eléctrica se estructuró como se conoce hoy en día, es decir, con corriente alterna y transformadores, lo que permite llevar la energía eléctrica prácticamente a cualquier punto alejado del centro de generación.

En los años setentas, factores energéticos (crisis petrolera), ecológicos (cambio climático) y de demanda eléctrica (alta tasa de crecimiento) a nivel mundial, plantearon la necesidad

de alternativas tecnológicas para asegurar, por un lado, el suministro oportuno y de calidad de la energía eléctrica y, por el otro, el ahorro y el uso eficiente de los recursos naturales.

Aunque por dos causas bien diferentes, pues a principios de la utilización de la energía eléctrica esta se haría cerca de las zonas de consumo por problemas técnicos, se ha retomado la estrategia de generar a pequeña escala y cerca de los consumidores para aprovechar las fuentes renovables.

1.2 Definición de la Generación Distribuida

En la literatura, muchos términos y definiciones se utilizan para designar la generación distribuida. Por ejemplo en países anglosajones el término “generación empotrada” es utilizado a menudo, en países norteamericanos el término “generación dispersa”, y en Europa y partes de Asia, el término “generación descentralizada” es utilizado para denotar el mismo tipo de generación.

Aunque no existe una definición como tal, diversos autores han tratado de explicar el concepto. A continuación se presentan las más ilustrativas:

- Generación en pequeña escala instalada cerca del lugar de consumo.
- Producción de electricidad con instalaciones que son suficientemente pequeñas en relación con las grandes centrales de generación, de forma que se puedan conectar casi en cualquier punto de un sistema eléctrico.
- Es la generación conectada directamente en las redes de distribución.
- Es la generación de energía eléctrica mediante instalaciones mucho más pequeñas que las centrales convencionales y situadas en las proximidades de las cargas.

1.3 La Generación Distribuida en el mundo

En el contexto internacional el uso de la GD ha sido impulsada por diversos factores. De acuerdo con datos de la CIGRE de 1999, en diversos países del mundo se ha incrementado el porcentaje de la potencia instalada de GD, en relación con la capacidad total instalada. Así, en países como Dinamarca y Holanda, alcanza valores de hasta el 37%, y en otros, como Australia, Bélgica, Polonia, España y Alemania, tan solo del 15% y en el caso de Estados Unidos, del 5%.

En lo relativo al potencial en GD en el mundo, se cuenta con la siguiente información.

- Se estima que en los próximos 10 años el mercado mundial para la GD será del orden de 4 a 5 mil millones de dólares.

-Estudios del **Electrical Power Research Institute** y del **Natural Gas Fundation** proveen que, de la nueva capacidad de generación eléctrica que se instalará al año 2010 en Estados Unidos, del 25% al 30% será con GD.

- Con base en estimaciones de la Agencia Internacional de Energía, los países desarrollados serán responsables del 50% del crecimiento de la demanda de energía eléctrica mundial en los próximos 20 años, equivalente a 7 millones de MW, donde el 15% de esta demanda le corresponderá a la GD.

1.4 Ventajas y Desventajas de la GD.

Ventajas de la GD:

- La GD deja a un lado la necesidad del uso de las largas redes de transmisión y la consecuente inversión en ellas.

- Reduce las pérdidas en las redes de distribución, pues con la GD existe menos flujo de energía a través de la red. Siempre ha existido interés por la reducción de las pérdidas en las redes de transporte, pues ellas representan energía y, por lo tanto, inversión y dinero perdido.

- Aumento de la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica. Se reducen las probabilidades de fallas por caídas de las líneas de alta tensión al disminuir su porcentaje de uso.

- Control de energía reactiva y regulación de tensión en la red de distribución. Una de las maneras de regular la tensión es a través del uso de transformadores con taps. Al tener conectada generación distribuida es posible inyectar a la red de distribución una cantidad de potencia reactiva con la consecuente mejora de los niveles de voltaje.

- Generación de energía limpia utilizando fuentes renovables (Generación Distribuida Renovable (GDR)): existe cada vez una mayor conciencia por el medio ambiente, lo que permitirá la conexión de tecnologías de energía renovable, directamente a la red de distribución.

Las principales barreras que actualmente impiden la implementación y el crecimiento de los sistemas de generación distribuida son las siguientes:

- Barreras Tecnológicas: Todavía existe una falta de conocimiento de las tecnologías de generación distribuida; muchas de ellas aún están en etapa de investigación con un alto costo asociado. Ejemplo las celdas fotovoltaicas

- Redes de distribución típicamente radiales: es decir, están diseñadas para llevar el flujo de energía en una sola dirección, mientras que la generación distribuida requiere de flujos que se muevan en ambas direcciones, por lo tanto surge la necesidad de tener sistemas de distribución enmallados o en anillo.

- Barreras de regulación y de mercado: en la mayoría de los países subdesarrollados, los sistemas regulatorios no consideran a la generación distribuida como un aspecto diferente a la generación convencional, por lo que explícitamente la penalizan.

1.5 El problema de la estabilidad en sistemas eléctricos de potencia

En su contexto más general, un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) puede ser visualizado como la interconexión entre fuentes de generación y áreas de carga a través de líneas de transmisión. Su manejo y operación implica un gran reto, además de que es una tarea compleja que enfrentan los ingenieros e investigadores en el área. Un entendimiento pleno de los diversos problemas de estabilidad que se presentan dentro del SEP, y la manera en que éstos se interrelacionan, es de vital importancia para su funcionamiento adecuado.

Es cierto que la estabilidad de un SEP comprende un solo problema. Sin embargo, tratarlo como tal, conduce a un planteamiento intratable debido a la complejidad y dimensiones del modelo resultante. Por esta razón, es de gran utilidad realizar ciertas simplificaciones, las cuales permitan reducir la magnitud del problema captando a detalle sólo los factores que influyen significativamente en el caso de estudio, además de optar por técnicas de análisis convenientes que reúnan las características necesarias para los fines que se persiguen. Consecuentemente con esto surgen áreas de estudio específicas en el campo de la estabilidad de los SEP's, y con ello la necesidad de establecer sectores definidos para su análisis.

1.6 Antecedentes de estudios en el área de la estabilidad de voltaje

En lo que respecta al análisis de los SEP's, durante mucho tiempo el mayor interés y esfuerzo se había concentrado en el área de inestabilidad del ángulo del rotor en la forma de estabilidad transitoria [20]. Pero en las últimas tres décadas principalmente, debido a diversos factores como el declive en la inversión de nuevas plantas generadoras y líneas de transmisión, el incremento del consumo de energía eléctrica en áreas de carga, la apertura y desregulación de los mercados eléctricos, etc., han provocado la tendencia a operar frecuentemente los SEP's bajo condiciones inusuales de sobrecarga, lo cual ha dado lugar a

que se experimenten problemas de voltaje que antes habían pasado de inadvertidos. A consecuencia de esto, el fenómeno de la estabilidad de voltaje ha emergido como uno de los problemas prioritarios dentro del esquema de la planeación y operación de los SEP's.

Ante la novedad e importancia que ha representado el problema de la estabilidad de voltaje a través de los años, la respuesta de diversos investigadores y grupos de trabajo especialistas en el área no se ha hecho esperar. Se han dado a la tarea de estudiar a fondo las causas y características de este fenómeno. Esto se ha visto reflejado en la publicación de trabajos sobresalientes y con gran aporte técnico, la mayoría de ellos tratando de explicar con gran detalle una variedad de factores asociados con la estabilidad de voltaje en los SEP's, además de proponer técnicas y metodologías para su análisis, mostrando una visión global del problema desde un punto de vista teórico y práctico.

Uno de los primeros trabajos publicados en torno al tema de la estabilidad de voltaje fue hecho por Venikov, a principios de la década de los 60 en la antigua Unión Soviética [37]. Su trabajo de investigación fue inicialmente motivado por un problema presentado en un sistema de distribución, éste estaba relacionado con el paro súbito que experimentaban varios motores de inducción utilizados por una compañía constructora; algunas veces este incidente ocurría ante un disturbio aparentemente insignificante. En su trabajo concluyó, que esto sucedía debido a que aquellos motores tenían tales características de operación que su impedancia equivalente se reducía cuando había una caída de voltaje en el alimentador. Posteriormente se demostró que este fenómeno no sólo podría ocurrir en sistemas de distribución sino también presentarse en los SEP's [3]. Después de esta investigación, el problema de estabilidad de voltaje en los SEP's llegó a ser ampliamente reconocido por el sector de la industria eléctrica. Continuando con la reseña entorno de los antecedentes históricos del estudio de la estabilidad de voltaje, el autor anteriormente citado, Venikov, fue de los pioneros en proponer una metodología analítica aplicable al problema de la estabilidad de voltaje [38]. Su propuesta se basó en el uso de la herramienta de flujos de carga, y aprovechando conclusiones que de esta se obtienen, demostró que la estabilidad de voltaje en un SEP puede establecerse al conocerse el signo del determinante de la matriz Jacobiana del sistema.

La técnica propuesta por Venikov fue un punto de arranque importante, ya que a través de los años muchos expertos han fundando sus planteamientos de investigación en base a las

características de singularidad que muestra la matriz Jacobiana del sistema para diferentes puntos de operación del mismo. Lo propuesto por Venikov es sólo una parte del vasto tema de investigación relacionado con la estabilidad de voltaje. Diversas técnicas han sido expuestas y discutidas en diferentes foros dedicados exclusivamente a esta temática [21,22]. La recopilación de algunos de los trabajos realizados se puede encontrar en varios informes técnicos muy completos de CIGRE y de IEEE [28, 9,39]. Los textos [10,36], escritos por reconocidos autores en el área del análisis de la estabilidad en SEP's, han sido dedicados a este tema, así como también capítulos de libros [27,13], los cuales ahora son bibliografía obligada para los especialistas involucrados en esta línea de investigación.

1.7 Naturaleza del fenómeno de la estabilidad de voltaje

Por principio, la perspectiva que se tenga del problema de la estabilidad de voltaje dependerá del enfoque que se esté considerando; por ejemplo, se puede visualizar desde las áreas de planeación u operación. También, la naturaleza de este problema cubre un amplio rango de fenómenos, es por esto, que el término de estabilidad de voltaje puede comprender diferentes significados.

Una revisión de los eventos ocurridos en distintos SEP's, relacionados con el problema de la estabilidad de voltaje, revela que el fenómeno es extremadamente complejo y puede envolver períodos de tiempo y características de evolución muy diferentes, además de que los efectos que se presentan dependen de la naturaleza de la perturbación y del punto de operación en que se encuentre el sistema.

Asimismo, del análisis detallado de dichos eventos se ha podido observar que ciertos factores prevalecen en la mayoría de los incidentes, por ejemplo:

- Estos incidentes se presentan usualmente cuando el sistema está bajo una condición de sobrecarga.
- Los márgenes tanto de potencia activa como de potencia reactiva se encuentran muy cerca de sus límites tolerables.
- En la condición de operación anterior al disturbio, el sistema se encuentra operando sin un elemento principal; por ejemplo, un generador o una línea de transmisión.
- En alguno de los casos, la pérdida de la estabilidad de voltaje se inicia generalmente con la salida de un solo elemento. En otros casos es consecuencia de fallos sucesivos dentro del sistema.

Aún en la actualidad, el fenómeno de la estabilidad de voltaje no ha sido comprendido totalmente de una manera precisa, dando como consecuencia la creación de grupos de trabajo destinados específicamente a tratar de consolidar los conceptos básicos relacionados con este fenómeno, como el de definir si el problema es un fenómeno estático o dinámico, y la relación que guarda éste con el problema de estabilidad angular.

El problema de la estabilidad de voltaje ha sido estudiado aplicando técnicas en el dominio del tiempo o análisis dinámico, y técnicas en estado estable o análisis estático. La elección de la técnica utilizada depende de la información que se requiera obtener acerca del comportamiento del sistema y de los componentes involucrados en el caso de estudio [29]. Además, es importante señalar que los problemas de la estabilidad de voltaje no siempre se presentan en una forma pura y con características particulares. Con frecuencia, los problemas de estabilidad de voltaje y de estabilidad angular están relacionados, uno puede conducir al otro y la distinción puede no ser clara. Sin embargo, es importante entender y diferenciar las causas primarias de cada problema y de esta manera desarrollar procedimientos adecuados para su análisis.

Las causas que propician que un SEP experimente estos dos casos de estabilidad son completamente diferentes. El problema de estabilidad de voltaje se debe principalmente a la ausencia total de un punto de equilibrio después de que el sistema sufre una perturbación, por lo tanto, la estabilidad de voltaje es básicamente un problema de estabilidad de carga.

1.8 Colapso de voltaje

La estabilidad de voltaje cubre un amplio rango de fenómenos y es por esto que el término puede comprender diferentes significados. En la literatura referente con el estudio de los SEP's se pueden encontrar varias definiciones, pero en general, no existe una totalmente aceptada.

También es común que se empleen indiferentemente los términos de estabilidad o inestabilidad de voltaje con el propósito de referirse a esta problemática. Una característica de la inestabilidad de voltaje es la siguiente: "Los problemas de inestabilidad de voltaje provienen del intento que realizan las cargas por restablecer su consumo de potencia más allá de la capacidad combinada que pueden suministrar las fuentes generadoras del SEP a través de la líneas de transmisión" [36].

Un factor que inherentemente está relacionado con el problema de la estabilidad de voltaje es el colapso de voltaje. Considerando que un SEP se encuentra funcionando bajo un estado de operación estable y repentinamente éste experimenta un disturbio, entra a un estado de colapso de voltaje

En general, el colapso de voltaje es un fenómeno más complejo y es usualmente el resultado de una secuencia de eventos que acompañan los problemas de estabilidad de voltaje, causando un perfil de bajos voltajes sobre una parte significativa del SEP, llevando a su caída parcial o total (los denominados apagones).

Los siguientes factores contribuyen significativamente a que se presente el fenómeno:

- Grandes distancias entre las áreas de generación y de carga.
- La acción de los taps de los transformadores (ULTC, por sus siglas en inglés) durante condiciones de bajo voltaje.
- Cargas con características desfavorables, por ejemplo, motores de inducción.
- Pobre coordinación entre dispositivos de control y protección del sistema.

El colapso de voltaje dentro de un SEP, es un proceso a través del cual la secuencia de eventos de algún incidente provoca que se tengan niveles de magnitud de voltaje inaceptables en gran parte del sistema [27]. Es importante mencionar que en el presente trabajo al hacer uso del término colapso de voltaje se hace con la intención de referirse a una condición drástica e irreversible que se ha presentado en la operación del SEP, y en la cual se ha perdido la facultad de controlar una parte significativa [16]. Un ejemplo de este tipo de incidente son los denominados apagones, en donde miles, o en algunas ocasiones millones de usuarios son afectados con el cese del suministro de energía eléctrica.

Es claro que el análisis de un SEP se divide en diferentes áreas, y la perspectiva que se tenga del problema de la estabilidad de voltaje depende del enfoque que se esté considerando, por ejemplo:

- Desde el punto de vista de planeación, la causa principal del problema de estabilidad de voltaje es básicamente un suministro insuficiente de potencia reactiva durante los períodos picos de carga, involucrando una gran cantidad de pérdidas de potencia reactiva en las líneas de transmisión y bajos niveles de magnitud de voltaje en los nodos del sistema.
- Desde el punto de vista de operación, el problema de estabilidad de voltaje es usualmente inducido por incidentes registrados dentro del SEP, como la salida de unidades

generadoras, líneas de transmisión, transformadores, dispositivos de compensación, o también debido a un repentino y rápido incremento de carga durante los períodos de demanda máxima

Considerando como referencia el factor del tiempo, otros ejemplos que se pueden mencionar en relación con esto son:

- La estabilidad de voltaje se considera un fenómeno rápido para la gente involucrada con el manejo de motores de inducción, cargas del tipo de aire acondicionado o enlaces en Corriente Continua de Alto Voltaje (HVDC).
- Por otro lado, la estabilidad de voltaje puede ser visto como un fenómeno lento cuando se trabaja con dispositivos tales como los taps de los transformadores o ULTC.

Dependiendo del tipo y características de cada carga en particular, la potencia consumida por esta tiende a ser regulada a través de diversos mecanismos, como el ajuste del deslizamiento en los motores de inducción, reguladores de voltaje, termostatos o los taps de los transformadores [11]. Por lo general, esta acción provoca una condición de sobrecarga dentro del SEP debido a un incremento en el consumo de potencia reactiva que no puede satisfacerse adecuadamente, lo que causa una reducción considerable en la magnitud de voltaje.

Otro factor consecuente con esta situación y que contribuye al agravamiento del problema, es que los flujos tanto de potencia activa como de potencia reactiva a través de las líneas de transmisión provocan que se incrementen las pérdidas existentes en el SEP, ocasionando con esto, una disminución importante en la capacidad total de transferencia del sistema. Para el caso en particular de la potencia reactiva, cuando el SEP se encuentra en una condición de operación con magnitudes de voltaje reducidas, su transferencia se hace muy difícil debido a las grandes pérdidas que se generan bajo estas circunstancias. Así que mientras sea posible, la potencia reactiva debe ser generada lo más cerca de los centros de consumo [10].

Mientras que la forma más común en la que suele manifestarse el problema de estabilidad de voltaje es a través de una disminución progresiva en la magnitud de los voltajes, también existe la posibilidad de que se presente con características de sobrevoltaje [34]. Cuando se presenta una condición de operación de sobrevoltaje se debe principalmente al comportamiento capacitivo de la red. También en algunas ocasiones se alcanzan los límites

establecidos para el control de la excitación de los generadores o condensadores sincrónicos, y para una condición específica de sub-excitación, se restringe la cantidad de potencia reactiva excedente del SEP que puede ser absorbida por esta clase de dispositivos. Otro problema que puede verse reflejado en una condición de sobrevoltaje, es el caso de autoexcitación en los generadores sincrónicos, el cual se puede agravar si los efectos capacitivos del SEP son de magnitud considerable, tal como extremos abiertos en las líneas de alto voltajes, además de los bancos de capacitores y filtros utilizados en las estaciones de HVDC [5].

