

1-1-2000

Influencia de las líneas de corriente continua en los sistemas de potencia

Carmenza Díaz Montilla
Universidad de La Salle, Bogotá

Julieth Tarazona Triana
Universidad de La Salle, Bogotá

Follow this and additional works at: https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica

Citación recomendada

Díaz Montilla, C., & Tarazona Triana, J. (2000). Influencia de las líneas de corriente continua en los sistemas de potencia. Retrieved from https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica/397

This Trabajo de grado - Pregrado is brought to you for free and open access by the Facultad de Ingeniería at Ciencia Unisalle. It has been accepted for inclusion in Ingeniería Eléctrica by an authorized administrator of Ciencia Unisalle. For more information, please contact ciencia@lasalle.edu.co.

INFLUENCIA DE LAS LÍNEAS DE CORRIENTE CONTÍNUA EN LOS SISTEMAS DE POTENCIA

CARMENZA DIAZ MONTILLA

JULIETH X. TARAZONA TRIANA

Tesis de grado para optar al título de
Ingeniero electricista

Director
SERGIO GUZMÁN
Ingeniero eléctrico

UNIVERSIDAD DE LA SALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
BOGOTÁ, D.C.

2000

Nota aceptación

Director

Jurado

Jurado

Bogotá 16/11/2000

Las autoras de esta monografía manifiestan que los conceptos plasmados en este trabajo de grado han sido realizados con base en la investigación y recopilación de información realizadas por ellas y que, por lo tanto, se exonera a la Universidad de La Salle, al Director del trabajo y a los jurados de toda responsabilidad del contenido de la misma.

A todas aquellas personas que de una u otra forma hicieron posible la culminación de este trabajo.

A nuestros padres y allegados que han esperado ansiosos este día, A Juan Pablo, a Jorge.

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

SERGIO GUZMAN B, Ingeniero Eléctrico, especializado en Sistemas de Potencia y Director del proyecto, por su gran aporte y cooperación.

ALVARO BARRERA, Ingeniero Eléctrico, Asesor de Codensa S.A. E.S.P., por sus valiosas orientaciones.

JOSE PEREZ, Ingeniero electricista, del Departamento de Protección de la Empresa de Energía de Bogotá, por su guía y colaboración.

GERMAN NAVARRO, Ingeniero Electricista, Universidad Nacional de Colombia, por compartir sus conocimientos.

HERNANDO DÍAZ, Ingeniero Electricista Ph. D. Sistemas de Potencia, Universidad de Berkeley, Profesor asociado Universidad Nacional de Colombia, por su tiempo y colaboración.

ALFONSO BARON, Ingeniero Electricista, Profesor Asociado de la Universidad Nacional de Colombia, por su aporte.

ENRIQUE CLAVIJO, Ingeniero de Sistemas, Universidad Distrital “Francisco José de Caldas”, Especialista en Telecomunicaciones, Universidad Politécnico Grancolombiano, por su gran ayuda y motivación de este trabajo.

HAROLD OROZCO FRITZ, Ingeniero Electricista, Departamento de Protecciones de Codensa S.A. E.S.P., por su alto interés y colaboración.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	
1. ASPECTOS TEORICOS DE LA ESTABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA	23
1.1 ESTABILIDAD DE VOLTAJE	23
1.2 DESCRIPCION FISICA DEL FENOMENO DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE	23
1.2.1 Escalas de tiempo	24
1.2.1.1 Transiente electromecánico	24
1.2.1.2 Disparo discreto	24
1.2.1.3 Proceso de recuperación de cargas abarcando varios minutos	24
1.2.2 Potencia reactiva y colapso de voltaje	26
1.2.3 Cambios en el sistema de potencia que contribuyen al colapso de voltaje	27
1.2.4 Estabilidad y colapso de voltaje	27
1.3 ESTABILIDAD DE ROTOR	29
1.3.1 Generador y barraje infinito	33
1.3.1.1 Ecuación de aceleración.	35
1.3.1.2 Ecuación de flujo de potencia	36
1.3.1.3 Ecuación de diferencia de ángulo	37
1.3.2 Diagrama de ángulo de potencia y estabilidad de estado estable.	38
1.3.3 Fallas y estabilidad transiente.	40
1.4 RELACION ENTRE ESTABILIDAD DE VOLTAJE Y ESTABILIDAD DE ÁNGULO DE ROTOR	43
2. CARACTERÍSTICAS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE	46
2.1 VIABILIDAD DE LA RED	47
2.2 CRITERIOS DE ESTABILIDAD.	51
2.2.1 Criterio $d\Delta Q/dV$	51
2.2.2 Criterio dE/dv	57

2.2.3 Criterio dQ_G/dQ_L	60
2.3 DEMANDA CRITICA DE CARGA Y COLAPSO DE VOLTAJE	64
2.3.1 Efectos que se producen al incrementar la demanda	67
2.3.2 Efectos de interrupciones en la red	72
2.3.3 Influencia del control de voltaje.	73
2.4 DINÁMICA DEL COLAPSO DE VOLTAJE.	74
2.4.1 Escenario 1: Formación de la carga	74
2.4.1.1 La rigidez en la continuidad de la carga	75
2.4.1.2 El control del tap de los transformadores	75
2.4.1.3 La habilidad limitada para control de potencia reactiva por los generadores.	75
2.4.2 Escenario 2: Salidas de red.	76
2.4.3 Escenario 3: Fenómeno dentro de la carga compuesta.	76
2.4.4 Escenario 4: Colapso de voltaje y operación asincrónica.	77
3. LA LINEA CD COMO SOLUCION PARA LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE	78
3.1 OPERACIÓN DE LOS CONVERTIDORES EN CD	79
3.1.1 Conmutación	79
3.1.2 Ángulos del puente convertidor	82
3.1.2.1 Ángulo de retraso α .	83
3.1.2.2 Ángulo de avance β .	84
3.1.2.3 Ángulo de traslape μ .	84
3.1.2.4 Ángulo de extinción γ .	84
3.1.3 Ecuaciones del puente convertidor de estado estable cd	85
3.2 RAZÓN DE CORTO CIRCUITO	90
3.3 FALLA DE CONMUTACIÓN	92
3.4 CONTROL DE VOLTAJE DE CA	95
3.5 CONTROLES DE PROPOSITO ESPECIAL	98
4. APLICACIÓN DEL CASO PARTICULAR SAN CARLOS – SABANALARGA	101
4.1 GENERALIDADES DE LA TRANSMISIÓN POR HVDC RESPECTO A LA HVAC	103
4.1.1 Ventajas técnicas y económicas de la transmisión por HVDC respecto a la HVAC	104
4.2 CARACTERÍSTICAS DE LA LÍNEA SAN CARLOS - SABANALARGA	108

4.2.1 Compensación de Potencia reactiva	111
4.3 CONCEPTOS BASICOS SOBRE LA TRANSMISION EN ALTA TENSION A CORRIENTE DIRECTA (HVDC)	115
4.3.1 Definiciones básicas	115
4.4 DESARROLLO DE LA SOLUCIÓN PROPUESTA AL PROBLEMA DE INESTABILIDAD DE VOLTAJE	117
4.5 EJECUCIÓN DEL PROGRAMA	120
4.5.1 Graficación de las curvas	127
4.5.2 Análisis de las curvas	133
5. CONCLUSIONES	136
BIBLIOGRAFÍA	138
ANEXOS	140

LISTA DE CUADROS

	pág
Cuadro 1. Ventajas técnicas y económicas de la transmisión por HVDC respecto a la HVAC	105

LISTA DE FIGURAS

	pág
Figura 1 Tramas de tiempo para el fenómeno de estabilidad de voltaje.	25
Figura 2 Diagrama de una línea para una máquina y un sistema de barraje infinito.	34
Figura 3 Diagrama de secuencia positiva para una máquina y un sistema de bus infinito.	36
Figura 4 Diagrama potencia-ángulo	39
Figura 5 Diagrama de una línea	41
Figura 6 Potencia eléctrica y variación del ángulo y falla subsecuente de la figura 5.	42
Figura 7 Ejemplo simple que muestra las situaciones extremas	44
Figura 8 Circuito equivalente de la línea de transmisión y del diagrama fasorial.	48
Figura 9 (a) Círculo para dar un voltaje V ; (b) una familia de círculos y su envolvente.	50
Figura 10 Circuito equivalente para determinar las características de la potencia reactiva del sistema	52
Figura 11 Característica $Q_S(V)$ para $P_L = 0$ y $P_L > 0$	54
Figura 12 Características $Q_S(V)$ y $Q_L(V)$: (a) dos puntos de equilibrio ; (b) Criterio clásico de estabilidad.	54
Figura 13 Criterio de estabilidad $dE/dV > 0$	59
generación y carga (a) $Q_G(Q_L)$ con P_L como un pequeño disturbio aplicado a la característica $Q_G(Q_L)$.	62

Figura 15 Dependencia del área de solución de la red según la forma de la característica de carga.	65
Figura 16 Posición relativa de las características de generación y carga: a) dos puntos de equilibrio; b) un solo punto de crítico de equilibrio; c) no existe punto de equilibrio.	66
Figura 17 Ejemplo de colapso de estabilidad 1-Variación del voltaje durante un día 2- Variación de voltaje durante un día previo.	68
Figura 18 Formas de onda de voltaje y corriente asociados con los puentes convertidores DC.	83
Figura 19 Estructura para una misma potencia en una transmisión HVAC y HVDC	106
Figura 20 Comparación económica del derecho de paso entre el HVAC y HVDC	106
Figura 21 Comparación del precio del conductor de HVDC y HVAC	107
Figura 22 Comparación de costos al transmitir en HVAC y HVDC	107
Figura 23 Interconexión con una línea de corriente continua entre San Carlos y Sabanalarga	120
Figura 24 Relaciones angulares para condiciones de rectificación	124
Figura 25 Curva P – Q con $\alpha = 70$	127
Figura 26 Curva P – Q con $\alpha = 60$	128
Figura 27 Curva P – Q con $\alpha = 50$	128
Figura 28 Curva P – Q con $\alpha = 40$	129
Figura 29 Curva P – Q con $\alpha = 30$	129
Figura 30 Curva P – Q con $\alpha = 25$	130
Figura 31 Curva P – Q con $\alpha = 20$	130
Figura 32 Curva P – Q con $\alpha = 15$	131
Figura 33 Curva P – Q con $\alpha = 10$	131
Figura 34 Curva P – Q con $\alpha = 5$	132
Figura 35 Curva P – Q con $\alpha = 3$	132

LISTA DE ANEXOS

	pág
Anexo A. Flujo de carga San Carlos - Sabanalarga	140
Anexo B. Incidentes de inestabilidadde voltaje	142
Anexo C. Datos y resultados para los diferentes valores de α	154

INTRODUCCIÓN

Este proyecto advierte sobre el problema de inestabilidad de voltaje que se puede presentar en el Sistema Nacional y propone como solución o amortiguador una línea de interconexión CD entre la costa y el interior.

Hace unos años se empezaron a presentar problemas de sensibilidad del voltaje y sus reguladores con respecto a ligeros cambios en las demandas (y balances) de potencia reactiva en varios sistemas de potencia del mundo. En especial fueron famosos los casos del sur de los Estados Unidos, donde se llegaron a presentar apagones por descontrol o inestabilidad de los controladores de voltaje ante cambios ligeros en los flujos reactivos.

Este fenómeno, sorprendentemente novedoso en los sistemas de potencia recibe el nombre de “Inestabilidad de Voltaje”. Es diferente de la estabilidad (o inestabilidad) de rotor que es la tradicionalmente estudiada y conocida en los sistemas de potencia.

En la inestabilidad de rotor es claro que las máquinas oscilan entre sí y pueden perder sincronismo si se afecta el balance de potencia activa. Naturalmente si hay una fuerte pérdida de carga, las máquinas (o algunas del sistema) se aceleran

debido a que a ellas se seguirá inyectando energía primaria mientras solo suministran una cantidad menor al sistema.

La inestabilidad de voltaje es un fenómeno que al menos inicialmente, va independiente del balance de potencia real y por consiguiente separado de la inestabilidad de rotor. La inestabilidad de voltaje se presenta cuando al afectarse el balance de potencia reactiva, los reguladores de voltaje oscilan y pierden estabilidad desde el punto de vista de control, llevando el sistema a un colapso de voltaje.

¿Por qué es este problema relativamente nuevo y era desconocido por los analistas de sistemas de potencia antes de los años ochenta? Simplemente porque los sistemas estaban siendo operados lejos de sus capacidades de transporte de reactivos. Sin embargo en la medida que las cargas fueron creciendo los sistemas no se desarrollaron paralelamente, pues aspectos económicos y ambientales fueron frenando el ritmo de construcción de las líneas de transmisión.

Bajo esas condiciones los sistemas de potencia se volvieron sensibles a la potencia reactiva, dado que a alta carga, la pérdida en las líneas es bastante considerable. Así se llegó a los límites de estabilidad de voltaje, hasta el punto que un MVA adicional de carga reactiva producía una reacción incoherente de los

reguladores de voltaje y compensación, llevando el sistema a un colapso en cuanto a voltaje se refiere.

Lo anterior ha sucedido paulatinamente en todo el mundo por ejemplo en Tokio hubo un apagón general, causado por inestabilidad de voltaje en julio de 1987. Igualmente el fenómeno se ha manifestando en el sistema del pacífico Noroeste y áreas adyacentes (ver anexo B).

¿Por que dicho fenómeno no se ha manifestado en Colombia ?

Para responder a este cuestionamiento es necesario ante todo, hacer un repaso de los apagones del sistema interconectado nacional. Aparentemente todos ellos concluyeron con inestabilidad de rotor, producto de reacciones en cadena. Sin embargo existen pocos (o ningún) registro de eventos de los apagones de los años setenta a noventa.

Ello lleva a la duda de sí posiblemente alguno o algunos de ellos fue causado por una inestabilidad de voltaje. Las autoras de este proyecto consideran que hasta el momento, no se han producido problemas por inestabilidad de voltaje en el sistema interconectado nacional, sin embargo los antecedentes a los problemas de inestabilidad de voltaje presentados en los otros sistemas del mundo, mencionados anteriormente, se están presentando en Colombia. Para demostrarlo veamos por qué.

El Sistema Interconectado Colombiano nació en los años setenta con la fundación de la Interconexión Eléctrica S.A. ISA. Hubo un gran auge inicial de construcción de líneas de interconexión de 230 KV y finalmente se unieron los dos grandes sistemas (Costa Atlántica e Interior) a través de una línea (hoy día dos) de 500 KV.

Desde el año 1990 el ritmo de construcción de líneas de interconexión ha disminuido sustancialmente, de suerte que se puede decir que un promedio de una línea cada año es , hoy en día el más cercano a la realidad.

Como es natural este bajo ritmo de construcción conlleva a una mayor utilización de las líneas existentes. Ella es precisamente la condición fundamental para que se presente inestabilidad de voltaje.

Adicional al anterior problema debe tenerse en cuenta el nuevo marco regulatorio que puede influir en las condiciones y cantidades de despacho así como también, el que el sistema COSTA sea estrictamente térmico y el interior en su mayoría hidráulico.

Estas condiciones llevan a grandes flujos por las líneas de 500 KV, lo que hace (o hará en el futuro próximo) que se acerque cada vez más y más a sus límites de transporte de potencia reactiva. Si ello sucediera pronto llegará el día en que un

cambio brusco de carga reactiva en uno de los dos sistemas producirá un enorme flujo en las líneas de interconexión (las de 500 KV) y arrastrara inexorablemente los dos subsistemas al colapso de voltaje.

¿Cómo evitar y o por lo menos minimizar el riesgo de inestabilidad de voltaje en el Sistema Nacional?

Existen varias formas, sin embargo, todas ellas conllevan control ultrarrápido, el consumo y o generación de reactivos.

Para el caso Colombiano el que los dos grandes subsistemas (Costa e Interior) sean de distintos tipos de generación y su interconexión débil en cantidad (sólo dos líneas) es un gran problema, pero a la vez permite sugerir una gran solución. Ella es la interconexión a corriente continua.

La interconexión a corriente continua independiza los dos subsistemas desde el punto de vista de reactivos, y dado que controlando el ángulo de disparo de los tiristores de los dos extremos se logran variaciones de los consumos de reactivos del inversor y del rectificador y por consiguiente ayuda a que se minimice el riesgo de inestabilidad de voltaje.

Este proyecto advierte sobre el problema de inestabilidad de voltaje que se presentará en el Sistema Nacional y propone como solución o amortiguador una línea de interconexión CD entre la costa y el interior.

Dado que ya existe una interconexión AC, la solución de la línea CD sería paralela a las actuales, pero por el lado de Bucaramanga. Ya que el estudio académico con la presencia de las líneas de 500 KV es bastante complicado y que, económicamente, surge la alternativa de convertirlas en líneas CD. Este proyecto estudia el problema de inestabilidad de voltaje del sistema Colombiano, proponiendo una interconexión CD que reemplace a las actuales líneas de 500 KV que conectan los nodos San Carlos y Sabanalarga.

Bajo las anteriores condiciones se demuestra que controlando los consumos de reactivos de las dos estaciones convertidoras, los dos subsistemas sobrevivirán ante problemas de cambios bruscos del balance de reactivos.

Para efectos de simulación se utilizó un programa suministrado por la compañía "Energy Computer Systems", el cual mediante un modelamiento matemático simula el comportamiento del sistema interconectado nacional ante una fuerte demanda reactiva. Este programa ayuda a determinar por medio del control de los ángulos de disparo del rectificador e inversor si el sistema es estable o como se pueden variar para que exista estabilidad de voltaje suponiendo que la interconexión se hace a DC.

La interconexión con línea DC, como tal, no representa una solución al problema de inestabilidad de voltaje, lo que da una solución es el control que se tenga mediante el ángulo de disparo de los tiristores, tanto del inversor como del rectificador (la controlabilidad de la línea), ante pequeñas cargas activas, lo cual hace el sistema básicamente inmune a cambios de demanda reactiva

1. ASPECTOS TEORICOS DE LA ESTABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA

1.1 ESTABILIDAD DE VOLTAJE

La estabilidad de voltaje se considera como la facultad de un sistema para conservar el sincronismo entre sus distintas centrales generadoras y puntos de carga. Igualmente esta ligada a los tres componentes básicos de los sistemas de potencia generación, transmisión y distribución; estos tres sistemas deben operar juntos, además la estabilidad esta asociada a otros sistemas de potencia de estado estable y de desempeño dinámico como son: control de voltaje, compensación reactiva de potencia, estabilidad del ángulo del rotor es decir sincronismo, relés de protección y centros de control de operación.

1.2 DESCRIPCIÓN FISICA DEL FENOMENO DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE

En este capitulo revisaremos algunos de los rasgos del colapso de voltaje. La presentación es breve y selectiva debido a que existe abundante y buen material en el aspecto físico del colapso de voltaje en las publicaciones de la IEEE y otros libros que se mencionan en la bibliografía.

1.2.1 Escalas de tiempo. El colapso de voltaje toma lugar en los siguientes rangos de tiempo yendo desde segundos a horas.

1.2.1.1 Transiente electromecánico: como el que se presenta en generadores, máquinas de inducción y encendido electrónico (SVC, HVDC) en el rango de segundos.

1.2.1.2 Disparo discreto: dispositivos con interruptor discreto tal como cambiador de carga y actuación de límites de excitación, hasta intervalos de milésimas de segundos.

1.2.1.3 Proceso de recuperación de cargas abarcando varios minutos

En colapso de voltaje, la escala de tiempo 1 es llamada la escala de tiempo transiente. Las escalas de tiempo 2 y 3 constituyen el entonces el llamado “término largo” tiempo de escala para análisis de estabilidad de voltaje. Los transiente electromagnéticos en líneas de transmisión y transientes de frecuencia sincrónica como los componentes dc de la corriente de corto circuito ocurren muy rápido para ser tenidos en cuenta en el colapso de voltaje, entonces se asume a través de éste capítulo que todos los transientes electromagnéticos mueren muy rápidamente en tal forma que un estado estable sinusoidal permanece y se pueden analizar los voltajes y las corrientes como fasores variando en el tiempo. De ahí que para un sistema trifásico balanceado, la potencia real es igual a la

suma de la potencia real momentáneamente transferida por las tres fases, y la potencia reactiva de cada fase es la amplitud de una potencia de oscilación de promedio cero a dos veces la frecuencia del sistema. El incremento en la carga sobre una escala de tiempo de horas puede ser significativo en el colapso de voltaje. La figura 1 resalta un modelo de sistema de potencia relevante al fenómeno de voltaje que es descompuesto en transiente y tramas de tiempo de largo término.

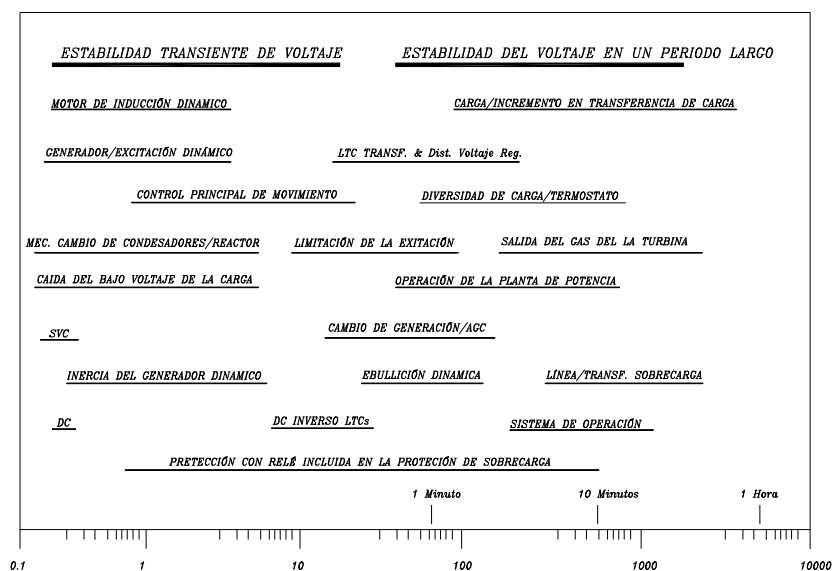


Figura 1. Tramas de tiempo para el fenómeno de estabilidad de voltaje

El colapso de voltaje puede ser clasificado como si ocurriera en escalas de tiempo transientes o en la escala de largo término. El colapso de voltajes en la escala de tiempo de término largo puede incluir efectos de la escala de términos de tiempo transientes; por ejemplo, un colapso de voltaje lento tomando varios minutos puede finalizar en un colapso rápido de voltaje en la escala de tiempo transiente.

1.2.2 Potencia reactiva y colapso de voltaje. El colapso de voltaje típicamente ocurre en sistemas de potencia que están altamente cargados, fallando y/o que tienen potencia reactiva de corta duración. El colapso de voltaje es una inestabilidad del sistema que involucra la mayoría de los componentes del sistema de potencia y sus variables en uno sólo. En efecto, el colapso de voltaje envuelve muchas veces todo un sistema de potencia, aunque este usualmente tiene un efecto relativamente mayor en un área particular del sistema de potencia.

Aunque muchas otras variables están típicamente envueltas, algún entendimiento físico de la naturaleza del voltaje se gana al examinar la generación, la transmisión y consumo de la potencia reactiva. El colapso de voltaje es asociado con las demandas de potencia reactiva que no son satisfechas por las limitaciones en la generación y transmisión de potencia reactiva. Estas limitaciones en la producción de potencia reactiva incluyen generador y límites de potencia reactiva de SVC y la potencia reactiva reducida producida por capacitores a bajos voltajes. Las limitaciones primarias en la transmisión de potencia reactivas son las altas pérdidas de potencia reactiva en líneas altamente cargadas y en salidas de líneas. Las demandas de potencia reactiva se aumentan con el incremento de la carga, atascamiento de motores, o cambios en la composición de la carga.

1.2.3 Cambios en el sistema de potencia que contribuyen al colapso de voltaje. Hay varios cambios en el sistema de potencia conocidos que contribuyen al colapso de voltaje: incremento en la carga, generadores o SVC alcanzando los límites de potencia reactiva, acción del cambiador de taps de los transformadores, las dinámicas de recuperación de carga y el disparo de líneas o las salidas del generador.

Muchos de estos cambios tienen un gran efecto en la producción o transmisión de potencia reactiva. Acciones de control como son conmutación en los capacitores shunt, el bloqueo de los cambiadores de tap en los transformadores, el redespacho de la generación, la replanificación del generador y pilotos de los voltajes del barraje, la regulación del voltaje secundario, la alimentación de carga y la sobrecarga de potencia reactiva temporal de los generadores es medida tendiente a evitar el colapso de voltaje.

1.2.4 Estabilidad y colapso de voltaje. Para discutir el colapso de voltaje se debe tener alguna noción de que es estabilidad. Una de las definiciones útiles es por ejemplo un pequeño disturbio de estabilidad en un punto de operación: un punto de operación de un sistema de potencia es estable de si, seguido de cualquier disturbio pequeño, el sistema de potencia vuelve a ser idéntico o muy cercano al punto de operación predisturbio¹. Esta definición describe el comportamiento dinámico del sistema de potencia cuando un pequeño disturbio ocurre. Un punto

¹Ibid, 272

de operación de un sistema de potencia debe ser estable en este sentido para que sea sostenible en la práctica.

Suponiendo que un sistema de potencia está en un punto de operación estable. Es rutina que uno de los cambios discutidos anteriormente ocurra y el sistema de potencia va bajo un transiente y se restablece en un nuevo punto de operación. Si el cambio es gradual, como en el caso de un incremento lento de la carga, la reestabilización causa que el sistema de potencia chequee el punto de operación a medida que el punto de operación gradualmente cambia. Esto es lo usual y la operación deseada del sistema de potencia.

Excepcionalmente, el sistema de potencia puede perder estabilidad cuando un cambio ocurra. Una forma común en que la estabilidad se pierda en el colapso de voltaje es que el cambio causa que el punto de operación desaparezca. No tener el punto de operación implica que el sistema de potencia cae en un transiente. La caída dinámica de voltaje en este transiente puede ser identificada como colapso de voltaje. El colapso transiente puede ser complejo, con una declinación inicial lenta en el voltaje, acentuada por posteriores cambios en el sistema seguido por una declinación rápida en el voltaje. Más que eso el colapso transiente puede incluir dinámicas de cualquiera de las escalas de tiempo de largo término o transientes definidas anteriormente. Las acciones de control preventivas para restaurar el equilibrio de la operación son factibles en algunos casos.

1.3 ESTABILIDAD DE ROTOR

Un sistema de potencia tiene estabilidad transitoria cuando las diferentes centrales generadoras recuperan el equilibrio después de sufrir perturbaciones aperiódicas. Las perturbaciones del sistema que producen mayores dificultades son las debidas a averías en las líneas. La avería en la línea además de las variaciones de carga en los generadores que se producen antes de ser desconectadas puede hacer que se dispare una línea radial, de interconexión o de transferencia de potencia y otras líneas de interconexión de la red.

Los sistemas de generación de potencia conectados a través de una red de transmisión deben operar en sincronismo, esto es, a la misma velocidad promedio. Los sistemas de control de frecuencia de carga automática y los sistemas que manejan la velocidad de las máquinas individuales tienden a conservar la velocidad del generador, y consecuentemente las diferencias de velocidad, dentro de límites pequeños; pero es el efecto de la variación del flujo de potencia a través de la red la que obliga a las diferencias de velocidad a ser cero en promedio. Si cualquier generador opera más rápido que otro, la posición angular de su rotor relativa a la de la máquina lenta continuará avanzando tanto como exista la diferencia de velocidad, y su voltaje generado avanzará de la misma forma en fase relativa al voltaje de la máquina lenta. La diferencia de fase resultante, dentro de los límites, moverá una carga de la máquina lenta a la rápida, tendiendo a reducir la diferencia de velocidad.

El movimiento en carga entre generadores es una función no lineal de la diferencia en ángulos de rotor por encima de una cierta diferencia de ángulo, nominalmente 90° si el movimiento de carga incrementa debido a los cambios de ángulos incrementados, se reversa y la fuerza que tendía a reducir las diferencias de velocidad empieza a ser una fuerza tendiente a incrementarlas lo cual, en esencia, es el fenómeno de pérdida de sincronismo. Como los niveles de energía cinética cambian, la recuperación de operación sincrónica no es común. Más que eso, como las máquinas pierden sincronismo, las corrientes y voltajes varían sobre rangos amplios, y los aparatos que cumplen la función de proteger deben operar y normalmente lo hacen, liberando los generadores y líneas afectadas. La pérdida de sincronismo puede ocurrir entre una máquina y el resto del sistema o entre grupos de máquinas, con sincronismo mantenido quizás dentro de aquellos grupos.

Estabilidad en sistemas de potencia involucra principalmente variaciones en velocidades del rotor y cargas del generador. Esto enfoca la atención en la red de transmisión, ya que es la red, más que la planta de potencia o los sistemas de control, la que provee el movimiento de potencia entre generadores requeridos para mantener el sincronismo. Los controles de la planta de generación tienen alguna influencia también. Los sistemas de excitación del generador automático modifican el flujo de potencia a través de la red por sus influencias en los niveles

de flujo magnético del generador, y los sistemas de manejo de velocidad de la turbina afectan la potencia enviada por los motores principales a los generadores.

Los ingenieros de sistemas de potencia han encontrado útil identificar tres grupos de comportamiento inestable: inestabilidad designada de estado estable, inestabilidad dinámica e inestabilidad transiente.

- Inestabilidad de estado estable. Es un evento posible pero poco común en sistemas de potencia grandes. En el más sencillo sistema hipotético de dos máquinas, ocurrirá pérdida de sincronismo si se hace un intento para operar con un ángulo de separación entre las máquinas mayor a 90° . Para sistemas reales de multimáquinas las diferencias en ángulo amplias también tienden hacia inestabilidad de estado estable, pero no es posible a la fecha formular límites de estabilidad de estado estable para sistemas grandes en términos de la diferencia de ángulo. Entre máquinas separadas ampliamente, en sistemas grandes, las diferencias de ángulo pueden exceder ampliamente 90° sin amenaza de inestabilidad de estado estable. Por otra parte, dependiendo de la localización y las características de la carga del sistema, la inestabilidad de estado estable puede ocurrir con diferencias de ángulo menores a 90° . En aquellos sistemas donde éste tipo de inestabilidad es un riesgo serio los operadores son frecuentemente hábiles para reconocer las condiciones de límite en términos de algún cambio gradual, como una caída en el voltaje del

bus y alterar la operación en el tiempo para prevenir la inestabilidad. Si las condiciones de límite son excedidas las tasas de cambio se incrementan enormemente y las pérdidas de sincronismo con la caída del sistema pueden ocurrir en cuestión de segundos.

- Inestabilidad Dinámica. Es más probable que la inestabilidad de estado estable, o al menos es más común en los sistemas de potencia actuales. Pequeñas desviaciones de velocidad ocurren continuamente en la operación normal con las correspondientes variaciones en la diferencia de ángulo y cargas del generador. Si las variaciones resultantes de cualquier cambio inicial disminuyen en el tiempo, se dice que el sistema es dinámicamente estable. A la inversa, si estas variaciones, en la forma de oscilaciones, se incrementan con el tiempo, el sistema es dinámicamente inestable. Debido a los efectos de no linealidades, dichas oscilaciones pueden estar limitadas a alguna magnitud, o ellas pueden incrementarse hasta el punto de pérdida de sincronismo y caída del sistema a menos que alguna intervención ocurra.
- Inestabilidad transiente. Puede ocurrir en cualquier sistema sujeto a un disturbio mayor. No existe límite a los tipos de disturbio que pueden ocurrir, pero una falla en una línea altamente cargada que se requiere abrir para evacuarla es usualmente la mayor inquietud. El disparo de un generador cargado o la caída abrupta de una carga grande puede también causar inestabilidad. Usualmente, los disturbios alteran el sistema al menos

temporalmente así que la operación subsecuente de estado estable es diferente de aquella previa al disturbio. Existe entonces la necesidad para que el sistema alterado este en su nuevo estado estable. Existe también la posibilidad que el sistema alterado sea dinámicamente inestable, y las oscilaciones subsecuentes al disturbio se sostengan, o eventualmente se incrementen en magnitud hasta el punto de causar caída en el sistema. Muy a menudo, sin embargo, la inestabilidad seguida de un disturbio se debe a las desviaciones transientes relativamente grandes en: velocidades, diferencias de ángulo de rotor, y cambios de potencia iniciados por el disturbio. Las pérdidas de sincronismo pueden ocurrir muy rápidamente, dentro de un segundo para un generador próximo a la línea de transmisión en falla.

1.3.1 Generador y barraje infinito. Se tiene un generador remoto conectado radialmente a una subestación mayor de un sistema muy grande. El voltaje en la subestación es altamente influenciado por la gran generación próxima que es independiente de eventos en el generador remoto. Un diagrama unifilar de este sistema se muestra en la figura 2. Se escribirá un modelo de estabilidad para este generador consistente en tres ecuaciones.

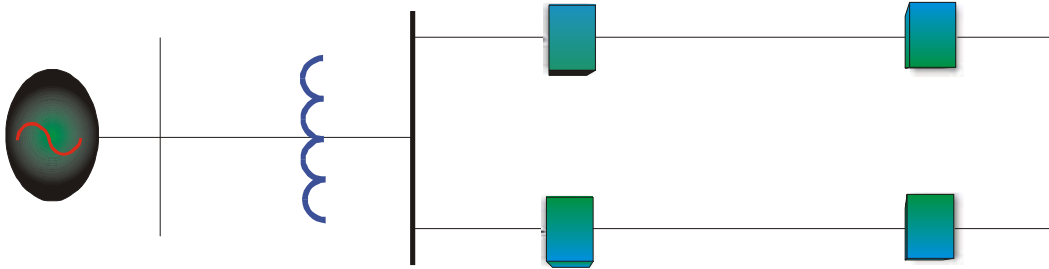


Figura 2. Diagrama de una línea para una máquina y un sistema de barraje infinito

1.3.1.1 Ecuación de aceleración. Las inercias combinadas del generador y su motor principal serán aceleradas por cualquier desbalance en los pares aplicados.

Omitiendo ciertas pérdidas, se puede escribir:

$$\frac{j d\omega}{dt} = T_M - T_E \quad (1)$$

Los símbolos se interpretan como sigue:

T_M Par del motor, megajulios/radian

T_E Par eléctrico, megajulios/radian

ω Velocidad angular radianes/segundo

j Momento de inercia para generador y motor principal.

$$\frac{\text{megajulios} \times \text{segundo}^2}{\text{radian}^2}$$

Se acostumbra normalizar (1) usando la constante de inercia H . Esta última es definida como la energía cinética a la velocidad de rata w_R dividido por la potencia MVA generador base S_B :

$$H = 0.5 \times \frac{j(w_R)^2}{S_B} \quad (2)$$

Substituyendo por j en (1),

$$\frac{1}{w_R} \times \frac{dw}{dt} = \frac{1}{2H} \times \frac{w_R}{w} \times \frac{(wT_M - wT_E)}{S_B} \quad (3)$$

Cada uno de los productos de velocidad y torque es potencia en MW, así que la división por S_B produce potencia por unidad en la base. Los símbolos P_M y P_E son usados por unidades de variable. La velocidad dividida por la rata de unidad es por unidad de velocidad y será designada ω . La velocidad nominal es siempre muy cercana a la unidad en casos prácticos y la rata en la parte derecha de (3) puede llevarse a unidades como simplificación. La ecuación de aceleración entonces es:

$$\frac{dw}{dt} = \frac{P_M - P_E}{2H} \quad (4)$$

1.3.1.2 Ecuación de flujo de potencia. Es conveniente asumir aquí que P_M es igual a la potencia inicial del motor a través del intervalo de tiempo de análisis. Esto ignora los efectos de manejo de la velocidad. La aceleración es entonces

enteramente debida a las variaciones en P_E . Una ecuación para P_E puede ser escrita comenzando con el diagrama de secuencia positiva de la figura 3 en que todas las resistencias se asumen como insignificantes. El generador remoto es representado por un voltaje complejo E' atrás de una reactancia interna del generador $X'D$, el transformador por una reactancia X_T , las líneas de transmisión por una reactancia X_L , y el barraje infinito por un voltaje complejo E . Todas estas cantidades por unidad.

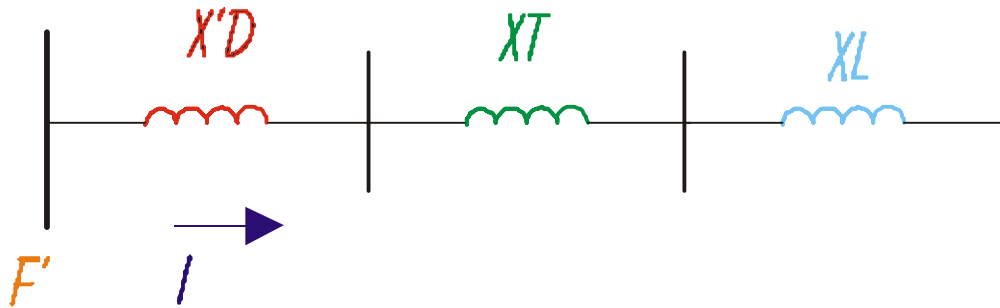


Figura 3. Diagrama de secuencia positiva para una máquina y un sistema de bus infinito.

Sea la reactancia total del circuito designado por X :

$$X = X_D + X_T + X_L \quad (5)$$

Se escriben los voltajes complejos en forma polar usando la siguiente notación:

$$E' = V e^{j\theta'} \quad (6)$$

$$E = V e^{j\theta} \quad (7)$$

Se define la diferencia del ángulo de voltaje

$$\delta = \theta' - \theta \quad (8)$$

Se muestra entonces que,

$$P_E = \frac{(VV' \sin \delta)}{X} \quad (9)$$

1.3.1.3 Ecuación de diferencia de ángulo. Ignorando las variaciones en el flujo del rotor del generador, la velocidad de voltaje inducido V' puede razonablemente asumirse de magnitud constante.

Cuando el voltaje inducido es causado por flujo que es fijado con relación al rotor del generador, la fase relativa del voltaje estará adelantada para velocidades del rotor mayores que las del sincrónico, y retrasadas para velocidades menores que la sincrónica. Matemáticamente,

$$\frac{dq}{dt} = N(\omega - \omega_R) \quad (10)$$

Donde N es el número de pares de polos en el rotor del generador. La rata de frecuencia eléctrica en radianes por segundo es:

$$\omega_0 = N\omega_R \quad (11)$$

Entonces (10) puede ser escrita

$$\frac{dq}{dt} = w_0(v - 1) \quad (12)$$

Finalmente, desde que el ángulo q del voltaje de barraje infinito se asume como constante,

$$\frac{dd}{dt} = w_0(v - 1) \quad (13)$$

1.3.2 Diagrama de ángulo de potencia y estabilidad de estado estable. Una representación gráfica de (9) es llamado un diagrama de ángulo de potencia.

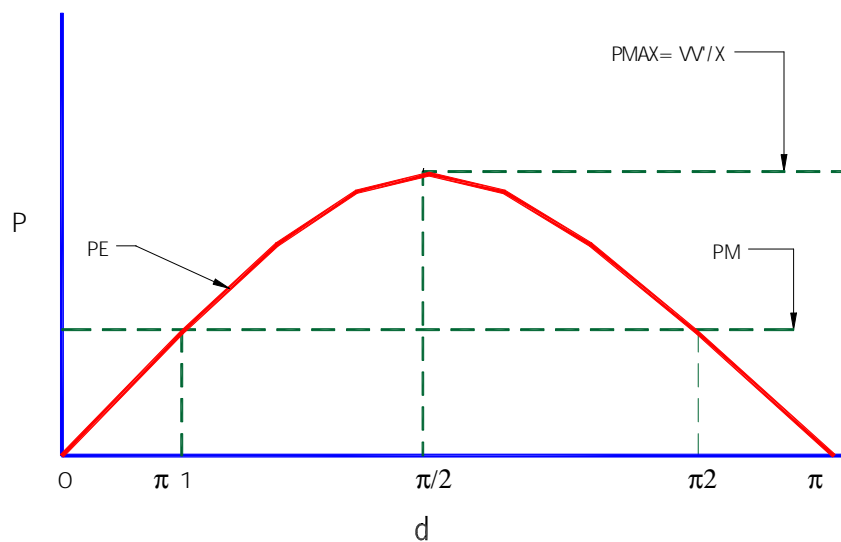


Figura 4. Diagrama potencia-distancia angular

El diagrama puede ser graficado sobre cualquier rango de ángulos, pero es usualmente suficiente mostrarlo en el intervalo $0 \leq \delta \leq \pi$. Este gráfico se muestra en la figura 4. Este diagrama sirve para un gran número de propósitos, el primero de éstos es definir el ángulo de equilibrio estable e inestable. Una línea horizontal es dibujada en el diagrama en una línea de potencia P_M , la potencia del primer motor. Esta línea horizontal también representa la potencia eléctrica en equilibrio, esto es, no-aceleración. El ángulo de voltaje de generador remoto puede conducir el ángulo de voltaje del barraje infinito por entre alguno de los dos valores δ_1 ó δ_2 al que P_M intercepta P_E . El ángulo δ_1 es un ángulo de equilibrio estable porque las pequeñas variaciones en δ alrededor de δ_1 producen pares en el generador que tienden a restaurar el ángulo a δ_1 . Por ejemplo, si δ ligeramente excede δ_1 , la potencia eléctrica P_E dada por la curva excederá la potencia del primer motor P_M , y el generador tenderá a disminuir lentamente, reduciendo δ . Un argumento similar para la restauración del equilibrio puede ser hecho para valores de δ ligeramente menores que δ_1 . De otro modo, para δ ligeramente mayor que δ_2 , P_E es ahora menor que P_M , y el generador tenderá a acelerar. Esto incrementa δ , así que δ_2 no es un estado de equilibrio. Si δ es menor que δ_2 , la potencia del generador excede la potencia del primer motor, y tiende hacia δ_1 , el equilibrio estable.

El equilibrio estable requiere que la pendiente de la curva del ángulo de potencia sea positiva en el ángulo de operación. La potencia P_{max} representa el límite

estable de transferencia de potencia entre el generador remoto y el barraje infinito. Un límite de operación práctico es considerablemente menor que P_{max} si la estabilidad es mantenida bajo condiciones transientes.

1.3.3 Fallas y estabilidad transiente. La atención ahora se dirige hacia el comportamiento de este modelo de estabilidad durante y subsiguiente a una falla de tres fases en el transformador del generador remoto en la parte derecha del barraje. Un diagrama de una línea mostrando la localización de la falla se presenta en la figura 5. Sea el instante al que la falla ocurra referenciado por el tiempo $t = 0$, con la falla resuelta o evacuada por disparar el breaker A cuando $t = T$. Esto deja al sistema de transmisión intacto a los subsecuentes intentos de corregir la falla, lo que simplifica el análisis.

Durante la falla, la potencia eléctrica es cero y (4) y (13) son fácilmente integradas para obtener la velocidad y ángulo en el tiempo de evacuación de la falla T :

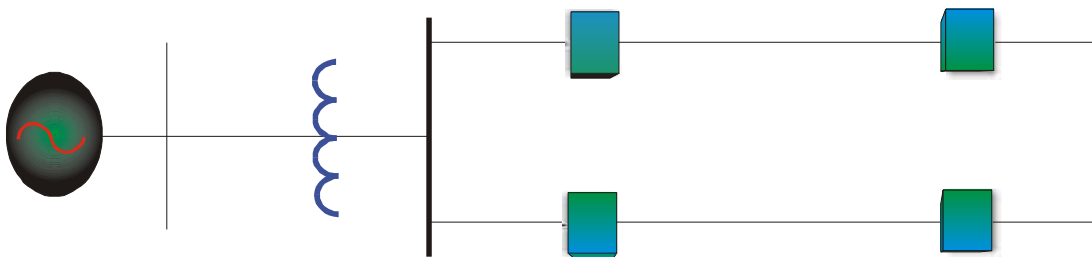


Figura 5. Diagrama de una línea

$$\mathbf{v} = 1 + \frac{P_M T}{2H} \quad (14)$$

$$d_T = d_1 + \frac{w_0 P_M T^2}{4H} \quad (15)$$

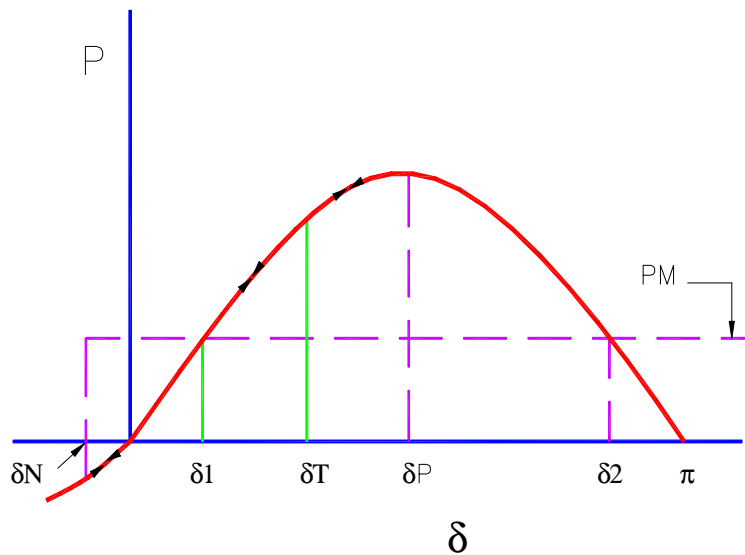


Figura 6. Potencia eléctrica y variación del ángulo y falla subsecuente de la figura 5

La figura 6 muestra el efecto de la falla en términos del diagrama ángulo potencia. Inicialmente, P_E es igual a P_M con un ángulo de separación de d_1 . Durante la falla la potencia eléctrica es cero mientras el ángulo d incrementa de d_1 a d_T . Simultáneamente la velocidad del generador se incrementa de la unidad a v_T con un incremento correspondiente en la energía cinética. Cuando la falla es resuelta, la potencia eléctrica es mayor que la potencia del primer motor como se indica por la curva en el ángulo d_T , así que el generador experimenta un par desacelerador y

su velocidad comienza a retornar a lo normal. En algún ángulo de carga d_P , la velocidad del generador recuperará su valor normal, pero el próximo par en el generador es en dirección de desaceleración así que la máquina continuará disminuyendo su velocidad, con la velocidad ahora cayendo abajo de lo normal. Esto resulta en una disminución del ángulo. Cuando el ángulo alcanza d_1 , el próximo par en el generador será de nuevo cero, pero la velocidad será menor que la normal, así que el ángulo continuará disminuyendo. Debajo de d_1 , el par en la máquina se reversa, y la aceleración resultante empieza a incrementar la velocidad hacia su valor normal. En algún ángulo mínimo d_N la velocidad normal ocurre de nuevo, pero el próximo par ahora causa que la máquina acelere y el ángulo incremente. De acuerdo al modelo de estabilidad establecido para este generador, este movimiento de oscilación continuará indefinidamente, desde que no se ha incluido provisión para amortiguar. Asumiendo estabilidad dinámica dichas oscilaciones serían amortiguadas eventualmente, y la operación y el ángulo de equilibrio serían restaurados. Para el comportamiento del modelo descrito, no ocurre pérdida de sincronismo y el sistema es estable.

1.4 RELACION ENTRE ESTABILIDAD DE VOLTAJE Y ESTABILIDAD DE ÁNGULO DE ROTOR

Estabilidad de voltaje y ángulo de rotor (o sincronismo) están mas o menos entrelazados. La estabilidad de voltaje transitoria esta muchas veces asociada

con la estabilidad de ángulo del rotor transitorio, y en menores formas la estabilidad de voltaje esta asociada con pequeñas perturbaciones de la estabilidad de ángulo del rotor. Muchas veces los mecanismos son difíciles de separar.

Sin embargo hay muchos casos, donde una forma de inestabilidad predomina. Un reporte de la IEEE cita las situaciones extremas²: a) un generador sincrónico remoto conectado por líneas de transmisión a un sistema grande (estabilidad de ángulo puro la otra máquina a un problema de barraje infinito) y b) un generador sincrónico o un sistema grande conectado por líneas de transmisión a una carga asincrónica (pura estabilidad de voltaje). La figura 7. muestra estos extremos.

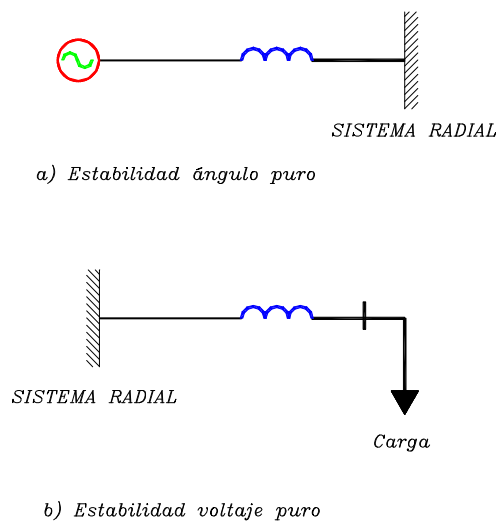


Figura 7. Ejemplo simple que muestra las situaciones extremas³

² IEEE Committee Report, Voltage Stability of Power Systems: Concepts, Analytical Tools, and Industry Experience. En: Voltage Stability of Power Systems

³ CARSON, Op. Cit., p. 25

La estabilidad de ángulo de rotor como la estabilidad de voltaje son afectadas por el control de potencia reactiva.

La estabilidad de voltaje tiene que ver con áreas de carga y con características de carga. La estabilidad del ángulo del rotor, muchas veces tiene que ver con plantas remotas integradas a largos sistemas sobre largas líneas de transmisión. La estabilidad de voltaje es básicamente estabilidad de carga, y la estabilidad de ángulo del rotor es básicamente estabilidad del generador.

Estabilidad de voltaje transiente esta usualmente asociada con la estabilidad transitoria del ángulo del rotor, en cambio la estabilidad de voltaje de largo termino es menos asociada con la estabilidad del ángulo del rotor.

Podemos decir que si el voltaje colapsa en un punto de un sistema de transmisión remoto de cargas, este es un problema de inestabilidad del ángulo. Si un voltaje colapsa en un área de carga, esto es probablemente debido a un problema de inestabilidad de voltaje.

2. CARACTERÍSTICAS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE

Un sistema de potencia, en un estado de operación y sujeto a un disturbio dado, es de voltaje estable si los voltajes próximos a las cargas se aproximan a los valores de equilibrio después del disturbio; el estado de disturbio está dentro de la región de atracción.

La ausencia de estabilidad produce caídas de voltaje progresivos o incrementos, desestabilizando el sistema de control u otras acciones de control, por ejemplo, desconexión de carga. La estabilidad de voltaje, normalmente envuelve largos disturbios, provocando rápidos aumentos en carga o transferencia de potencia; más que esto, la ausencia de estabilidad de voltaje se destaca por la caída aperiódica de voltaje.

En este capítulo se analizarán dos de los diferentes mecanismos que pueden llevar al colapso de voltaje y las técnicas que pueden ser usadas para su evaluación.

2.1 VIABILIDAD DE LA RED

El problema de la viabilidad de la red, puede ser explicado por medio de la figura 8. En éste sistema la red esta representada por un generador equivalente, que puede ser moldeado en estado estable, por una fuente de voltaje E, y un equivalente de reactancia X_g . En general la resistencia del generador y la de la línea de transmisión, pueden ser despreciables, mientras, el equivalente de la reactancia X debe combinarse con la resistencia de la fuente y con la de la línea de transmisión.

La potencia real y reactiva absorbida por la carga, $P_L(V)$ y $Q_L(V)$, puede ser calculada por el diagrama fasorial que se muestra en la Figura 8.

$$P_L(V) = VI \cos \varphi = V \left(\frac{I_x \cos \mathbf{f}}{X} \right) = \left(\frac{EV}{X} \right) \text{sen} \mathbf{d} \quad (16)$$

$$Q_L(V) = VI \text{sen} \varphi = V \left(\frac{I_x \text{sen} \mathbf{f}}{X} \right) = \left(\frac{EV}{X} \right) \cos \mathbf{d} - \frac{V^2}{X} \quad (17)$$

El ángulo δ entre el fador E y V pueden ser eliminados usando la identidad $\text{sen}^2 \delta + \cos^2 \delta = 1$ dando :

$$\left(\frac{EV}{X} \right)^2 = [P_L(V)]^2 + \left[Q_L V + \frac{V^2}{X} \right]^2 \quad (18)$$

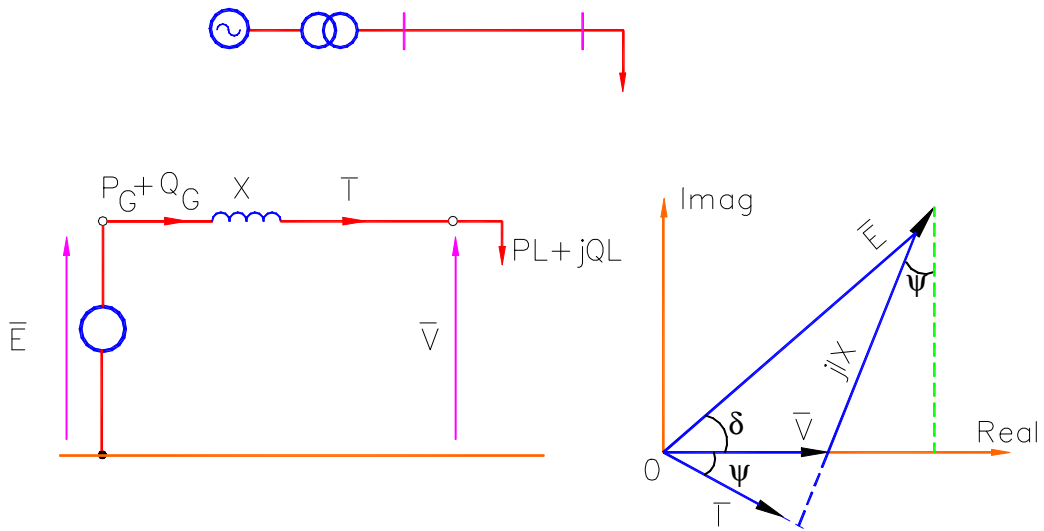


Figura 8. Circuito equivalente de la línea de transmisión y del diagrama fasorial.

Esta ecuación de potencia-voltaje determina todas las posibles soluciones para la red cuando las características de voltaje $P_L(V)$ y $Q_L(V)$ son tomadas en cuenta.

En cuanto a la carga firme, si la demanda de potencia de la carga es independiente del voltaje y es constante entonces:

$$P_L(V) = P_n \text{ y } Q_L(V) = Q_n \quad (19)$$

donde P_n y Q_n son las potencias real y reactiva de la carga y V_n el voltaje nominal. Tal carga, es, asumida como idealmente firme. La ecuación 18 se reescribe de la siguiente forma:

$$\left(\frac{EV}{X}\right)^2 = P_n^2 + \left[Q_n + \frac{V^2}{X}\right]^2 \quad (20)$$

Para un valor dado de V esta ecuación describe un círculo en el plano (P_n , Q_n) como se observa en la figura 9a. El centro del círculo esta sobre la abscisa Q_n y V^2/x lo desplaza verticalmente por debajo del origen. Al incrementarse el voltaje V, se origina una familia de círculos incrementándose el radio y cambiando a medida que va descendiendo, limitado por una envolvente como se muestra en la figura 9b.

Para cada punto interno de la envolvente, por ejemplo, en el punto A hay dos posibles soluciones para la ecuación 20, con valores de voltaje V_1 y V_2 , definido por dos círculos, mientras, para cualquier valor B en la envolvente hay un único valor de V que satisface la ecuación. Una ecuación para esta envolvente puede sin embargo ser obtenida por determinación de los valores P_n y Q_n para que exista una única solución para la ecuación 20 con respecto a V; reorganizando la ecuación 20 da:

$$\left(\frac{V^2}{X}\right)^2 + (2Q_n \frac{E^2}{X})\left(\frac{V^2}{X}\right) + (P_n^2 + Q_n^2) = 0 \quad (21)$$

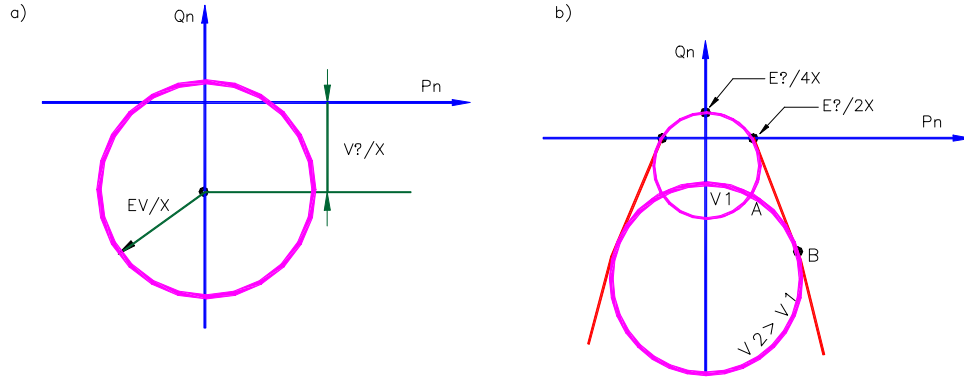


Figura 9. (a) Círculo para dar un voltaje V ; (b) una familia de círculos y su envolvente.

Esta es una ecuación cuadrática en (V^2/X) y tiene únicamente una solución cuando :

$$(2Q_n - \frac{E^2}{X})^2 + 4(P_n^2 + Q_n^2) = 0 \tag{22}$$

Resolviendo para Q_n da :

$$Q_n = (\frac{E^2}{4X}) - \frac{P_n^2}{\frac{E^2}{X}} \tag{23}$$

que es la ecuación de una parábola invertida que cruza la abscisa P_n en $P_n =$

$\frac{E^2}{2X}$ y tiene el valor máximo en:

$$P_n = 0 \quad Q_{nMAX} = \frac{E^2}{2X} \quad (24)$$

2.2 CRITERIOS DE ESTABILIDAD.

Para cada punto dentro de la envolvente de la solución de la red, por ejemplo el punto A en la figura 9. hay dos soluciones con respecto al voltaje V : una con un alto valor y la otra con un bajo valor de voltaje. Esto es necesario para examinar cual de las dos soluciones corresponde al punto estable.