1.9 Restricciones en la transferencia de potencia

La Figura 1.1 muestra a grandes rasgos una representación esquemática de un sistema radial y sus diferentes parámetros eléctricos. Este se conforma de un nodo de carga, que es alimentado por una fuente generadora de potencia infinita, a través de una línea de transmisión.

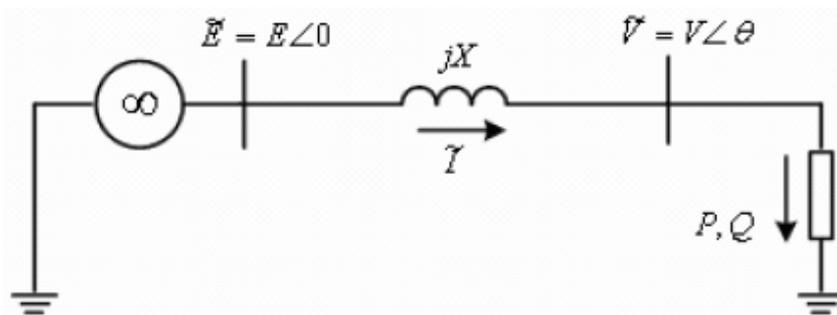


Figura 1.1 Circuito representativo de un sistema radial

Para generalizar el concepto del análisis, los nodos de este sistema pueden ser percibidos también como un nodo de envío y un nodo de recepción, en donde la transferencia de potencia activa y reactiva, desde la fuente generadora hasta el nodo de carga depende de la magnitud del voltaje en ambos nodos y de sus respectivos ángulos de fase. En la Figura 1.2 se muestra el triángulo de potencias correspondiente al nodo donde se encuentra instalada la carga.

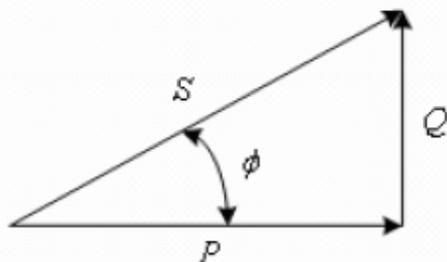


Figura 1.2 Triángulo de potencias

De la figura anterior, P, Q y S, representan las potencias activa, reactiva y aparente de carga, respectivamente. De este triángulo se obtiene la expresión para el factor de potencia definido por:

$$PF = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \cos \phi \quad (1.1)$$

El análisis que se realiza para este sistema, tiene como finalidad encontrar la relación entre las potencias P, Q, y el voltaje V en el nodo de carga. Para esto, el voltaje en terminales de la fuente E se considera la referencia del sistema con un valor constante. Como se aprecia en la Figura 1.1, la impedancia de la línea se representa sólo por su reactancia en serie jX , asumiendo con esto un sistema sin pérdidas, además de que se desprecia el efecto capacitivo en derivación de la línea. Todos los valores mostrados durante el análisis están en p.u. Este sistema puede visualizarse como el equivalente de Thevenin visto desde un nodo del SEP.

El voltaje en el nodo de carga está dado por la expresión:

$$\tilde{V} = \tilde{E} - jX\tilde{I} \quad (1.2)$$

La potencia absorbida por la carga, expresada en forma compleja es:

$$S = P + jQ = \tilde{V}\tilde{I}^* = \tilde{V} \frac{\tilde{E}^* - \tilde{V}^*}{-jX} \quad (1.3a)$$

$$S = \frac{j}{X}(EV \cos \theta + jEV \sin \theta - V^2) \quad (1.3b)$$

Separando la ecuación (1.3b) en partes real e imaginaria:

$$P = -\frac{EV}{X} \sin \theta \quad (1.4a)$$

$$Q = -\frac{V^2}{X} + \frac{EV}{X} \cos \theta \quad (1.4b)$$

Las ecuaciones (1.4a) y (1.4b) son representativas de los flujos de potencia o flujos de carga para un sistema sin pérdidas. Para valores específicos de P y Q , estas ecuaciones tienen que ser resueltas para encontrar el valor de las variables V y θ .

En el análisis de las redes eléctricas es conocido que en sistemas de corriente alterna donde prevalecen los efectos de las reactancias, como es el caso de los SEP, existe una estrecha relación entre la magnitud de voltaje y la potencia reactiva, al igual que se da este tipo de relación entre el ángulo de fase y la potencia activa [10]. En el sentido estricto de la palabra, este desacoplamiento se aplica sólo para condiciones normales de operación y no puede ser extendido a condiciones de extrema carga [36].

En el análisis que se lleva a cabo, se toman en consideración las relaciones mencionadas con el propósito de eliminar el ángulo θ de las ecuaciones (1.4a) y (1.4b). Bajo esta suposición y después de realizar algunas operaciones se obtiene la siguiente ecuación:

$$(V^2)^2 + (2QX - E^2)V^2 + X^2(P^2 + Q^2) = 0 \quad (1.5)$$

Esta es una ecuación de segundo grado con respecto a V^2 . La condición para tener al menos una solución es:

$$-P^2 - \frac{E^2}{X}Q + \left(\frac{E^2}{2X}\right)^2 \geq 0 \quad (1.6)$$

Asumiendo esta restricción, se tienen dos posibles soluciones para la ecuación (1.5), definidas por:

$$V = \sqrt{\frac{E^2}{2} - QX \pm \sqrt{\frac{E^2}{4} - X^2P^2 - XE^2Q}} \quad (1.7)$$

De acuerdo al triángulo de potencias mostrado en la Figura 1.2, la potencia reactiva puede ser expresada como:

$$Q = P \tan \phi \quad (1.8)$$

Una vez que se ha omitido el ángulo θ de la formulación planteada, el único parámetro desconocido es la magnitud de voltaje V . Para su solución, se sabe que los valores de E y X son constantes. De acuerdo a la ecuación 1.8, Q depende de P , y considerando un factor de potencia constante, da como resultado que V esté sólo en función de P .

1.9.1 Curvas PV

La relación entre la potencia activa P y la magnitud del voltaje V es de mucho interés en estudios en estabilidad de voltaje y el análisis de su interacción se ha visto reflejado en la construcción de las curvas denominadas PV. Para el ejemplo que se está examinando, dichas curvas se pueden obtener a partir de que se conocen las dos soluciones para la ecuación 1.7. Una curva PV representativa del sistema analizado se muestra en la Figura 1.3, para una condición de operación tal que, $\text{tag } \Phi = 0.2$.

Como se mencionó, para un factor de potencia dado, la ecuación (1.7) tiene dos posibles soluciones:

1. La que se obtiene considerando el signo positivo, da como resultado una condición de operación donde prevalece un nivel de voltaje V elevado y una magnitud de corriente I pequeña, que corresponde a los puntos en la curva por arriba de la línea punteada, marcada en la Figura 1.4, y normalmente estos puntos representan condiciones de operación satisfactorias.
2. La segunda solución que se obtiene considerando el signo negativo, produce los puntos de operación indicados en la parte inferior de la curva, lo que corresponde a un nivel de voltaje V pequeño y una corriente I elevada en magnitud, lo cual denota características de una condición de operación inapropiada, por lo que se dice que todos los puntos por debajo de la curva representan condiciones de operación inestables.

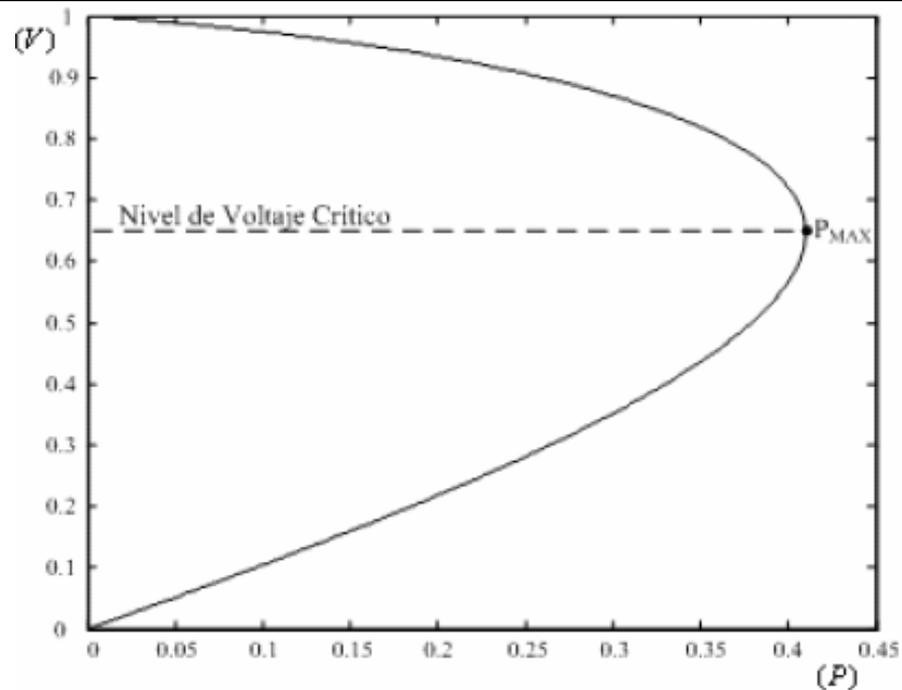


Figura 1.3 Curva PV considerando $\text{tag } \Phi=0.2$

En relación con la Figura 1.3, en la parte superior de la curva PV, conforme la carga se incrementa, el nivel en la magnitud de voltaje disminuye y gradualmente se acerca al punto de operación marcado como de potencia máxima (P_{max}). Este punto en específico tiene varias definiciones en los análisis de estabilidad de voltajes; por ejemplo, punto crítico de voltaje o punto de colapso de voltaje. Otros términos menos técnicos lo denominan como rodilla de la curva o punta de la nariz. El problema que se tiene cuando el sistema está operando cerca de este valor crítico, es que un ligero incremento de carga produce una caída drástica en la magnitud de voltaje. Si por esta razón, el punto de operación se ubica en la parte inferior de la curva, conforme la carga disminuye la magnitud de voltaje también lo hace, lo que es una señal de una operación inestable del sistema.

Las curvas PV son de mucha utilidad para realizar análisis conceptuales de los problemas de estabilidad de voltaje en sistemas radiales, y desempeñan un papel importante para su entendimiento. En la Figura 1.4 se muestran otras curvas PV para el circuito elemental que se ha estado analizando. Estas curvas PV están normalizadas sobre la potencia de cortocircuito del sistema. Cada una de ellas corresponde a un factor de potencia diferente.

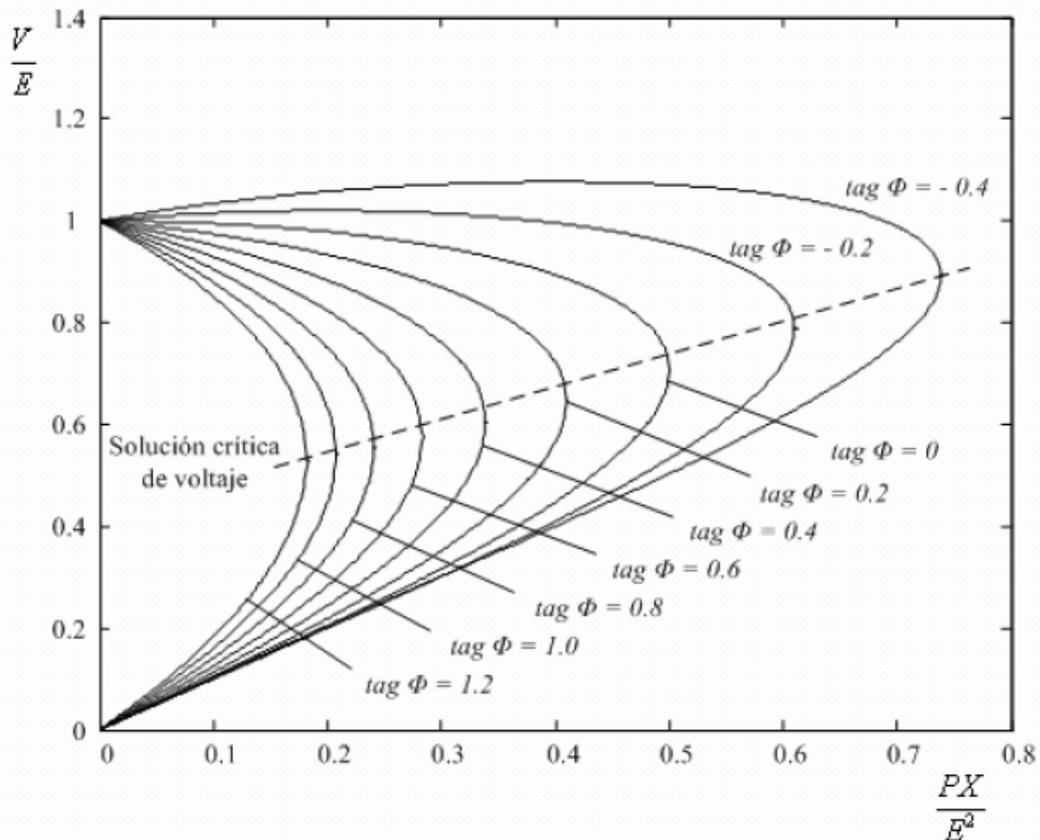


Figura 1.4 Curvas PV para diferentes valores del factor de potencia

1.9.2 Curvas VQ

Existe otro método similar al de las curvas PV, empleado también para realizar análisis en sistemas radiales, como es el caso que se está examinando, este es denominado como curvas VQ.

Las curvas VQ, representan la relación que existe entre la potencia reactiva de carga Q y la magnitud de voltaje V en un mismo nodo. Su cálculo es en base a las ecuaciones bajo la restricción de un factor de potencia constante. La forma de la curva obtenida es similar al de las curvas PV.

Esta definición se debe a que en esta técnica, por principio, la magnitud de voltaje se considera la variable independiente en vez de la potencia reactiva, y generalmente se representa la magnitud del voltaje en el eje de las abscisas. Además, este concepto es un poco diferente, ya que la potencia reactiva que se grafica no es la potencia reactiva consumida por la carga Q , sino una potencia reactiva de compensación Q_c . Esto puede ser

visualizado si en el sistema de la Figura 1.2, se conecta un dispositivo compensador en derivación con el nodo de carga de la forma que se muestra en la Figura 1.5.

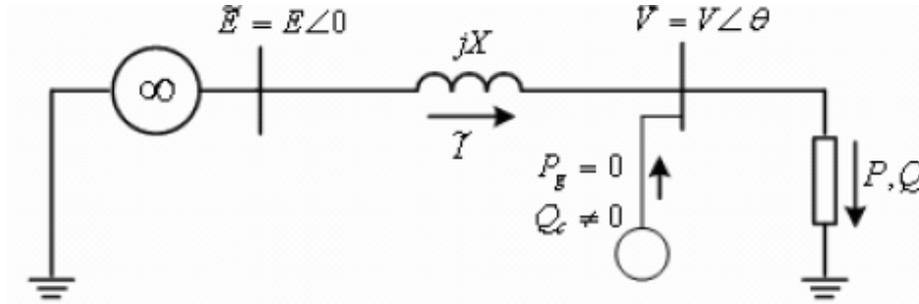


Figura 1.5 Conexión de un dispositivo de compensación para calcular curvas VQ

De esta manera, las curvas VQ expresan la relación que existe entre la magnitud del voltaje en un nodo de carga V y la potencia reactiva de compensación Q_c en este mismo nodo. De una manera general, el dispositivo de compensación puede ser visto como un condensador sincrónico ficticio, ya que no produce potencia activa [36], considerando además que no se le imponen límites de Q_c . La técnica para realizar el cálculo de una curva VQ y algunas de sus características se describen a continuación.

En relación con la Figura 1.5, las expresiones definidas mediante las ecuaciones (1.4a) y (1.4b) se describen de la siguiente manera:

$$P = -\frac{EV}{X} \sin \theta \quad (1.9a)$$

$$Q - Q_c = -\frac{V^2}{X} + \frac{EV}{X} \cos \theta \quad (1.9b)$$

A partir de estas ecuaciones, y con el objetivo de calcular una curva VQ, se realiza el siguiente procedimiento:

1. Se considera un factor de potencia constante, $\cos \Phi = \text{cte}$.
2. Se asigna un valor de potencia P fijo, que permanece así durante todo el proceso.
3. Ya que la magnitud de voltaje V es la variable independiente, para cada valor especificado de ésta, se calcula el valor correspondiente del ángulo θ , de acuerdo con la ecuación (1.9a).
4. Una vez calculadas todas las variables descritas, se aplica la ecuación (1.9b) y se resuelve para encontrar el valor respectivo de Q_c .

En la Figura 1.6 se muestran tres de las curvas calculadas bajo este procedimiento. Cada una de éstas fueron calculadas bajo la consideración de $\text{tag } \Phi = 0.4$, lo cual representa un factor de potencia en atraso, además de asumir diferentes valores de potencia activa de carga para cada caso.