2.2.1 Criterio $d\Delta Q/dV$. Este criterio de estabilidad esta basado, en la capacidad del sistema, para suplir la carga con potencia reactiva, para suministrar una demanda de potencia real. Para explicar este criterio es conveniente separar la demanda de potencia reactiva de la demanda de potencia real como se muestra en la figura 10. Para distinguir la potencia suplida por la fuente al nodo de carga y la carga de demanda de este, se tiene que $P_{L(V)}$ y $Q_{L(V)}$ es la demanda de carga y $P_{S(V)}$ y $Q_{S(V)}$ es la potencia suplida por la fuente a la carga.

Como la potencia real, es siempre conectada por la línea de transmisión, entonces, se tiene que $P_{L(V)} = P_{S(V)}$. Similarmente, durante operación normal $Q_{L(V)} = Q_{S(V)}$, pero para la propuesta del análisis de estabilidad, la línea entre $Q_{L(V)}$ y

$Q_{S(V)}$ es separada imaginariamente, $Q_{S(V)}$ es tomada como la potencia reactiva suplida por la fuente.

Las potencias de carga real y reactiva son dadas por las expresiones similares a las de la ecuación 17.

$$P_L(V) = P_S(V) = \frac{EV}{X} \sin \mathbf{d} \quad Q_S(V) = \frac{EV}{X} \cos \mathbf{d} - \frac{V^2}{X} \quad (25)$$

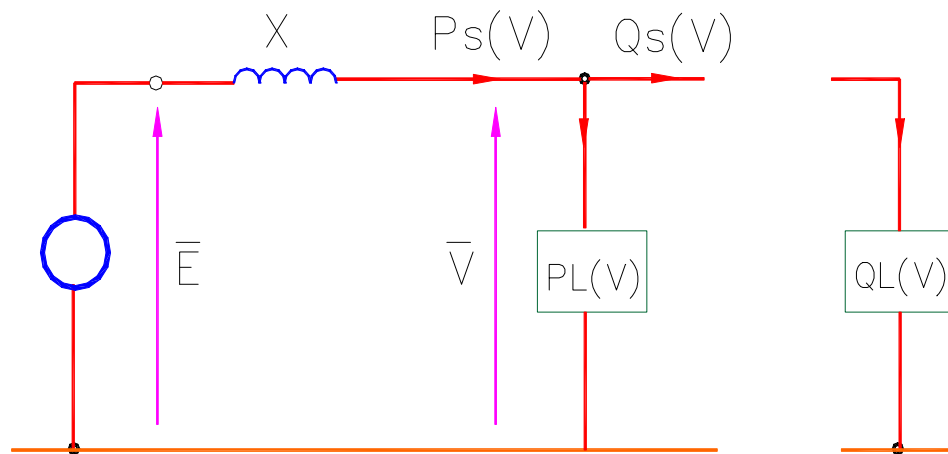


Figura 10. Circuito equivalente para determinar las características de la potencia reactiva del sistema

Eliminando las funciones trigonométricas y usando la identidad $\sin^2 \delta + \cos^2 \delta = 1$

da :

$$\left(\frac{EV}{X}\right)^2 = P_L^2 V + \left[Q_S(V) + \frac{V^2}{X}\right]^2 \quad (26)$$

y despejando $Q_S(V)$ da :

$$Q_s(V) = \sqrt{\left(\frac{EV}{X}\right)^2 - (P_L V)^2} - \frac{V^2}{X} \quad (27)$$

Esta ecuación, determina las características de la potencia reactiva y muestra, como mucha potencia reactiva puede ser suplida por la fuente si el sistema es cargado únicamente con la potencia real $P_L(V)$ y el voltaje de carga es tomado como una variable. Para una potencia de carga real $P_L(V) = P_L = \text{constante}$ y la ecuación 27 da la forma de una parábola como se muestra en la figura 11.

Si la potencia reactiva, es separada imaginariamente la carga es ahora reconectada para el sistema, entonces las características $Q_s(V)$ y $Q_L(V)$ pueden dibujarse como muestra la figura 10a; donde el punto de equilibrio de la oferta, debe ser igual a la demanda, que es $Q_s(V) = Q_L(V)$ y es satisfecha por los dos puntos de equilibrio V^s y V^u . Estos corresponden a la situación mostrada en la figura 9b; donde para un valor de demanda de potencia (punto A), existen, dos posibles pero diferentes, valores de voltaje $V_1 \neq V_2$.

Un exceso de potencia reactiva, produce un incremento de voltaje mientras, un déficit de potencia reactiva, da como resultado un decremento de voltaje. Consideremos ahora el punto de equilibrio s, en la figura 10a, ocurre un pequeño disturbio de voltaje negativo ΔV . Esto hará que la potencia reactiva $Q_s(V)$, sea mayor que la demanda de potencia de demanda reactiva $Q_L(V)$. Este exceso de

potencia reactiva tenderá a incrementar el voltaje, y, por lo tanto forzará el voltaje a retornar al punto s.

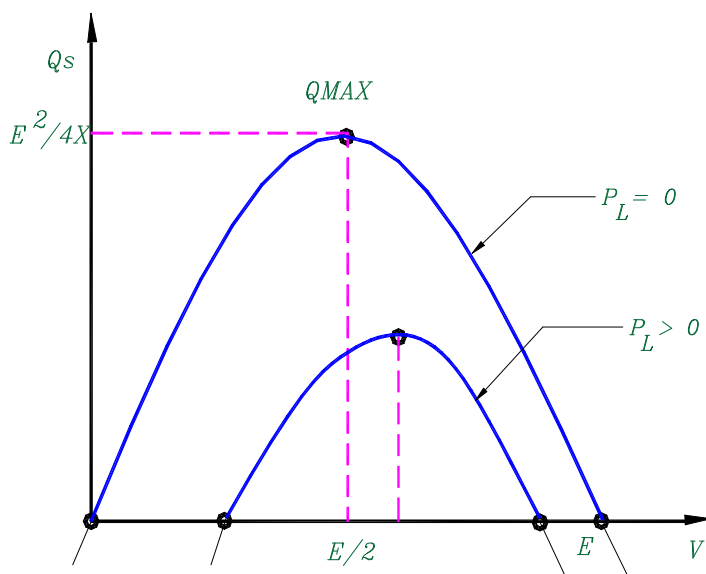


Figura 11. Característica $Q_S(V)$ para $P_L = 0$ y $P_L > 0$

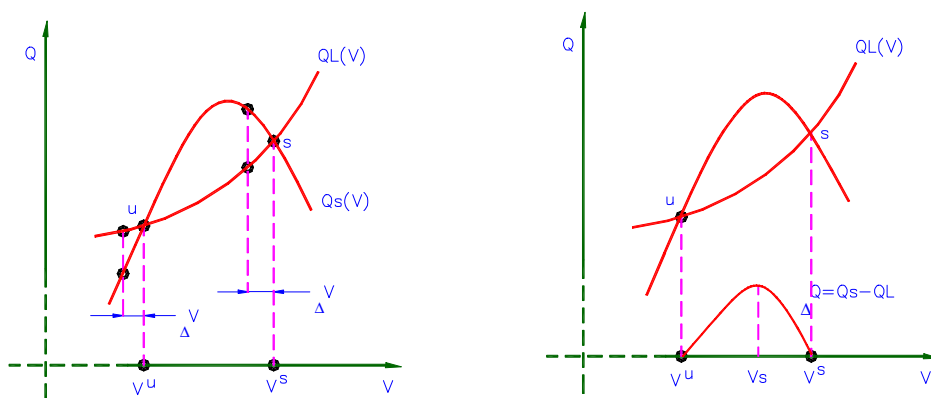


Figura 12. Características $Q_S(V)$ y $Q_L(V)$: (a) dos puntos de equilibrio ; (b) Criterio clásico de estabilidad.

Si el disturbio, produce un incremento en el voltaje resultando déficit en potencia reactiva forzará al voltaje a decrecer y entonces de nuevo retornará al punto s . Por lo tanto, el punto de equilibrio s es estable.

Por otro lado, un disturbio en la vecindad del segundo punto de equilibrio u donde decrece el voltaje, produce un déficit de potencia reactiva con $Q_S(V) < Q_L(V)$ que, forzará a otro decremento en el voltaje. Como el sistema perturbado no retorna al punto de equilibrio, el punto de equilibrio u es inestable.

Observando la figura 12b, se puede deducir que el criterio de estabilidad clásica, es, obtenido de la derivada del exceso de potencia reactiva $d(Q_S - Q_L)/dV$, siendo de signo opuesto a los dos puntos de equilibrio: esto significa que es negativo para el punto estable s , y, positivo para el punto inestable u . Esto es la esencia del criterio de estabilidad clásica $d\Delta Q/dV$:

$$\frac{d(Q_S - Q_L)}{dV} \pi 0 \quad \text{ó} \quad \frac{dQ_S}{dV} \pi \frac{dQ_L}{dV} \quad (28)$$

En el sistema mostrado en la figura 10, el suministro de potencia real y reactiva, expresado por las ecuaciones 25, es función de las dos variables V y δ con incrementos dados por :

$$\Delta Q_s = \frac{\partial Q_s}{\partial V} \Delta V + \frac{\partial Q_s}{\partial \mathbf{d}} \Delta \mathbf{d} \quad (29)$$

$$\Delta P_L = \Delta P_s = \frac{\partial P_s}{\partial V} \Delta V + \frac{\partial P_s}{\partial \mathbf{d}} \Delta \mathbf{d}$$

Eliminando $\Delta \delta$ de estas dos ecuaciones, y dividiendo el resultado por ΔV , da ;

$$\frac{\Delta Q_s}{\Delta V} = \frac{\partial Q_s}{\partial V} + \left(\frac{\partial Q_s}{\partial \mathbf{d}} \frac{\partial P_s}{\partial \mathbf{d}} \right)^{-1} \left[\frac{\Delta P_L}{\Delta V} - \frac{\partial P_s}{\partial V} \right] \quad (30)$$

$$\frac{\partial Q_s}{\partial V} \approx \frac{\partial Q_s}{\partial V} + \left(\frac{\partial Q_s}{\partial \mathbf{d}} \frac{\partial P_s}{\partial \mathbf{d}} \right)^{-1} \left[\frac{\Delta P_L}{\Delta V} - \frac{\partial P_s}{\partial V} \right] \quad (31)$$

donde las derivadas parciales son obtenidas de las ecuaciones en (25) como :

$$\frac{\partial P_s}{\partial \mathbf{d}} = \frac{EV}{X} \cos \mathbf{d}; \frac{\partial P_s}{\partial V} = \frac{E}{X} \operatorname{send}; \frac{\partial Q_s}{\partial \mathbf{d}} = - \left(\frac{EV}{X} \right) \operatorname{send}; \frac{\partial Q_s}{\partial V} = \frac{E}{X} \cos \mathbf{d} - 2 \frac{V}{X} \quad (32)$$

Sustituyendo estas derivadas parciales en la ecuación 31 da :

$$\frac{dQ_s}{dV} \approx \frac{E}{X} \cos \mathbf{d} - 2 \frac{V}{X} - \frac{EV}{X} \operatorname{send} \left(\frac{X}{EV} \cos \mathbf{d} \right) \left(\frac{dP_L}{dV} - \frac{E}{X} \operatorname{send} \right) = \frac{E}{X \cos \mathbf{d}} - \left(\frac{2V}{X} + \frac{dP_L}{dV} \tan \mathbf{d} \right) \quad (33)$$

Esto permite que la condición de estabilidad definida en la ecuación 28 sea expresada como :

$$\frac{dQ_L}{dV} \phi \frac{E}{X \cos \mathbf{d}} - \frac{2V}{X} + \left(\frac{dP_L}{dV} \tan \mathbf{d} \right)$$

(34)

donde las derivadas dQ_L/dV y dP_L/dV , son, calculadas de las funciones usadas para aproximar las características de carga.

2.2.2 Criterio dE/dv . El sistema equivalente fem E, puede ser expresado como una función del voltaje de carga, al resolver la ecuación 18 para E da:

$$EV = \sqrt{\left(V + \frac{Q_L VX}{V} \right)^2 + \left(\frac{P_L VX}{V} \right)^2} \quad (35)$$

Donde $\frac{Q_L VX}{V}$ está en fase y $\frac{P_L VX}{V}$ es la componente de cuadratura de la caída de voltaje IX mostrado en la figura 8.

Un ejemplo de una característica E(V) es mostrado en la figura 13', con la carga operando normalmente a alto voltaje, correspondiente, al lado derecho de la característica. Como V es alto, y mucho más grande que las dos componentes, la

de fase y la de cuadratura, entonces, de acuerdo a la ecuación 35, una reducción en voltaje causará que la fem $E(V)$ caiga. A medida que V continúa disminuyendo, los componentes $\frac{Q_L V X}{V}$ y $\frac{P_L V X}{V}$ son importantes y por debajo de un cierto valor de V ; ellos causarán que $E(V)$ crezca. Consecuentemente, cada valor de $E(V)$ puede corresponder a dos soluciones posibles de las ecuaciones de la red con respecto a V . Como se vio antes, la estabilidad de estas dos soluciones, pueden ser examinadas con el método de pequeño disturbio.

Primero, se considera el comportamiento del sistema en el punto s , colocado en el lado derecho de la característica $E(V)$ en la figura 13, y, se asume que la fuente fem E , se mantiene en un valor constante. Una disminución en el voltaje de carga ΔV , producirá, una reducción en la fem $E(V)$, que es menor que la fem E fuente. Como E es muy alta para mantener la carga reducida, el voltaje V es forzado a retornar al valor de equilibrio inicial. Similarmente un incremento en el voltaje por ΔV resulta en que la fem E fuente empiece a ser menor que la fem requerida, para mantener el voltaje de carga V incrementado, así que la fem E fuente de nuevo, fuerza al voltaje a retornar a su valor inicial.

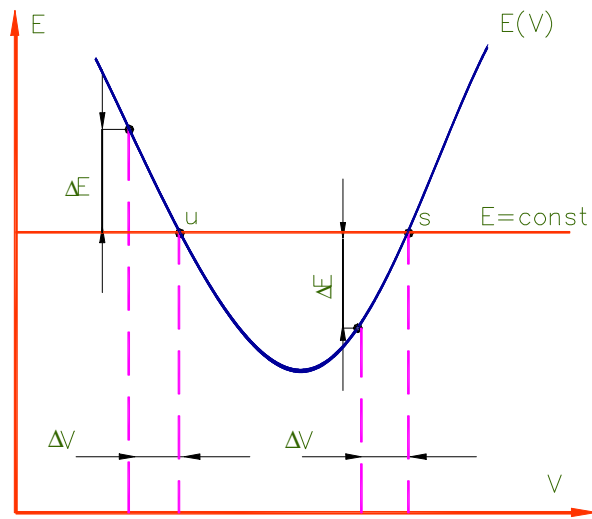


Figura 13. Criterio de estabilidad $dE/dV > 0$

Ahora, se considera un disturbio que produce un decremento ΔV en el voltaje, en el punto de equilibrio u , en la parte izquierda de la característica. Este disturbio, resulta en que la fem E fuente, sea menor que la fem $E(V)$ requerida para mantener el voltaje bajo. A medida que E es muy pequeño, el voltaje declina más y no retorna a su valor inicial. La conclusión es que el punto u es inestable.

De esto, se desprende que el sistema es estable, si, el punto de equilibrio cae en la parte derecha de la característica, esto es cuando:

$$\frac{dE}{dV} \geq 0 \tag{36}$$

2.2.3 Criterio dQ_G/dQ_L . Para entender este criterio, es necesario analizar el comportamiento de la generación de potencia reactiva $Q_G(V)$, a medida que la demanda de carga reactiva $Q_L(V)$ varia. Esta aproximación es algo diferente de la que se tomo en las dos secciones anteriores, ahora $Q_G(V)$, incluye la demanda de potencia reactiva, la carga $Q_L(V)$, y la red l^2X , mientras, que antes únicamente fue considerada la potencia reactiva $Q_S(V)$, suministrada por la fuente al nodo de carga.

La ecuación $Q_G(V)$ es similar a la ecuación 17, pero con E y V intercambiadas, esto es :

$$Q_G V = \frac{E^2}{X} - \frac{EV}{X} \cos \mathbf{d} \quad (37)$$

Donde ambos, V y δ dependen de la demanda $P_L(V)$ y $Q_L(V)$. La ecuación 17, permite, que el segundo componente de esta ecuación sea sustituido para dar:

$$Q_G(V) = \frac{E^2}{X} - \frac{V^2}{X} - Q_L(V) \quad \text{o}$$

$$\frac{V^2}{X} = \frac{E^2}{X} - Q_L(V) - Q_G(V) \quad (38)$$

Sustituyendo esta expresión en la ecuación 18 da:

$$Q_G^2(V) - \frac{E^2}{X} Q_G V + P_L^2 V + \frac{E^2}{X} Q_L(V) = 0 \quad (39)$$

o

$$Q_L(V) = \frac{Q_G^2 V}{\frac{E^2}{X}} + Q_G(V) - \frac{P_L^2 V}{\frac{E^2}{X}} \quad (40)$$

Para el caso de carga de potencia firme real con $P_L(V) = P_L = \text{constante}$, esta ecuación describe una parábola horizontal en el plano (Q_G, Q_L) , como se muestra en la figura 14a. El vértice de la parábola, está en el valor constante, mientras, el máximo valor de Q_L depende de P_L y para $P_L = 0$ el máximo esta en $E^2/4X$. Incrementar P_L , desplaza la parábola a la izquierda, a lo largo del eje Q_L , pero, sin ningún desplazamiento correspondiente con respecto al eje Q_G .

Es valioso notar que el vértice de la parábola, (el valor máximo de Q_L para un P_L dado), corresponde al punto de la envolvente de la característica $Q_L(P_L)$, mostrada en figura 9b, y para el vértice de la característica $Q_S(V)$ en la figura 11. Obviamente para $P_L = 0$, todas las tres características, dan el mismo valor máximo. Correspondiente a la ecuación 24.

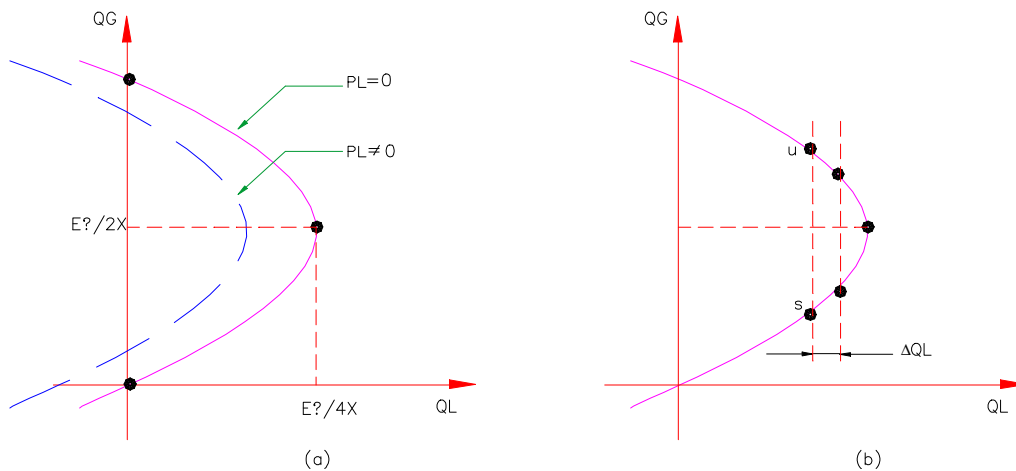


Figura 14. Características de generación y carga (a) $Q_G(Q_L)$ con P_L como un parámetro (b) Método de pequeño disturbio aplicado a la característica $Q_G(Q_L)$.

La figura 14b, muestra, como la característica $Q_G(Q_L)$, puede ser usada, para analizar la estabilidad del sistema. Asumiendo que la demanda de carga reactiva Q_L , es menor, que su valor máximo, existe siempre dos puntos de equilibrio, esto es, dos valores de generación reactiva, correspondientes a una demanda dada. En el punto inferior s , un disturbio momentáneo ΔQ_L que incrementa la demanda de carga de potencia reactiva, resulta en un incremento en la potencia reactiva generada, mientras que, un disturbio que reduce la demanda resulta en una caída correspondiente en la generación de potencia reactiva. Como la generación sigue a la demanda, el punto de equilibrio inferior s es estable. La situación es invertida en el punto de equilibrio superior u . Un incremento en Q_L produce una reacción en Q_G mientras, que una reducción en Q_L produce un incremento en Q_G . Como los cambios en la generación reactiva son ahora en la dirección opuesta a los cambios en la demanda, el punto de equilibrio superior u , es inestable.

Consecuentemente, el sistema es estable, si, un pequeño cambio en la demanda de carga reactiva, produce un cambio en la generación, que tiene el mismo signo, ó en otras palabras, la derivada dQ_G/dQ_L es positiva :

$$\frac{dQ_G}{dQ_L} > 0, \quad (41)$$

Es valioso notar, que en el máximo punto de carga en la punta de la característica $Q_G(Q_L)$ la derivada dQ_G/dQ_L tiende a infinito.

La característica definida por la ecuación 40, y mostrada en la figura 14, es únicamente una parábola para el caso de una carga de potencia firme real $P_L(V) = P_L = \text{constante}$. Para una carga voltaje-dependiente la característica $P_L(V)$ variará con el voltaje cuando no es posible obtener una expresión explícita para $Q_G(Q_L)$ con $P_L(V)$ como parámetro. Sin embargo la característica $Q_G(Q_L)$ puede ser obtenida iterativamente al resolver las ecuaciones de red para valores dados de la demanda de carga, P_L y Q_L , y la fem E como el nodo generador.

La principal ventaja del criterio $\frac{dQ_G}{dQ_L}$ es la facilidad con que este puede ser usado con programas de flujo de carga.

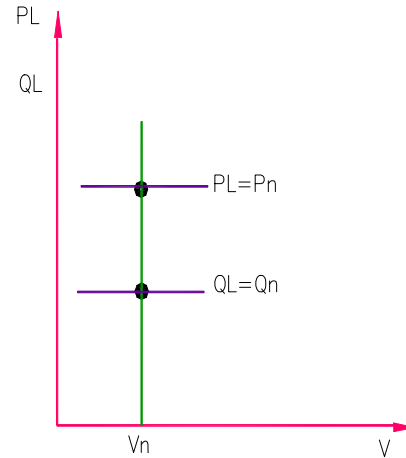
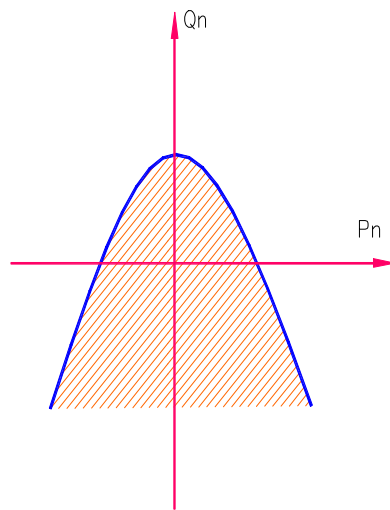
2.3 DEMANDA CRITICA DE CARGA Y COLAPSO DE VOLTAJE

La figura 12, ilustró el criterio de estabilidad clásico de $\frac{d\Delta Q}{dV}$; mientras que, la figura 15, muestra como el área de solución de la red, depende, de la forma de la característica de carga. La figura 16, extiende esta discusión y muestra como las ecuaciones de red, pueden tener dos soluciones, una solución o no-solución, si todas dependen de la posición relativa y de la forma de las características $Q_L(V)$ y $Q_S(V)$.

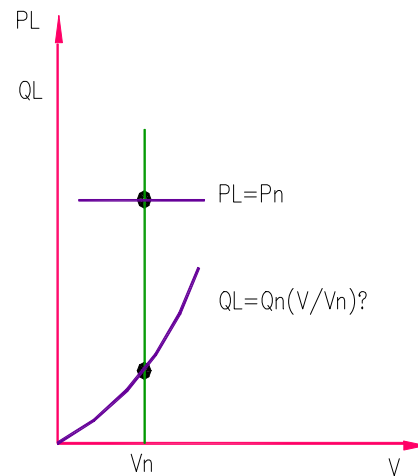
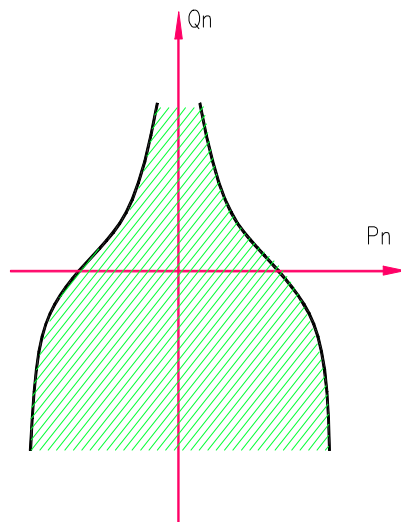
En la figura 16a, hay dos puntos de equilibrio, correspondientes a la intersección de las características $Q_L(V)$ y $Q_S(V)$, de las que únicamente, el punto *s* es estable. Para el caso especial de $Q_L(V) = \text{constante}$ y $P_L(V) = \text{constante}$; estos dos valores de voltaje corresponden a los voltajes V_1 y V_2 designados por el punto *A*, en la figura 9b, únicamente uno de ellos será estable. Para el caso más general de $Q_L(V) \neq \text{constante}$ y $P_L(V) \neq \text{constante}$, mostrado en la figura 15 b,c y d; un punto equivalente a *A* en la figura 9b, existirá, en alguna parte dentro de la envolvente, con dos soluciones de voltaje, descritos por los puntos generales *u* y *s* en la figura 16a. Si el punto está situado en la envolvente entonces hay únicamente un punto de equilibrio y es el punto de intersección, mostrado en la figura 16b. Este punto es referido como punto crítico y sus coordenadas, son referidas como potencia crítica y voltaje crítico. Fuera del área de solución de la red en la figura 15, no hay puntos de equilibrio y esto, corresponde a las características $Q_L(V)$ y $Q_S(V)$,

sin puntos de intersección, como en la figura 16c, donde la característica $Q_L(V)$, esta situada por encima de la característica $Q_S(V)$. En general el área de solución de la red, mostrada en la figura 15, es conocida como el área de estabilidad de voltaje de estado estable.

a)



b)



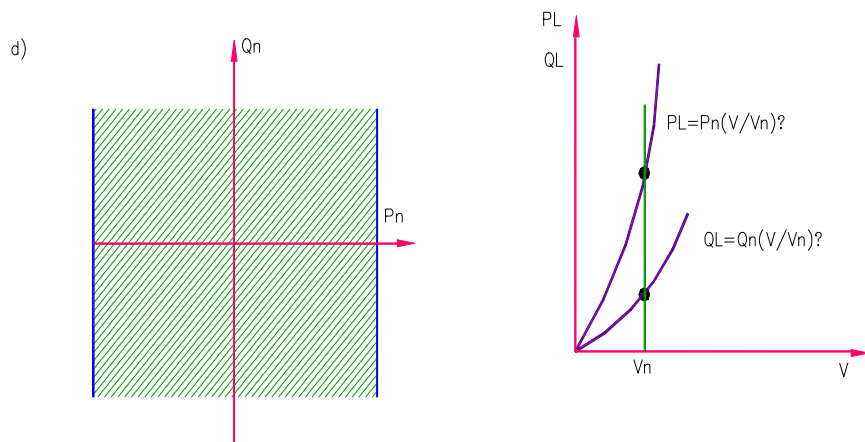


Figura 15. Dependencia del área de solución de la red según la forma de la característica de carga.

Es valioso recordar en éste punto, que la figura 16, ha sido dibujada para el caso de una carga de potencia firme real $P_L(V) = P_L = \text{constante}$, así que las potencias críticas Q_{cr} , P_{cr} son definidas por las coordenadas (Q_{cr}, P_L) y únicamente Q_{cr} y V_{cr} son marcadas en la figura 16b.

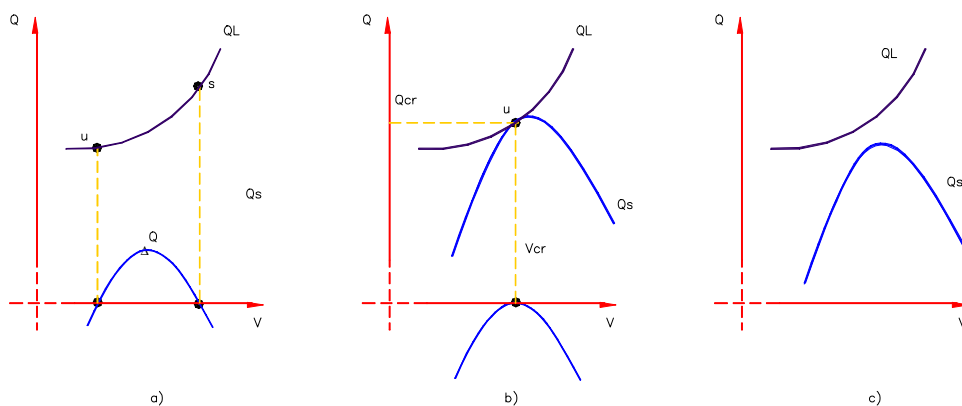


Figura 16. Posición relativa de las características de generación y carga: a) dos puntos de equilibrio; b) un solo punto de crítico de equilibrio; c) no existe punto de equilibrio.

2.3.1 Efectos que se producen al incrementar la demanda. Un incremento lento, en la demanda del sistema, como es el debido a las variaciones diarias normales de la carga, puede tener dos efectos perjudiciales en la estabilidad del voltaje. De acuerdo con la ecuación 27, un incremento en la potencia real, disminuye la característica $Q_S(V)$, como se mostró en la figura 11; mientras que un incremento en la potencia reactiva, eleva la característica $Q_L(V)$. Como una consecuencia, el punto de equilibrio estable s , se mueve hacia valores menores de voltaje, mientras, que el punto de equilibrio inestable u , se mueve hacia valores mayores de voltaje, a medida que la demanda se incrementa, los puntos de equilibrio se mueven cerca muy juntos, hasta, que finalmente se mezclan en el punto crítico de equilibrio, mostrado en la figura 16b.

Cuando una carga opera en éste punto crítico, cualquier incremento por más pequeño que sea en la demanda de potencia reactiva, producirá, un déficit en la potencia reactiva, por lo tanto la demanda será mayor que el suministro, y el voltaje se reducirá. A medida, que el voltaje se reduce, el déficit en potencia reactiva se incrementa y el voltaje cae aún más, hasta que éste, eventualmente cae a un valor muy pequeño. Este fenómeno es generalmente conocido como colapso de voltaje, aunque en algunos países el término empleado, más gráfico, es avalancha de voltaje. Dos formas de colapso de voltaje, son identificadas en la literatura. Cuando el colapso de voltaje es permanente algunos autores se refieren a éste como un colapso de voltaje total. De otro lado, el termino colapso de voltaje parcial, es usado cuando un gran incremento en la demanda, causa que

el voltaje caiga por debajo de algún límite técnico aceptable. Como un colapso de voltaje parcial, no corresponde a inestabilidad del sistema, es mejor considerar al sistema, como en estado de emergencia, pues, el sistema aún opera aunque a un voltaje reducido.

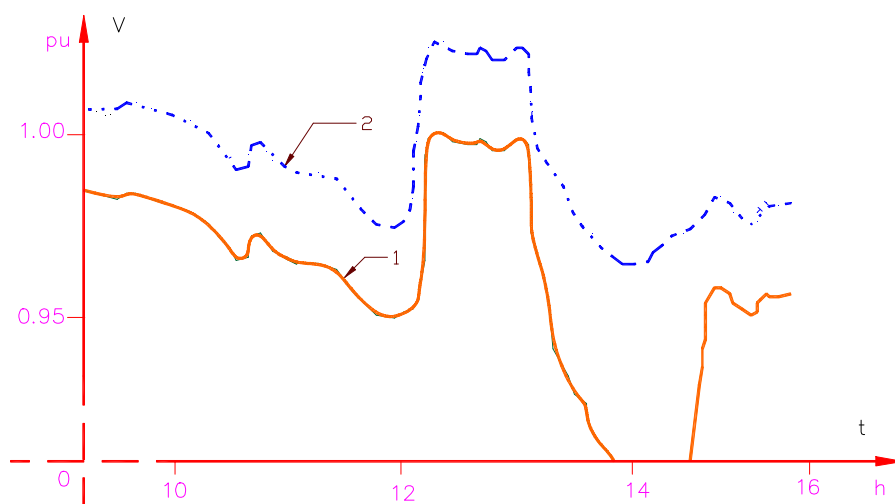


Figura 17. Ejemplo de colapso de estabilidad 1-Variación del voltaje durante un día 2- Variación de voltaje durante un día previo.

Un ejemplo, de colapso de voltaje actual, se muestra en la figura 17. En ésta figura la curva 2, muestra un periodo típico en la mañana, cuando el voltaje cae ligeramente a medida que la demanda de potencia se incrementa, pero, entonces se recupera en un pequeño porcentaje, durante la hora del almuerzo, a medida que la demanda de potencia se reduce. Alrededor de la una, después de la hora del almuerzo, la demanda de potencia se incrementa y el voltaje cae. Sin embargo, en un día en particular en la curva 1, la carga general del sistema es mayor, y el voltaje local es menor que lo normal, así que, la carga empieza a

incrementarse después de la hora del almuerzo, el voltaje alcanza su valor crítico y entonces colapsa. El operador del sistema entonces interviene y, después de una larga interrupción, restituye manualmente las condiciones normales de operación.

Desde el punto de vista de seguridad del sistema de potencia, un conocimiento de la potencia crítica y el voltaje son muy importantes, pues el voltaje de operación y potencia en los nodos del sistema, deben ser mantenidos tan lejos como sea posible, de sus valores críticos. Desafortunadamente, las características no lineales del voltaje, hacen imposible derivar una fórmula general para el voltaje crítico, que sea válido para cualquier tipo de variaciones de potencia reactiva y activa, aún, asumiendo un modelo de sistema de potencia simple. Sin embargo algunas fórmulas iterativas pueden ser desarrolladas, si se asume lo siguiente:

- Cuando se incrementa la demanda de carga, el factor de potencia se mantiene constante, por compensación de potencia reactiva en la carga del consumidor, así que:

$$\frac{P_n(t)}{P_o} = \frac{Q_n(t)}{Q_o} = \epsilon \quad (42)$$

Donde $P_n(t)$ y $Q_n(t)$, son los valores nominales de la demanda de carga en el instante de tiempo t , P_0 y Q_0 son los valores iniciales de la demanda y ε es el coeficiente del incremento de la demanda.

- La potencia característica de una carga industrial compuesta, con un gran número de motores de inducción, puede ser aproximada por los polinomios:

$$\frac{Q_L}{Q_n} = a_2 \left(\frac{V}{V_n} \right)^2 - a_1 \frac{V}{V_n} + a_0 \frac{P_L}{P_n} = b_1 \frac{V}{V_n} \quad (43)$$

que es una parábola y una línea recta respectivamente.

- La composición de la carga es constante, lo que hace que los coeficientes a_0 , a_1 , a_2 y b_1 sean constantes. La ecuación 42, permite que las características definidas en la ecuación 43, sean convertidas a la siguiente forma:

$$Q_L = \varepsilon[\alpha_2 V^2 - \alpha_1 V + \alpha_0], \quad P_L = \varepsilon \beta_1 V \quad (44)$$

donde

$$\mathbf{a}_2 = \frac{Q_0}{V_n^2} a_2, \quad \mathbf{a}_1 = \frac{Q_0}{V_n} a_1, \quad \mathbf{a}_0 = Q_0 a_0, \quad \mathbf{b}_1 = \frac{P_0}{V_n} b_1,$$

sustituyendo la segunda de las ecuaciones en 44 en la ecuación 27 da:

$$Q_s V = V \sqrt{\left(\frac{E}{X}\right)^2 - \epsilon^2 b^2 1 - \frac{V^2}{X}} \quad (45)$$

La figura 16b, muestra, como en el punto crítico, la característica de suministro y la característica de demanda de potencia, son tangentes la una a la otra, lo que permite que el valor del voltaje crítico V_{cr} sea hallado al resolver las siguientes dos ecuaciones:

$$Q_s(V_{cr}) = Q_L(V_{cr}) \quad (46)$$

$$\left. \frac{dQ_s}{dV} \right|_{V=V_{cr}} = \left. \frac{dQ_L}{dV} \right|_{V=V_{cr}} \quad (47)$$

substituyendo para Q_s y Q_L de las ecuaciones 44 y 45 da

$$V_{cr} \sqrt{\left(\frac{E}{X}\right)^2 - \epsilon_{cr}^2 b^2 1 - \frac{V_{cr}^2}{X}} = \epsilon_{cr} (a_2 V_{cr}^2 - a_1 V_{cr} + a_0) \quad (48)$$

$$\sqrt{\left(\frac{E}{X}\right)^2 - \epsilon_{cr}^2 b^2 1 - \frac{2V_{cr}}{X}} = \epsilon_{cr} (2a_2 V_{cr} - a_1) \quad (49)$$

la ecuación 49, determina el voltaje crítico, como una función de los parámetros del sistema y un coeficiente desconocido ϵ_{cr} del incremento de la demanda.

$$V_r = \sqrt{\left(\frac{E}{b_1 X}\right)^2 - \epsilon_{cr}^2 + \frac{a_1 \epsilon_{cr}}{b_1} + \frac{2}{b_1 X}} \quad (50)$$

multiplicando la ecuación 49 por $(-V_{cr})$, y sumando el resultado a la ecuación 48 da

$$V_{cr}^2/X = \epsilon_{cr}(\alpha_0 - \alpha_2 V_{cr}^2) \quad (51)$$

de la que finalmente

$$\epsilon_{cr} = \frac{1}{\frac{a_0 X}{V_{cr}^2} - a_2 X} \quad (52)$$

Las ecuaciones 50 y 52, pueden ser usadas, en un calculo iterativo, para hallar el voltaje crítico V_{cr} y el incremento crítico en la demanda ϵ_{cr} .

2.3.2 Efectos de interrupciones en la red. La posición relativa, de la característica de demanda definida en la ecuación 27, depende de la reactancia equivalente del sistema. Los cambios grandes en dicha reactancia, tales, como aquellos

producidos por interrupciones en la red, pueden reducir las características de generación y causar problemas en la estabilidad del sistema.

2.3.3 Influencia del control de voltaje. En la sección 2.1, se mostró que la reactancia del sistema equivalente de generación, y por lo tanto, el punto de voltaje constante en el modelo de la red, dependen de la capacidad de control de voltaje del generador. Mientras, que ninguno de los dos límites de excitación, o el límite de corriente del estator, sean excedidos, el VAR deberá guardar el voltaje terminal del generador constante, y esto, no necesita la adición de la reactancia X_d al generador sincrónico para la red de reactancia equivalente X , mostrada en la figura 8. Por lo menos, si ninguno de los límites de corriente del generador es encontrado, entonces, el voltaje de campo deberá ser mantenido constante y el generador debe ser modelado por una fem E_f por debajo de la X_d . El modelamiento de la reactancia deberá ser incrementado, para incluir el efecto de X_d . Consecuentemente, como el equivalente de la reactancia del sistema en el modelo generador-línea-carga, depende significativamente de la capacidad del control de voltaje del generador, habrá estabilidad de voltaje.

La viabilidad del área de la red, (sección 2.1), y las características usadas para el análisis de la estabilidad de voltaje, (sección 2.2.), dependen de la reactancia equivalente del sistema. Esta reactancia, se desarrolla en dos términos en la ecuación 27 , en el término $-V^2/X$ y en EV/X , si X es grande, ambos términos, determinan lo empinado de la parábola, esto la hace menos profunda y el vértice

es bajado como lo muestra la figura 11. Esto da como resultado, una potencia reactiva máxima y de ahí la potencia crítica.

2.4 DINÁMICA DEL COLAPSO DE VOLTAJE.

El análisis de estabilidad de voltaje, se ha presentado en ésta sección, asumiendo que las cargas pueden ser representadas por sus características de voltaje estático. Aunque esto es útil, para ayudar a entender los principios de la estabilidad del voltaje, y su relación con el problema de la viabilidad de la red, las características de la carga estática de voltaje, pueden, únicamente aproximarse a la conducta real de la carga, compuesta por variaciones lentas de voltaje. En la práctica, el comportamiento actual de la carga compuesta y el sistema, es un proceso dinámico, fuertemente acoplado, que es influenciado por las dinámicas de la carga y por la operación de los equipos de protección. Cualquiera, o todos estos factores, pueden acelerar, aminorar, o aún prevenir el colapso de voltaje. Para complementar las consideraciones estáticas, veremos algunos ejemplos de escenarios de colapso de voltaje.

2.4.1. Escenario 1: Formación de la carga. En la sección 2.3, explicamos como el colapso de voltaje, puede resultar de la formación de una carga muy grande, particularmente durante periodos de alta demanda, así, que la demanda de potencia, excede los valores críticos determinados por los parámetros de la red.

En éste escenario, los principales factores que contribuyen al colapso de voltaje son:

2.4.1.1 La rigidez en la continuidad de la carga, al continuar demandando valores altos de potencia activa y reactiva, a pesar de la característica inherente de voltaje, en el área de carga. Los motores de inducción son los principales responsables, al producir características duras de carga.

2.4.1.2 El control del tap de los transformadores, en redes de distribución y subtransmisión, manteniendo el voltaje constante, y por lo tanto gran demanda de potencia activa y reactiva, cuando el suministro de voltaje, está experimentando subidas y bajadas rápidas. Demanda alta es indeseable en el estado de emergencia.

2.4.1.3 La habilidad limitada, para control de potencia reactiva por los generadores. Debido a los límites de corriente de campo y de armadura, una demanda alta de potencia reactiva, puede causar, que los generadores pierdan su habilidad para actuar como una fuente constante de voltaje. El generador, se comporta como una fuente de voltaje atrás de la reactancia sincrónica y el voltaje de sus terminales se reduce.

2.4.2 Escenario 2: Salidas de red. Se ha observado, en el transcurso de éste capítulo, que los parámetros de la red, juegan un papel crucial en la determinación de la máxima potencia que puede ser entregada para las áreas de carga. Un

disparo, en las líneas de la malla de distribución, incrementa la reactancia equivalente, entre la fuente equivalente de voltaje y la carga, reduce la potencia crítica e incrementa la posibilidad de colapso de voltaje. El disparo en los generadores tiene un efecto similar, no únicamente, incrementa la reactancia equivalente del sistema, si no que también reduce la capacidad del sistema, para generar potencia reactiva y activa.

2.4.3 Escenario 3: Fenómeno dentro de la carga compuesta. Como ya se ha mencionado, la dureza de las características de la carga, es uno de los factores dominantes, que contribuyen al colapso de voltaje, Sin embargo, la respuesta dinámica de la carga compuesta, puede resultar en que las características de carga dinámica y estática sean diferentes. Esta diferencia, es principalmente atribuida a los motores de inducción, y puede resultar en la reducción de la estabilidad del sistema, llevando a colapso de voltaje. Por ejemplo, una rápida y severa caída de voltaje, como la que ocurre durante un corto circuito lentamente resuelto, puede causar una reducción en el torque del motor y consecuentemente un atascamiento del motor. Un motor de inducción atascado, demanda más potencia reactiva, reduciendo las condiciones de estabilidad de voltaje. Esto puede llevar, a que otros motores cercanos se atasquen también. En este escenario el voltaje continúa cayendo hasta que el equipo de protección, o los contactores electromecánicos, disparen los motores desde el sistema, reduciendo de este modo la demanda de potencia reactiva. El voltaje entonces, comenzará a recuperarse, pero una restauración incontrolada de la carga compuesta, por

ejemplo, el autoarranque de motores pesados de inducción, puede de nuevo reducir el voltaje y llevar al colapso total de voltaje.

2.4.4 Escenario 4: Colapso de voltaje y operación asincrónica. Colapso de voltaje en uno ó unos pocos de los nodos de la red, puede causar que el voltaje se caiga en los nodos vecinos, llevando al colapso de voltaje en estos nodos. El voltaje entonces se cae en los otros nodos, propagándose así a través de la red y afectando los generadores sincrónicos. Si los generadores afectados, están débilmente conectados a la red, ellos pueden perder sincronismo.

Una caída de voltaje, acompañada por una reducción en la demanda de potencia real y un incremento en la demanda de potencia reactiva, tiene el mismo efecto en el generador sincrónico, que un corto circuito en la red.

3. LA LINEA CD COMO SOLUCION PARA LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE

Los enlaces de corriente directa a alto voltaje (HVDC) son usados para la transmisión sobre largas distancias y para interconexiones asincrónicas. Un enlace HVDC puede ser entre un enlace “*back to back*” rectificador/inversor o puede también incluir transmisión de larga distancia CD. Los enlaces multiterminal HVDC son factibles.

La tecnología ha avanzado hasta el punto que las terminales HVDC pueden ser conectadas en los puntos de voltaje débil de los sistemas de potencia. Por voltaje débil, se entiende que la conmutación de carga o shunt reactivo de compensación causa un gran cambio en el voltaje. Esto es por causa de una alta impedancia en el sistema fuente, o debido a pesadas transferencias de potencia AC.

3.1 OPERACIÓN DE LOS CONVERTIDORES EN CD

Las válvulas de tiristor operan como *switches turn on* que se activan y conducen corriente cuando son disparados al recibir un pulso de compuerta y son polarizadas de paso. Una válvula de tiristores conduce corriente en una dirección y una vez este conduzca, estará en *turn off* o apagada cuando su polarización es esta en sentido contrario al voltaje de polarización y las corrientes caen a cero. Este proceso es conocido como conmutación de línea.

Una propiedad importante de la válvula de tiristor es que una vez la corriente que conduce cae a cero cuando es polarizada inversamente y el pulso de compuerta es removido, muy rápidamente un incremento en la magnitud de la polarización de conducción causará que el tiristor inadvertidamente se active y conduzca. El diseño de la válvula de tiristor y el puente convertidor debe asegurar que esta condición mencionada es evitada para una operación útil de inversión.

3.1.1 Conmutación: Rectificación o inversión para los convertidores HVDC es logrado a través de un proceso conocido como conmutación de línea o natural. La válvula actúa como un conmutador así que el voltaje AC es secuencialmente conmutado para siempre proveer un voltaje DC. Con la

conmutación lineal, el voltaje AC en el rectificador e inversor debe ser provisto por las redes AC en cada extremo y debe ser trifásica y relativamente libre de armónicos como se muestra en la figura 18.

A medida que cada válvula conmuta, esta empezará a conducir corriente mientras la corriente empieza a caer a cero en el próximo apagado de la válvula. La conmutación es el proceso de transferencia de corriente entre cualquiera dos válvulas convertidoras con las dos válvulas transportando corriente simultáneamente durante éste proceso.

Si se considera el proceso de rectificación, cada válvula conmutará cuando recibe un pulso de disparo a su compuerta y su voltaje de polarización de conducción empieza a ser más positivo que el voltaje de polarización de la válvula conductora. El flujo de corriente a través de una válvula conductora no cambia instantáneamente en la misma medida que conmuta a otra válvula porque la transferencia es a través de bobinados de los transformadores. La pérdida de reactancia en la bobina del transformador es también la reactancia de conmutación pues los filtros CA están localizados en la cara primaria CA del transformador convertidor. La reactancia de conmutación en el rectificador y en el inversor se muestra como una reactancia equivalente X_c en la Figura 18. La suma de todas las

corrientes de las válvulas transferida de la cara CD y a través del reactor CD es la corriente directa y es relativamente plana por la inductancia del reactor CD y el transformador convertidor.

En el inversor el voltaje trifásico CA suministrado por el sistema CA provee las condiciones de polarización de conducción y reversa para cada válvula en el bridge convertidor para permitir la conmutación de corriente entre las válvulas lo mismo que en el rectificador. La válvula inversora puede únicamente activarse y conducir cuando el voltaje directo positivo de la línea CD es mayor que el voltaje negativo de atrás derivado del voltaje de conmutación CA del sistema CA en el inversor.

Debido al proceso de intercambio entre válvulas para conmutación de la línea una corriente no senoidal es tomada del sistema CA en el rectificador (I_{vr} en la Figura 18) y es enviado al sistema CA en el inversor (I_{vi} en la Figura 18). Ambos, I_{vr} e I_{vi} están retrasadas con respecto al voltaje alterno. La forma de onda de esta corriente no senoidal consiste del componente de frecuencia fundamental CA, mas los armónicos mayores, e inyectados cada uno en el sistema AC. Los filtros CA desvían los armónicos de entrar al sistema AC al ofrecer un camino by-pass de baja impedancia

permitiendo que el voltaje de conmutación este relativamente libre de armónicos (U_{Lr} y U_{Li} en la figura 18).

Reversión de flujo de potencia en una línea conmutada de enlace DC no es posible al reversar la dirección de la corriente directa. Las válvulas permitirán la conducción en una sola dirección. El flujo de potencia debe ser únicamente reversado en los bridge convertidor de la línea conmutada CD al cambiar la polaridad del voltaje directo. La operación dual de los bridge convertidor como rectificador o inversor se logra a través del control de disparo de los pulsos a través de la red de distribución.

3.1.2 Ángulos del puente convertidor: La figura 18 muestra los ángulos eléctricos que definen la operación del puente convertidor. Estos ángulos son medidos en el lado de voltaje trifásico de la válvula y están con base en condiciones de estado estable, libre de armónicos y un voltaje de conmutación idealizado de tres fases. Esto se aplica tanto a inversores como a rectificadores.

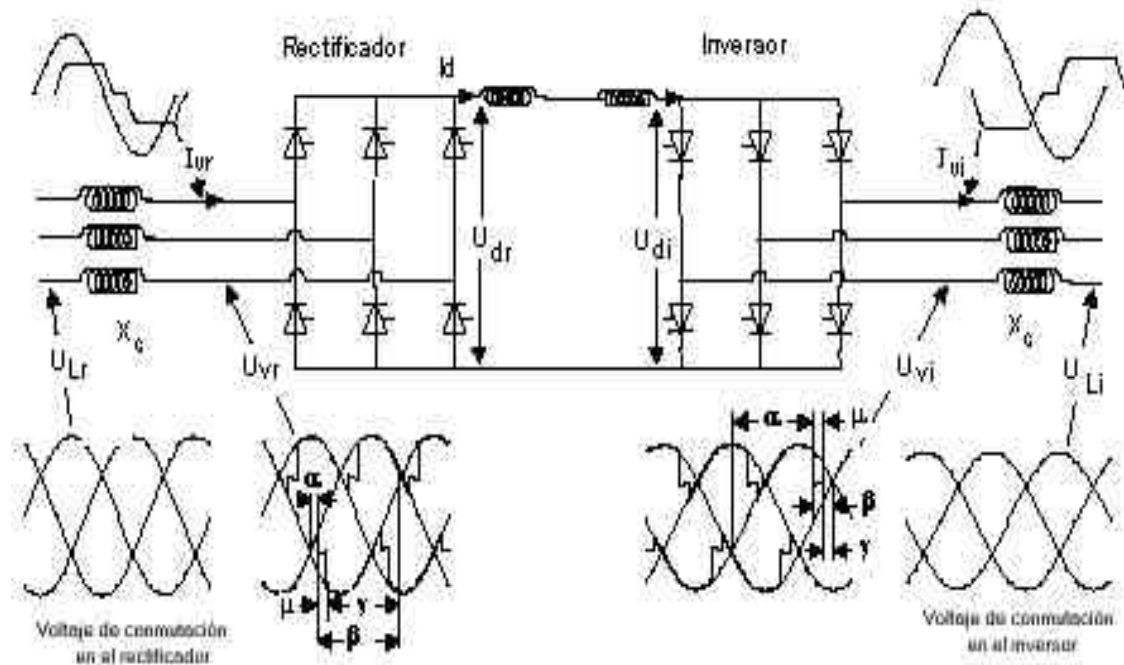


Figura 18. Formas de onda de voltaje y corriente asociados con los puentes convertidores DC.

3.1.2.1 Ángulo de retraso α . Es el tiempo expresado en ángulo eléctrico desde la intersección cero del voltaje de conmutación senoidal idealizado al instante de inicio de la conducción de corriente. Este ángulo es controlado por la compuerta de disparo y si es menor que 90° el puente convertidor es un rectificador y si es mayor que 90° es un inversor. Este ángulo es muchas veces entendido como ángulo de disparo.

3.1.2.2 Ángulo de avance β . Es el tiempo expresado en ángulo eléctrico medido desde el instante de conducción de corriente hasta la siguiente intersección en cero del voltaje de conmutación senoidal idealizado. El ángulo de avance β está relacionado en grados con el ángulo de retraso α por :

$$\beta = 180 - \alpha \quad (53)$$

3.1.2.3 Ángulo de traslape μ . La duración de la conmutación entre dos válvulas convertidoras expresadas en medida angular eléctrica.

3.1.2.4 Ángulo de extinción γ . Es el tiempo expresado en medida eléctrica angular desde el fin de la conducción de corriente hasta la próxima intersección en cero del voltaje de conmutación senoidal idealizado. γ depende del ángulo de avance β y del ángulo de traslape μ y es determinado por la relación:

$$\gamma = \beta - \mu \quad (54)$$

3.1.3 Ecuaciones del puente convertidor de estado estable cd: Es útil expresar la reactancia de conmutación de un puente convertidor de seis pulsos en unidad del “rateo” del transformador convertidor S_N como sigue:

$$S_N = \sqrt{2U_{VN}I_{dN}} S_N \quad (55)$$

Donde I_{dN} es la rata de corriente directa y U_{VN} es la rata de voltaje fase-fase en la válvula o cara secundaria del transformador convertidor. Usualmente la potencia nominal del puente convertidor CD se conoce por corriente nominal CD I_{dN} y el voltaje nominal U_{dN} . El diseño del puente y de la válvula convertidora son muy dependientes de la reactancia de conmutación X_C y así consecuentemente su valor es conocido y establecido. En los puentes convertidores HVDC modernos éste esta usualmente en el rango $0.1 < X_C < 0.15$ por unidad donde 1.0 por unidad es $(U_{VN})^2/S_N$ ohms.

Una aproximación razonable para el factor de potencia de un puente convertidor en el barraje de conmutación CA se da por la siguiente expresión para un rectificador.

$$\text{Factor de Potencia} = \cos(\theta) = \cos(\alpha) - 0.5X_C \frac{Id}{I_{dN}} \quad (56)$$

Note que el ángulo de retraso α es usualmente conocido o determinado. Por ejemplo, el rango normal de estado estable del ángulo de retraso α para un rectificador puede ser $10^\circ < \alpha < 18^\circ$ y el menor factor de potencia de operación normal sería cuando $\alpha = 18^\circ$:

Y para un inversor

$$\text{Factor de Potencia} = \cos(\theta) = \cos(\gamma) - 0.5 X_c \frac{I_d}{I_{dN}} \quad (57)$$

Donde I_d es la corriente de carga CD e I_{dN} es la corriente nominal CD y θ es el ángulo del factor de potencia. Para el inversor, la rata de ángulo de extinción normal es establecido en el diseño del puente convertidor, usualmente en $\gamma = 18^\circ$. Ignorando las pérdidas en el puente convertidor, el flujo de potencia a través del puente P_d es:

$$P_d = I_d U_d \quad (58)$$

donde I_d es la corriente directa de operación, a través del puente convertidor y U_d es el voltaje de corriente directa de operación a través del puente convertidor. Habiendo calculado el ángulo de factor de potencia θ de la ecuación (56) o (57) y el caudal de potencia del puente convertidor de la ecuación (58), la potencia reactiva Q_L demandada por el puente convertidor en el barraje de conmutación de voltaje CA o entre rectificador o inversor es:

$$Q_L = P_d \tan(\theta) \quad (59)$$

Puede ser que el voltaje nominal fase-fase en la válvula o cara secundaria del transformador convertidor U_{VN} , no sea conocida. Es posible calcular que debería ser si el factor de potencia $\cos(\theta)$ de las ecuaciones (56) o (57) es conocido en el valor nominal del puente convertidor. Entonces una buena estimación de U_{VN} es:

$$U_{VN} = \frac{U_{dN}}{1.35 \cos \theta} \quad (60)$$

Una vez U_{VN} es conocido, es posible hallar la rata del transformador convertidor con la ecuación (55).

Puede ser necesario determinar el ángulo de traslape μ . En el rectificador, la siguiente expresión aproximada puede ser aplicada cuando el ángulo de retraso α , por unidad de reactancia de conmutación X_C y la corriente de carga I_d son conocidas :

$$\cos(\alpha + \mu) = \cos(\alpha) - X_C \frac{I_d}{U_{dN}} \quad (61)$$

Similarmente en el inversor, el ángulo de extinción γ es usualmente conocido para la operación de estado estable, así que :

$$\cos(\gamma + \mu) = \cos(\gamma) - X_c \frac{I_d}{I_{dN}} \quad (62)$$

El ángulo de retraso α en el inversor puede no ser inherentemente conocido pero una vez el ángulo de extinción γ y el ángulo de traslape μ han sido determinados, entonces:

$$\alpha = 180^\circ - (\gamma + \mu) \quad (63)$$

Es también posible determinar las vueltas nominales del transformador convertidor una vez se ha conocido el voltaje nominal secundario (lado CD de la válvula) U_{VN} si se conoce el voltaje nominal del barraje fase-fase CA U_{LN} . Basado en los voltajes fase-fase, las vueltas nominales del transformador convertidor TR_N se obtienen mediante la siguiente ecuación:

$TR_N = \text{Rata de voltaje en la cara de la válvula fase-fase} / \text{Rata de voltaje fase-fase en la cara CA.}$

$$= \frac{U_{VN}}{U_{LN}} \quad (64)$$

Durante la operación de un puente convertidor, el cambiador de tap en línea del transformador convertidor deberá ajustarse para mantener el ángulo de retraso α en el rectificador en el rango deseado de operación normal. Similarmente en el inversor, el cambiador de tap en línea deberá ajustarse para mantener la operación del inversor en el nivel deseado de voltaje CD U_d o ángulo de extinción γ . Conociendo los niveles deseados de voltaje CD (U_d), corriente CD I_d , las vueltas nominales TR_N del transformador convertidor el nivel de operación de voltaje de la cara primaria CA U_L , y el ángulo de extinción γ (si es un inversor) o ángulo de retraso α (si es un rectificador), las vueltas por unidad TR del transformador convertidor se halla de la expresión :

$$TR = \frac{\left[U_d + U_{dN} \left(\frac{I_d}{I_{dN}} \right) \left(\frac{X_c}{2 \cos \mathbf{j} - X_c} \right) \right]}{1.35 TR_N U_L \cos \mathbf{j}} \quad (65)$$

donde X_c es la reactancia de conmutación para el puente convertidor por unidades y $\varphi = \alpha$ para un rectificador y $\varphi = \gamma$ si es un inversor. I_{dN} es corriente nominal CD para el puente convertidor y U_{dN} es el voltaje nominal CD.