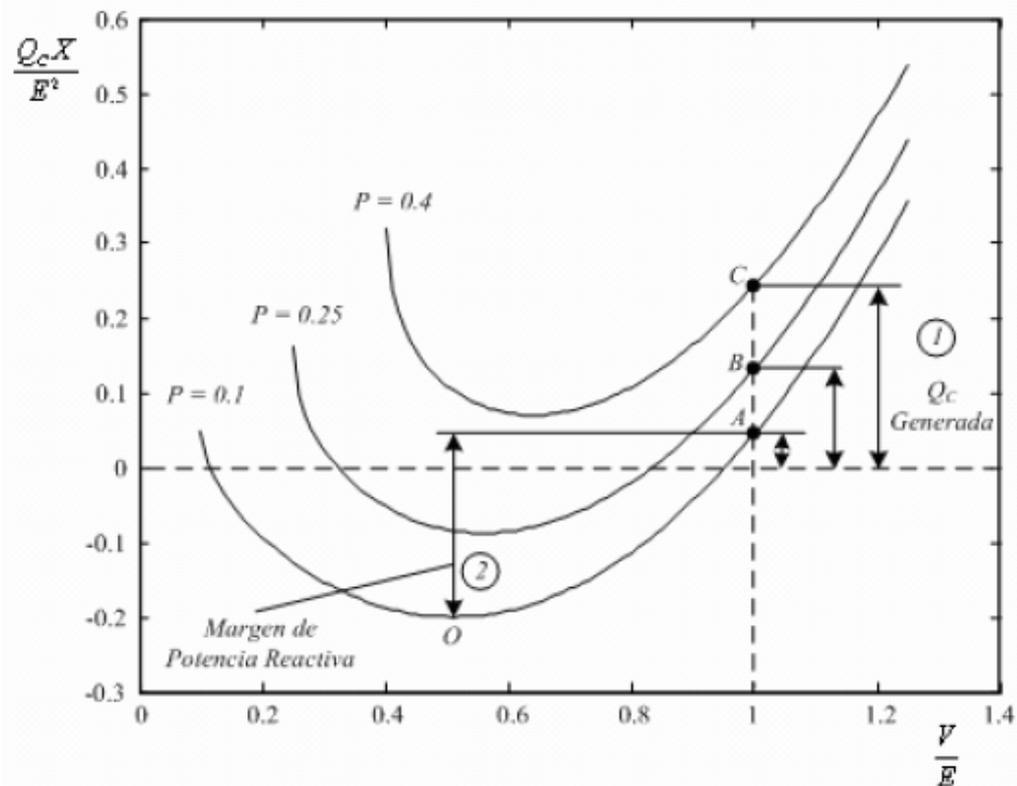


Figura 1.6 Curvas VQ considerando $\text{tag } \Phi = 0.4$

Los puntos ubicados en la parte derecha de las curvas, en referencia con el fondo de cada curva en específico representan puntos de operación estables, mientras que los puntos situados en la parte izquierda de la misma son considerados como puntos de operación inestables, lo que nos indica que cuando se inyectan reactivos en el nodo la magnitud del voltaje decae. La intersección de las curvas con la línea punteada horizontal, representan el caso no compensado, donde el dispositivo de compensación no genera ni consume reactivos.

A los resultados que se obtienen aplicando este artificio, generalmente se le dan las siguientes interpretaciones:

1. Cálculo de la potencia reactiva que debe de ser generada o suministrada al nodo para mantener un nivel de voltaje predeterminado. Para ejemplificar esto, nos basamos en los

puntos A, B, C señalados en la Figura 1.6. Estos puntos indican, que dependiendo del nivel de carga que se tenga, así son los requerimientos de potencia reactiva que se le exigen al dispositivo de compensación. A más carga, más potencia reactiva es necesaria para cumplir con el objetivo de mantener la magnitud de voltaje constante, que en este caso es uno en p.u. Hay que tener en mente que también se puede tener la condición en la cual el dispositivo de compensación se comporte como un reactor, absorbiendo potencia reactiva, como en el caso de sobrevoltaje u otras situaciones similares, pero siempre con el objetivo de mantener un nivel de voltaje deseado.

2. Estimación de un margen que sea utilizado como una referencia y que indique cuánta potencia reactiva de carga puede ser agregada al sistema, sin que esto provoque pasar de una condición de operación estable a una inestable. Esto se ilustra considerando la curva correspondiente a una condición de carga de $P = 0.1$ p.u., donde la longitud de la flecha que va desde el punto de operación A, hasta el punto O marcado en el fondo de la curva, indica el margen del cual se dispone para soportar incrementos de carga y que los niveles de voltaje permanezcan dentro de un rango de operación seguro. En la Figura 1.6, este margen sólo se ha indicado para una sola curva, pero de manera similar se realiza para las otras dos, o cualquier otra curva que sea calculada mediante esta técnica. De acuerdo con esto, es claro que conforme se incrementa el nivel de carga, disminuye el margen de potencia reactiva del que se dispone, ya que se esta considerando un factor de potencia constante.

CAPÍTULO 2 CONCEPTOS FUNDAMENTALES Y MODELACIÓN DE LOS ELEMENTOS PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE.

Con el pasar de los años el desarrollo de la ciencia y la tecnología ha traído consigo un aumento de la carga la cual hace el mantenimiento de la estabilidad de voltaje una tarea aún más difícil. Para la mejor comprensión de este fenómeno se hace importante el modelado de los diferentes elementos del sistemas como los generadores sincrónicos, transformadores con cambiadores de taps bajo carga ,cargas y los capacitores, así como las circunstancias que favorecen la inestabilidad de voltaje entre las que se encuentran las líneas radiales ,las líneas de transmisión largas y la carencia local de reactivo en la red es muy importante para conocer y entender su función en la red y su aporte e influencia sobre la estabilidad de voltaje .

2.1 Factores que afectan la estabilidad del voltaje

El propósito del capítulo será describir el modelado de un sistema de potencia y la discusión de los efectos de los dispositivos en este y el control de la estabilidad de voltaje. Se sabe bien que la actuación más lenta de dispositivos tales como los límites de sobre-excitación de un generador, las características de las cargas del sistema, cambiadores de taps bajo carga y dispositivos de compensación contribuirán a la evolución de un desplome del voltaje [35]. El modelado del sistema es semejante en estudios a largo plazo al que se emplea en flujos de carga. La mayoría de los componentes se pueden modelar con modelos existentes. Los dispositivos rápidos de actuación tales como los motores de la inducción, sistema de excitación de máquinas sincrónicas, el control de HVDC y compensadores constante de reactivo no se describe con todo detalle aquí. Estos dispositivos tienen contribución a la estabilidad del voltaje, pero el énfasis principal está en la estabilidad a corto plazo del voltaje. El análisis y la combinación de la actuación rápida y lenta de los dispositivos son también difíciles con instrumentos dinámicos tradicionales de simulación, pero pueden ser analizados fácilmente con un método rápido de análisis de la estabilidad del voltaje basado en la aproximación cuasi constante del estado, que consiste en reemplazar las ecuaciones diferenciales transitorias con relaciones adecuadas de equilibrio.

2.2 El concepto del margen de estabilidad de voltaje

Una estimación muy utilizada como criterio de seguridad de voltaje es la que se basa en verificar que los niveles en la magnitud de voltaje sean aceptables, antes y después de que

el SEP experimente un disturbio. Generalmente estos tipos de criterios son desarrollados tomando en consideración los límites de operación de los diferentes dispositivos del SEP, mediante lo cual se ha logrado establecer niveles de operación adecuados. Sin embargo, el sólo basarse en esta estimación para afirmar que el sistema puede operar satisfactoriamente sobre un rango amplio de situaciones es erróneo, ya que en muchas ocasiones el solo contar con magnitudes de voltaje elevadas no garantiza que exista un margen suficiente para asegurar la estabilidad de voltaje del SEP.

Por esta razón, además de utilizar tales criterios de seguridad, es necesario definir márgenes o distancias que permitan predecir de una manera más precisa la verdadera condición de operación que se mantienen dentro del SEP, y prever la magnitud de los posibles cambios en su operación ante situaciones aparentemente normales o si estuviera sujeto a un disturbio.

En respuesta a esta problemática, expertos e investigadores en el análisis de los SEP han introducido el concepto del margen de estabilidad de voltaje, el cual puede ser definido como una medida que indica qué tan cerca está el SEP de experimentar disturbios debido a problemas relacionados con los niveles de voltaje en sus nodos. En los últimos años se han realizado esfuerzos importantes por tratar de especificar estos márgenes en función de cantidades o parámetros del SEP que tengan un sentido práctico para los analistas. En general, el margen de estabilidad de voltaje puede ser definido como la diferencia entre el valor de un Parámetro Clave del Sistema (PCS) en el actual punto de operación y el punto crítico de estabilidad de voltaje. Por ejemplo, este PCS puede ser elegido como la potencia activa o reactiva de carga, o la capacidad total de transferencia del SEP, por mencionar algunas. Como se observa, se cuenta con diversas alternativas para elegir este PCS, sin embargo, en la práctica existen principalmente dos categorías establecidas para este propósito:

1. Elección del PCS en base al uso de curvas PV, tal como la carga total en un área específica del SEP, o la transferencia de potencia a través de una línea de transmisión.
2. Elección del PCS en base al uso de curvas VQ. Como un ejemplo de esto, se puede citar el caso de la potencia reactiva de compensación que se suministra a un nodo o grupo de nodos del SEP.

El margen de estabilidad de voltaje es un índice hacia los problemas de estabilidad de voltaje, es ampliamente reconocido y aceptado, además de que sus fundamentos se entienden con facilidad. Otras ventajas que proporciona el empleo de éste son [15]:

- El concepto de este tipo de margen no está basado en un modelo particular del SEP, y puede ser utilizado con modelos dinámicos o modelos estáticos independientemente de lo detallado que estén las dinámicas del sistema.
- Es un índice preciso que toma en consideración las no linealidades del SEP, y los límites de los diferentes dispositivos conforme la carga se incrementa.
- Un análisis de sensibilidades puede ser aplicado con el objetivo de determinar los efectos sobre los parámetros y controles del sistema.
- El margen considera el modelo del incremento de carga (dirección de cálculo).

Otra ventaja adicional que se obtiene al realizar el cálculo del margen, es que en base a éste se puede definir un criterio de estabilidad de voltaje, por medio del cual se tiene la posibilidad de estimar cuánto margen se considera lo suficientemente adecuado para mantener la estabilidad de voltaje del SEP. De una manera general, este criterio puede ser definido de la siguiente manera: Un SEP debe ser capaz de operar de tal manera que para el punto actual de operación y sometido a las condiciones de todas las contingencias creíbles, el valor del margen de estabilidad de voltaje permanezca superior a cierto porcentaje establecido del PCS.

2.3 Clasificación del problema de estabilidad de voltaje

a) Causa del problema

La primera clasificación de la que se hace mención, es en relación con la naturaleza del disturbio o motivo principal que origina que el SEP altere sus condiciones de operación, bajo esta consideración se tienen las siguientes categorías:

- La estabilidad de voltaje ante grandes disturbios está dirigida al estudio de los problemas que tengan como origen un incidente relacionado con la salida de una línea de transmisión, de un generador, o un cortocircuito en el sistema. En este tipo de análisis hay que tomar en consideración la respuesta inherentemente no lineal del SEP para obtener una formulación adecuada.
- La estabilidad de voltaje ante pequeños disturbios se encarga de analizar las situaciones que tengan dependencia con incrementos súbitos de carga o consecuencias que se deriven

de esto. Un análisis que se encuentre englobado dentro de esta clasificación tiene la finalidad de determinar el comportamiento de los diferentes elementos en un instante específico de tiempo.

Este concepto es muy útil, ya que se puede determinar cómo el voltaje del sistema responderá a cambios pequeños en su operación. Es importante mencionar que cuando un SEP experimenta problemas de estabilidad de voltaje, ya sea debido a un disturbio grande o pequeño, el sistema debe ser capaz de mantener niveles estables en la magnitud de voltaje después de experimentar tal disturbio.

2.3.1 En base a la referencia del tiempo

Para hacer una clasificación adecuada en relación con el factor de tiempo, es de gran utilidad e imprescindible tomar en cuenta las dinámicas de operación de cada uno de los elementos que componen el SEP, bajo esta consideración se pueden definir las siguientes escalas de tiempo.

- a) En el rango de tiempo de los segundos (1 a 3 seg.), se consideran los transitorios electromecánicos en las dinámicas de los generadores, máquinas de inducción, reguladores. Además, en esta escala también se incluyen los dispositivos de electrónica de potencia como las FACTS, o HVDC.
- b) En un intervalo que comprenda hasta 10 segundos, se encuentran los mecanismos de operación de dispositivos como los ULTC y los limitadores de corriente de campo en los generadores.
- c) En un tiempo que comprenda varios minutos se encuentra el proceso de restauración de la carga.

En los análisis de la estabilidad de voltaje, el tiempo citado en la escala (a) es denominado de corto plazo, y las escalas referidas en los puntos (b) y (c) constituyen la escala de tiempo denominada de largo plazo. A continuación se da una descripción de los nuevos términos mencionados.

- **Estabilidad de voltaje de corto plazo:** principalmente incluye el estudio de componentes con dinámicas de funcionamiento más rápidas dentro del SEP como generadores, motores de inducción, cargas electrónicamente controlables o convertidores. Su análisis requiere de la solución adecuada de las ecuaciones diferenciales que modelan este tipo de elementos. El tiempo de estudio que se aplica en este análisis es similar al

considerado en estudios de estabilidad de ángulo del rotor en forma de estabilidad transitoria; sin embargo, y para este caso, se recomienda que no se utilice el término estabilidad de voltaje transitorio.

- **Estabilidad de voltaje de largo plazo:** involucra el estudio de las dinámicas más lentas de algunos componentes del SEP como los taps de los transformadores, los limitadores de corriente de campo de los generadores, o los controles térmicos de algunas cargas. Por lo general, un análisis de este tipo es necesario para estudiar el desempeño del sistema sobre un amplio rango de escenarios de operación del SEP

2.4 Escenarios clásicos de desplome de voltaje

El desplome de voltaje puede ser resultado de dos situaciones [35]. En el primer escenario un aumento de la demanda causa la inestabilidad de voltaje. Esto rara vez ocurre. La estabilidad se pierde en el desplome de voltaje cuando el cambio causa que el punto fijo de la operación desaparezca, debido a la bifurcación. Inicialmente las caídas de voltajes son lentas, puntuadas por el descenso rápido. En la práctica, el segundo escenario, que corresponde a una perturbación grande, es más importante. La perturbación grande causa que las características de la red se encojan dramáticamente. Las características de la red y la carga no se cruzan en el punto de la inestabilidad. Un aumento de la carga más allá del punto del desplome del voltaje tiene como resultado la pérdida del equilibrio, y el sistema de potencia no pueden operar más allá. Esto llevará típicamente a caer en cascada las fallas. Hay clases diferentes de desplomes de voltajes. Sin embargo, el desplome clásico o típico del voltaje, causado por la inestabilidad a largo plazo del voltaje, es caracterizado como sigue [31]:

1. Algunas líneas de transmisión de EHV se cargan mucho, la capacidad disponible de generación del área crítica se reduce temporalmente debido al mantenimiento de la unidad o en condiciones de comercialización, y las reservas reactivas de potencia están en el mínimo o son localizadas distantes del área crítica.
2. Debido a un defecto o cualquier otra razón que una línea muy cargada se pierda. La carga y las pérdidas reactivas de potencia de las líneas restantes aumentan. La demanda reactiva total de potencia aumenta debido a estas razones.
3. El voltaje de la carga disminuye, a su vez disminuye la demanda de la carga y la carga de líneas de transmisión EHV. El control del voltaje del sistema, sin embargo, restaura

rápidamente los voltajes terminales del generador aumentando excitación. El flujo reactivo adicional de potencia en las líneas de transmisión y transformadores causa caídas adicionales de voltajes en estos componentes.

4. Después de unos pocos minutos (dependiendo de las demoras de tiempo de los cambiadores de taps bajo carga) los cambiadores de taps bajo carga de los transformadores de la subestación de distribución restauran los voltajes de la red de distribución. El voltaje aumentado también aumenta la demanda de la carga. Las pérdidas de las líneas de transmisión EHV aumentan, causando caídas más grandes de voltaje en estas líneas.

5. La demanda reactiva aumenta la producción reactiva de los generadores. Cuando el generador se acerca al límite reactivo de potencia, su voltaje terminal disminuye. Su acción de demanda reactiva de potencia es cambiada a otro generador aún más lejos del área crítica. Esto llevará a una sobrecarga en cascada de los generadores. El voltaje disminuido en el sistema de transmisión reduce la eficacia de los capacitores de derivación. El sistema llega a ser propenso a la inestabilidad de voltaje, que puede llevar al desplome del voltaje. Históricamente la estabilidad del sistema de potencia se ha considerado basado en la operación sincrónica del sistema. Sin embargo, muchos apagones del sistema de potencia se han diversificados por todo el mundo donde la razón para el apagón ha sido la inestabilidad de voltaje. La lista siguiente incluye algunos de ellos:

- Francia 1978 [31]: El incremento de la carga era 1600 MW más alto que el día anterior entre 7 am y 8 am. Los voltajes en la red oriental de transmisión de 400 kV estaban entre 342 y 374 kV a las 8:20 am. El voltaje bajo redujo alguna producción térmica y causó una rápida sobrecarga (una alarma que la línea tropezaría con 20 minutos de demora). Durante la restauración procesa otro desplome ocurrido. La interrupción de la carga era 29 GW y 100 GWh. La restauración terminó a las 12,30 am.
- Bélgica 1982 [31]: Un desplome total ocurrió en acerca de cuatro minutos debido a la desconexión de una unidad de 700 MW durante una comisión de prueba.
- Suecia Meridional 1983 [23]: La pérdida de una subestación de 400/220 kV debido a un defecto causado por la caída en cascada de las fallas en líneas y la salida de unidades nucleares de potencia por la protección de sobre-corriente, que llevó al aislamiento de Suecia meridional y el apagón total cerca de un minuto.

2.5 Modelación y comportamiento de los elementos del sistema

a) Generador sincrónico

Como se menciona en algunas referencias, los problemas de estabilidad de voltaje que ocurren dentro de un SEP están típicamente relacionados con condiciones de sobrecarga y una inherente carencia de fuentes de potencia reactiva. En particular para este último punto, los generadores sincrónicos representan la principal fuente de potencia reactiva con la que cuenta el SEP dentro de su estructura; además, que sobre éstos recae la mayor responsabilidad de mantener niveles de voltaje adecuados en los nodos del sistema.

Durante condiciones normales de operación, los controles del generador actúan para mantener constante la magnitud del voltaje en sus terminales, pero en algunas ocasiones al presentarse una contingencia, los límites establecidos para la capacidad del generador pueden ser excedidos, dando como consecuencia que se activen sus protecciones, provocando con esto que se pierda la facultad de seguir controlando la magnitud del voltaje. Estas son razones de importancia para que las características de los generadores sincrónicos sean tomadas en consideración en un estudio de estabilidad de voltaje.