Las ecuaciones (53) a (64) son para estado estable y son expresiones razonablemente precisas definiendo el estado de un puente convertidor de seis pulsos bajo condiciones ideales.

3.2 RAZÓN DE CORTO CIRCUITO.

La solidez de una red CA en el barraje de la subestación HVDC puede ser expresado por la razón de corto circuito (SCR), definido como la relación entre el nivel de corto circuito en MVA en el barraje de la subestación HVDC a 1.0 por unidad de voltaje CA y la potencia CD en MW.

Los capacitores y filtros CA conectados al barraje CA reducen el nivel de corto circuito. La expresión razón efectiva de corto circuito, (ESCR) es usada para la relación entre el nivel de corto circuito reducido por la potencia reactiva de los bancos de shunt capacitor y los filtros CA conectados al barraje CA a unidades de 1.0 por unidad de voltaje y la potencia nominal CD.

Menor ESCR o SCR significa más interacciones pronunciadas entre la subestación HVDC y la red AC. Las redes AC pueden ser clasificadas en las siguientes categorías de acuerdo a su solidez o fortaleza:

- Sistemas sólidos con un alto ESCR : $ESCR > 3.0$
- Sistemas de bajo ESCR : $3.0 > ESCR > 2.0$
- Sistemas débiles con muy bajo ESCR : $ESCR < 2.0$

En el caso de sistemas de alto ESCR, cambios en la potencia activa/reactiva desde la subestación HVDC llevan a pequeños o moderados cambios en el voltaje. Por consiguiente, el control adicional de voltaje trasiente en el barraje no es requerido. El balance de potencia reactiva entre la red CA y la subestación HVDC puede ser lograda por elementos reactivos de conmutación.

En el caso de sistemas de bajo o muy bajo ESCR, los cambios en la red CA o en la transmisión de potencia HVDC pueden llevar a oscilaciones de voltaje y a una necesidad para estrategias de control HVDC. El control dinámico de la potencia reactiva en el barraje CA o próximo a la subestación HVDC por alguna forma de controlador electrónico de potencia reactivo, como un compensador estático VAR (SVC) o compensador estático sincrónico (STATCOM) podría ser necesario. Anteriormente, el control dinámico de potencia reactiva se lograba con compensadores sincrónicos.

3.3 FALLA DE CONMUTACIÓN.

Cuando un puente convertidor esta operando como un inversor en el extremo receptor de un enlace CD Figura 18, una válvula se apagará cuando la corriente que pasa conmuta a cero y el voltaje a través de la válvula permanece negativo. El periodo en que la válvula permanece negativamente polarizada es el ángulo de extinción γ , la duración más allá de que la válvula comienza polarizada de paso. Sin un pulso de disparo, la válvula debería idealmente permanecer quieta, aún si experimenta una polarización de paso.

Todas las válvulas CD requieren ser removidas de las cargas internas almacenadas producidas durante el periodo de conducción (definido por el periodo $\alpha + \mu$ en el inversor en la figura 18) antes que la válvula pueda establecer exitosamente su habilidad para bloquear una polarización de paso. El inversor CD por consiguiente, requiere un periodo mínimo de polarización negativa o un mínimo ángulo de extinción γ , para que el bloqueo de conducción sea exitoso. Si el bloqueo de conducción falla y la conducción es iniciada sin un pulso de disparo, ocurre una falla en la conmutación. Esto da como resultado una falla inmediata en la corriente que se mantiene en el convertidor subsiguiente, pues la corriente en la línea

CD se devuelve a la válvula que estaba previamente conduciendo y que ha fallado para sostener el bloqueo de conducción.

La falla de conmutación en un puente convertidor operando como un inversor es causada por una de las siguientes razones:

- Cuando la corriente CD entrando al inversor experimenta un incremento en la magnitud que causa que el ángulo de traslape μ se incremente, el ángulo de extinción γ es reducido y puede alcanzar el punto donde la válvula no es hábil para mantener el bloqueo de conducción. Incrementando la inductancia del camino actual de la corriente CD a través del convertidor por medio de un reactor suave CD y la conmutación de reactancia reduce la tasa de cambio de la corriente CD. Esto tiene el gran efecto de conmutación de falla en principio.
- Cuando la magnitud de voltaje en la cara CA, en una o más fases se reduce, o es distorsionada causando que el ángulo de extinción sea inadecuado cuando se intenta la conmutación.
- Un cambio en el ángulo de fase del voltaje de conmutación CA puede causar falla de conmutación. Sin embargo, la reducción en magnitud del

voltaje CA y la no correspondencia en cambio de fase es el factor más dominante en determinar el principio de fallas de conmutación para fallas de una sola fase.

- El valor del ángulo de extinción γ en el estado estable predisturbio, también afecta la sensibilidad del inversor a la falla de conmutación. Un valor de $\gamma = 18^\circ$ es usual para la mayoría de los inversores. Incrementar γ a 25° , 30° o mayor reducirá la posibilidad de falla en la conmutación (a expensas de incrementar la demanda de potencia reactiva del inversor).
- El valor de la corriente de la válvula previa a la falla de conmutación también afecta las condiciones a las que la falla de conmutación puede ocurrir. Una falla de conmutación más pronto si la corriente de predisturbio esta a plena carga comparada con una operación de carga ligera.

En general, entre más rígido el voltaje CA al que el inversor alimenta, en ausencia de un disturbio del sistema CA, menos probabilidad hay de que ocurra una falla de conmutación.

3.4 CONTROL DE VOLTAJE DE CA

Es deseable mantener inalterable el voltaje del sistema CA y el voltaje de conmutación del barraje en un valor constante para la mejor operación del sistema HVDC. Esto se logra más fácilmente cuando la razón de corto circuito es alta. Con variaciones de cargas rápidas puede haber un exceso o deficiencia de potencia reactiva en el barraje de conmutación CA que resulta en sobrevoltajes o bajo voltajes respectivamente. Cuando el sistema CA es débil los cambios en el voltaje del barraje convertidor CA siguientes a un disturbio pueden ir más allá de los límites permisibles. En dichos casos, un controlador de voltaje CA se requiere por las siguientes razones:

- Para limitar el sobrevoltaje dinámico y transiente dentro de límites permisibles definidos por los estándares y especificaciones de los equipos de la subestación.
- Para prevenir oscilaciones de voltaje CA y fallas de conmutación debido a fluctuaciones de voltaje CA cuando ocurre conmutación de carga y filtro.
- Para mejorar la recuperación del sistema de transmisión HVDC posterior a disturbios severos del sistema CA.

- Para prevenir inestabilidad del control del sistema, particularmente cuando esta operando en el modo de control de ángulo de extinción en el inversor.

El compensador sincrónico ha sido el medio preferido de control de voltaje CA pues éste incrementa la rata de corto circuito y sirve como fuente variable de potencia reactiva. Sus desventajas incluyen altas pérdidas y mantenimiento que se adiciona a su costo global. Controladores adicionales de voltaje CA son disponibles e incluyen :

- Compensadores estáticos que utilizan tiristores para controlar la corriente a través de inductores y conmutan en o fuera de varios niveles de capacitores. Por éste medio, control rápido de potencia reactiva es posible para mantener el voltaje CA dentro de los límites deseados. La principal desventaja es que este no suma a la rata de corto circuito.
- Control de convertidor a través del control de ángulo de retraso es posible para regular la demanda de potencia reactiva del puente convertidor. Esto requiere que el voltaje CA medido sea usado como una señal de realimentación en los controles DC, y el ángulo de retraso α es trasientemente modulado para regular el voltaje CA del barraje de

conmutación. Esta forma de control es limitada en su efectividad, particularmente cuando hay poca o ninguna corriente CD en el convertidor cuando el control de voltaje es requerido.

- Uso de varistores de metal oxido especialmente enfriados junto con mecanismos de conmutación rápidos de reactores shunt, capacitores y filtros. Los varistores de metal oxido protegerán los equipos de la subestación HVDC contra los voltajes transientes, y las conmutaciones de los componentes de potencia reactiva lograrán el balance de potencia reactiva. Su desventaja es que el control de voltaje no es continuo, control de potencia reactiva es retrasada por la lentitud de la conmutación mecánica, y la rata de corto circuito no se incrementa.
- Reactores saturados han sido aplicados para limitar sobrevoltajes y lograr balance en la potencia reactiva. Capacitores shunt y filtros son requeridos para, mantener los capacitores en saturación. El control de voltaje CA es logrado sin controles en una característica débil. La rata de corto circuito no se incrementa.
- Capacitores en serie en la forma de CCC o CSCC pueden incrementar la rata de corto circuito y mejorar la regulación del voltaje CA del barraje de conmutación. El compensador estático o STATCOM hace uso de

tiristores de compuerta turn-off en la configuración del puente convertidor de voltaje fuente. Este es el controlador de voltaje de más rápida respuesta disponible y puede ofrecer capacidad limitada para ratas de corto circuito incrementadas.

3.5 CONTROLES DE PROPOSITO ESPECIAL

Existe un gran número de controladores de propósito especial que pueden ser añadidos a los controles HVDC para tomar ventaja de la respuesta rápida de los enlaces CD y ayudan en el desempeño del sistema CA. Estos incluyen:

Controles de amortiguación de sistema CA. Un sistema CA es sujeto a variaciones de potencia debido a las oscilaciones electromecánicas. Un controlador puede ser adicionado para modular el orden de la potencia CD o el orden de la corriente CD para añadir amortiguamiento. La frecuencia o ángulo fase de voltaje del sistema CA es medido en uno o en ambos extremos del enlace CD, y el controlador es diseñado para ajustar la potencia del enlace CD acorde.

Control de frecuencia del sistema AC. Un controlador de respuesta lenta puede también ajustar la potencia del enlace CD, para ayudar a regular la frecuencia del sistema de potencia. Si el rectificador y el inversor están en sistemas de potencia asincrónicos, el controlador CD puede atraer potencia de un sistema al otro para asistir en la estabilización de frecuencia de cada uno.

Ajuste del cambio de paso de potencia. Un ajuste de potencia no-continuo puede ser implementado para tomar ventaja de la habilidad de un sistema de transmisión HVDC para rápidamente incrementar o reducir la potencia. Si un sistema de protección CA determina que un generador o línea de transmisión CA es para ser disparada, una señal puede ser enviada desde los controles CD para cambiar su potencia u orden de corriente en una cantidad que compensará la pérdida. Esta característica es útil en ayudar a mantener la estabilidad de un sistema CA y para facilitar el descargue de una falla sobre un área amplia.

Compensación de bajo voltaje CA. Algunas porciones en un sistema de potencia eléctrica son propensas a colapsos de voltaje CA. Si un sistema de transmisión HVDC esta en dicha área, un control puede ser implementado que bajo la detección de la caída de voltaje CA y la rata a la que éste esta

cayendo, una rápida reducción de potencia o del orden de corriente del enlace CD puede ser afectado. La reducción en potencia y en potencia reactiva puede remover el esfuerzo de bajo voltaje en el sistema CA y restaurar su voltaje al normal.

Amortiguamiento de oscilaciones subsíncronas. Una turbina de vapor y un generador eléctrico, pueden tener modos de oscilación subsíncronas mecánicas, entre los varios estados de las turbinas y el generador. Si dicho generador alimenta el rectificador de un enlace CD, puede requerirse control suplementario en el enlace CD, para asegurar que los modos de oscilación subsíncronas de importancia son efectivamente amortiguados para limitar los esfuerzos torsionales en el eje de la turbina.

4. APLICACIÓN DEL CASO PARTICULAR SAN CARLOS – SABANALARGA

Para una mayor comprensión del tema propuesto en este capítulo se recopila a continuación una serie de conceptos y aspectos importantes a tener en cuenta para el análisis propuesto en el transcurso de este trabajo.

La estructura para el suministro de la energía eléctrica fue el resultado de un prolongado proceso de intervención estatal, que se inició prácticamente en 1928 con la expedición de la Ley 113 que declaró de utilidad pública el aprovechamiento de la fuerza hidráulica. Desde entonces funcionó de manera centralizada hasta las reformas efectuadas en 1994. Durante el viejo esquema, las compañías estatales mantenían un poder monopólico sobre un área determinada e integradas verticalmente, prestaban los servicios de generación, transmisión y distribución. Este tipo de monopolio sobre un área específica, se debió al desarrollo regional que presentaba el país.

Más tarde el sistema eléctrico colombiano se interconectó, y fue así como nació ISA -Interconexión Eléctrica S.A-, permitiendo el intercambio de energía entre los sistemas regionales, con el fin de lograr el mejor aprovechamiento de la capacidad energética de todo el sistema. ISA se encargaba de la coordinación del suministro de electricidad, siguiendo procesos de optimización, en donde se minimizaban los

costos del sistema, del planeamiento de la expansión del sistema de generación y transmisión y, si era necesario, de la construcción y operación de las nuevas centrales de generación.

Colombia dispone de abundantes recursos hidráulicos situados en el centro del país, en la cordillera de los Andes, en cambio la zona de la Costa del Atlántico, que se encuentra demasiado alejada de la primera, tenía que producir su propia energía con base en los derivados del petróleo. En tales circunstancias y con el objeto de utilizar el potencial energético nacional y de abastecer el consumo a menor costo, se proyectó la construcción de una red de muy alta tensión 500 kV que debía conectar el centro del país con la región del noreste.

La primera etapa de dicha red comprende una línea de 500 kV de 526 km, que enlaza la central de SAN CARLOS en los alrededores de Medellín con la subestación de SABANALARGA, situada no lejos del puerto de Barranquilla mediante las subestaciones de CERROMATOSO y de CHINU. Ya en 1988 este primer tramo hacía transitar 450 MW. Es importante recordar que los lugares en que se han implantado las subestaciones, se encuentran en zona sísmica. Esta condición peculiar ha conducido a observar ciertas especificaciones particulares en los equipos, así como tomar ciertas medidas en los equipos, así como a tomar ciertas medidas poco comunes en cuanto a la instalación de los mismos, tales como establecer las conexiones entre los diferentes aparatos en forma de “olas” o de manera “ondulada”. Estas medidas permiten que se den oscilaciones de alta

amplitud durante los sismos sin generar restricciones inaceptables, a nivel de las cabezas de los aparatos. Igualmente las dificultades de transporte que se dan en esta región de la cordillera; por ejemplo para ejecutar 450 MVA de transformación 230/500 kV, en San Carlos se ha tenido que disponer de dos bancos de transformadores en paralelo, constituidos cada uno de ellos, de tres unidades de 75 MVA para limitar las masas de transporte de 45 Toneladas.

Hemos de señalar por último las limitaciones a la contaminación en SABANALARGA, las cuales han hecho que sea necesario aumentar las especificaciones de la distancia de fuga de los aisladores a cerca de 8 cm por kV (fase tierra eficaz). Esta especificación corresponde a un nivel de contaminación sumamente fuerte, aún si se le compara con las exigencias que presentan las redes del Medio Oriente.

4.1 GENERALIDADES DE LA TRANSMISIÓN POR HVDC RESPECTO A LA HVAC

- La corriente alterna es más ventajosa que la corriente directa en cuanto a su generación, distribución, bajos voltajes y consumo de energía.
- Ya en operación, sólo la resistencia de la línea y las estaciones convertidoras están presentes en el circuito DC. Por tal motivo no hay problemas de presencia de componente reactiva en los cables de la línea,

razón por la cual el circuito CD desacopla los dos sistemas CA y no hay problemas de estabilidad transitoria. La distancia de transmisión es limitada solo por la eficiencia económica del proyecto.

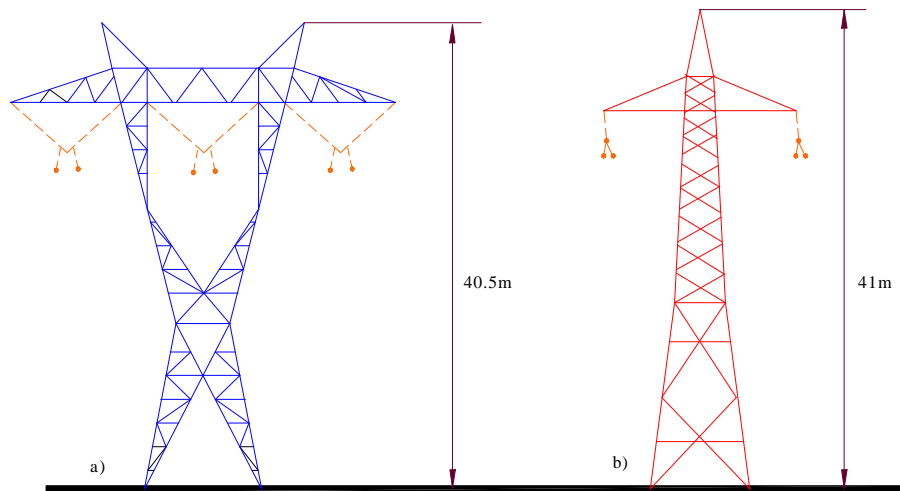
- Ambientalmente los sistemas HVDC son a menudo más compatibles y dan menos dificultades de operación que un sistema comparable de ca. Por estas razones y teniendo en cuenta el costo de los combustibles en los últimos años, la industria del servicio eléctrico ha tenido un incremento en el número de sistemas de HVDC en estudio y en construcción.
- Las pérdidas que ocurren en una línea de CD son las pérdidas por resistencia de los conductores y las pérdidas por corona. En la mayoría de los casos estas últimas son relativamente pequeñas. No hay efecto pelicular que considerar, y debe justificarse el tomar un valor un poco mayor de la densidad de corriente en comparación con la CA.

4.1.1 Ventajas técnicas y económicas de la transmisión por HVDC respecto a la HVAC. Las características técnicas de la transmisión HVDC ofrecen importantes ventajas económicas.

Cuadro 1. Ventajas técnicas y económicas de la transmisión por HVDC respecto a la HVAC

VENTAJAS TÉCNICAS DE LA TRANSMISIÓN POR HVDC RESPECTO A LA HVAC	VENTAJAS ECONÓMICAS DE LA TRANSMISIÓN POR HVDC RESPECTO A LA HVAC
--	---

<p>Transmisión a largas distancias. En operación, sólo la resistencia de la línea y las estaciones convertidoras están presentes en el circuito DC. Por tal motivo no hay problemas de presencia de componente reactiva en los cables de la línea, razón por la cual el circuito DC desacopla los dos sistemas AC y no hay problemas de estabilidad transitoria. La distancia de transmisión es limitada solo por la eficiencia económica del proyecto.</p>	<p>Desde el principio de la historia de la energía eléctrica, las líneas y cables de cd han sido menos costosos que los de transmisión trifásica en ca.</p> <p>Transmisión sobre largas distancias. Si bien, los gastos para las estaciones en la transmisión HVDC son mayores que para HVAC, los costos de la línea son bajos. Si se tiene una disposición de dos conductores, las fundaciones, las torres y la plena utilización de los cables por el efecto "no-piel" (Skin), ofrece como resultado una gran disminución en los gastos de la línea.</p>
<p>Control rápido. Los cambios rápidos de voltaje en la estación, hacen conveniente la transmisión por HVDC, que estarían limitados solamente por la constante de tiempo del circuito DC, esta característica es un medio efectivo de protección. Fallas en la estación pueden ser detectadas en un lapso de 20 ms después de ocurridas. Si es una falla a tierra, la transmisión se puede restablecer inmediatamente a plena capacidad por el rápido cierre que puede ser repetido cuantas veces sea necesario.</p> <p>La corriente de corto circuito es limitada para dos o tres tiempos. Por lo tanto la contribución hecha por el HVDC para la corriente de corto circuito en la red del sistema AC son valores reducidos e insignificantes.</p>	<p>Para una distancia crítica, los avances alcanzados en las estaciones convertidoras en los recientes años, han reducido considerablemente los costos para las líneas entre 500 km y 800 km en transmisión HVDC. Además, cuando se transmite a grandes distancias en HVDC, no es costosa la compensación de potencia reactiva y mejora la estabilidad del sistema, elevando la rentabilidad.</p> <p>No hay una distancia correcta que establezca el punto de equilibrio, en vista de que la comparación económica, depende en gran medida de condiciones locales tales como las propiedades de los sistemas de conexión a ca. Los estudios demuestran que en condiciones normales es ventajoso considerar cd para líneas aéreas cuando la distancia de transmisión es de 500 km o mayor.</p>
<p>Control de flujo de potencia en el sistema AC. El rápido control permite mantener constante la independencia de los voltajes y frecuencias en los sistemas AC. En consecuencia la transmisión por HVDC puede ser usada para controlar el flujo de potencia en el sistema AC. Las medidas para el control pueden ser tomadas del sistema AC para permitir las condiciones de estabilidad</p>	<p>Ancho del derecho de paso o de zona de servidumbre. Las líneas HVDC tienen más alta capacidad de potencia de transmitir que las HVAC para el mismo ancho del derecho de paso. En áreas donde el derecho de paso es a un precio elevado o donde los factores ambientales pueden ser tomados en cuenta en la construcción de la línea, HVDC puede incrementar la capacidad de la potencia a transmitir.</p>
<p>.</p>	<p>Conductor. Al transmitir con HVDC, el número de cables es menor que una transmisión HVAC, porque no existen problemas de transmisión de potencia reactiva. Además las pérdidas en el aislante pueden omitirse; motivo por el cual el cable para el sistema DC es menos costoso que el de un sistema AC. La Figura 20 presenta una comparación entre el conductor para HVDC y HVAC, en función de la potencia a transmitir y el precio por MW.</p>



COMPARACION DE LAS TORRES PARA UNA LINEA DE 800 kV A.C. (a)
 Y UNA LINEA DE 500 kV D.C. (b)
 DONDE AMBAS TIENEN LA MISMA CAPACIDAD DE TRANSMISION

Figura 19. Estructura para una misma potencia en una transmisión HVAC y HVDC.

En la figura 19 se muestra la comparación de los costos entre los dos sistemas de transmisión de energía en función de la longitud.

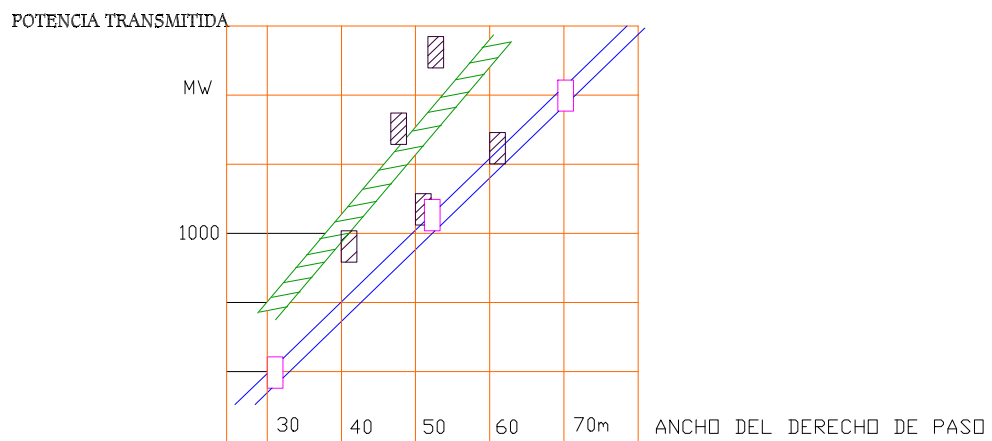


Figura 20. Comparación económica del derecho de paso entre el HVAC y HVDC

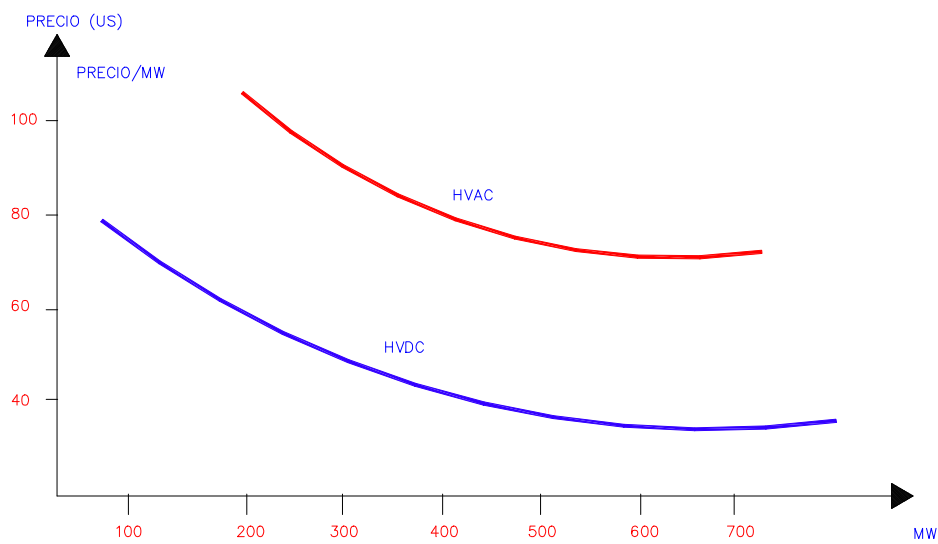


Figura 21. Comparación del precio del conductor de HVDC y HVAC

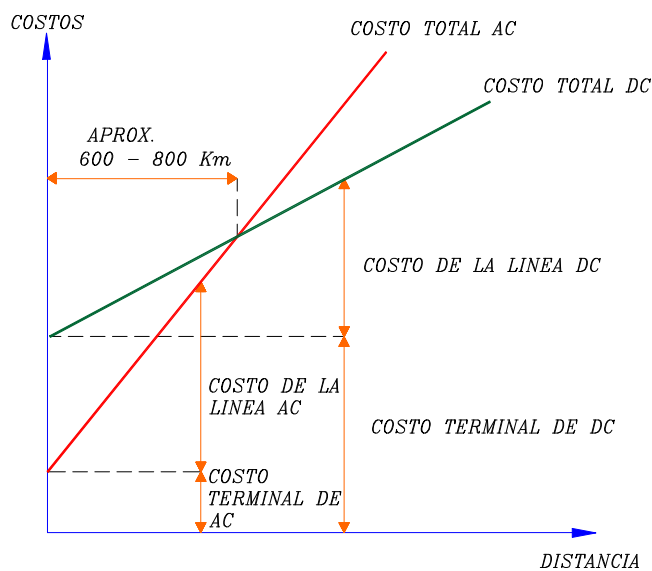


Figura 22. Comparación de costos al transmitir en HVAC y HVDC

4.2 CARACTERISTICAS DE LA LINEA SAN CARLOS SABANALARGA

El nivel de tensión seleccionado para la línea entre San Carlos y Sabanalarga, es de 500 kV esta tensión corresponde perfectamente al nivel de potencia por transportar y a la longitud de la red ejecutada. En efecto, es posible proyectar, el transporte de aproximadamente 450 MVA por línea de 500 kV, en una distancia de 526 km.

A continuación se comparan las características de los niveles de tensión de “gran transporte”.

400 kV	500MW	(Zc 300Ω)
500 kV	925 MW	(Zc 270Ω)
800 kV	2560MW	(Zc 250Ω)

Estos valores permiten juzgar el orden del dimensionamiento de las potencias transportables para cada tensión, sin tener en cuenta la longitud de transporte.

Los enlaces de la red de ISA a 500 kV se encuentran constituidos por tres partes:

San Carlos – Cerromatoso: de 212 km equipado con conductores “Flint”.

Cerromatoso – Chinu: de 132 km equipado con conductores “Darien”

Chinu – Sabanalarga: de 182 km equipado con conductores “Darien”

Todas estas líneas están equipadas con haces de conductores por fase, con el objetivo de limitar el efecto corona que es bastante restrictivo cuando se trata de este nivel de tensión. Las principales características de los conductores son las siguientes:

“Flint”: Conductor de aluminio 740.8 MCM, es decir, 375.4 mm², diámetro 25.14 mm.

“Darien”: Conductor de aluminio 559.5 MCM, es decir, 283.5 mm², diámetro 21.79 mm.

El tipo de conductor, su disposición y el armado de las líneas conducen a las siguientes características de línea:

En el sistema directo:

Resistencia aproximada $r_d = 0.003 \Omega$ por km

Reactancia aproximada $x_d = 0.33 \Omega$ por km

Suceptancia aproximada $c_w = 4.10 \cdot 10^{-6} \Omega^{-1}$ por km

Capacidad $12.8 \cdot 10^{-9} F$ por Km equivalente al abastecimiento de potencia reactiva de 1.2 MVAR por Km con tensión de 500 kV.

En el sistema homopolar:

Resistencia aproximada $r_0 = 0.003 \Omega$ por km

Reactancia aproximada $x_0 = 1.04 \Omega$ por km

Suceptancia aproximada $c_0 = 8.5 \cdot 10^{-9}$ F por km

Estos valores, al aplicarlos a cada zona, van a dar:

San Carlos – Cerromatoso (212 km):

$$R + jX = 6.3 + j70 \Omega$$

$$Q = 252 \text{ MVar (a 500 kV)}$$

Cerromatoso – Chinu (132 km).

$$R + jX = 3.96 + j44.3 \Omega$$

$$Q = 158 \text{ MVar (a 500 kV)}$$

Chinú – Sabanalarga (182 km)

$$R + jX = 5.5 + j61.3 \Omega$$

$$Q = 219 \text{ MVar (a 500 kV)}$$

4.2.1 Compensación de Potencia reactiva. En la operación comercial de los sistemas de transmisión de energía; la potencia de la carga varía constantemente, por lo tanto es necesario la compensación reactiva; que

se obtiene conectando inductancias y capacitancias en ambos extremos de la línea, influenciando artificialmente la impedancia de la línea.

La utilización de condensadores en serie tiene como objetivos principales cuando se utilizan tensiones de transmisión intermedias:

Disminuir la caída de tensión en las líneas y el aumento de la potencia que puede transmitir la misma.

La disminución de las variaciones de tensión ocasionadas generalmente por los cambios bruscos que puede sufrir la carga.

Modificar la potencia transmitida en líneas conectadas en paralelo.

En sistemas de transmisión con tensiones elevadas, caracterizados por una longitud de la línea considerable usando capacitores en serie para compensar la reactancia inductiva, es un método efectivo y económico que aumenta la eficiencia de la potencia a transmitir: los principales objetivos de este método de compensación se pueden resumir así:

Aumento de la potencia transmitida por la línea, pero con estabilidad constante.

Aumento de la longitud de transmisión, manteniendo la misma potencia y el grado de estabilidad de la transmisión.

Otros métodos para compensar la potencia reactiva es la adición de condensadores en shunt pero la mayoría de estos dispositivos se aplican para sistemas de distribución industrial, urbano, residencial y rural, con el objeto de corregir el factor de potencia. En los sistemas de distribución y de tensiones intermedias si se utiliza con mucha frecuencia bien sea para compensación de cargas individuales o para la compensación reactiva de todo un sector. Algunos condensadores en shunt muy grandes (usualmente filtros), son instalados en subestaciones terminales de transmisión para HVDC.

El uso de reactores en shunt (derivación), tiene como característica principal la compensación de la potencia capacitiva generada por líneas largas (generalmente mayores de 200 km), que su capacidad de transporte es alta, pero por diferentes motivos transportan un bajo nivel de carga.

Estas unidades de compensación se justifican primordialmente en la etapa inicial del sistema cuando se ha introducido un nuevo (y más elevado) nivel de tensión para la transmisión. La demanda en el extremo receptor suele ser entonces, durante los primeros años, relativamente baja. La línea se acerca por consiguiente, a su marcha en vacío, acentuándose el efecto capacitivo.

Otros sistemas de compensación reactiva utilizados en las instalaciones modernas de transmisión de energía eléctrica, utilizan compensación estática SVS (Static

VAR System), que se aplica a diferentes configuraciones conectándolas en derivación y que tiene como finalidad llevar a cabo un control reactivo del sistema. El SVS suele hacerse en pasos o escalones discretos, mientras que para la regulación del reactor existen diferentes alternativas, tales como, las de reactores saturables de corriente alterna y la aplicación de tiristores.

El SVS a base de reactor controlado por tiristor consta de un reactor, conectado al lado de baja tensión a través de un transformador y un banco de condensadores, el cual bien puede estar conectado al lado de alta tensión.

Con el objeto de compensar la potencia reactiva suministrada por la capacidad de las líneas, de estar de acuerdo con las tensiones aceptables dentro de la red y la posibilidad de absorción de energía reactiva de las centrales, en la red de ISA se ha provisto en cada extremo de las líneas bobinas de inductancia shunt (self).

- Línea San Carlos – Cerromatoso: 84 MVAR en cada extremo
- Línea Cerromatoso – Chinu: 60 MVAR en cada extremo
- Línea Chinu – Sabanalarga: 84 MVAR en cada extremo

Además todas estas reactancias instaladas en 500 kV, en cada inicio, van equipadas con una reactancia de puesta a tierra (conectada entre el punto común

de las reactancias principales de compensación y tierra), que permiten obtener las desconexiones monofásicas seguidas de nuevos enganches monofásicos en caso de avería entre una fase y la tierra, a nivel de las líneas de 500 kV.

Con bancos de autotransformadores de 500/230 kV de San Carlos, y de 500/220 kV de Sabanalarga tiene una potencia de 450 MVA en cada estación: en las subestaciones intermedias de Cerromatoso y Chinu se ha provisto la instalación de 150 MVA (3 x 50 MVA) para el abastecimiento en las redes locales de 110 kV.

Cada autotransformador dispone de un arrollamiento terciario de 34.5 kV de tensión, que permite la alimentación de los auxiliares y hace posible tener una compensación suplementaria por inductancia. Esta compensación en 34.5 kV es efectuada por dos reactancias de 35 MVA_r en las subestaciones de cerromatoso y de Chinu.

4.3 CONCEPTOS BASICOS SOBRE LA TRANSMISION EN ALTA TENSION A CORRIENTE DIRECTA (HVDC)

El propósito de esta sección es familiarizar al lector con los conceptos fundamentales de la transmisión en alta tensión a corriente directa (HVDC), puesto que esta es la alternativa que se esta analizando en esta tesis.

4.3.1 Definiciones básicas. A continuación se definen algunas de las terminologías que son mas frecuentes y que están asociadas con la transmisión a alta tensión a corriente directa (HVDC).

Rectificador. Dispositivo o sistema para cambiar la energía en corriente alterna a energía a corriente directa o viceversa.

Convertidor. Dispositivo para cambiar de corriente alterna (AC) a corriente directa (CD)

Inversor. Un convertidor para cambiar de corriente directa a corriente alterna.

Rizo. Componente de corriente alterna del suministro a corriente directa (los convertidores modernos tienen reactores suavizantes resultando en una corriente directa casi sin rizo).

Reactor. Inductancia entre la salida en corriente directa del convertidor y la carga. Se usa para suavizar el rizo, reducir armónicas y limitar la corriente de falla.

Válvula. Dispositivo de conducción unidireccional. (tubo de arco de mercurio, tiristores).

Conmutación. La transferencia de corriente de una válvula a otra.

Filtros armónicos. Los filtros armónicos se requieren dado que los convertidores generan corrientes y voltajes armónicos tanto en los extremos de corriente alterna como de corriente directa.

Fuentes de potencia reactiva. Los convertidores absorben potencia reactiva en forma inherente. Normalmente son capacitores en derivación o compensadores estáticos de VAR.

Electrodos. Conductor de área superficial grande, pues las líneas de corriente directa utilizan el retorno por tierra por lo menos durante breves periodos de tiempo.

Interruptor en CA. Para eliminar fallas en el transformador y poner fuera de servicio el enlace de corriente directa. No se utilizan para eliminar fallas en la línea de a CD; estas se eliminan por medio del control de convertidores.

Ángulo de traslape (μ). El tiempo, en grados, durante la cual la corriente es conmutada entre dos elementos rectificadores. También se le llama tiempo de conmutación. En operación normal es menor a 60° , normalmente entre 20 y 25 a plena carga.

Ángulo de retraso (α). Tiempo expresado en grados eléctricos mediante el cual se retrasa la conmutación. No puede exceder 180 grados. También se le conoce como ángulo de disparo.

Tiristor (SCR). Un dispositivo semiconductor con un ánodo, cátodo y una compuerta.

4.4 DESARROLLO DE LA SOLUCIÓN PROPUESTA AL PROBLEMA DE INESTABILIDAD DE VOLTAJE

Como se observara en el transcurso de esta sección, en la interconexión entre el interior y la Costa en el sistema Colombiano, al producirse un límite de transporte de reactivos, básicamente queda eliminado el auxilio que un sistema puede darle al otro; es decir, si en un momento dado el sistema de la Costa pide reactivos y la línea está en el límite (como se puede ver en las gráficas expuestas más adelante), el sistema de la Costa va a sufrir un colapso de voltaje o inestabilidad de voltaje y, como se explicó en el capítulo 1 un sistema se vuelve inestable desde el punto de vista de voltaje cuando a un aumento pequeño de la demanda de reactivos los controladores de voltaje no pueden responder. En el caso Colombiano se importan reactivos por la línea de interconexión que existe entre San Carlos y Sabanalarga, pero en el análisis expuesto mas adelante se observa que la línea de interconexión tiene un límite de transporte de reactivos, llegando a

la conclusión que es indispensable colocar una línea en corriente directa paralela a la actual línea.

Si se tiene interconectado el interior y la Costa con una línea de corriente directa, el momento en que en el sistema de la Costa se presente una inestabilidad de voltaje y, si después de la actuación de los controladores de voltaje, esta inestabilidad continua, lo que se hace es variar el ángulo de disparo de los tiristores en ese punto e, inmediatamente, se le inyectan más o menos reactivos al sistema, ayudando así a contrarrestar esa mayor demanda de reactivos y por consiguiente se estabilizará el voltaje en ese punto sin afectar el otro sistema del interior.

Básicamente lo que se propone en el proyecto es un sistema conformado por una línea de corriente continua que conecte a los nodos San Carlos y Sabanalarga (ver figura 23) solucionando así el problema de inestabilidad de voltaje del sistema nacional.

Lo que se quiere es mantener la estabilidad del voltaje ante una demanda adicional de reactivos, teniendo un control de los mismos variando el ángulo de disparo de los tiristores ubicados en cada extremo de la línea. Dado que con el control moderno de tiristores se puede rápidamente ajustar sus condiciones de disparo, es posible utilizar dicho control para mantener los extremos de la línea y,

con ello mejorar la estabilidad de voltaje. Para ello utilizaremos las ecuaciones del numeral 4.5

Este control es independiente en cada frontera, ya que este tipo de línea nos permite tener aislado, desde el punto de vista de los reactivos, a cada uno, debido a que el problema de reactivos es exclusivo de la corriente alterna.

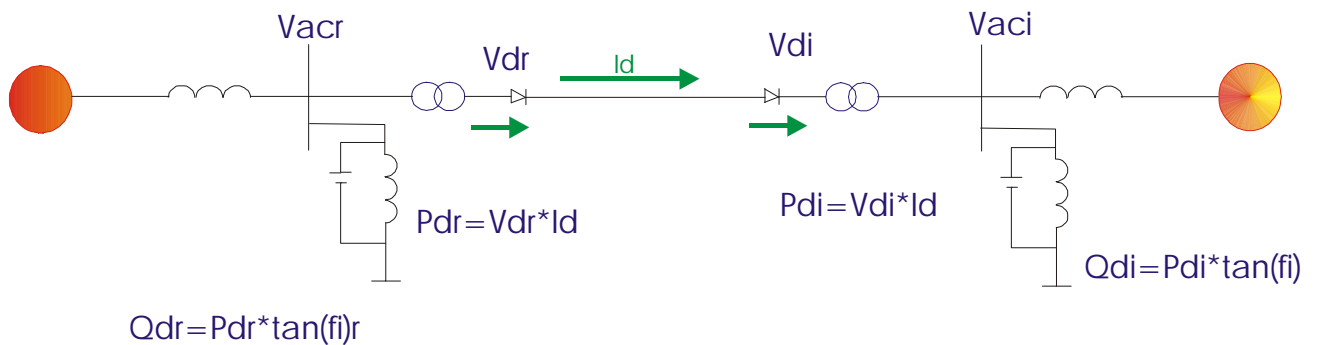


Figura 23. Interconexión con una línea de corriente continua entre San Carlos y Sabanalarga.

Para la interconexión de la línea se tiene un rectificador y un inversor, que para el caso del ejemplo, el rectificador estará ubicado en San Carlos y el inversor en Sabanalarga.

4.5 MODELAMIENTO MATEMÁTICO

Para la aplicación del caso, se utilizó la ecuación 27, ecuación para corriente alterna que se estudio en el capítulo 2 y las ecuaciones 72 y 74 ecuaciones para corriente continua, las cuales son estudiadas a continuación

$$Q_s(V) = \sqrt{\left(\frac{EV}{X}\right)^2 - (P_L V)^2} - \frac{V^2}{X} \quad (27)$$

$$V_{dor} = 1.35TV_{acr}, V_{doi} = 1.35TV_{aci}, 1.35 = \frac{3\sqrt{2}}{p} \quad (66)$$

$$V_{dr} = V_{dor} \cos \mathbf{ar} - R_{cr} I_d, R_c = \frac{3X_c}{p} \quad (67)$$

$$V_{di} = V_{doi} \cos \mathbf{gi} - R_{ci} I_d = V_{dr} - R_L I_d \quad (68)$$

$$I_d = \frac{V_{dor} \cos \mathbf{a} - V_{doi} \cos \mathbf{g}}{R_{cr} + R_L - R_{ci}} \quad (69)$$

$$I_d = \frac{V_{do} (\cos \mathbf{a} + \cos \mathbf{g})}{2R_c} \text{ o } \cos \mathbf{a} = \frac{2R_c I_d}{V_{do}} - \cos \mathbf{g} \quad (70)$$

$$P_{dr} = V_{dr} I_d = V_{di} I_d + I_d^2 R_L, P_{di} = V_{di} I_d \quad (71)$$

$$\cos \mathbf{fr} \cong \frac{V_{di}}{V_{doi}} = \frac{\cos \mathbf{ar} + \cos(\mathbf{ar} + \mathbf{m})}{2} = \cos \mathbf{ar} - \frac{R_{cr} I_d}{V_{dor}} \quad (72)$$

$$\cos \mathbf{fi} \cong \frac{V_{di}}{V_{doi}} = \frac{\cos \mathbf{gi} + \cos(\mathbf{gi} + \mathbf{m})}{2} = \cos \mathbf{gi} - \frac{R_{ci} I_d}{V_{doi}} \quad (73)$$

$$Q_{dr} = P_{dr} \tan f_r, Q_{di} = P_{di} \tan f_i \quad (74)$$

en donde:

$\cos f_r$ Ángulo del rectificador.

V_{dr} Voltaje en el rectificador.

Voltaje de corriente directa que habría en el rectificador si no hubiera carga.

$\cos a_r$ De acuerdo a la figura 24 se ve que es el tiempo expresado en ángulo eléctrico desde la intersección cero del voltaje de conmutación senosoidal idealizado al instante de inicio de la conducción de la corriente.

$\cos(a_r + m)$ Es el tiempo que se demora en realizarse la conmutación.

Completa. No es controlable.

Q_{dr} Es la potencia reactiva que pide el sistema en el lado de corriente alterna del rectificador.

P_{dr} Es el valor de la potencia activa en el lado del rectificador.

$Tang f_r$ Depende del $\cos \alpha_r$ y $\cos (\alpha_r + u)$.

Q_{di} Es la potencia reactiva que pide el sistema en el lado de corriente alterna del inversor.

P_{di} Es la potencia activa en el lado del inversor.

$Tang\ \phi$ Depende del ángulo del tiristor del inversor.

V_{acr} Es el voltaje de corriente directa en el rectificador.

V_{doi} Es el voltaje de corriente directa, que habría en el inversor, si no hubiera carga.

I_d Es la corriente de carga, de corriente directa.

R_{ci} Resistencia de conmutación en el inversor.

R_{cr} Resistencia de conmutación en el rectificador.

R_l Resistencia de la línea.

La ecuación (66) muestra el voltaje ideal promedio dc en vacío para un puente rectificador trifásico o el inversor basado en el voltaje línea - línea ac, V_{ac} , y el valor de la relación del transformador convertidor T. El máximo voltaje instantáneo es $\sqrt{2} V_{ac}$ y el mínimo voltaje instantáneo es $\sqrt{2} V_{ac} \cos 30^\circ$. El promedio del voltaje DC, es obtenido por la integración por encima del intervalo de 60° . El transformador convertidor bajo carga, cambia el tap y, es muy importante para HVDC, y típicamente para un tiempo temporizado relativamente corto de 5 a 15 segundos.

Las ecuaciones (67), (68) y (69) muestran el voltaje dc en vacío. Estas ecuaciones dan el voltaje promedio, en los terminales del convertidor que es afectado, por el desplazamiento del control del ángulo y directamente por la corriente. El voltaje

ideal en vacío es reducido por el desplazamiento del control del ángulo α . La ecuación del inversor está escrita en términos de la extinción del ángulo γ donde $\alpha + \gamma + u = 180^\circ$. Un valor particular (grupo de tiristores), tiene polarización positiva para 180° durante el cual los tiristores son encendidos. El desplazamiento del ángulo es medido desde el instante de la polarización positiva.

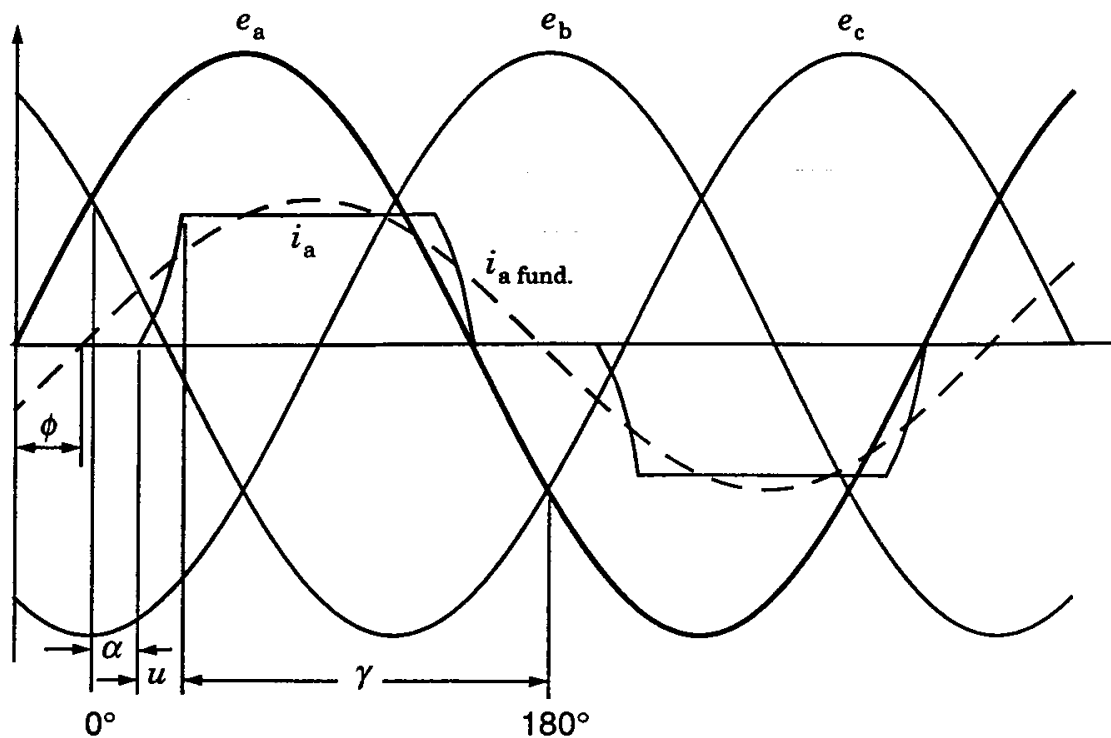


Figura 24. Relaciones angulares para condiciones de rectificación.

Las relaciones angulares para condiciones de rectificación. A 0° , la fase a tiene una relación positiva con respecto a la fase c y el cambio desde el valor 5 al valor 1 comienza el ángulo α . La medida angular de tiempo de conmutación es él u,

durante el cual ambos valores conducen. A 180° la fase a tiene una relación negativa con respecto a la fase c. También se muestra atraso en el ángulo del factor de potencia, Φ , entre el voltaje de la fase a y la componente fundamental de la corriente en la fase a.

La facilidad de control de reactivos (y por consiguiente de voltaje) se puede observar fácilmente si analizamos las ecuaciones 72 y 74.

$$\cos \mathbf{f}r \cong \frac{V_{di}}{V_{doi}} = \frac{\cos \mathbf{a}r + \cos(\mathbf{a}r + \mathbf{m})}{2} = \cos \mathbf{a}r - \frac{R_{cr} I_d}{V_{dor}} \quad (72)$$

$$Q_{dr} = P_{dr} \tan \mathbf{f}r, Q_{di} = P_{di} \tan \mathbf{f}i \quad (74)$$

En el caso de corriente alterna se utiliza la ecuación (27) que da las características de Potencia reactiva Vs Voltaje.

$$Q_s(V) = \sqrt{\left(\frac{EV}{X}\right)^2 - (P_L V)^2} - \frac{V^2}{X} \quad (27)$$

En efecto, si analizamos que la demanda de reactivos en el lado rectificador es $P_{dr} \tan \mathbf{f}r$, controlando el voltaje $\mathbf{f}r$, es posible variar la potencia reactiva consumida o inyectada, por el nodo rectificador hacia su sistema. Mas aún observese por la ecuación (72) que $\mathbf{f}r$ solo depende de \mathbf{a} el cual es controlable por el sistema de control de los tiristores. En consecuencia variando el ángulo de

control se varia f_r y por consiguiente Q_{dr} (demanda de potencia reactiva en el lado rectificador). En otras palabras controlando f_r se tiene un control automático de la potencia reactiva.

En el caso del lado inversor pasa exactamente lo mismo, pero en este caso los reactivos dependen de f_i , el cual es función exclusiva del ángulo de disparo de los inversores a_i , que es absolutamente controlable en el lado inversor. Por consiguiente controlando los ángulos de disparo de los tiristores en cada frontera, se tienen controles independientes de reactivos en los dos sistemas.

Inicialmente se halla la potencia reactiva, que es suplida por la fuente, luego, se halla la potencia reactiva absorbida por la carga, en los dos casos el voltaje es constante y la potencia activa actúa como una variable, estas dos potencias son en AC. El tercer dato que se obtiene variando el ángulo a (ángulo de disparo de los tiristores), esta característica es muy importante para el desarrollo del análisis de estabilidad de voltaje dado que es ella la que conduce a concluir que el control de los ángulos de disparo del lado inversor o el lado rectificador ayudan a minimizar el riesgo de colapso de voltaje entre el sistema Interior y COSTA.

A continuación se presentan las figuras correspondientes al modelo matemático, que ayudan a entender más el concepto.

Se empieza con un alfa grande y se va disminuyendo, para observar el comportamiento de la línea de DC cuando se varía este ángulo α .

Con la ayuda de las gráficas, es factible darse cuenta que el ángulo de disparo optimo de los tiristores, tiende a un valor intermedio, aproximadamente igual a 30° (ver figura 29), ya que con ello se logra alta capacidad de reactivos, tanto en el lado emisor como en el receptor.

Ángulos muy altos como $\alpha = 70$, dan alta capacidad de transporte de reactivos, en el lado rectificador y poco aunque de todas maneras efectivo en el lado inversor.

Finalmente ángulos muy pequeños, anulan prácticamente, el control de reactivos al sistema (ver figura 35).

4.5.1 Graficación de las curvas aplicando las ecuaciones 27, 72 y 74 para diferentes valores de α . Las datos de las coordenadas con que se realizaron estas gráficas se encuentran en el Anexo C.