En general, los límites de operación de un generador sincrónico pueden ser obtenidos a través del comportamiento de tres de sus parámetros eléctricos: potencia activa P , potencia reactiva Q , y su voltaje terminal V_t . En la práctica existen métodos y procedimientos establecidos por medio de los cuales se pueden calcular dichos límites. Por ejemplo, para una condición de operación en que P es constante, la Q que puede ser suministrada por el generador está limitada por el calentamiento producido en los devanados de armadura (estator) y de campo (rotor), y a su vez, tal calentamiento está en función de la magnitud de las corrientes que circulan a través de ellos [25].

En lo que respecta al factor temperatura, este límite puede calcularse por medio de la curva característica de capacidad del generador, una muestra de ésta se proporciona en la Figura 2.1a. Por otro lado, cuando se tiene como referencia las corrientes que circulan a través de los devanados del generador, se pueden construir las curvas VQ , como la que se muestra en la Figura 2.1b.

Los diferentes parámetros que se muestran en la Figura 2.1a representan los siguientes parámetros; la magnitud del voltaje terminal del generador V_t , la corriente en el devanado de campo I_{fd} , la corriente en el devanado de armadura I_a , la reactancia mutua de

dispersión X_{ad} , y la reactancia de estado estacionario X , considerando para esto que $X_d = X_q = X$. El punto donde se interceptan las dos curvas de la Figura 2.1a, especifica las condiciones nominales del generador, y ésta es la condición que se toma como referencia para calcular el factor de potencia del generador y los límites de las corrientes en los devanados. Una vez establecidos estos límites, son utilizados para ajustar los diferentes controles y protecciones del generador.

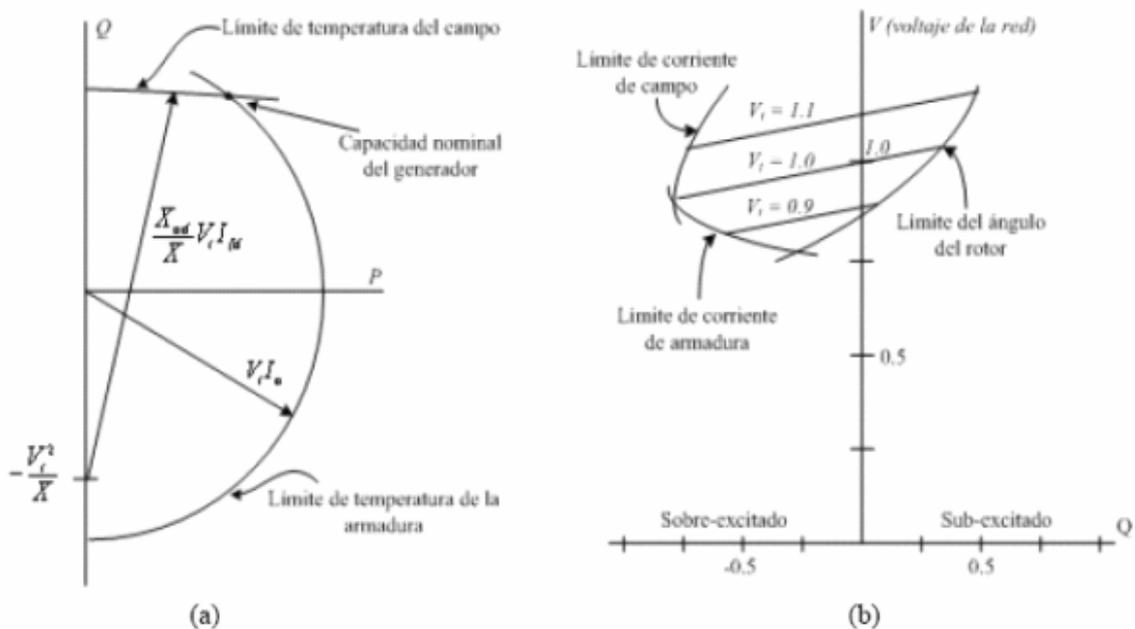


Figura 2.1 Curvas de operación de un generador sincrónico

Otra herramienta alternativa con la que se cuenta para examinar los rangos de operación del generador sincrónico son las curvas VQ, como la que se muestra en la Figura 2.1b. Tales curvas se construyen considerando una P constante. Para esto, de acuerdo a normas y procedimientos de seguridad, se establecen varios niveles de tensión predeterminados en los terminales V_t , lo cual tiene como propósito compararlo con el voltaje medido en el sistema V, y de esta manera, a través de las curvas VQ calcular la potencia reactiva suministrada (condición sub-excitado) o consumida (condición sobre-excitado) por el generador, y determinar si el generador se encuentra operando dentro de un rango seguro. Uno de los dispositivos del generador sincrónico empleado para controlar la corriente de campo es el limitador de sobre-excitación (OXL, por sus siglas en inglés). Cuando el valor de la corriente de campo es superior al límite establecido, típicamente el OXL restablece el

voltaje de campo a un valor tal que posicionará la magnitud de la corriente de campo en su rango nominal de operación. Este procedimiento implica períodos de tiempo prolongados para que puedan ser activados los controles, que pueden comprender hasta varios minutos. El control del sistema de excitación se realiza a través del regulador automático de voltaje (RAV). Entre los objetivos principales del dispositivo está el mantener un nivel de voltaje aceptable ante diversas condiciones de operación a las que se vea sometido el generador, por ejemplo, sobrecarga, subexcitado, o en los períodos de post-falla del sistema, por mencionar algunos. En la práctica no es común que los generadores sincrónicos estén equipados con limitadores automáticos de corriente de armadura, esto se debe principalmente a que la gran inercia térmica de los devanados de la armadura permite que los sobrecalentamientos que se presentan en esta parte del generador puedan ser controlados manualmente por los operadores. Cuando se han violados los límites de corriente de armadura, el operador reduce la potencia reactiva y/o activa de salida del generador, restableciendo la corriente a sus condiciones nominales. No obstante, se puede encontrar información de algunos generadores sincrónicos que cuentan con dispositivos automáticos que realizan estos procedimientos.

b) Cargas

Generalmente, en los análisis que se realizan para los SEP's de gran tamaño, las cargas son modeladas como potencia constante, además de que éstas se consideran conectadas en el lado de alto voltaje de las subestaciones. Algunos SEP's tienen bastantes dispositivos de control que mantienen constante la magnitud de voltaje en los nodos, de esta forma, la suposición de una carga de potencia constante es adecuada, pero cuando se alcanzan los límites de tales dispositivos de control, las características particulares de cada carga se vuelven un factor importante a tomar en consideración.

Asumir cargas como potencia constante ha dado resultados aceptables a través de los años, sin embargo, si se pretende investigar a fondo las causas fundamentales del problema de la estabilidad de voltaje, es necesario considerar modelos de cargas dependientes del voltaje conectadas en el lado secundario del transformador de distribución, además de introducir los mecanismos de los taps de los transformadores. Esto da como resultado que dentro de los estudios de estabilidad de voltaje deba contemplarse un análisis del sistema de distribución. Con el objetivo de representar fidedignamente las dinámicas de las cargas en

un estudio de estabilidad de voltaje, es preciso incluir varios aspectos fundamentales de este fenómeno que actualmente no son considerados dentro de los programas convencionales. Por ejemplo, es necesario realizar estudios a largo plazo en los cuales se pueda captar a detalle los efectos térmicos por los cuales se ven restringidas algunas cargas, contemplar las no linealidades que se presentan en los motores de inducción cuando existe una condición de bajo voltaje, además de modelar adecuadamente los mecanismos de dispositivos de control de voltaje como los ULTC o reguladores de voltaje en sistemas de distribución. Se ha demostrado que los procesos que realizan los controles térmicos de ciertas cargas como equipos de calefacción o calentadores de agua, en algunas ocasiones contribuyen considerablemente al deterioro de la estabilidad de voltaje del SEP, principalmente cuando un número significativo de ULTC alcanzan sus límites de regulación seguido de un disturbio. Por ejemplo, cuando por diversas circunstancias se tiene una condición de bajos voltajes en el sistema, por las características de tales cargas hay una reducción temporal en el consumo de potencia, pero esto no significa que ya no se tenga que entregar energía a estos dispositivos, sino que esto se verá reflejado en que tales dispositivos deberán estar encendidos por más tiempo para poder seguir manteniendo la temperatura establecida por el control, lo que indica que los dispositivos tienen que cumplir con los mismos objetivos, pero con condiciones de operación por debajo de las nominales. Si se toma en consideración que hay una gran cantidad de estos dispositivos instalados en la red, tales efectos se verán reflejados en una caída de voltaje en los sistemas de distribución y transmisión. La constante de tiempo asociada con esta acción de restauración está abierta a la investigación, pero valores entre 10 y 30 minutos son aceptables [1]. Para simulaciones a largo plazo, situaciones que causen una caída progresiva de voltaje de más de un 10% sobre el valor nominal, el modelar este tipo de cargas es necesario.

Como se ha visto hasta ahora, un modelo general de la carga instalada en el SEP es difícil de obtener debido a la diversidad de cargas existentes. Un paso importante para poder lograr esto, es tener la facultad de establecer con cierto grado de precisión cuáles son las cargas que más imponen sus características de operación sobre la dinámica total del SEP.

En relación con esto, los siguientes datos estadísticos son de interés: alrededor del 57% de la energía eléctrica consumida en EE.UU. se utiliza en motores de inducción, la mayoría de

ellos trifásicos [9]. Aproximadamente el 78% de la energía total consumida por el sector industrial es utilizada para los mismos propósitos, los correspondientes valores para el sector residencial y comercial son 37% y 43%, respectivamente. Además de esto, los motores de inducción consumen el 90% de la energía suministrada a motores en general. La información proporcionada en el párrafo anterior revela que los motores de inducción constituyen un gran porcentaje de la carga total instalada en el sistema. Por principio, ésta es una razón de peso para estudiar su comportamiento. Además de esto, los motores de inducción son elementos que hay que tomar en consideración cuando se está realizando un estudio de estabilidad de voltaje porque su proceso de restauración de carga es rápido, alrededor de unos segundos. Esta dinámica se vuelve crítica cuando se tienen niveles de voltaje por debajo de 0.9 p.u., debido a que pueden presentarse problemas de operación en el proceso de su reacceleración después de una contingencia. Si estos niveles de voltaje llegan a estar en el rango de entre 0.7 y 0.9 p.u. por tiempos prolongados, muchos motores pueden gradualmente empezar a frenarse y bajo tal circunstancia consumir grandes cantidades de potencia reactiva. La situación de que un motor se frene por completo puede dar lugar a que otros motores cercanos también lo hagan. Los modelos dinámicos para motores eléctricos se necesitan cuando el sistema de potencia estudiado incluye una cantidad significativa de la carga motriz. La dependencia del voltaje de cargas se modela generalmente con un exponente o un modelo polinómico. El valor del exponente describe la dependencia del voltaje de la carga. El modelo de la carga del exponente se presenta en la ecuación 2.1, donde P es la carga activa, Q es la carga reactiva, el subíndice 0 corresponder a valores nominales, V es el voltaje de la carga, α es el exponente de la carga activa y β es el exponente de la carga reactiva [35].

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0}\right)^\alpha, Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0}\right)^\beta \quad (2.1)$$

c) Transformador con cambiador de tap bajo carga

El control automático de voltaje de transformadores de potencia se arregla con cambiadores de tap bajo carga. La acción del cambiador de tap afecta la dependencia del voltaje de la carga vista en la red de transmisión [31,35]. Típicamente un transformador equipado con un cambiador de tap bajo carga alimenta la red de distribución y mantiene el voltaje secundario constante. Cuando existen disminuciones de voltaje en el sistema de

distribución, la carga disminuye. El cambiador de tap opera después de una demora de tiempo si el error del voltaje es suficientemente grande para que la carga sea restaurada. La acción de un transformador con cambiador de tap bajo carga quizás sea peligrosa para un sistema de potencia de baja perturbación. El retirar el cambiador de tap aumenta el voltaje en una red de distribución; la transferencia reactiva de potencia aumenta de la red de transmisión a la red de distribución. La figura 2.2 ilustra la acción del cambiador de tap causado por una perturbación visto desde la red de transmisión. El sistema de potencia opera en el punto A en el estado de pre-perturbación. Debido a la perturbación el punto de operación mueve al estado B, que es causado por decrecimiento del voltaje secundario y el voltaje de la carga. La curva de la carga representa el estado del sistema de potencia apenas después de la perturbación. Después de una demora de tiempo los pasos del cambia tap bajan para incrementar el voltaje secundario. El punto de la operación visto desde la red de transmisión anda por la curva PV de post-perturbación hacia un punto de carga máxima, que causa decrecimiento del voltaje primario. El cambia tap opera hasta que el voltaje secundario alcance el voltaje nominal en el punto D. La cantidad de carga en los puntos A y D es igual debido a la acción de cambia tap. El punto D de la operación es fijo, pero cierra en el punto máximo de post-disturbio

Voltaje (kV)

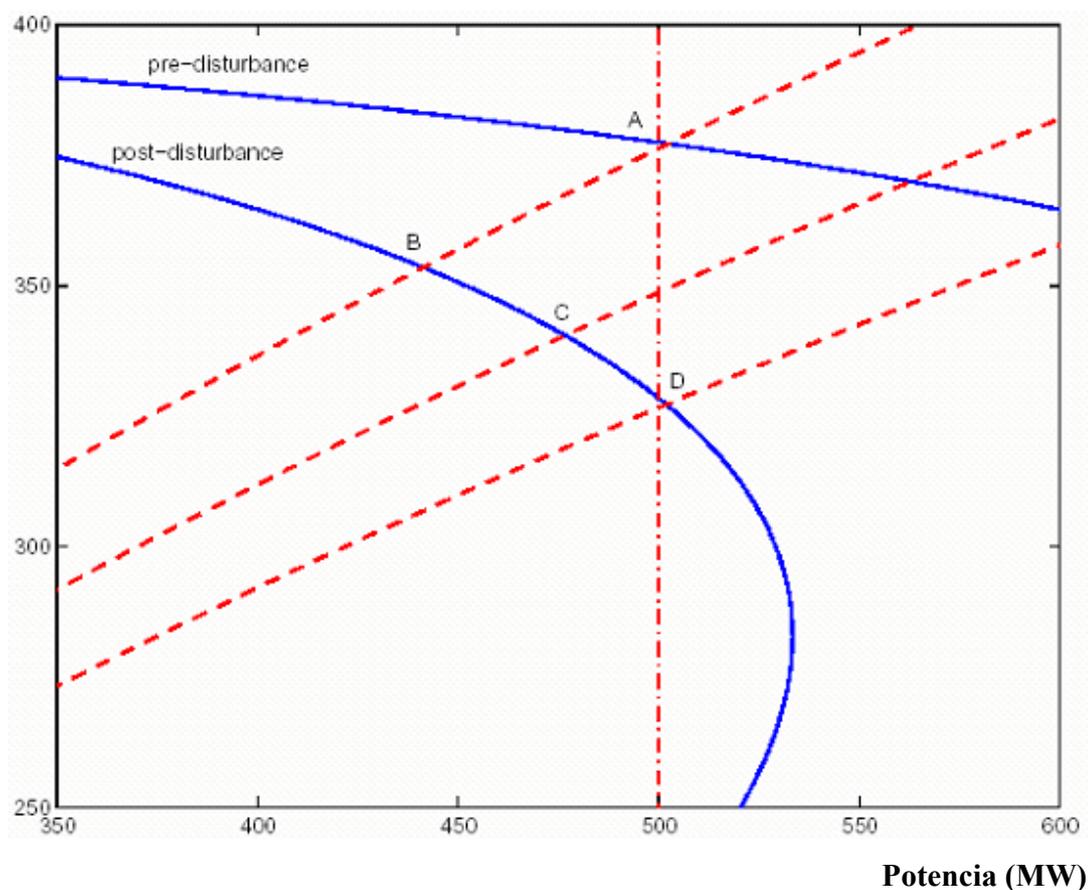


Figura 2.2 La acción de cambiadores de tap bajo carga ante un disturbio

La dependencia del voltaje de las cargas se puede ver cuando el cambia tap bajo carga alcanza el límite mínimo, en este caso los cambiadores de tap bajo carga no son capaces de mantener el voltaje secundario constante. El tamaño del paso del cambia tap bajo carga debe ser tenido en cuenta también en el flujo de carga en que se basó los estudios a largo plazo de la estabilidad del voltaje. La restauración de la carga puede ocurrir aunque el voltaje de la red de distribución no sea aumentado al valor nominal ni el de pre-perturbación. La energía consumida en las cargas termostáticas es constante a largo plazo. Aunque calentando las cargas son resistivas, los termostatos aumentan la cantidad de la carga si el decrecimiento del voltaje de la carga es suficiente. Las constantes de tiempo de las cargas termostáticas son altas, que hace que este fenómeno disminuya.

d) Dispositivos de compensación

Durante la operación cotidiana del SEP, cuando se ha identificado que el margen de estabilidad de voltaje del que se dispone es reducido, y no cumple con los criterios de seguridad establecidos, se deben ejecutar acciones de control con el objetivo de satisfacer tales criterios, y con esto evitar posibles situaciones de emergencia. En la actualidad, existen diferentes tipos de medidas preventivas y correctivas de las cuales se puede hacer uso, y que pueden ser aplicadas en las distintas áreas del SEP (generación, transmisión, distribución o carga). La acción de control que se ejecute debe ser cuidadosamente evaluada, ya que una elección errónea de esta puede agravar el problema en vez de solucionarlo. Esto dependerá en gran medida de la condición específica de operación que se mantenga y de las opciones que se tengan disponibles. Por lo general, este tipo de acciones pueden comprender maniobras como la regulación de potencia activa en los generadores, corte de carga, mecanismos de los ULTC, compensación de reactivos en paralelo y/o en serie. Enfatizando los objetivos que tiene la acción de compensación del SEP respecto a la estabilidad de voltaje, en general, esta consiste en realizar una inyección de potencia reactiva al sistema para mantener los niveles de voltaje cerca de los valores nominales, reducir las corrientes de línea, y por ende, las pérdidas en el sistema, todo esto en su conjunto contribuye a incrementar la estabilidad del sistema. Existen varios dispositivos empleados para compensar el SEP, pero una práctica común es agregar capacitores con propósitos de contrarrestar los efectos inductivos que predominan por naturaleza en la red y en las cargas del sistema.

Una clasificación que se puede establecer para los dispositivos de compensación, es en base al tipo de conexión utilizada para introducirlos a la estructura del SEP, lo cual da como resultado que se cuente con dispositivos de compensación con conexión en: a) serie y, b) derivación. A continuación se describen algunas de las características de los dispositivos de compensación en derivación, ya que son los más utilizados para solucionar problemas de estabilidad de voltaje.

- **Capacitores en derivación conectados mecánicamente (MSCs, por sus siglas en inglés).**

Desde hace mucho tiempo en los SEP's se han utilizado estos dispositivos con propósitos de compensación. Una de las principales razones para esto, es que representan la

alternativa más barata con la que se cuenta para proveer al sistema de potencia reactiva y soporte de voltaje. Se ha demostrado que por medio de un manejo adecuado de estos dispositivos se pueden ampliar los límites de estabilidad de voltaje. Entre las desventajas que se pueden mencionar de estos elementos es que, ante condiciones de sobrecarga la regulación de voltaje es deficiente, ya que la potencia reactiva que puede generar es proporcional al cuadrado del voltaje en sus terminales. En algunas ocasiones, dependiendo del punto de operación donde se encuentre el sistema, puede ser que la conexión de los MSCs provoque una condición de inestabilidad, además de que los mecanismos de su conexión al sistema pueden provocar perturbaciones en otros componentes del sistema.

• **Compensador Estático de VARs (SVC, por sus siglas en inglés).**

Este dispositivo brinda la posibilidad de variar continuamente su susceptancia con la finalidad de regular su potencia reactiva de salida, lo cual puede ser visto como un proceso rápido de conexión de capacitores de distintos rangos. Esto ayuda considerablemente a mitigar problemas de voltaje en periodos rápidos de tiempo. Cuando el SVC está operando dentro de sus límites provee una regulación de voltaje fina y no representa riesgo alguno para que se presente una condición de inestabilidad, pero una vez que ha alcanzado sus límites de operación su desempeño es idéntico al de un MSCs, lo que indica que su funcionamiento depende de la magnitud del voltaje en sus terminales.

• **Condensador sincrónico.**

La estructura de un condensador sincrónico es básicamente la misma que la de un generador sincrónico. Su principal aplicación es en la regulación precisa del voltaje, lo cual se logra a través de ajustar los parámetros del sistema de excitación. Su respuesta es relativamente lenta porque en su mecanismo interviene la constante de tiempo impuesta por los elementos que conforman el devanado de campo. Evidentemente esto es una desventaja, pero a diferencia del MSCs y SVC, su potencia reactiva de salida no se ve afectada en lo más mínimo por bajos niveles de voltaje en el sistema.

2.6 Circunstancias que favorecen la inestabilidad de voltaje.

Los posibles problemas de inestabilidad de voltaje que pueden aparecer en el sistema están fuertemente ligados a la configuración de los elementos que lo constituyen. Básicamente son tres las circunstancias temporales o permanentes que la favorecen:

- Líneas Radiales.

Un sistema en operación puede encontrarse temporalmente con una disposición entre áreas del sistema con característica básicamente radial, con zonas predominantemente generadoras y zonas de carácter puramente receptoras, unidas entre sí por líneas radiales. A medida que aumenta la carga de la línea, para mantener el voltaje en el lado receptor es necesario introducir elementos suministradores de reactivo para compensar el aumento de las pérdidas que se producen. Por otro lado, el flujo de reactivo por la línea aumenta a medida que disminuye el voltaje en el lado receptor hasta alcanzar un punto donde una disminución mayor de voltaje supone una disminución del aporte de reactivo por la línea. Suponiendo que la carga permanece constante por la actuación de los cambia taps de los transformadores de distribución, a medida que disminuye el voltaje el aporte de reactivo de los condensadores de la distribución disminuye y por consiguiente la carga neta demandada $Q_L - Q_c$ aumenta. Por consiguiente, se puede alcanzar un punto de operación para un voltaje dado en el receptor, donde la demanda neta $Q_L - Q_c$ sea mayor que la reactiva que es capaz de suministrar la línea, lo que supondría una situación de inestabilidad para el sistema.

- Líneas de Transmisión Largas.

La circulación de la potencia reactiva entre dos áreas a través de una línea larga esta influenciada por el grado de carga de la línea, debido a la variación no lineal de las pérdidas de reactivo en la línea al variar la magnitud de la carga transmitida. El punto de la curva correspondiente a la potencia natural de la línea P_c es aquel que determina la potencia en MW transmitida para la cual las pérdidas de reactivo de la misma son iguales a la potencia reactiva generada por su capacidad. La línea no consume ni genera reactivo.

Cuando la transferencia está por debajo de P_c la línea genera más reactivo que la que se pierde en la misma, y este exceso debe ser absorbido por los generadores o consumidas por las reactancias si existen problemas de sobrevoltaje. Por el contrario si la transferencia es mayor que P_c , las pérdidas en la línea son mayores que la generada y será necesario un mayor aporte de reactivo por los generadores y condensadores. Cuando en un sistema predominan las líneas largas, puede ocurrir un evento en una de ellas (por ejemplo el fallo de una línea en un doble circuito) que puede sobrecargar de la otra, y por consiguiente,

aumentarán considerablemente las pérdidas netas, circunstancias que requerirá la necesidad de planificar una reserva rodante de reactivo para prevenir una contingencia de este tipo.

• **Fenómeno del sobrevoltaje**

Con la inserción de numerosas fuentes de generación distribuida en los sistemas eléctricos de potencia aparece en la red una condición de sobrevoltaje poco usual en los análisis de la inestabilidad de tensión. Esto se debe fundamentalmente a la gran generación de reactivo que es inyectada a la red por líneas largas de alto voltaje que operan con baja carga. La siguiente ecuación (2.2) describe para un modelo de línea Pi convencional este fenómeno.

$$Q_L = Q_i - Q_C \tag{2.2}$$

donde

$$Q_C = V^2 \times \frac{Y}{2} \tag{2.3}$$

$$Q_i = I^2 \times Y \tag{2.4}$$

como hay poca transferencia $Q_C \gg Q_i$ y por tanto la línea entrega reactivo a la red

Para mitigar este efecto existen variantes como son:

- 1- Conexión de reactores
- 2- Dispositivos Facts.
- 3- Operar líneas de 220 kV a 110 kV
- 4- Operar el sistema con líneas de 220 kV abiertas.

Tensión (kV)	Pc (Líneas áreas) (Zc= 350 Ω)	Pc (Líneas soterradas) (Zc= 40Ω)
132	49.8 MVA	435 MVA
220	138 MVA	1200 MVA
380	413 MVA	3610 MVA

Tabla 2.1 Potencias e Impedancias Características más usuales

- Carencia Local de Fuentes de Reactivo.

La combinación de indisponibilidades en elementos de la red puede dar lugar a problemas de carencia de reactivo en determinadas zonas que pueden agravar los problemas de voltaje. Los sistemas con este riesgo potencial se caracterizan por disponer de gran parte de

su capacidad de generación de reactivo procedentes de condensadores, líneas soterradas y de la capacidad de las líneas, y no tener la suficiente generación por parte de los grupos generadores, principales elementos de la red como fuentes de reactivo. Además las líneas de enlace, aunque numerosas, suelen estar fuertemente cargadas. En cuanto a la generación en el área en cuestión se encuentra limitada pero cuenta con la reserva rodante de reactivo necesaria. Si ocurre un evento que disminuye la aportación de reactivo por parte de los condensadores y/o de la capacidad de las líneas, o aumenta la carga la línea, o elimina parte de la generación local, o una combinación de ellas, el sistema puede quedar en una situación difícil de reactivo. El resultado es una caída del voltaje que reduce aún más la aportación de líneas y condensadores. Si la reserva rodante de reactivo de los generadores y el pequeño aumento en el flujo de reactivo posible a través de las líneas no pueden neutralizar este déficit, el proceso de inestabilidad desembocará probablemente en un colapso de voltaje.

En el caso de tener fuentes de generación cerca de la carga se garantiza un suministro estable de reactivo, sin embargo con la generación de reactivo dada por las líneas es posible que se operen las máquinas cerca de un factor de potencia unitario, es decir con poca generación de reactivo y en algunos caso con un factor de potencia capacitivo, lo que al salir súbitamente una línea de transmisión ocasione un situación crítica de reactivo.

2.7 Acciones a tomar para evitar la inestabilidad de voltaje

Existen diferentes alternativas a adoptar por los planificadores y operadores de un sistema para eliminar o reducir en lo posible los problemas de inestabilidad del voltaje. Algunas de las posibles acciones a tomar son:

- 1- Establecer límites de transferencias de potencia más bajos. Esto previene posibles problemas de inestabilidad que pueden aparecer frente al fallo simple o múltiple de elementos de la red.
- 2- Añadir nuevas líneas al sistema. Corresponde a los planificadores el estudio de tal posibilidad con el fin de aumentar el mallado de la red.
- 3- Operar el sistema con voltajes altos. La operación del sistema con voltajes altos en el nivel de la transmisión permite mantener un margen aceptable frente a posibles contingencias de elementos del sistema, de forma que al producirse éstas, los voltajes no

alcancen valores muy bajos que puedan iniciar el proceso de inestabilidad, además supone una disminución de las pérdidas.

4- Descarga automática. Una pequeña reducción de la carga soportada por el sistema puede suponer en algunos casos la diferencia entre la recuperación del sistema y el colapso de voltaje cuando aparece un déficit local de potencia reactiva.

5- Añadir condensadores **shunt** en la distribución (cerca de la carga) para compensar la potencia reactiva demandada, y condensadores serie en las líneas de transmisión para compensar las pérdidas que se producen.

6- Utilizar transformadores con cambia taps. Un transformador con cambiador de taps puede mantener un nivel aceptable de voltaje de distribución, pero también puede provocar un colapso de voltaje. El voltaje de distribución puede tener un valor próximo al nominal estando el voltaje primario en torno al 90%. Si el sistema tiene condensadores conectados en el primario, al disminuir el voltaje disminuye su aportación de reactivo, mientras que la regulación del transformador mantiene la carga constante. Esta situación supone una carencia local de potencia reactiva neta. Una técnica utilizada para solucionar este problema consiste en bloquear el movimiento de los taps cuando se alcance un cierto escalón, de forma que si se produce una mayor disminución del voltaje primario, también disminuya en el secundario, lo que supondrá un descenso de la carga demandada, neutralizándose la carencia neta de reactivo.

7- Añadir compensadores estáticos de reactivo.

Los compensadores estáticos de reactivo son unos modernos dispositivos utilizados en muchos sistemas para solucionar problemas de voltaje y de generación de reactivo. Son los sustitutos de los compensadores sincrónicos.

CAPÍTULO 3 ANÁLISIS DE LOS PROBLEMA DEL SISTEMA. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.

En el capítulo anterior se hace referencia al margen de carga como un índice básico para los análisis de inestabilidades de tensión, en este trabajo se calcularán las reservas de carga o márgenes de carga de los escenarios propuestos. Es de señalar que un menor margen de carga indica que el sistema se encuentra más cerca de presentar problemas de colapso de tensión. Solo en casos de análisis académicos es posible obtener un colapso de voltaje puro, en casos reales la estabilidad de carga y la estabilidad de rotor a menudo aparecen ligadas y una desencadena la otra. Es por esto que en el siguiente capítulo se calcularán tres índices que reflejen las condiciones estresantes en el sistema con las nuevas formas de generación. Estos índices son:

1. Determinación de la constante de inercia
2. Cálculo de los niveles de cortocircuito.
3. Determinación de los niveles de reserva de estabilidad estática del SEN.

Este estudio se realiza para los años 2003, 2006 y 2008 donde hay variación en la generación y carga del país.

3.1 Descripción de los escenarios del SEN

Los escenarios analizados en este estudio tienen diferentes características. En el 2003 la generación era centralizada. En el 2006 hay inclusión de algunas plantas pequeñas de generación con diesel, sobretodo en el horario de máxima donde estas son usadas para cubrir el pico y además algunas plantas de gas que en el año 2003 se encontraban en proyecto en conjunto con las plantas grandes ya existentes. En el 2008 la mayoría de las plantas son de generación distribuida, en este año se incluye una maquina de 125 MW en energías Jaruco. Es de señalar que los datos del año 2008 fueron obtenidos de un trabajo de pronóstico realizado por la dirección de planificación y desarrollo de la Unión Nacional Eléctrica. A continuación se hace una caracterización de los diferentes escenarios anteriormente mencionados.

En el año 2003 se tienen 54 generadores, 127 líneas, transformadores 81, el valor de la reactancia total es $X_{total} (p.u)=30.556$.

En el año 2006 los generadores son 47, número de líneas 129 y transformadores 81 pero la $X_{total} (p.u)=30.198$ disminuyendo con respecto al año 2003.

En el año 2008 los generadores aumentan considerablemente debido a la generación distribuida ahora son 175, las líneas también aumentan hasta 273, y los transformadores hasta 375 y debido al aumento de los generadores, líneas y transformadores la reactancia X_{total} (p.u) incrementa cuantiosamente hasta 205.82 siendo muy superior a los años anteriormente expuestos, esto demuestra a simple vista lo débiles que son los enlaces en el sistema.

Esta caracterización permite tener conocimiento de las diferencias que existen entre los años estudiados para la realización de análisis posteriores.

3.2 Constante de inercia y ecuación de aceleración mecánica

En el análisis de la respuesta transitoria de un sistema eléctrico de potencia intervienen los comportamientos de los rotores de los generadores. Es indiscutible que el movimiento de giro del rotor determina la estabilidad del sistema y este movimiento de giro está definido por la inercia de las masas que giran y los pares que actúan sobre ellas. Se consideran los pares más importantes, es decir, por un lado el par debido a la fuerza motriz primaria y por otro, la correspondiente a la potencia eléctrica suministrada y también los pares de amortiguamiento. Estos últimos se desprecian, al menos para una primera oscilación de la estabilidad transitoria.

Antes de producirse una perturbación transitoria, la máquina funciona en régimen estable a una velocidad constante de sincronismo. El par mecánico del accionamiento motriz primario está equilibrado por la potencia eléctrica de salida más las pérdidas. Si se produce súbitamente una perturbación, bien por una apertura de un circuito o por una falla, inmediatamente cambian las condiciones del sistema. En el caso de una falla el par eléctrico caerá normalmente a un valor pequeño, produciendo un desequilibrio en el par del rotor. El exceso del par mecánico de entrada sobre el par eléctrico de salida, actuará sobre el rotor acelerándolo. Por el contrario, un exceso de carga sobre las posibilidades de generación, hará que la diferencia entre la potencia y el par eléctrico de salida sea negativa desacelerando el rotor. El cálculo de estos pares y la respuesta del rotor darán la solución a la estabilidad transitoria. Por lo tanto, se analizan las expresiones del par de cada uno de estos componentes.

Las potencias se van a identificar con P y los pares con T .

-Se designan con P_1 la potencia de entrada o la que se define como mecánica motriz primaria y con T_1 el par correspondiente, que se podrán intercambiar por considerar constante la velocidad, ya que sus variaciones durante el período transitorio de la postfalla, no superarán el 5 % de su valor de sincronismo. Por ello se asume que

$$P_1 = \omega_n T_1 \quad (3.1)$$

tomando como base ω_n y expresando las ecuaciones en tanto por uno, $\omega_n = 1$ y $P_1 = T_1$

- El par eléctrico será el correspondiente a la potencia transferida $P_E = P_{MAX} \text{sen} \delta$ y su valor real se ajustará bastante al teórico en las máquinas de rotores cilíndricos, siendo algo más complejo para los de polos salientes. Este término no es lineal y exige una solución escalonada de la ecuación. Cada escalón debe abarcar un período de tiempo corto, generalmente igual ó menor que un ciclo de la frecuencia del sistema (20 ms. a la frecuencia de $f = 50$ Hz.).

- La potencia acelerante P_A en el rotor, será la diferencia entre

$$P_1 \text{ y } P_{MAX} \text{sen} \delta. \neq P_A = P_1 - P_E \quad (3.2)$$

La constante de inercia de una máquina se define como la energía cinética almacenada en las partes giratorias a la velocidad sincrónica de funcionamiento. Se expresa generalmente por H y en tanto por unidad, siendo la energía cinética almacenada en las partes en rotación de la máquina a la velocidad sincrónica (ω_n) por MVA, según la especificación de la máquina.

La ecuación que relaciona las variables que intervienen en la aceleración mecánica viene dada por:

$$W.H = \frac{1}{2} J \omega_n^2 \quad (3.3)$$

donde,

J = Suma de los momentos de inercia polares de todos los órganos en rotación

ω_n = Velocidad sincrónica nominal en radianes eléctricos por segundo

Es muy frecuente ver la expresión (3.3) en función del momento angular de las partes en rotación $M = J \omega_n$ y si se establecen las igualdades, $W.H = \frac{1}{2} M \omega_n = \frac{1}{2} M . 2\pi f_n$ se tiene

$$M = \frac{WH}{\pi f_n} \quad (3.4a)$$

$$M = \frac{H}{\pi f_n} \quad (3.4b)$$

esta última expresada en por unidad de potencia de la máquina y tomando como base la misma.

Vamos a examinar su relación con la potencia acelerante:

$$P_1 - P_E = P_A = \omega_n (T_1 - T_E) \quad (3.5)$$

Si $P_A = 0$ no existe perturbación y el régimen es estacionario

Si $P_A > 0$ habrá un par acelerante y si $P_A < 0$ el par será descelerante

La ecuación del movimiento del rotor será:

$$P_A = P_1 - P_E = M \frac{d^2\theta}{dt^2} \quad (3.6)$$

siendo $\frac{d\theta}{dt} = \omega_n$ cuya integral indefinida nos conducirá a la expresión,

$$\theta = \omega_n t + \delta \quad (3.7)$$

donde δ es el ángulo de potencia de la máquina.