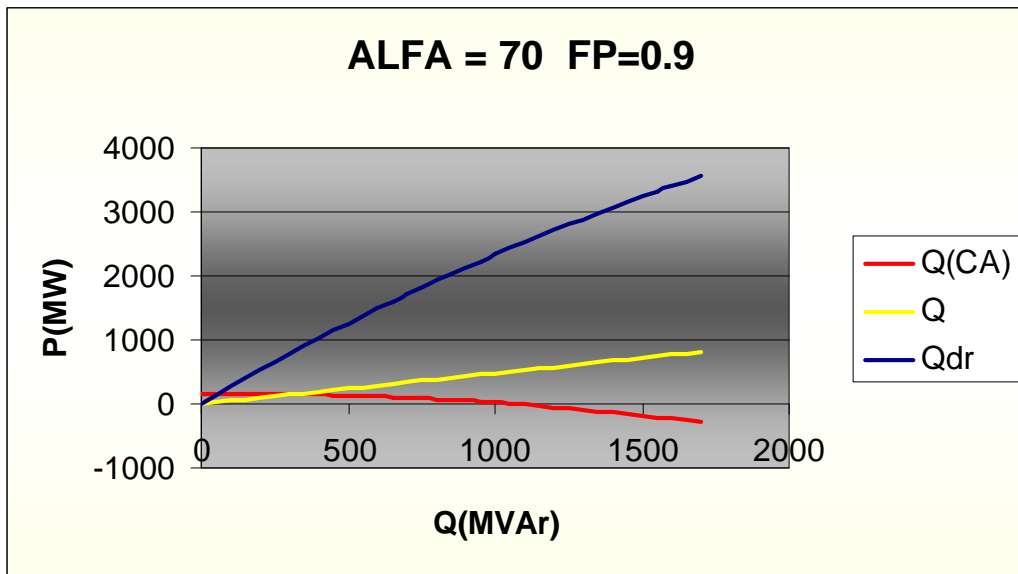


Figura 25. Curva P – Q con $\alpha = 70$

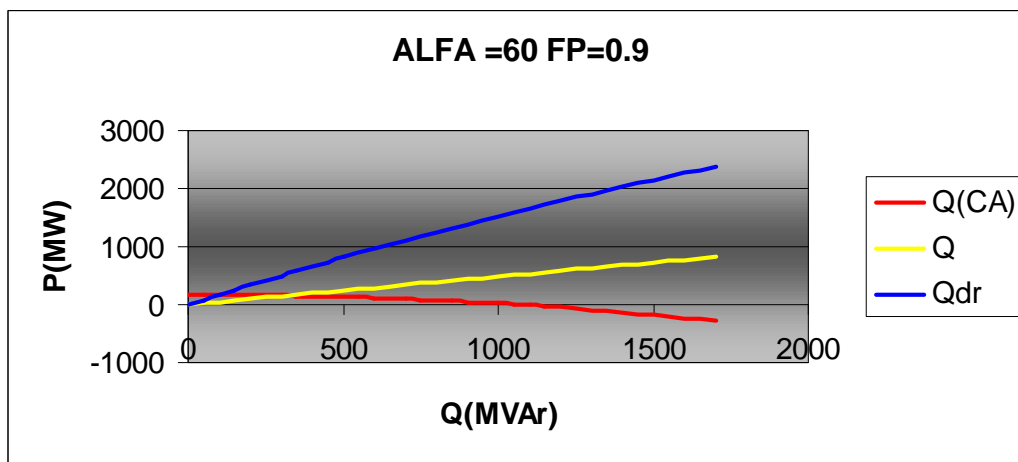


Figura 26. Curva P – Q con $\alpha = 60$

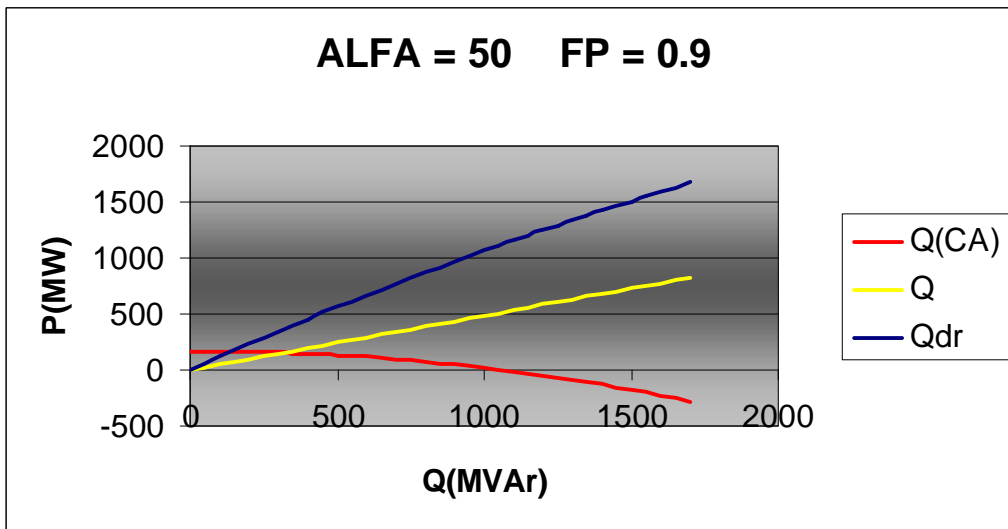


Figura 27. Curva P – Q con $\alpha = 50$

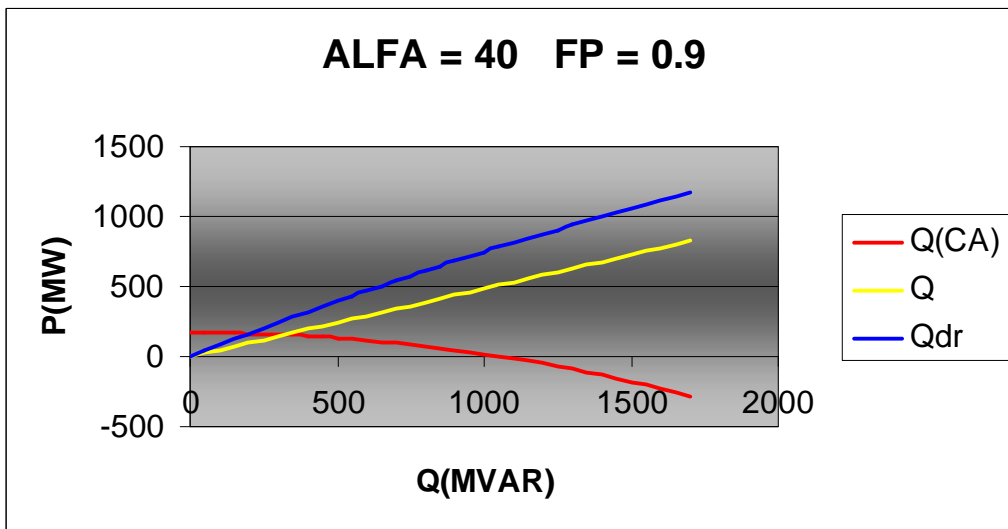


Figura 28. Curva P – Q con $\alpha = 40$

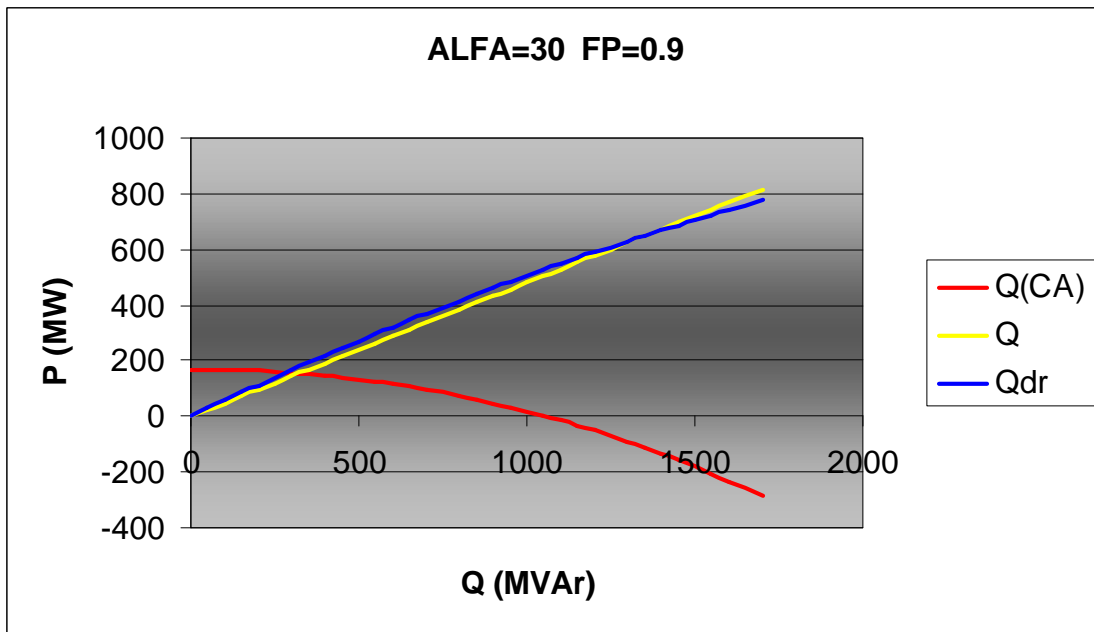


Figura 29. Curva P – Q con $\alpha = 30$

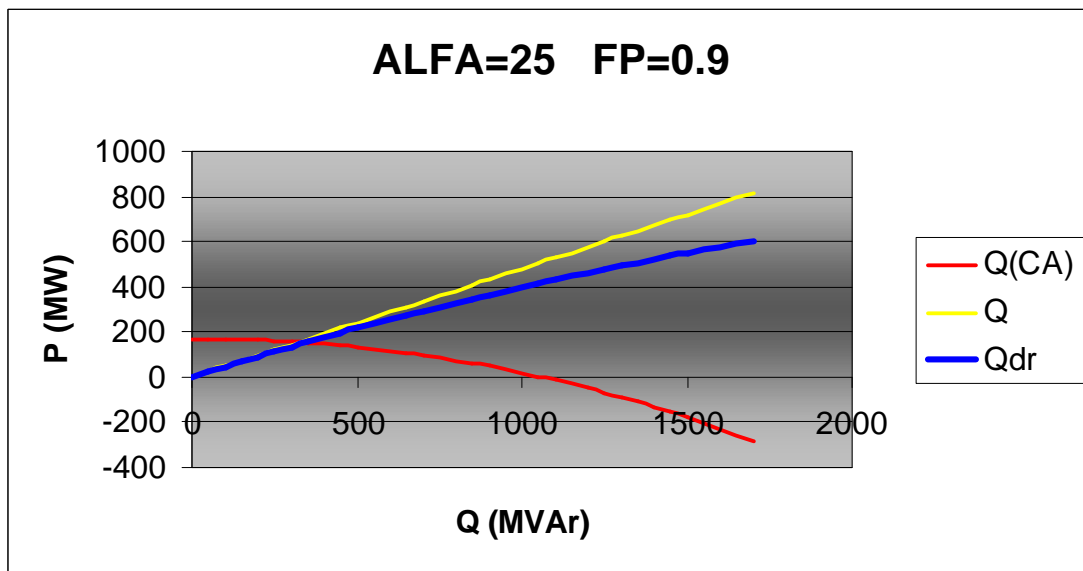


Figura 30. Curva P – Q con $\alpha = 25$

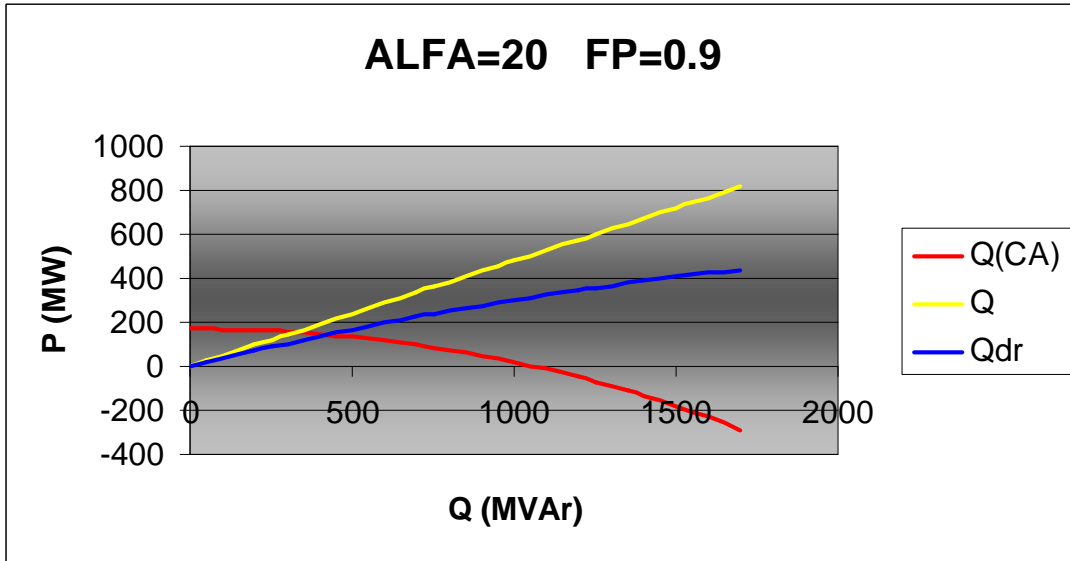


Figura 31. Curva P – Q con $\alpha = 20$

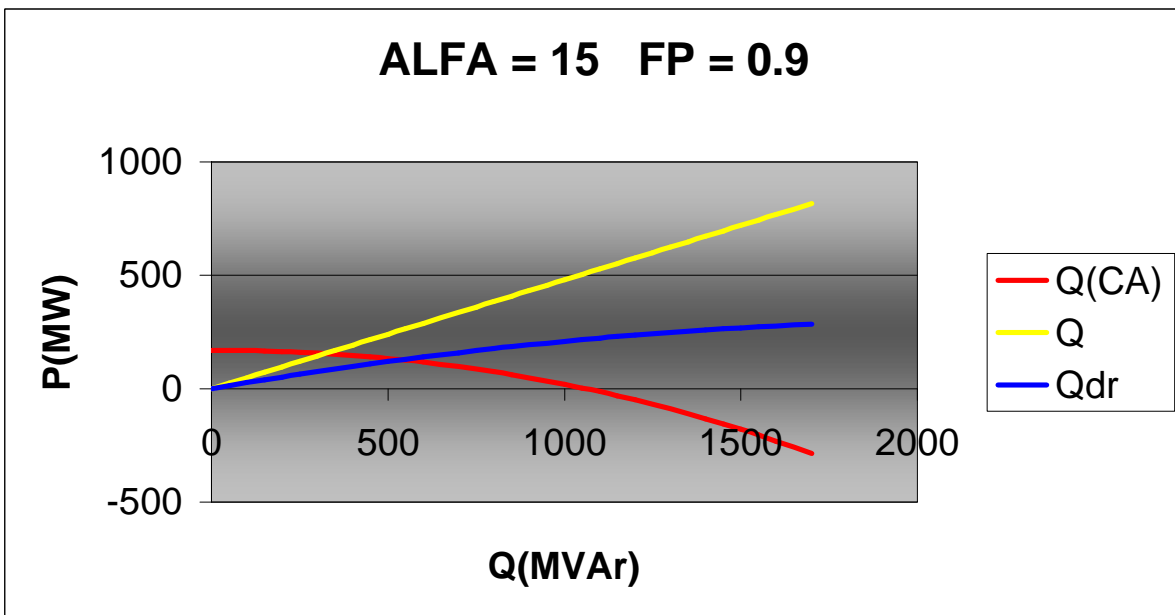


Figura 32. Curva P – Q con $\alpha = 15$

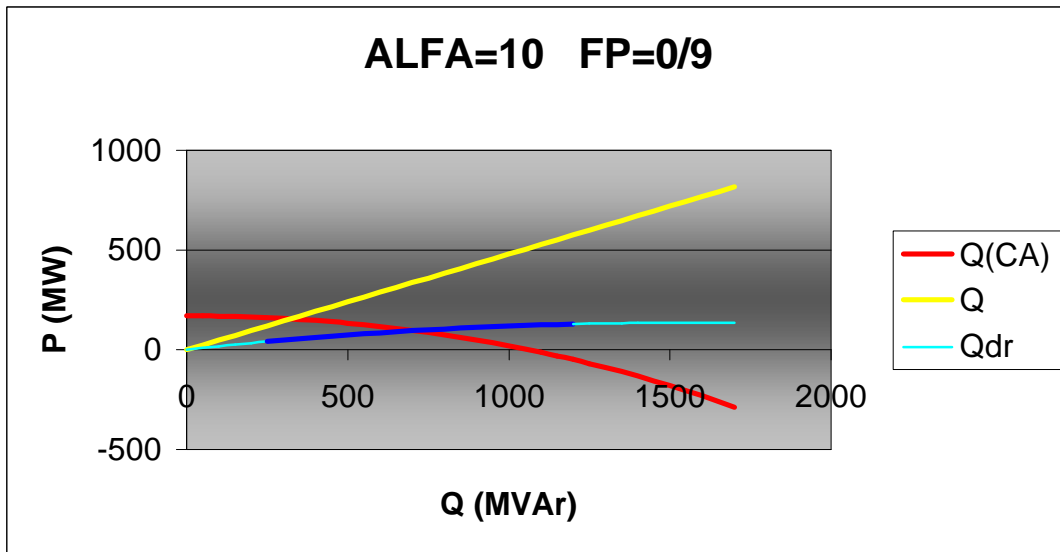


Figura 33. Curva P – Q con $\alpha = 10$

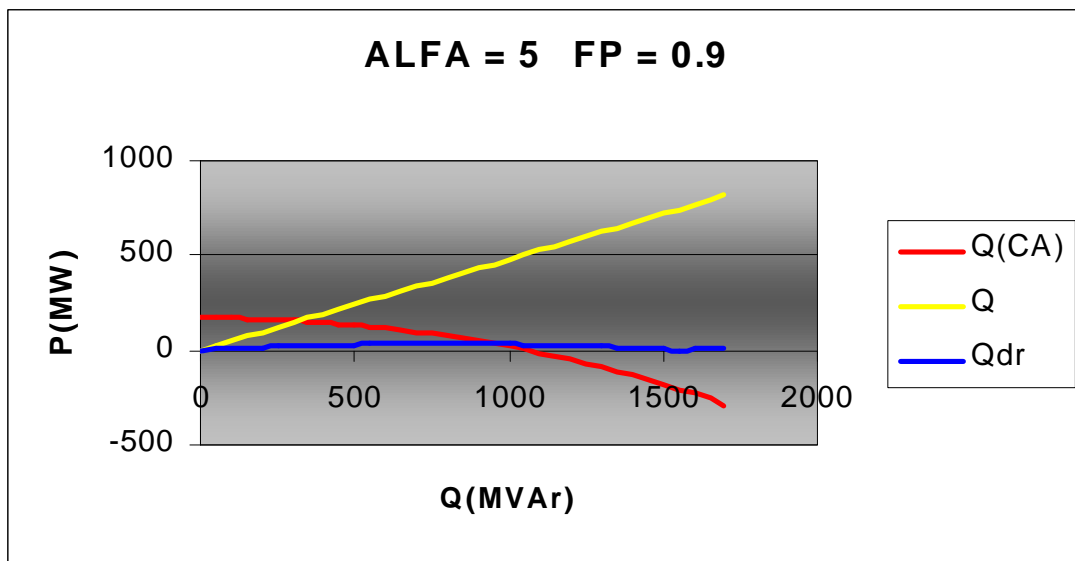


Figura 34. Curva P – Q con $\alpha = 5$

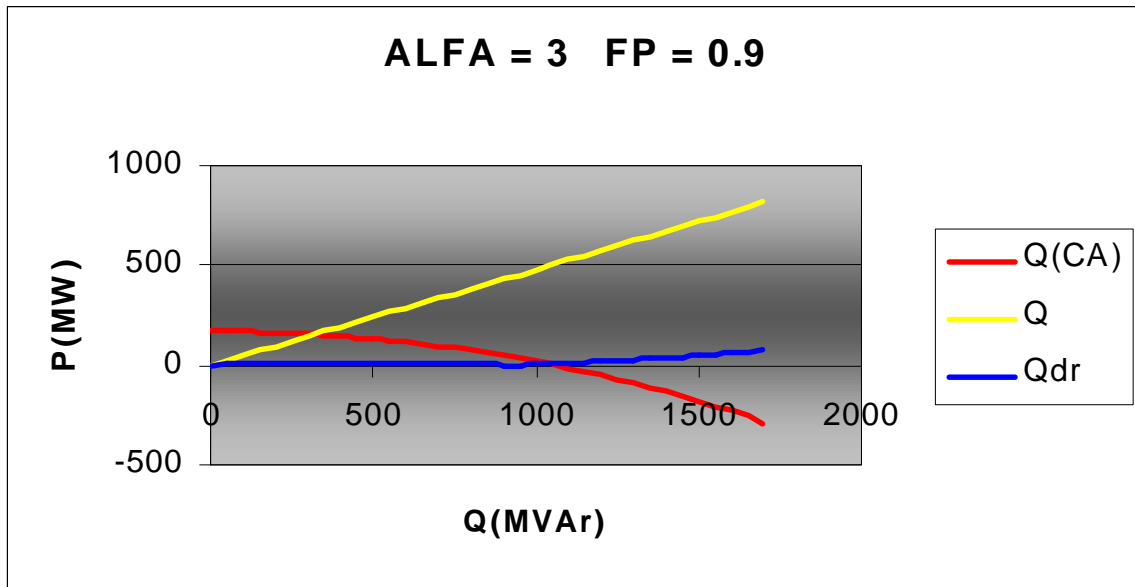


Figura 35. Curva P – Q con $\alpha = 3$

4.5.2 Análisis de las curvas. De las curvas mostradas anteriormente se puede deducir que existe un límite para la transferencia de potencia reactiva en sistemas de corriente alterna. En el caso colombiano, tal como se muestra en la figura 23, la transferencia entre la costa y el interior tiene un valor límite próximo a los 700 Mvar (correspondiente a un factor de potencia de 0.9 con la carga de 1400 Mw mostrada en la figura). A partir de esta potencia la capacidad de transporte de reactivos solo es posible en una dirección y, en consecuencia, el sistema sera incontrolable ante cambios de la demanda reactiva en el lado consumidor de potencia. Esta incontrolabilidad hará (si se presenta la carga de 1400 Mw) que el sistema sea susceptible de inestabilidad de voltaje ante cambios inclusive ligeros de la carga reactiva en el lado consumidor.

Todo lo anterior queda perfectamente corroborado en el análisis de la curva roja de las gráficas. Para poder solucionar el problema de la transferencia de reactivos se podría instalar controles de bancos de compensación estática en el lado consumidor, pero cualquier acción de este control afectaría al lado emisor de potencia. La solución de corriente continua que es la que muestra las gráficas no presenta este inconveniente puesto que los controles serán totalmente independientes al no haber, como es lógico, transferencia de reactivos por la línea de corriente continua.

Bajo esas condiciones la mayor o menor controlabilidad de reactivos del sistema (en cada frontera) depende según se ve en las gráficas de los ángulos de disparo de los tiristores tanto del inversor como del rectificador. Así por ejemplo es posible tener grandes cargas reactivas en el lado rectificador (línea azul) a pequeñas cargas activas lo cual hace básicamente inmune el sistema a cambios de demanda reactiva. Esta aceveración puede verse con claridad en la figura 25 donde $\alpha = 70$. Por otro lado el sistema puede controlarse de tal forma que la capacidad de control de reactivos en ambos lados sea de igual sensibilidad al control e igualmente inmune a cambios de reactivos como se ve en las figuras 29 y 30 correspondientes a $\alpha = 30$ y 25 respectivamente.

Todas las anteriores simulaciones (curvas) muestran claramente la independencia de control entre las dos fronteras del sistema. Ello es una gran ventaja ya que diseñando controles independientes y adecuados a las características de cada

uno de los sistemas se puede lograr, naturalmente con una compensación reactiva adecuada a cada sistema una inmunidad relativa en cada uno de ellos. Además de la independencia entre los dos controles de reactivos.

En conclusión las simulaciones realizadas interconectando los dos sistemas mediante una línea de corriente continua confirman la gran ventaja que respecto a la estabilidad de voltaje tendrá dicha interconexión. En especial con futuros crecimientos de la demanda de estabilidad de voltaje, será un problema que bien vale la pena empezar a estudiar desde ya la necesidad de la interconexión a corriente continua (bien sea en paralelo o reemplazando la interconexión actual de corriente alterna por corriente continua).

5. CONCLUSIONES

Se ha demostrado la utilidad de una interconexión a corriente continua, ya que con ello se aumentan los límites de transferencia de potencia, al evitar mediante un buen control en los extremos de la línea, el problema de la inestabilidad de voltaje.

Las anteriores aseveraciones se fundamentan en diversas consideraciones teóricas.

En primer lugar, con la transmisión a corriente continua se evita el transporte de reactivos, en segundo lugar, el consumo de reactivos de los transformadores de las estaciones inversoras y rectificadoras son fácil y rápidamente controlables por medio de la variación de los ángulos de disparo y extinción de los FACTS de los extremos. Esta posibilidad de control permite transmitir mayores cantidades de potencia que en la línea AC, puesto que en ella, aunque se usa compensación estática, las pérdidas de potencia reactiva siempre serán apreciables.

Las apreciaciones anteriores quedan corroboradas al analizar las gráficas de transmisión de $P - Q$. Se observa en ellos cómo en la línea de corriente alterna hay un punto máximo de transmisión que se halla por el cruce entre la curva $Q(AC)$ (Ecuación 27) y la recta de carga Q , como se observa en las gráficas 25-

35. En este punto un MVAR adicional de carga reactiva produce un déficit en el sistema que puede en determinadas circunstancias llevar al colapso de voltaje. Inclusive es imposible transmitir más allá del punto de cruce de la curva de la línea con el eje real y en esos momentos la inestabilidad del sistema es inherente.

Por el contrario, con la línea de corriente continua es cuestión de controlar el ángulo de disparo (como se puede observar en las gráficas a distintos ángulos) y como consecuencia la potencia de transmisión sólo será limitada en la práctica por la capacidad ampérica (térmica) de los conductores.

En esencia, el aporte de este proyecto radica en la apertura del camino y base teórica para el desarrollo de controladores que permitan la transmisión de grandes potencias sin peligro de Inestabilidad de Voltaje.

Por último se concluye que en el caso colombiano, dentro de los esquemas de planificación del crecimiento, bien vale la pena ir pensando en reforzar el sistema con una línea de corriente continua antes de que se llegue a extremos de inestabilidad de voltaje irremediables.

BIBLIOGRAFIA

ABB, Power System. Modern Control and Protection System for HVDC. Suecia. Asea Brown Boveri, 1998.

ABB, Itaipui HVDC Transmission System 10 years Operational Experience. Suecia. Asea Brown Boveri, 1997

RICHARD T. BYERLY IEEE, Stability of Large Electric Power Systems. New York, 1974, 680 p.

<http://www.balticring.com/html/download.htm>, Stability of Electric Power Systems.

<http://www.abb.se/pow/hvdc.htm>, High Voltage.

WOODFORD, Dennis A. HVDC Transmission. Canadá 1998. Winnipeg Manitoba. 27 p.

MACHOWSKI, Jan . Power System Dynamic and Stability. San Francisco 1998. 350 p.

TAYLOR, Carson W.. Power System Voltage Stability: Palo Alto, California, McGraw-Hill 1994. 270 p.

CASAS, Carlos. QUEVEDO, Carlos. Nuevas Técnicas para Transmisión de Energía Eléctrica utilizando Corriente Continua. Tesis dirigida por el Ing. José Carlos Romero. Universidad Nacional de Colombia. 1997.

SIERRA, José Martín. Diseño de Interconexión por Corriente Continua entre Colombia-Venezuela. Tesis dirigida por el Ingeniero Sergio Guzmán. Universidad de La Salle. 1995.

LARSEN, Ev. Benefits of Thyristors Controlled Series Compensation. CIGRE sección 1992.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, ISA. Plan Nacional de Expansión de Referencia Generación Transmisión. 1995. ISA. 74 p.

LEFEBVRE, S. TAYLOR, C.W. HVDC Controls for System Dynamic Performance. IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 6, No. 2, p 743 – 752. Mayo de 1991.

Anexo A. Flujo de carga San Carlos –Sabanalarga



EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTÁ S.A. ESP

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E										TUE, AUG 22 2000 17:40	
2000 DEMANDA MAXIMA SEGUNDO SEMESTRE										RATING	
CASO BASE ESTUDIO DE CONEXION BALSILLAS										SET A	
BUS 25001	SNCARL5	500	AREA	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	1.0268PU	-6.65	25001
			2						513.41KV		
TO SWITCHED SHUNT					0.0	388.0	388.0				
TO 22012	SNCARL2	220	2	01	-124.9	-16.1	125.9	55	1.0625UN		
TO 22012	SNCARL2	220	2	02	-124.9	-16.1	125.9	55	1.0625UN		
TO 22012	SNCARL2	220	2	03	-243.6	-31.3	245.6	53	1.0625UN		
TO 22012	SNCARL2	220	2	04	-246.5	-79.4	259.0	56	1.0500UN		
TO 45002	CRROMAT	500	4	01	377.1	-118.0	395.1	37			
TO 45002	CRROMAT	500	4	02	362.8	-127.1	384.5	36			
BUS 45002	CRROMAT	500	AREA	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	1.0179PU	-12.44	45002
			4						508.93KV		
TO SWITCHED SHUNT					0.0	370.9	370.9				
TO 25001	SNCARL5	500	2	01	-374.3	-127.2	395.4	37			
TO 25001	SNCARL5	500	2	02	-360.6	-142.5	387.7	37			
TO 42033	CERROMA2	220	4	01	-96.7	-76.5	123.3	27	0.9625UN		
TO 45003	CHINU5	500	4	01	414.0	-18.2	414.4	39			
TO 45003	CHINU5	500	4	02	417.6	-6.4	417.7	39			
TO 50075	NECHIG	13.2	5	1	0.0	0.0	0.0	0	1.0000UN		
TO 50075	NECHIG	13.2	5	2	0.0	0.0	0.0	0	1.0000UN		
TO 50075	NECHIG	13.2	5	3	0.0	0.0	0.0	0	1.0000UN		
BUS 45003	CHINU5	500	AREA	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	1.0018PU	-16.45	45003
			4						500.91KV		
TO LOAD-PQ					241.0	174.0	297.2				
TO SWITCHED SHUNT					0.0	359.3	359.3				
TO 41075	CHINU115	115	4	01	0.0	-24.1	24.1	10	0.9750UN		
TO 45002	CRROMAT	500	4	01	-411.3	-125.2	430.0	41			
TO 45002	CRROMAT	500	4	02	-415.7	-138.0	438.0	42			
TO 45004	SABANA5	500	4	01	313.2	-128.2	338.5	33			
TO 45004	SABANA5	500	4	02	272.8	-117.8	297.1	29			
BUS 45004	SABANA5	500	AREA	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	0.9999PU	-20.82	45004
			4						499.96KV		
TO SWITCHED SHUNT					0.0	84.0	84.0				
TO 42024	SABANA2	220	4	01	213.0	37.4	216.2	48	1.0125UN		
TO 42024	SABANA2	220	4	02	184.8	32.4	187.7	42	1.0125UN		
TO 42024	SABANA2	220	4	03	184.8	32.4	187.7	42	1.0125UN		
TO 45003	CHINU5	500	4	01	-311.0	-84.4	322.2	31			
TO 45003	CHINU5	500	4	02	-271.7	-101.8	290.1	28			

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E TUE, AUG 22 2000 17:54
 2000 DEMANDA MAXIMA ESCENARIO DE VERANO RATING
 CASO BASE ESTUDIO DE CONEXION BALSILLAS SET A

BUS	NAME	VOL	AREA	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	PU	VOL	NAME
BUS 25001	SNCARL5	500	AREA	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	1.0404	25001	
			2						520.20	KV	
	TO SWITCHED SHUNT				0.0	398.3	398.3				
	TO 22012 SNCARL2	220	2	01	-11.5	-0.1	11.5	5	1.0625	UN	
	TO 22012 SNCARL2	220	2	02	-11.5	-0.1	11.5	5	1.0625	UN	
	TO 22012 SNCARL2	220	2	03	-22.5	-0.2	22.5	5	1.0625	UN	
	TO 22012 SNCARL2	220	2	04	-22.8	-49.2	54.2	12	1.0500	UN	
	TO 45002 CRROMAT	500	4	01	34.7	-169.0	172.6	16			
	TO 45002 CRROMAT	500	4	02	33.6	-179.8	182.9	17			
BUS 45002	CRROMAT	500	AREA	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	1.0458	45002	
			4						522.90	KV	
	TO SWITCHED SHUNT				0.0	391.5	391.5				
	TO 25001 SNCARL5	500	2	01	-34.7	-125.4	130.1	12			
	TO 25001 SNCARL5	500	2	02	-33.6	-138.6	142.7	13			
	TO 42033 CERROMA2	220	4	01	-97.1	-53.3	110.8	24	0.9625	UN	
	TO 45003 CHINU5	500	4	01	82.9	-38.2	91.3	8			
	TO 45003 CHINU5	500	4	02	82.5	-35.9	89.9	8			
	TO 50075 NECHIG	13.2	5	1	0.0	0.0	0.0	0	1.0000	UN	
	TO 50075 NECHIG	13.2	5	2	0.0	0.0	0.0	0	1.0000	UN	
	TO 50075 NECHIG	13.2	5	3	0.0	0.0	0.0	0	1.0000	UN	
BUS 45003	CHINU5	500	AREA	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	1.0355	45003	
			4						517.74	KV	
	TO LOAD-PQ				241.0	174.0	297.2				
	TO SWITCHED SHUNT				0.0	383.8	383.8				
	TO 41075 CHINU115	115	4	01	0.0	30.2	30.2	12	0.9750	UN	
	TO 45002 CRROMAT	500	4	01	-82.8	-144.2	166.2	15			
	TO 45002 CRROMAT	500	4	02	-82.4	-147.9	169.3	16			
	TO 45004 SABANA5	500	4	01	-41.0	-147.6	153.2	14			
	TO 45004 SABANA5	500	4	02	-34.9	-148.4	152.4	14			
BUS 45004	SABANA5	500	AREA	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	1.0414	45004	
			4						520.68	KV	
	TO SWITCHED SHUNT				0.0	91.1	91.1				
	TO 42024 SABANA2	220	4	01	-27.8	45.8	53.5	11	1.0125	UN	
	TO 42024 SABANA2	220	4	02	-24.1	39.7	46.5	10	1.0125	UN	
	TO 42024 SABANA2	220	4	03	-24.1	39.7	46.5	10	1.0125	UN	
	TO 45003 CHINU5	500	4	01	41.0	-106.4	114.1	11			
	TO 45003 CHINU5	500	4	02	34.9	-109.9	115.3	11			

Anexo B. Incidentes de inestabilidad de voltaje.