Finalmente, haciendo las sustituciones adecuadas en las ecuaciones se obtiene la expresión siguiente:

$$P_A = M \frac{d^2\theta}{dt^2} = M \frac{d^2\delta}{dt^2} \quad (3.8)$$

que lleva a la expresión de la potencia acelerante:

$$P_A = \frac{H}{\pi f_n} \frac{d^2\delta}{dt^2} \quad (3.9)$$

expresada en por unidad y en radianes eléctricos/segundo o bien

$$P_A = \frac{H}{180 f_n} \frac{d^2\delta}{dt^2} \quad (3.10)$$

si es en grados eléctricos/segundo y expresado igualmente en por unidad.

En estas últimas expresiones (3.9) y (3.10) de la potencia acelerante los parámetros que intervienen son:

f = la frecuencia de la red.

δ = la posición angular del rotor en grados eléctricos

H = la constante de inercia de la máquina, ya definida anteriormente, como la energía cinética almacenada en el rotor a la velocidad de sincronismo, dividida por la potencia nominal en MVA de la máquina. La unidad de esta constante se expresa en kW-seg./kVA ó bien en segundos. Para máquinas normales este valor de H suele estar comprendida entre 4 y 10 seg. y para los generadores de centrales hidroeléctricas entre 2 y 5 seg.

Los fabricantes de máquinas generalmente, el dato que facilitan es $W_g r^2$ donde W_g es el peso de las partes giratorias de la máquina y r su radio de giro.

Para la realización de este trabajo se calcula la constante de inercia definida como (8,9):

$$H = \frac{\text{Energía Cinética}}{\text{Potencia Aparente de las Máquinas Rotatorias}} \quad (3.11)$$

La inercia total de todo el sistema es definida por:

$$: H_{total \ del \ sistema} = \frac{\sum H_i * S_i}{\sum S_i} \quad (3.12)$$

donde

H_i = Inercia de cada generador

S_i =Potencia aparente de cada generador

En la tabla siguiente se muestra la comparación de los valores de inercia para diferentes años de los cálculos realizados al SEN. (Anexo # 1)

Años	2003	2006	2008
Inercia total del SEN (seg.)	4.6939	4.764	1.7902

Tabla 3.1 Valores de inercia del SEN

Se aprecia que los valores de inercia con la entrada de la generación distribuida disminuyen, aunque del año 2003 al 2006 hay un ligero aumento debido a la entrada este último año de nuevas plantas generadoras ya en el año 2008 hay una gran disminución de la inercia ya que entran al sistema máquinas que tienen baja inercia lo que hace que el SEN sea menos robusto para enfrentar cualquier perturbación.

En general las inercias de las unidades de la generación distribuida son menores que las unidades del SEN, por tanto ellas tienden a responder más rápido a los disturbios del

Sistema, esto significa que una falla en la vecindad de la generación distribuida puede provocar la pérdida de sincronismo de esos generadores.

En la siguiente figura puede observarse este fenómeno.

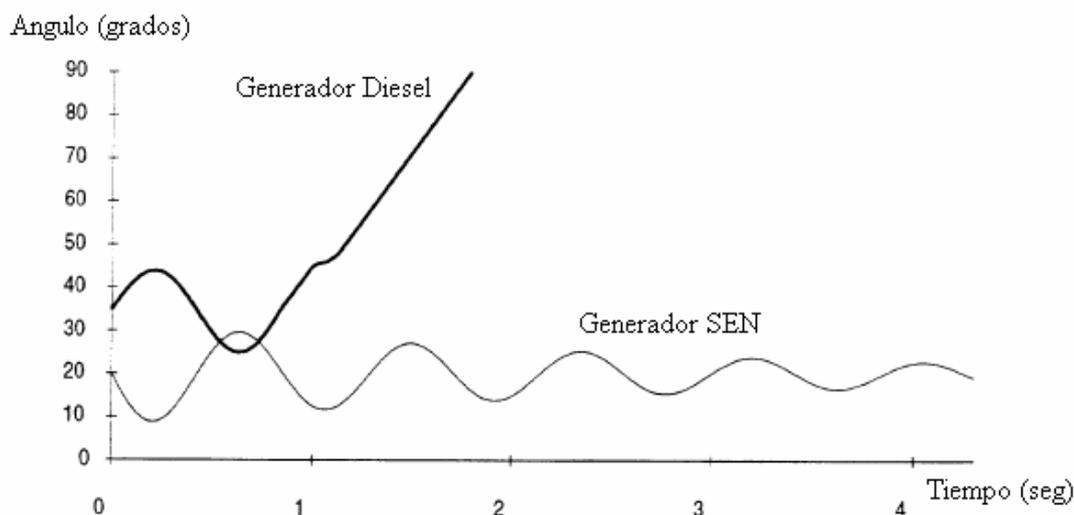


Figura 3.1 Pérdida de sincronismo de un generador diesel en el SEN

3.3 Cortocircuito

La potencia de cortocircuito es de alguna manera una medida de los esfuerzos (térmicos y electrodinámicos) que introduce el cortocircuito. Esta depende directamente de la configuración de la red y las impedancias de sus componentes: líneas, cables, transformadores, motores etc. y todo componente que sea atravesado por la corriente de cortocircuito.

La potencia de cortocircuito en una red eléctrica es un índice de la robustez, interconectividad y capacidad de transporte de la misma. Mayores potencias de cortocircuito en una red indican mayor número de interconexiones (mallado), mayor capacidad de transporte y mayor robustez.

Si bien la potencia de cortocircuito da el dimensionamiento de los interruptores también informa de la caída de tensión que puede experimentar una red en el punto de conexión de una instalación o bien la impedancia equivalente que ve dicha instalación al conectarse en esa red.

Es importante, además, la determinación de nodos con la suficiente robustez para la conexión de generación, por ejemplo, para el criterio de estabilidad transitoria de los generadores ya que mientras mayor potencia de cortocircuito tengan los nodos donde se conecta la generación, de mayor estabilidad transitoria en generación gozará el sistema. Como norma general, se dice que un generador conectado a un nodo permanecerá en sincronismo ante una falla si la potencia de cortocircuito de dicho nodo es tres veces superior a la potencia instalada del generador.

3.3.1 Cálculo de los niveles de cortocircuito

Para la realización del estudio comparativo de los niveles de cortocircuito se procedió a calcular los MVA de cortocircuitos trifásicos y monofásicos en barras de 220 y 110 kV del SEN, utilizando para el análisis del sistema la base de datos del PSX

En la tabla 3.2 aparecen los MVA de cortocircuito de las barras analizadas para mínima y máxima generación y fallas trifásicas y monofásicas. La máxima esta calculada con los generadores que participan según el cubrimiento económico; por lo que no es la máxima local posible con todos los generadores de la zona conectados.

Al analizar la tabla 3.2 puede observarse que los niveles de cortocircuito del 2008 disminuyen bastante con respecto al sistema del 2003, esto se debe a la inserción de un gran número de transformadores y generadores de baja potencia y con altas reactancias. Esta disminución de los niveles de cortocircuito provoca el debilitamiento del SEN y de sus enlaces.

	Trifásico			Monofásico		
	2003	2006	2008	2003	2006	2008
PINA2110	683	928	526	644	1033	680
PINAN220	716	954	515	629	904	590
CUJAE110	2099	2945	1587	2281	3473	2205
CUJAE220	2416	3630	1295	2675	3820	1757
MTZAS220	2221	1706	1437	2143	1948	1479
CFGOS110	1478	1879	615	1478	2227	700
CFGOS220	1726	2315	751	1857	2401	779
CLARN110	1238	1684	700	1147	1950	827
CLARA220	1610	2314	808	1522	2225	894
VICEN110	814	1221	588	746	1454	806
VICEN220	971	1787	637	884	1785	787
CAMAG220	1034	1449	612	1070	1418	716
CAMAG110	734	1017	616	736	1153	767
HOLGN110	1009	1761	631	969	1950	1138
HOLGN220	1388	2832	648	1340	2762	1922

Tabla 3.2 Niveles de cortocircuito de mínima del SEN

	Trifásico			Monofásico		
	2003	2006	2008	2003	2006	2008
PINA2110	670	973	850	614.98	1070	1082
PINAN220	768.50	1001	684	661.98	934	764
CUJAE110	2355.80	3547	2153	2413.60	4014	2854
CUJAE220	3022.30	4343	1634	3147.70	4341	2145
MTZAS220	2323.2	3140	1762	2332	2939	1714
CFGOS110	1683.2	2359	857	1847.10	2699	957
CFGOS220	1909.41	2545	1071	2008.5	2567	1089
CLARN110	1416.40	1976	1036	1267.30	2201	1175
CLARA220	1868.5	2602	1154	1710.5	2397	1219
VICEN110	994.17	1496	822	872.43	1738	1100
VICEN220	1365.70	2116	874	1165.40	2018	1038
CAMAG220	1144.70	1176	819	1025.30	1288	990
CAMAG110	831.25	1700	839	759.46	1580	950
HOLGN110	1076.9	1866	1046	1011.5	2035	1300
HOLGN220	1676	3157	1099	1559.5	2965	1293

Tabla 3.3 Niveles de cortocircuito de máxima del SEN

La reducción de los niveles de cortocircuito en la red eléctrica, además de aumentar la vulnerabilidad de la red, hace que existan problemas de operación. Es posible que existan casos donde para una falla mínima en el extremo de una línea de transmisión la protección del otro extremo no sea capaz de ver la falla y por tanto esta se siga alimentando. Esta condición puede desencadenar en un problema crítico de estabilidad.

Como se apreció anteriormente, las máquinas son de baja inercia y por tanto se necesitan de tiempos de limpieza prácticamente teóricos (0.070 seg.) como hace referencia [27]

3.4 Estudio comparativo de niveles de cortocircuito en las barras de 110 kV y 220 kV del SEN para los años 2006-2008.

En las tablas 3.2 y 3.3 aparecen los MVA de cortocircuito de las barras analizadas para Máxima y Mínima generación y fallas trifásicas y monofásicas. La Máxima esta calculada con los generadores que participan según el cubrimiento económico; por lo que no es la Máxima local posible con todos los generadores de la zona conectados.

Para la comparación cuantitativa de los niveles de cortocircuito se sumaron dichos niveles de todas las barras de las tablas 3.2 y 3.3 Los resultados se muestran en las figuras 3.2 y 3.3.

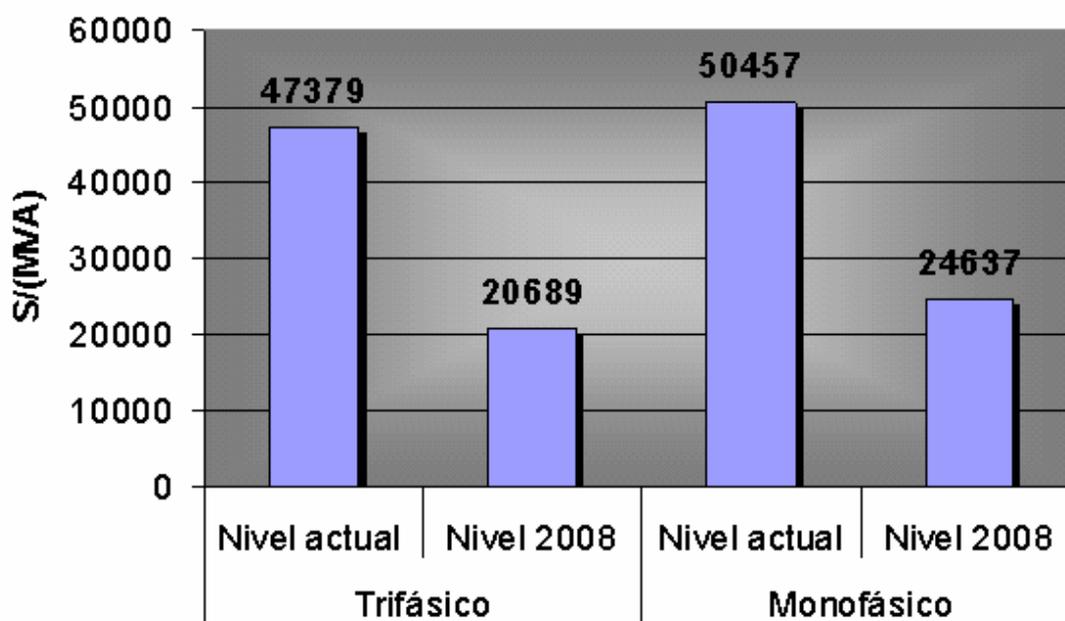


Fig. 3.2 Cálculo de los niveles de CC. Régimen de Mínima.

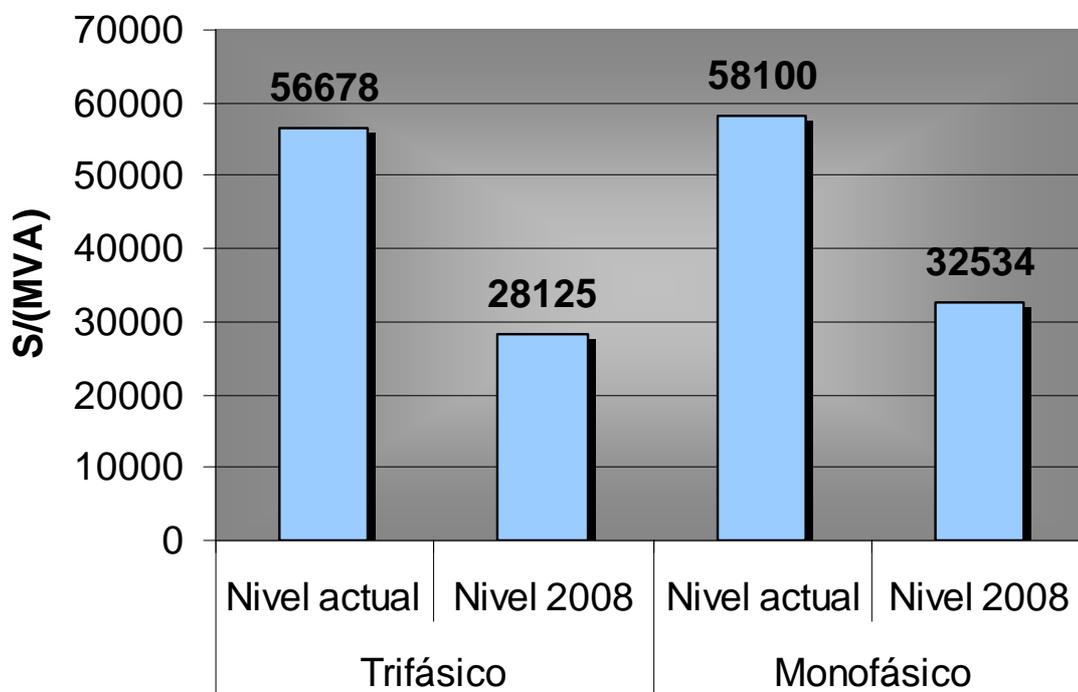


Fig. 3.3 Cálculo de los niveles de CC. Régimen de Máxima.

Al analizar estos gráficos puede observarse que los niveles de cortocircuito del 2008 bajan aproximadamente a la mitad del sistema actual, esto se debe a la inserción de un gran número de transformadores y generadores de baja potencia y con altas reactancias. Esta disminución de los niveles de cortocircuito provoca el debilitamiento del Sistema Electroenergético Nacional y de sus enlaces.

3.5 Cálculo de la reserva

Se realiza el cálculo del margen de carga a cada uno de los escenarios bajo análisis. Para este punto se utilizó un flujo continuado implementado en el paquete de programas PSX y que permite llegar a puntos muy cerca del colapso. El margen de carga se calcula como la diferencia entre la carga total alcanzada y la inicial de estudio, se expresa en por ciento.

Años	2003	2006	2008
Reserva del SEN (%)	17.871	13.574	1.806

Tabla 3.4 Valores de reserva de estabilidad estática del SEN

Como se puede apreciar en el escenario donde existe la inserción en el sistema de generación distribuida el margen para alcanzar el colapso de voltaje es menor, esto indica que el sistema se operará en un mayor de riesgo.

3.5 Simulación de averías en el sistema el los años 2003 y 2008

Con el objetivo de comprobar lo expuesto anteriormente se simulan averías en el sistema eléctrico ocurridas en el 2003. Las mismas serán simuladas en el año 2008 y en el propio 2003.

- Falla trifásica en el nodo PINAR 110 con tiempo de limpieza de la falla de 0.12 segundos y recierre exitoso.

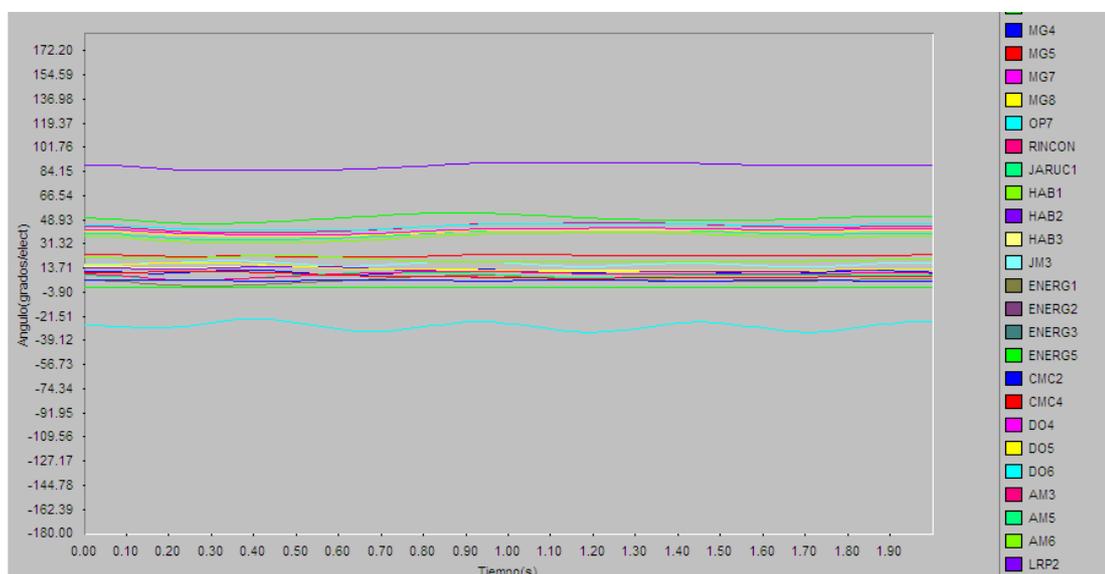


Figura 3.4 Angulo (grados/elect) vs. Tiempo(s) del SEN año 2003

Como se aprecia en la figura no se pierde el sincronismo y por tanto dicha falla no afecta considerablemente la estabilidad del sistema.

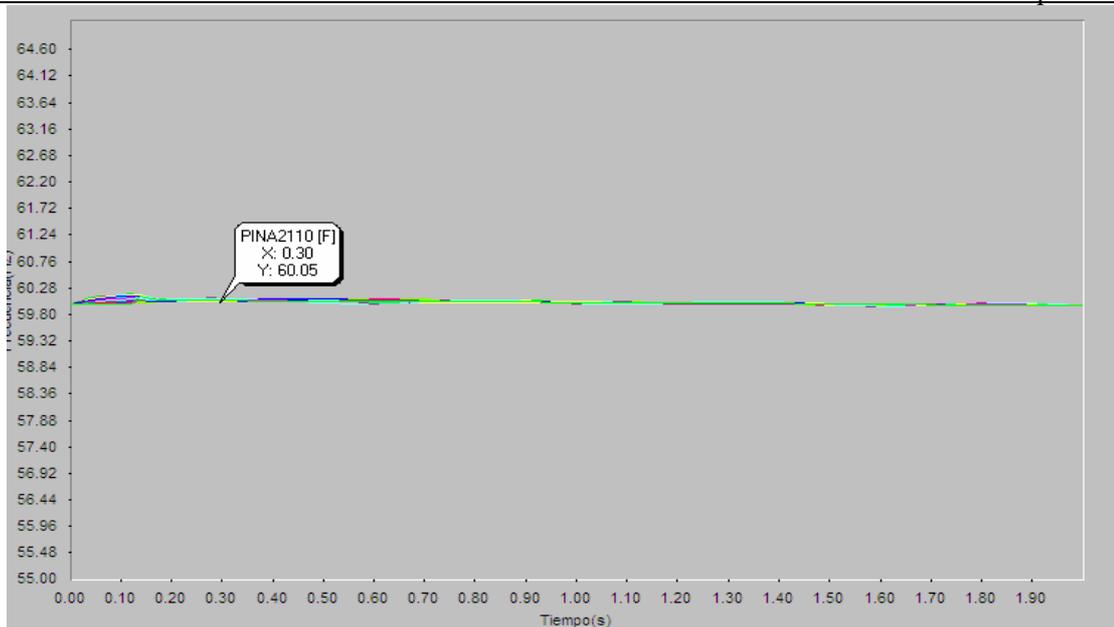


Figura 3.5 Frecuencia (Hz) vs. Tiempo(s) del SEN año 2003

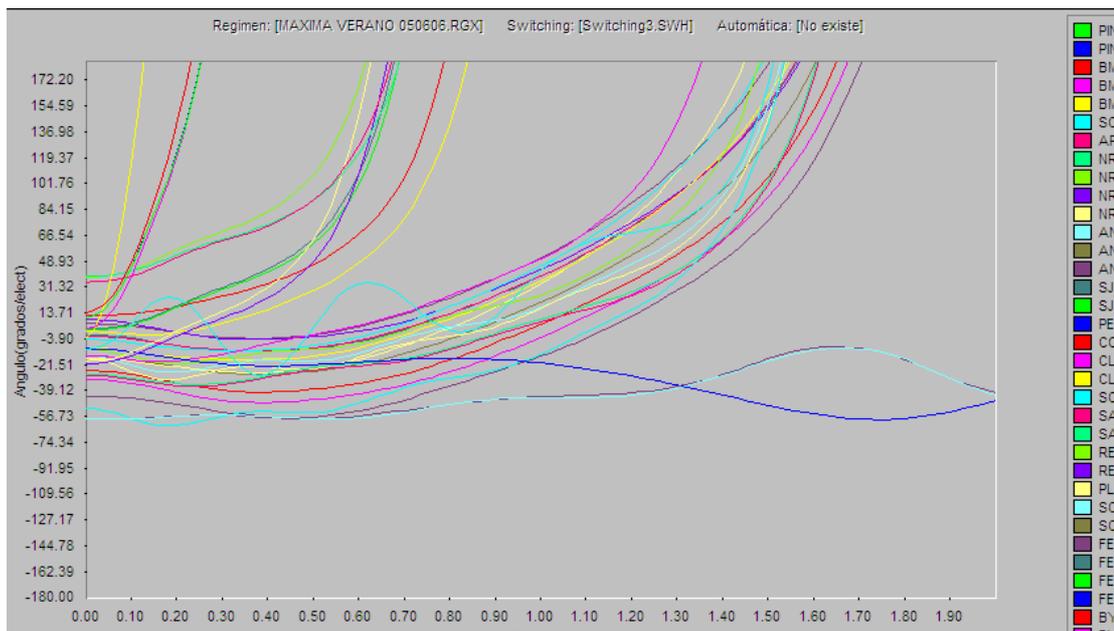


Figura 3.6 Ángulo (grados/elect) vs. Tiempo(s) del SEN año 2008

En la figura se observa que varias de las máquinas del sistema se van de sincronismo, incluso las más alejadas de la falla. En este caso se puede decir que el sistema es inestable.

-Falla trifásica en el 1 % de la línea Cienfuegos 110- Santa clara 110, con tiempo de limpieza 0.12 segundos.

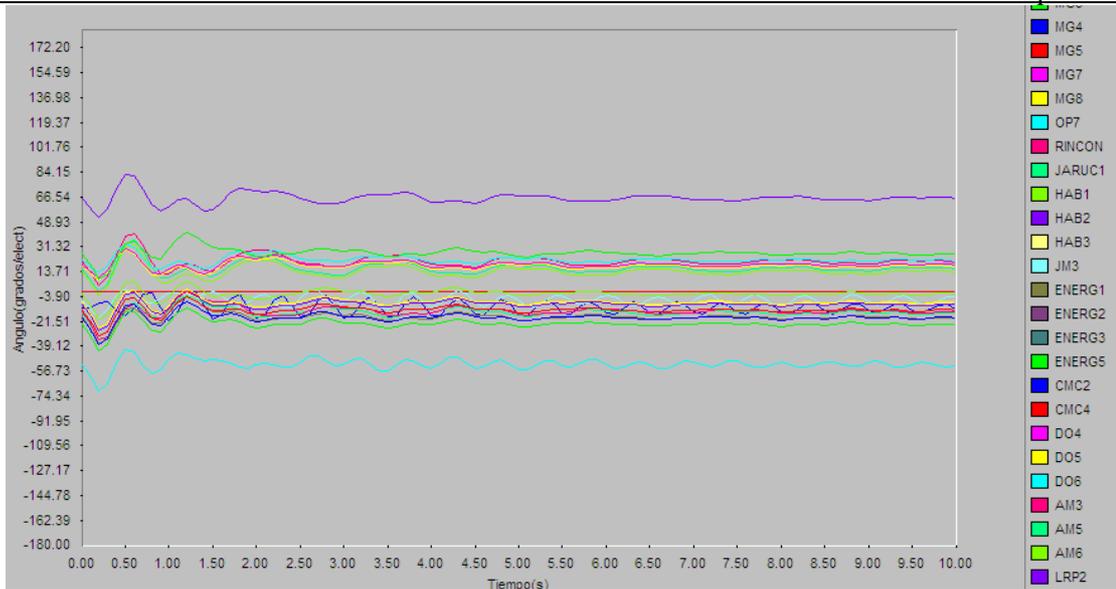


Figura 3.7 Ángulo (grados/elect) vs. Tiempo(s) del SEN año 2003

En la figura se demuestra que las oscilaciones provocadas por la falla son amortiguadas y el sistema no llega a perder el sincronismo.

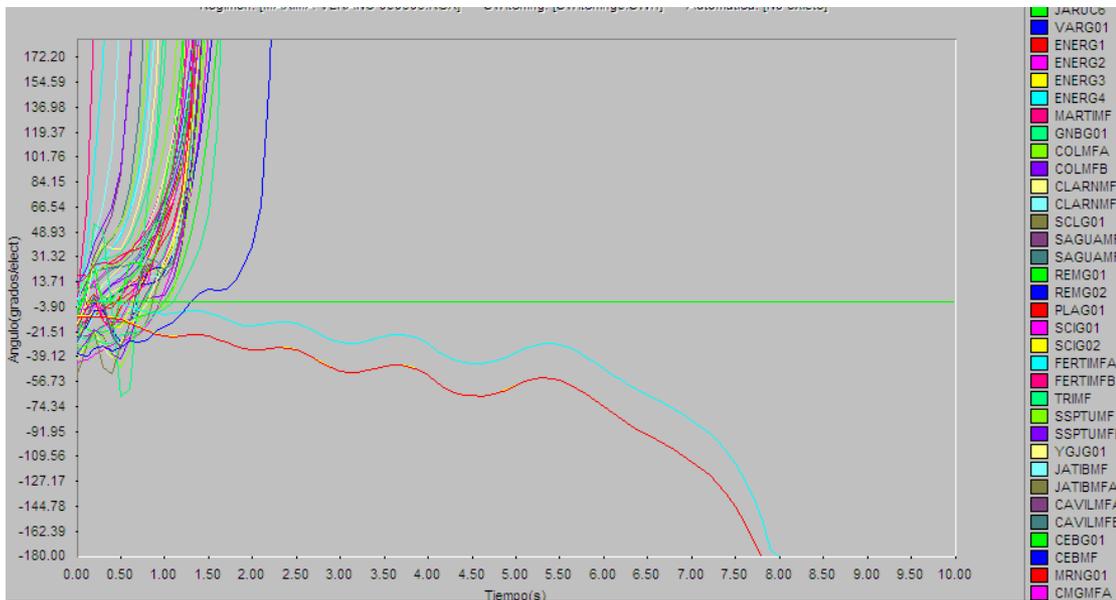


Figura 3.8 Ángulo (grados/elect) vs. Tiempo(s) del SEN año 2008

Se aprecia para el año 2008 con la misma falla una pérdida total de sincronismo, en esto influye de forma determinante la inclusión de máquinas de baja inercia así como las grandes reactancias introducidas por los transformadores de las mismas.

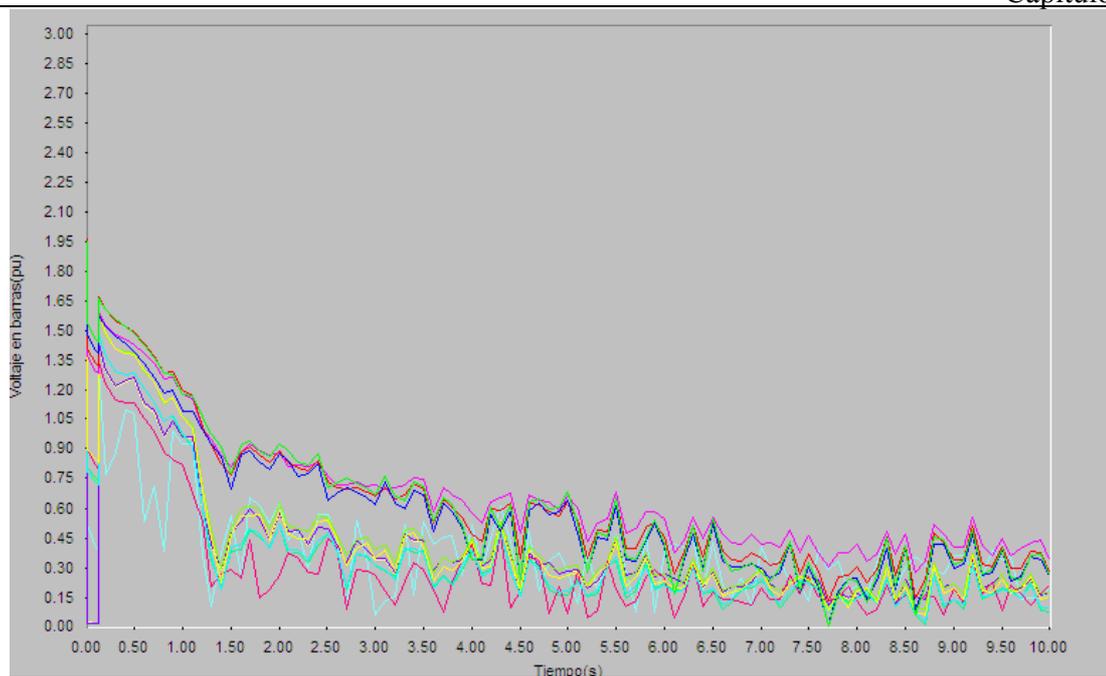


Figura 3.9 Voltaje (pu) vs. Tiempo(s) del SEN año 2008

La gráfica muestra una caída de los niveles de voltaje a lo largo del sistema, estos valores son operacionalmente inaceptables y pudiera coincidir con un colapso de tensión.

-Apertura tripular de las líneas que unen la provincia de Matanzas con la parte más occidental del País.

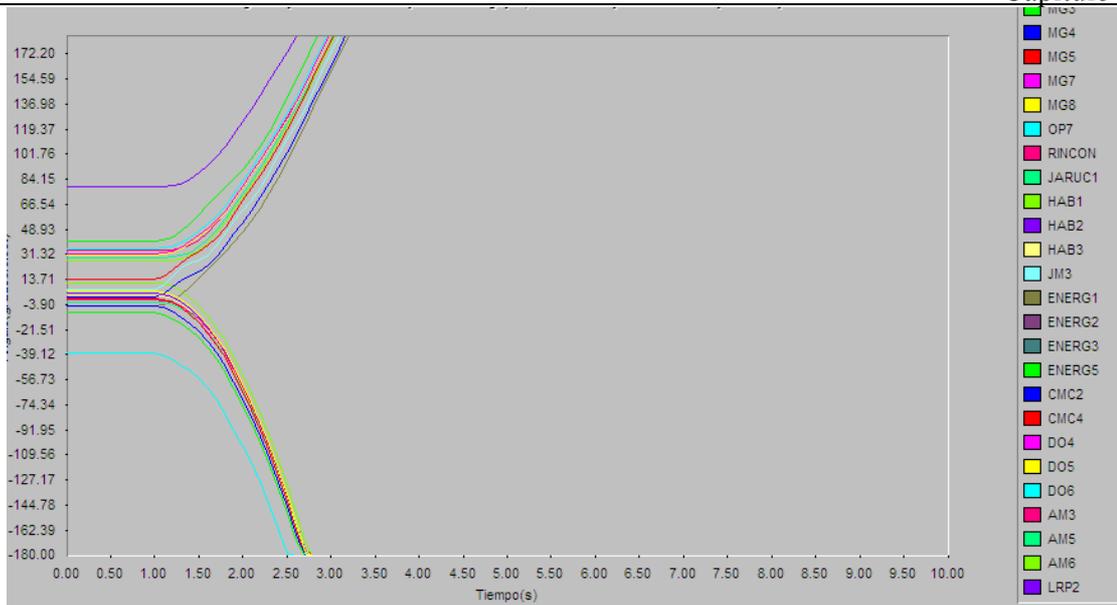


Figura 3.10 Ángulo (grados/elect) vs. Tiempo(s) del SEN año 2003

En este caso el sistema se encuentra trabajando en dos Islas, pero cada una de ellas de forma estable.

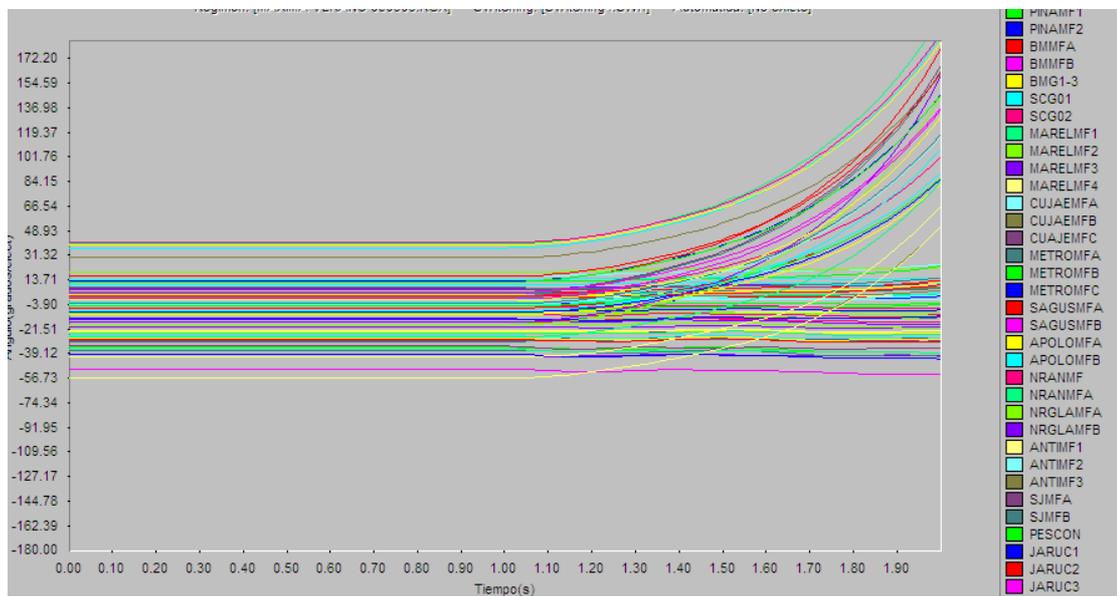


Figura 3.11 Ángulo (grados/elect) vs. Tiempo(s) del SEN año 2008

Como se observa en este caso también se mantienen las dos islas trabajando de forma estable por separado, esta condición para el estado actual no es tan crítica pues al estar la

generación tan pegada a los centros de consumo las transferencias por las líneas de 220 kV son insignificantes y por tanto no comprometen la estabilidad del sistema.

CONCLUSIONES

El análisis realizado durante el trabajo ha permitido arribar a las siguientes conclusiones:

1. Con el estudio de los niveles de cortocircuito realizados al SEN se demostró que con la entrada de la generación distribuida en el año 2008 disminuye los valores respecto a los otros años lo que trae consigo un debilitamiento en los enlaces de la red y por tanto una mayor vulnerabilidad de la misma.
2. La inercia juega un papel fundamental en la aceleración de las máquinas ante un disturbio en el sistema y es por eso que una disminución en la misma hace el sistema más propenso a la pérdida de estabilidad.
3. Con el nuevo equipamiento analizado el sistema se encontrará trabajando en una zona de alto riesgo en cuanto a la estabilidad de voltaje.
4. En el año 2008 se aprecian bajo perturbaciones reales ocurridas en nuestro sistema que este pudiera estar sujeto al fenómeno del desprendimiento de voltaje.

RECOMENDACIONES

Este trabajo puede ser aun más rico en su análisis y es por esto que se sugieren las siguientes recomendaciones:

1. Realizar un análisis amplio del comportamiento de la carga pues esta influye de forma determinante en los problemas de estabilidad de voltaje.
2. Analizar una gama más amplia de contingencias que permitan obtener una idea más clara del comportamiento del sistema eléctrico solamente generando con baterías de fuel y diesel.
3. Considerar en estudios posteriores los dispositivos de regulación de voltaje y control de velocidad.
4. Analizar las variantes que existen en la literatura para aumentar las inercias de las máquinas.

REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA

- [1] AIEE Subcommittee on Interconnections and Stability Factors. (1926) First Report of Power System Stability. AIEE Transactions, págs 51–80.
- [2] BBC, Brown Boveri. Load shedding to influence frequency during overload condition.
- [3] B. M. Weedy and B. R. Cox, (April 1968) “Voltage Stability of Power Radial Link,” Proc. IEE, vol. 115, págs. 528-536.
- [4] Chris Middlebrook, Viswajit Ranganathan, and Noel N. Schulz, (May 2000), “A Case Study on Blackout Restoration as an Educational Tool,” IEE Transactions on Power Systems, vol. 15, no. 2, págs. 467-471.
- [5] CIGRE Working Group 14.05 Report, Interaction Between HVDC Convertors and Nearby Synchronous Machine, CIGRE Brochure 119, Oct. 1997.
- [6] CIRED., (June 2001). Technical Theme 4: Dispersed Generation, Management and Utilization of Electricity. Proceedings of 16th International conference on Electricity Distribution. Amsterdam, Netherlands, IEE Conference Publication No: 482, Part 1: Contributions.
- [7] Colloquium on system implications of embedded generation and its protection and control. (February 1998). Institution of Electrical Engineers (IEE). Digest No: 1998/227, London, UK.
- [8] C.P. Steinmetz. , July 1920 Power Control and Stability of Electric Generating Stations. AIEE Transactions, Part II, XXXIX:1215–1287,.
- [9] C. Taylor, 1993 Modelling of Voltage Collapse Including Dynamic Phenomena, CIGRE TF 38.02.10.
- [10] C. W. Taylor, 1994 Power System Voltage Stability. McGraw-Hill, New York.
- [11] D. J. Hill, Feb. 1993 “Nonlinear Dynamic Load Models with Recovery for Voltages Stability Studies,” IEEE Trans. Power System, vol. 8, pág. 166-176.
- [12] D. S. Henderson. (1996). Synchronous or induction generators? The choice for small scale generation. In Proceedings: Opportunities and Advances in International Power Generation.
- [13] Gómez Expósito, (2002) Análisis y Operación de Sistemas de Energía Eléctrica. McGraw-Hill, España.

Referencias Bibliográficas

- [14] IEEE / CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, (2004) “Definition and Classification of Power System Stability,” IEEE Trans. Power System, vol. 19, págs. 1387-1400.
- [15] IEEE/PES Power Systems Stability Subcommittee Special Publications, (2001) Voltage Stability Assessment, Procedures and Guides, Final draft, available at <http://www.power.uwaterloo.ca>.
- [16] IEEE Special Publication 90TH0358-2-PWR, (1990). Voltage Stability of Power Systems, Analytical Tools, and Industry Experience, 1990
- [17] Impact of embedded generation on distribution networks. (1996). Institution of Electrical Engineers (IEE). Digest No: 1996/191, London, UK.
- [18] Impact of increasing contribution of dispersed generation on the power system. (1998) Final Report. CIGRE Study Committee 37 (WG 37-23), CIGRE, Paris.
- [19] J. A. Oliver. August (1999) Generation Characteristics Task Force, Study Committees 11, 37, 38, and 39. Electra, (185):págs15–33.
- [20] J. M. Ramírez A. (2004) Reporte Interno de Transitorios Electromecánicos, Cinvestav, Guadalajara.
- [21] L. H. Fink, editor, (1989). Proceedings: Bulk Power System Voltage Phenomena – Voltage Stability and Security, EPRI EL-6183, Potosi, Missouri.
- [22] L. H. Fink, editor, (1994). Proceedings: Bulk Power System Voltage Phenomena – Voltage Stability Security and control, ECC / NSF workshop, Davos, Switzerland.
- [23] Lóf P.A, (1995). On static analysis of long-term voltage stability, PhD thesis Royal Institute of technology, Stockholm ,Sweden ,pág 197
- [24] M. Grubb and R. Vigotti. (1995). Renewable energy strategies for europe – volume ii. Electricity Systems and Primary Electricity Sources. The Royal Institute of International Affairs, London, UK.
- [25] N. G. Hingorani and L. Gyugyi, (2000). Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC transmission. Institute of Electrical and Electronic Engineers, New York.
- [26] N. Jenkins. June (1995). Embedded generation - tutorial. Power Engineering Journal, págs 145–150.
- [27] P. Kundur, (1994) Power System Stability and Control. McGraw-Hill, New York.

Referencias Bibliográficas

- [28] Power System Stability Subcommittee Special Publication, (2002). Voltage Stability Assessment: Concepts, Practice and Tools. IEEE / PES, Final Document. ISBN 0780378695.
- [29] R. O. Jiménez, (1999). Análisis de la Estabilidad de Voltaje en Estado Estable Mediante Técnicas de Análisis Modal. Tesis de maestría, Cinvestav Guadalajara.
- [30] R. P. Schultz. (1983) Impacts of new technology and generation and storage processes on power system stability and operability. In Proceedings of DOE/ ORNL Conference “Research needs for the Effective Integration of New Technologies into the Electric Utility”, págs 193–219.
- [31] Taylor C.W., (1994) Power system voltage stability McGraw-Hill, New York, USA pág 273
- [32] The Energy System Research Center, (1997). Fiction and Facts of Voltage Stability, Arlington, TX.
- [33] Unnati Patel. DG Power Quality, (2001). Protection and Reliability Case Studies Report. Program: Reliable, Low Cost Distributed Generator/Utility System Interconnect. GE Corporate Research and Development, Niskayuna, NY, USA. Available at: http://www.eren.doe.gov/distributedpower/PDFs/GE_DGCaseStudies.pdf.
- [34] Van Cutsem T. and R. Mailhot, (Feb. 1997) “Validation of a Fast Voltage Stability Analysis Method on the Hydro-Quebec System,” IEEE Trans. Power System, vol. 12, págs. 282-290.
- [35] Van Cutsem T. And Vournas C. (1998) Voltage stability of electric power system Kluwer academic publishers ,Boston ,USA , pág 378
- [36] Van Cutsem T. and Vournas C., (1998) Voltage Stability of Electric Power System. Kluwer, Norwell, MA.
- [37] V. A. Venikov and M. N. Rozonov, (1961) “The Stability of a Load”, Izd. Akad. Nauk SSR (Energetica I Artomatica), No. 3, págs. 121-125..
- [38] V. A. Venikov, V. A. Strov, V. I. Idelchick, and V. I. Tarasov, (1975). “Estimation of Electric Power System Steady-State Stability in Load Flow Calculation,” IEEE Trans. On Power Apparatus and System, vol. PAS-94, págs. 1034-1041.
- [39] Y. Mansour, editor, 1993. Suggested Techniques for Voltage Stability Analysis, IEEE /ES 93TH0620-5PWR.

ANEXOS

Anexo # 1 Tablas utilizadas para el cálculo de la inercia del sistema

- Año 2003

Nombre de la máquina	Valores de inercia de cada máquina(s)	Valores de la potencia aparente de cada máquina(MVA)	Inercia total del sistema(s)
MG1	4,13	62,5	4,693986631
MG2	4,13	62,5	
MG3	4,13	62,5	
MG4	4,13	62,5	
MG5	5,1	117,5	
MG6	5,1	117,5	
MG7	5,1	117,5	
MG8	5,1	117,5	
OP7	3,53	75,3	
R4	3,53	75,3	
R2	4,2	16	
FP2	4,2	16	
RINCON	10,4	20	
SJ1	10,4	20	
SJ3	10,4	20	
JARUC1	10,4	47,5	
JARUC2	10,4	47,5	
HAB1	5,1	117,5	
HAB2	5,1	117,5	
HAB3	5,1	117,5	
MTZAS	2,969	388,2	
JM3	4,2	32	
ENERG1	10,4	47,5	
ENERG2	10,4	47,5	
ENERG3	10,4	47,5	
ENERG4	10	106	
ENERG5	10,4	20	
RL1	4,13	17,5	
RL2	4,13	17,5	
RL3	4,13	17,5	
CMC1	4,2	28	
CMC3	3,16	185,88	
CMC4	3,16	185,88	
DSR1	4,2	8	
RM3	4,64	17,65	
RM1	4,82	100	
RM2	4,82	100	
MJ2	4,2	5	
DO2	3,53	75,3	
DO3	3,53	75,3	

Continuacion anexo # 1

DO5	3,15	156,25
DO4	3,15	156,25
DO6	3,15	156,25
AM1	4,13	62,5
AM2	4,13	62,5
AM3	5,1	117,5
AM4	5,1	117,5
AM5	5,1	117,5
AM6	5,1	117,5
HP4	4,8	4
HP7	4,8	10
MANZA	10,4	20
LRP2	3,38	294
LRP1	3,38	294

- Año 2006

MG5	5,1	117,5	4,76435373
MG6	5,1	117,5	
MG7	5,1	117,5	
MG8	5,1	117,5	
CUJAE1	10,4	47,5	
CUJAE2	10,4	47,5	
CUJAE3	10,4	47,5	
RINCON	4,1	25	
SJ1	4,1	25	
SJ2	4,1	25	
JARUC1	10,4	47,5	
JARUC2	4,1	47,5	
JARUC3	4,1	47,5	
JARUC4	10	95	
HAB1	5,1	117,5	
HAB2	5,1	117,5	
HAB3	5,1	117,5	
MTZAS	2,969	388,2	
ENERG1	10,4	47,5	
ENERG2	10,4	47,5	
ENERG3	10,4	47,5	
ENERG4	10	95	
ENERG5	4,1	25	
RL1	4,13	17,5	
RL2	4,13	17,5	
RL3	4,13	17,5	
CMC3	3,16	185,88	
CMC4	3,16	185,88	
DSR1	4,2	8	
RM3	4,64	17,5	
RM1	4,82	100	
RM2	4,82	100	

Continuación anexo # 1

DO2	3,53	75,3
MJ2	4,2	5
DO3	3,53	75,3
DO4	3,15	156,25
DO5	3,15	156,25
DO6	3,15	156,25
AM1	4,13	62,5
AM2	4,13	62,5
AM3	5,1	117,5
AM4	5,1	117,5
AM5	5,1	117,5
AM6	5,1	117,5
MANZA	4,1	25
LRP2	3,388	294
LRP1	3,388	294

- Año 2008

PINAMF1	0,933	25	1,79028311
PINAMF2	0,933	25	
PINAMF3	0,933	25	
PIG01	0,526	18,88	
GNEG01	0,526	18,88	
MING01	0,309	5	
BMMFA	0,933	25	
BMMFB	0,933	12,5	
BMG1-3	0,309	15	
BMG4-6	0,309	15	
ECG1-2	0,309	10	
ECG3-4	0,309	10	
PRLG01	0,526	18,88	
SCG01	0,526	18,88	
SCG02	0,526	18,88	
BHG01	0,526	18,88	
ARTG1-2	0,309	15	
ARTG3-4	0,309	15	
MARELMF1	1,495	46,13	
MARELMF2	1,495	46,13	
MARELMF3	1,495	46,13	
MARELMF4	1,495	46,13	
OP7	3,53	75,3	
RINCON	6,35	27,68	
RIG1-4	0,309	20	
RIG5-8	0,309	20	
GBRIELMD	0,309	20	
ARIGUAMD	0,309	15	
CUJAEMFA	0,933	25	
CUJAEMFB	0,933	25	
CUJAEMFC	0,933	25	

Continuacion anexo # 1

METROMFB	0,933	25
METROMFC	0,933	25
METROMFA	0,933	25
SAGUSMFA	0,609	17,02
SAGUSMFB	0,609	17,02
APOLOMFA	0,609	17,02
APOLOMFB	0,609	17,02
NRANMF	0,609	17,02
NRANMFA	0,609	17,02
NRGLAMFA	0,609	25,52
NRGLAMFB	0,609	34,03
AGUG01	0,526	18,88
PESCON	6,35	20
MARTIMF	0,933	37,5
SJG1-4	0,309	20
SJG5-8	0,309	20
SJMFA	0,609	17,02
SJMFB	0,609	17,02
JARUC1	6,35	47,5
JARUC2	6,35	42
JARUC3	6,35	42
JARUC4	6,35	38,6
JARUC5	6,35	39,54
JARUC6	5,04	106,2
GNBG01	0,526	18,88
GNBG01	0,526	18,88
VARG01	0,526	18,88
SCLG01	0,526	18,88
SCIG01	0,526	18,88
SCIG02	0,526	18,88
CLARNMFA	0,609	8,51
CLARANMFB	0,609	17,02
SAGUAMF	0,902	13,5
SAGUAMFA	0,902	13,5
PLAG01	0,526	18,88
REMG01	0,526	18,88
REMG02	0,526	18,88
ENERG1	6,35	47,5
ENERG2	6,35	47,5
ENERG3	6,35	47,5
ENERG4	5,04	106,2
ENERG5	6,35	27,68
COLMFA	0,609	17,02
COLMFB	0,609	17,02
COLG01	0,526	18,88
COLG02	0,526	18,88
YAGUAMD	0,526	18,88
RL1	4,13	17,5
RL2	4,13	17,5

Continuación anexo # 1		
RL3	4,13	17,5
FERTIMFA	0,933	25
FERTIMFB	0,933	12,5
JUNG01	0,526	18,88
ANTILLANA 351A	1,495	43,6
ANTILLANA 352	1,495	43,6
JUNG02	0,526	18,88
TRIG01	0,526	18,88
TRIMF	0,944	19,5
CRUG01	0,526	18,88
TUIG01	0,526	18,88
CAVILAMD	0,526	18,88
CAVILMFA	0,609	8,51
CAVILMFB	0,609	8,51
SSPTUMF	0,944	14,63
SSPTUMFB	0,944	9,75
JATIBMF	0,902	13,5
JATIBMFA	0,902	13,5
YGJG01	0,526	18,88
MRNG01	0,526	18,88
CEGG01	0,526	18,88
CEBMF	0,944	8,38
CMGMFA	0,944	29,25
CMGMFB	0,944	29,25
CMIG01	0,526	18,88
CMIG02	0,526	18,88
CMIMFA	0,609	17,02
CMIMFB	0,609	17,02
FLOG01	0,526	18,88
FLOG02	0,526	18,88
GUAG01	0,526	18,88
GUAG02	0,526	18,88
NUEVIMFA	0,933	12,5
NUEVIMFB	0,933	12,5
BOTELMFB	0,933	18,75
BOTELMFA	0,933	18,75
TUG01	0,526	18,88
TUG02	0,526	18,88
ACINOX1	0,5	19,54
ACINOX2	0,5	19,54
GUIMFA	0,933	8,51
GUIMFB	0,933	8,51
GUIG01	0,526	18,88
FERNIMFA	1,472	54,7
FERNIMFB	1,472	54,7
FERNIMFC	1,472	54,7
FERNIMFD	1,472	54,7
HOLGNMD	0,526	18,88

Continuación anexo # 1		
HOLGMDA	0,526	18,88
HOLGMDB	0,526	18,88
HOLGMDC	0,526	18,88
HOLGCMD	0,526	18,88
HOLGMFA	0,944	34,13
MAYABMF	0,944	34,13
NIPG01	0,526	18,88
NIPG02	0,526	18,88
MOAG01	0,526	18,88
PSAGEN	4,25	27,9
CHEGGEN	4,25	30
CARG01	0,526	18,88
RRLATG	4,25	37,6
EOLICA1	0,5	1
CANG01	0,526	18,88
NICG01	0,526	18,88
BYVMFA	1,023	22,5
BYVMFB	1,023	22,5
BYG01	0,526	18,88
BYG02	0,526	18,88
MANMFA	0,609	8,51
MANG01	0,526	18,88
MANMFB	0,609	17,02
MANG02	0,526	18,88
NIQG01	0,526	18,88
SGNMF	0,902	9
SGEMF	0,902	9
SGEG01	0,526	18,88
SGIG01	0,526	18,88
SLUMFA	0,933	25
ALUMFB	0,933	12,5
CONG01	0,526	18,88
CONG02	0,526	18,88
PAVOMD	0,526	18,88
PAVOMF	0,933	12,5
PAVOMFA	0,933	12,5
GTMG01	0,526	18,88
GTMG02	0,526	18,88
GTM2MFA	0,609	8,51
GTM2MFB	0,609	8,51
GTMMFA	0,902	18
GTMMFB	0,902	9
BARAG01	0,526	18,88
AMMFA	0,933	25
AMMFB	0,933	25
AMMFC	0,933	25