En años recientes, muchos incidentes de inestabilidad de voltaje han ocurrido alrededor del mundo. Han habido también algunas llamadas cercanas sólo que no han sido reportadas ampliamente. Se agruparan incidentes conocidos de acuerdo a la fecha en que ocurrieron en transientes y de largo término, como se puede observar en el cuadro B1 que muestra la lista de los incidentes resultantes en colapso; y en el cuadro 4 B2 que muestra la lista de los incidentes que no resultaron en colapso. Algunos de los incidentes son complejos y envuelven otros fenómenos mas que solo inestabilidad de voltaje. Se describirán los incidentes brevemente, primero para la lista del cuadro B1 y luego para la lista del cuadro B2. Las referencias listadas en los cuadros proveen mayor descripción. Muchos de los incidentes mejor conocidos son descritos en detalle (con gráficas) en los reportes del grupo de trabajo de la IEEE.

Cuadro B1. Incidentes con colapso de voltaje.¹

¹ TAYLOR, Op Cit, p 262

TABLA B1 INCIDENTES CON COLAPSO		
FECHA	UBICACIÓN	DURACIÓN
13 Abril de 1986	Winnipeg, Canadá Enlace HVDC Nelson River	Transiente, 1 segundo
30 de Nov. de 1986	SE Brasil, Paraguay. Enlace HVDC Itaipu	Transiente, 2 segundos
17 de Mayo de 1985	Sur de Florida, EU.	Transiente, 4 segundos
22 de Agosto de 1987	Oeste de Tennessee, EU	Transiente, 10 segundos
27 de Dic. De 1983.	Suiza	Larga, 55 segundos
2 de Sept. De 1982	Florida, EU.	Larga, 1 - 3 a minutos
26 de Nov. De 1982	Florida, EU.	Larga, 1 - 3 a minutos
28 de Dic. De 1982	Florida, EU.	Larga, 1 - 3 a minutos
30 de Dic. De 1982	Florida, EU.	Larga, 1 - 3 a minutos
22 de Sept. De 1977	Jackson Ville, Florida	Larga, pocos minutos
4 de Agosto de 1982	Bélgica	Larga, 4.5 minutos
12 de Enero de 1987	Oeste de Francia	Larga, 6 - 7 minutos
9 de Dic. De 1965	Inglaterra - Francia	Larga
10 de Nov. De 1976	Inglaterra - Francia	Larga
23 de Julio de 1987	Tokio, Japón.	Larga, 20 minutos
19 de Dic. De 1978	Francia	Larga, 26 minutos
22 de Agosto de 1970	Japón	Larga, 30 minutos

Sistema HVDC Nelson River, Winnipeg, Canadá, Abril 13 de 1986. Ocurrió colapso parcial de voltaje durante la energización de un transformador convertidor. La corriente *inrush* afectó el voltaje CA, resultando en fallas de conmutación y avance del ángulo de disparo del inversor. El voltaje colapso al 57% y entonces se recuperó después de un bloqueo temporal DC. Siguió un segundo colapso de voltaje. El grupo de líneas se disparó, tres de las cuatro poleas CD se apagaron, resultando en una fuga de bajo voltaje. Un control (sistema de protección para bajo voltaje) que reduce la potencia CD en una cantidad fija para bajo voltaje CA estuvo fuera de servicio.

SE Brasil, Paraguay, Noviembre 30 de 1986. Después de varias interrupciones en el sistema CA, el inversor de voltaje CA de Sao Roque (enlace HVDC Itaipui) cayó a 0.85 pu durante varios segundos. Ocurrieron fallas repetidas de conmutación, y el control de potencia CD incrementó la corriente CD con el consumo incrementado de convertidor reactivo. Alrededor de 1200 MW de carga se perdieron. Este u otros disturbios llevaron a varios cambios en el control CD.

Sur de Florida Mayo 17 de 1985. Un fuego en una escobilla causó que tres líneas ligeramente cargadas de 500 KV se dispararan, resultando en un colapso de voltaje y un apagón de unos pocos segundos. El bajo voltaje evitó que los relés de baja frecuencia operaran. La simulación de estabilidad trasiente indicó que el sistema se debió haber recuperado y se sospecho de deficiencias en el modelo de carga (incluyendo el modelamiento de las plantas de potencia auxiliares). La pérdida de potencia fue 4292 MW.

Western Tennessee, Agosto 22 de 1987. Una falla de bus de 78 ciclos, en arco fase-fase de 115 KV en Memphis Tennessee resultó en caídas de operación en sistemas de voltaje de 161 KV y 500 KV en 75 y 82% respectivamente durante aproximadamente 10 segundos siguientes a la solución de la falla. Los requerimientos de carga reactiva del motor prolongaron la caída de voltaje. Los relés de la zona tres operaron y resulto en un efecto cascada. Las pérdidas de carga fueron 1265 MW.

TABLA B2 INCIDENTES SIN COLAPSO		
FECHA	UBICACIÓN	DURACIÓN
17,20,21 de Mayo de 1986	Miles City, Montana Enlace HVDC EU	Transiente, 1 - 2 segundos
11,30,31 de Julio de 1987	Mississippi, EU Enlace HVDC Itaipu	Transiente, 1 - 2 segundos
11 de Jul de 1989	Carolina del Sur, EU.	Desconocido
21 de May. De 1983	Norte de California, EU	Largo, 2 minutos
10 de Ago. De 1981	Longview, Washington, EU	Larga, minutos
17 de Sept. De 1981	Oregon Central, EU	Larga, minutos
20 de Mayo de 1986	Inglaterra	Largo, 5 minutos
2 de Marzo de 1979	Zelandia, Dinamarca	Largo, 15 minutos
3 de Febrero de 1990	Francia oeste	Larga, minutos
Noviembre de 1990	Francia oeste	Larga, minutos
22 de Sept. De 1970	New York, EU	Largo, quizás horas
20 de Julio de 1987	Illinois, Indiana, EU	Largo, quizás horas
11 de Junio de 1984	Noreste de EU	Largo, quizás horas
5 de Julio de 1990	Baltimore, Washington DC, EU	Largo, quizás horas

Tabla B2. Incidentes sin colapso de voltaje.²

Suecia Diciembre 27 de 1983. Una falla en un desconector y una falla en la subestación del oeste de Estocolmo resultaron en pérdida de la subestación y dos líneas de 400 KV. Aproximadamente 8 segundos más tarde una línea de 200 KV se disparó en sobrecarga. Las acciones en los tap causaron voltajes de transmisión menores y mayores corrientes en la líneas norte a sur remanentes. Aproximadamente 50 segundos después de la falla otra línea de 400 KV se disparó. Efecto cascada y aislamiento de la región sur de Suecia fue la consecuencia. Colapso de frecuencia de voltaje y fuga de carga e baja frecuencia no salvaron el sistema. Unidades nucleares en el sistema aislado se dispararon

² Ibid. P 265

por protección de sobrecorriente o baja impedancia resultando en un apagón. Las pérdidas de carga fueron alrededor de 11400 MW.

Florida 1988. Todos los cuatro disturbios fueron similares y fueron iniciados por la pérdida de una unidad generadora grande en el centro o el sur de la Florida. Por las importaciones incrementadas, el voltaje se deterioró y las separaciones ocurrieron después de 1 a 3 minutos los aislamientos fueron seguidos por fugas de carga de baja frecuencia de alrededor de 2000 MW. Estos disturbios llevaron a la implementación de un shunt reactor y un banco de conmutación por relés de voltaje shunt capacitor en varias subestaciones de 230 KV.

Jacksonville, Florida, Septiembre 22 de 1977. Una serie de colapsos de voltaje ocurrieron. Los colapsos involucraron disparo de unidades, límites en la corriente de campo, fuga manual de carga, y otros fenómenos.

Bélgica, Agosto 4 de 1982. El disturbio inicial fue la desconexión de una unidad de 700 MW durante las pruebas de comisión. Después de 45 segundos, la acción de control automático redujo la potencia reactiva en otras dos unidades. Tres a cuatro minutos después del evento inicial, tres unidades fueron disparadas por "protección max MVar". A los tres minutos 20 segundos, el voltaje fue 0.82 pu en la estación de generación principal. A los 4 minutos 30 segundos dos generadores más se dispararon por los relés de impedancia, resultando en colapso.

Oeste de Francia, Enero 12 de 1987. Sobre un periodo de 50 minutos, 4 unidades en la planta térmica Cordemais se dispararon. El voltaje decayó y otras 9 unidades térmicas se dispararon en los 7 minutos siguientes; 8 unidades por los defectos en protección de corriente de campo. La deficiencia de corriente total fue alrededor de 9000 MW. El voltaje entonces se estabilizó a muy bajos niveles (0.5-0.8 pu). Después de alrededor de 6 minutos de colapso de voltaje los transformadores 400/225 kV se dispararon para deshacerse de 1500 MW de carga. El voltaje entonces se recuperó.

Tokio, Julio 23 1987. El clima fue muy caliente y las cargas fueron anormalmente altas. Después del medio día las cargas se incrementaron a 400 MW/minuto. A pesar de la conexión de todos los capacitores shunt disponibles el voltaje decayó, con voltajes en el sistema de 500 KV a 460 KV a las 13:15 horas y a 370 KV a las 13:19. El colapso comenzó a las 13:19; 8168 MW fueron interrumpidos. Las características desfavorables del nuevo tipo de acondicionadores de aire fueron pensados como parte del problema.

Francia, Diciembre 19 1978. Francia estuvo importando potencia de otros países. El incremento de carga entre las 7-8 fue de 4600 MW comparada con 3000 de los días previos. El voltaje se deterioró después de las 8 horas y entre las 8:05 y las 8:10 algunos tap EHV/HV se bloquearon. Los voltajes bajos redujeron alguna producción térmica. A las 8:20 los voltajes en el sistema oeste de 400 KV

variaron de 342 KV a 374 KV. El efecto cascada comenzó a las 8:26 después del disparo de un relé de sobrecarga en una línea principal de 400 KV (los operadores del sistema tuvieron una alarma que la línea podría dispararse con una demora de 20 minutos). Durante la recuperación otro colapso ocurrió. Se recuperó completamente el sistema alrededor de las 12:30. La carga interrumpida fue 29 GW y 100 GWh. El costo de la interrupción fue de 200 a 300 millones de dólares.

Enlace HVDC de Miles City, Mayo y Julio de 1986. Como resultado de un sistema CA débil, ocurrieron grandes desviaciones de voltaje durante la elevación CD y durante la conmutación reactiva resultando en fallas en la conmutación y en algunos casos, disparo de los convertidores y pérdidas de 310 MW en el generador oeste.

Mississippi, Julio de 1987. En 1981 se instaló una carga de fuga de bajo voltaje en un área de carga donde la pérdida de un transformador fuente de 500/161 KV pudo causar colapso de voltaje. Las cargas de acondicionamiento de aire comprometieron una gran porción de la carga de verano. En tres días separados en julio de 1987, las fallas en transformadores de corriente causaron interrupciones en el banco de transformadores y otras interrupciones. Los voltajes colapsaron inmediatamente pero la operación de la carga de fuga de bajo voltaje dentro de los dos segundos liberó 400 MW de carga, resultando en recuperación del sistema. En julio 22 de 1992, la pérdida del transformador 500/161 KV resultó en 586 MW de fuga de carga de bajo voltaje.

Sur de Carolina, Julio 11 de 1989. Una planta nuclear generando 868 MW y 440 MVAr dispararon durante una demanda de potencia récord. Debido a la acción del regulador automático de voltaje, nueve unidades hidroeléctricas generando un total de 649 MW se dispararon por los relés de respaldo del generador. El voltaje de transmisión de 115 KV cayó al 89% y el voltaje de 230 KV cayó a cerca del 93%.

Norte de California, Mayo 21 de 1983. Siguiendo a una interrupción en la interconexión bipolar HVDC del Pacífico (1268 MW), los voltaje a lo largo de la interconexión de 500 KV. CA del Pacífico decayeron por dos minutos. El voltaje menor fue 385 KV en la subestación de 500 KV en Vaca-Dixon (73% de la operación normal de 525 KV). El bajo voltaje causó disparo de varias bombas en varias estaciones de acueducto, llevando la recuperación. La carga inicial de la interconexión CA del Pacífico fue de 2240 MW.

Longview, Área de Washington, Agosto 10 de 1981. La temperatura fue muy caliente (41 °C). El autotransformador Allston 500/230 KV cerca a la planta nuclear Trojan estuvo fuera para mantenimiento. La planta Trojan de 1100 MW se disparó, quitando potencia y suministro de voltaje al área de Longview. Las líneas de transmisión (230 KV y 115 KV) estuvieron sobrecargadas y un número de fallas de línea única a tierra ocurrió, probablemente debido a las caídas en

árbol (caídas debidas a temperatura, y sobrecarga de corriente debido al alto voltaje y bajo voltaje). El voltaje de 13.8 KV en la planta de reducción de aluminio de Longview cayó a 12.4 KV y los operadores de la administración de potencia en Bonneville permitieron a los operadores de la planta operar los tap en los transformadores a 230/13.8 KV - ésta fue la peor cosa que pudieron hacer - el voltaje subió a 13.2 KV pero entonces cayó de nuevo de los 13 KV. En un punto el voltaje del sistema de 230 kV. cayó a 208 KV y el colapso de voltaje en el área de Longview fue eminente. 46 minutos después de la interrupción de Trojan las líneas fueron cerradas nuevamente y el transformador Allston fue restaurado al servicio.

Inglaterra, Mayo 20 de 1986. Durante una tormenta, seis circuitos de 400 KV se perdieron en el transcurso de un minuto. El voltaje decayó progresivamente después de un período de 5 minutos, con 352 KV registrados en el punto menor. Dentro de los 5 minutos siguientes 1000 MW de turbina de gas fueron colocados en línea para estabilizar el voltaje. El cierre del circuito entonces restauró el voltaje, Las predicciones fueron que el colapso de voltaje debió haber ocurrido –la especulación es que la interacción de los tap con diferentes asignaciones en el timer aminoraron la caída del voltaje, dando tiempo a la acción del operador -.

Nueva Zelanda, Dinamarca, Marzo 2 de 1979. El evento inicial fue el disparo de una unidad de 270 MW en la parte sur de la isla. No hubo reservas de potencia reactiva cercanas y el voltaje decayó debido a la restauración cercana por el tap.

Después de 15 minutos el voltaje estuvo por debajo de 0.75 p.u. haciendo imposible arrancar y sincronizar una turbina de gas de 70 MW en el área. La carga fue entonces emitida manualmente para restaurar el voltaje y permitir sincronización con la turbina de gas.

Oeste de Francia, Febrero 3 de 1990 y Noviembre de 1990. Las medidas tomadas por la Eléctrica de Francia desde el incidente de Enero 12 de 1987 contenían dos perturbaciones severas. Una tormenta violenta en Febrero 3 de 1990 causó la pérdida de los buses de 225 KV y 400 KV en la estación de generación Cordemais. El tap automático de bloqueo y la operación de descarga de la red estabilizó el sistema de potencia hasta que se hicieron la reparaciones.

En Noviembre de 1990, cuatro unidades de generación en Cordemais fueron perdidas en el transcurso de cuarenta minutos. Las opciones del operador incluyendo el bloqueo de los tap antes del criterio de bloqueo automático fue alcanzado, estabilizando el sistema nuevamente.

Illinois e Indiana, Julio 20 de 1987. Las cargas estuvieron en los niveles próximos de registro, la demanda reactiva fue mayor que la esperada, las transferencia de potencia fueron altas, y muchos generadores no estuvieron disponibles. El voltaje fue tanto como 8% debajo de lo normal en 765 KV, 11% en 345 KV y 12% en 148 KV. Como resultado, AEP añadió 138 KV de capacitores

mecánicos conmutados y colocó switches en reactores shunt de 765 KV. Los estudios indicaron que el sistema pudo haber sobrevivido a una sola contingencia.

Norte de los EU, Junio 11 de 1984. La causa de esto fue una combinación de cargas anormalmente altas, desconexiones planeadas y desconexiones forzadas. Debido a las desconexiones y al uso o de capacitores shunt disponibles, las transferencias oeste a este en la interconexión Pensilvania Nueva Jersey Maryland (PJM) y las importaciones New York Power Pool de Canadá tenían que ser reducidas para mantenerlas dentro de los límites de voltaje y reactivos de precontingencia. PJM redujo la generación en varias unidades para incrementar la salida de potencia reactiva; la potencia de reemplazo fue comprada de generadores de turbina a gas en el estado de Virginia.

Baltimore y Washington D.C., Julio 5 de 1990. Altas cargas (altas temperaturas) y desconexiones en generación resultaron en bajos voltajes de 500 KV. Reducciones de voltaje (5%), generación fuera del margen, y administración de la demanda, y apagones rotativos (400 MW) se requirieron.

Anexo C. Datos y resultados para los diferentes valores de a

A continuación se encuentran el cuadro correspondientes a los datos de entrada que se utilizaron para realizar las diferentes simulaciones de variaciones de voltaje, variando para ello el ángulo α

Los datos registrados en el cuadro 1 son tomados del flujo de carga y datos característicos de la línea.

Cuadro 1. Datos de entrada para $a = 70$

V	475 kV
E	500 MW
X	70 Ω
Vdr	500 kV
Vdi	500 kV
α	70° a 3°
γ	93°
μ	17°
Xc	20 Ω
Rcr	19 Ω
T	1
Vacr	500 kV
Vdor	675 kV

En los cuadros del 2 al 12 se encuentran consignados los datos resultantes de las ecuaciones que se utilizaron para graficar las curvas del numeral 4.5.1. Como ya

se dijo, para ésta simulación se utilizan básicamente las ecuaciones 27, 72 y 74.

En donde:

P: Carga inyectada al sistema MW

Q(CA): Flujo de reactivos por la línea de CA (Resultados correspondientes a la ecuación 27 que como ya se dijo corresponden a datos de corriente alterna).

Q y Qdr: Inyección de reactivos a los subsistemas en los extremos de la línea de CD (Resultados correspondientes a las ecuaciones 72 y 74 que como ya se dijo corresponden a datos de corriente continua).

Cuadro 2. Resultados para $a = 70$

P (MW)	Q(CA) (MW)	Q (MW)	Qdr (MW)
0	169,6	0,0	0,0
50	169,3	24,0	136,2
100	168,2	48,0	270,0
150	166,3	72,0	401,5
200	163,7	96,0	530,7
250	160,4	120,0	657,7
300	156,4	144,0	782,6
350	151,5	168,0	905,4
400	146,0	192,0	1026,1
450	139,7	216,0	1144,7
500	132,6	240,0	1261,4
550	124,8	264,0	1376,2
600	116,2	288,0	1489,1
650	106,8	312,0	1600,1
700	96,6	336,0	1709,3
750	85,7	360,0	1816,7
800	74,0	384,0	1922,3
850	61,4	408,0	2026,3
900	48,1	432,0	2128,6
950	33,9	456,0	2229,2
1000	18,9	480,0	2328,2
1050	3,1	504,0	2425,7
1100	-13,6	528,0	2521,6
1150	-31,2	552,0	2616,0
1200	-49,7	576,0	2708,9
1250	-69,0	600,0	2800,3
1300	-89,3	624,0	2890,3
1350	-110,5	648,0	2978,9
1400	-132,7	672,0	3066,1
1450	-155,8	696,0	3152,0
1500	-179,9	720,0	3236,5
1550	-205,1	744,0	3319,7
1600	-231,3	768,0	3401,7
1650	-258,6	792,0	3482,3
1700	-287,0	816,0	3561,8

Los datos de entrada de los siguientes cuadros son idénticos, se varia el ángulo α

Cuadro 3. Resultados para $a = 60$

P (MW)	Q(CA) (MW)	Q (MW)	Qdr (MW)
0	169,6	0,0	0,0
50	169,3	24,2	86,0
100	168,2	48,4	171,0
150	166,3	72,6	254,8
200	163,7	96,9	337,5
250	160,4	121,1	419,2
300	156,4	145,3	499,8
350	151,5	169,5	579,4
400	146,0	193,7	657,9
450	139,7	217,9	735,5
500	132,6	242,2	812,0
550	124,8	266,4	887,6
600	116,2	290,6	962,2
650	106,8	314,8	1035,8
700	96,6	339,0	1108,5
750	85,7	363,2	1180,3
800	74,0	387,4	1251,2
850	61,4	411,7	1321,1
900	48,1	435,9	1390,1
950	33,9	460,1	1458,3
1000	18,9	484,3	1525,6
1050	3,1	508,5	1592,0
1100	-13,6	532,7	1657,6
1150	-31,2	556,9	1722,4
1200	-49,7	581,2	1786,3
1250	-69,0	605,4	1849,4
1300	-89,3	629,6	1911,7
1350	-110,5	653,8	1973,2
1400	-132,7	678,0	2033,9
1450	-155,8	702,2	2093,8
1500	-179,9	726,5	2152,9
1550	-205,1	750,7	2211,3
1600	-231,3	774,9	2269,0
1650	-258,6	799,1	2325,9
1700	-287,0	823,3	2382,0

Cuadro 4. Resultados de para $a = 50$

P (MW)	Q(CA) (MW)	Q (MW)	Qdr (MW)
0	169,6	0,0	0,0
50	169,3	24,2	59,2
100	168,2	48,4	117,8
150	166,3	72,6	175,7
200	163,7	96,9	232,9
250	160,4	121,1	289,5
300	156,4	145,3	345,4
350	151,5	169,5	400,7
400	146,0	193,7	455,3
450	139,7	217,9	509,4
500	132,6	242,2	562,7
550	124,8	266,4	615,5
600	116,2	290,6	667,6
650	106,8	314,8	719,2
700	96,6	339,0	770,1
750	85,7	363,2	820,4
800	74,0	387,4	870,1
850	61,4	411,7	919,3
900	48,1	435,9	967,9
950	33,9	460,1	1015,8
1000	18,9	484,3	1063,3
1050	3,1	508,5	1110,1
1100	-13,6	532,7	1156,4
1150	-31,2	556,9	1202,1
1200	-49,7	581,2	1247,3
1250	-69,0	605,4	1291,9
1300	-89,3	629,6	1336,0
1350	-110,5	653,8	1379,6
1400	-132,7	678,0	1422,6
1450	-155,8	702,2	1465,1
1500	-179,9	726,5	1507,0
1550	-205,1	750,7	1548,5
1600	-231,3	774,9	1589,4
1650	-258,6	799,1	1629,8
1700	-287,0	823,3	1669,7

Cuadro 5. Resultados de para $a = 40$

P (MW)	Q(CA) (MW)	Q (MW)	Qdr (MW)
0	169,6	0,0	0,0
50	169,3	24,2	41,7
100	168,2	48,4	82,9
150	166,3	72,6	123,7
200	163,7	96,9	164,0
250	160,4	121,1	203,8
300	156,4	145,3	243,2
350	151,5	169,5	282,1
400	146,0	193,7	320,5
450	139,7	217,9	358,5
500	132,6	242,2	396,0
550	124,8	266,4	433,1
600	116,2	290,6	469,7
650	106,8	314,8	505,9
700	96,6	339,0	541,6
750	85,7	363,2	576,9
800	74,0	387,5	611,8
850	61,4	411,7	646,2
900	48,1	435,9	680,2
950	33,9	460,1	713,8
1000	18,9	484,3	746,9
1050	3,1	508,5	779,6
1100	-13,6	532,8	811,9
1150	-31,2	557,0	843,8
1200	-49,7	581,2	875,3
1250	-69,0	605,4	906,3
1300	-89,3	629,6	937,0
1350	-110,5	653,8	967,2
1400	-132,7	678,1	997,1
1450	-155,8	702,3	1026,5
1500	-179,9	726,5	1055,6
1550	-205,1	750,7	1084,2
1600	-231,3	774,9	1112,4
1650	-258,6	799,1	1140,3
1700	-287,0	823,3	1167,7

Cuadro 6. Resultados de para $a = 30$

P (MW)	Q(CA) (MW)	Q (MW)	Qdr (MW)
0	169,6	0,0	0,0
50	169,3	24,0	28,7
100	168,2	48,0	57,0
150	166,3	72,0	84,9
200	163,7	96,0	112,5
250	160,4	120,0	139,7
300	156,4	144,0	166,5
350	151,5	168,0	192,9
400	146,0	192,0	219,0
450	139,7	216,0	244,7
500	132,6	240,0	270,1
550	124,8	264,0	295,1
600	116,2	288,0	319,7
650	106,8	312,0	344,0
700	96,6	336,0	368,0
750	85,7	360,0	391,5
800	74,0	384,0	414,8
850	61,4	408,0	437,6
900	48,1	432,0	460,2
950	33,9	456,0	482,3
1000	18,9	480,0	504,2
1050	3,1	504,0	525,7
1100	-13,6	528,0	546,8
1150	-31,2	552,0	567,6
1200	-49,7	576,0	588,1
1250	-69,0	600,0	608,2
1300	-89,3	624,0	628,0
1350	-110,5	648,0	647,4
1400	-132,7	672,0	666,5
1450	-155,8	696,0	685,3
1500	-179,9	720,0	703,7
1550	-205,1	744,0	721,9
1600	-231,3	768,0	739,6
1650	-258,6	792,0	757,1
1700	-287,0	816,0	774,2

Cuadro 7. Resultados de para $a = 25$

P (MW)	Q(CA) (MW)	Q (MW)	Qdr (MW)
0	169,6	0,0	0,0
50	169,3	24,0	23,1
100	168,2	48,0	45,9
150	166,3	72,0	68,4
200	163,7	96,0	90,5
250	160,4	120,0	112,3
300	156,4	144,0	133,7
350	151,5	168,0	154,8
400	146,0	192,0	175,6
450	139,7	216,0	196,0
500	132,6	240,0	216,1
550	124,8	264,0	235,9
600	116,2	288,0	255,3
650	106,8	312,0	274,5
700	96,6	336,0	293,2
750	85,7	360,0	311,7
800	74,0	384,0	329,8
850	61,4	408,0	347,6
900	48,1	432,0	365,1
950	33,9	456,0	382,2
1000	18,9	480,0	399,1
1050	3,1	504,0	415,6
1100	-13,6	528,0	431,8
1150	-31,2	552,0	447,7
1200	-49,7	576,0	463,2
1250	-69,0	600,0	478,5
1300	-89,3	624,0	493,4
1350	-110,5	648,0	508,0
1400	-132,7	672,0	522,3
1450	-155,8	696,0	536,3
1500	-179,9	720,0	549,9
1550	-205,1	744,0	563,3
1600	-231,3	768,0	576,3
1650	-258,6	792,0	589,1
1700	-287,0	816,0	601,5

Cuadro 8. Resultados de para $a = 20$

P (MW)	Q(CA) (MW)	Q (MW)	Qdr (MW)
0	169,6	0,0	0,0
50	169,3	24,0	18,0
100	168,2	48,0	35,8
150	166,3	72,0	53,2
200	163,7	96,0	70,2
250	160,4	120,0	87,0
300	156,4	144,0	103,5
350	151,5	168,0	119,6
400	146,0	192,0	135,4
450	139,7	216,0	150,9
500	132,6	240,0	166,1
550	124,8	264,0	181,0
600	116,2	288,0	195,6
650	106,8	312,0	209,8
700	96,6	336,0	223,8
750	85,7	360,0	237,4
800	74,0	384,0	250,8
850	61,4	408,0	263,8
900	48,1	432,0	276,5
950	33,9	456,0	289,0
1000	18,9	480,0	301,1
1050	3,1	504,0	312,9
1100	-13,6	528,0	324,4
1150	-31,2	552,0	335,6
1200	-49,7	576,0	346,5
1250	-69,0	600,0	357,1
1300	-89,3	624,0	367,4
1350	-110,5	648,0	377,5
1400	-132,7	672,0	387,2
1450	-155,8	696,0	396,6
1500	-179,9	720,0	405,7
1550	-205,1	744,0	414,5
1600	-231,3	768,0	423,0
1650	-258,6	792,0	431,3
1700	-287,0	816,0	439,2

Cuadro 9. Resultados para $a = 15$

P (MW)	Q(CA) (MW)	Q (MW)	Qdr (MW)
0	169,6	0,0	0,0
50	169,3	24,0	13,2
100	168,2	48,0	26,2
150	166,3	72,0	38,8
200	163,7	96,0	51,2
250	160,4	120,0	63,2
300	156,4	144,0	74,9
350	151,5	168,0	86,4
400	146,0	192,0	97,5
450	139,7	216,0	108,4
500	132,6	240,0	118,9
550	124,8	264,0	129,2
600	116,2	288,0	139,1
650	106,8	312,0	148,8
700	96,6	336,0	158,1
750	85,7	360,0	167,2
800	74,0	384,0	176,0
850	61,4	408,0	184,4
900	48,1	432,0	192,6
950	33,9	456,0	200,5
1000	18,9	480,0	208,1
1050	3,1	504,0	215,4
1100	-13,6	528,0	222,4
1150	-31,2	552,0	229,2
1200	-49,7	576,0	235,6
1250	-69,0	600,0	241,7
1300	-89,3	624,0	247,6
1350	-110,5	648,0	253,2
1400	-132,7	672,0	258,4
1450	-155,8	696,0	263,4
1500	-179,9	720,0	268,1
1550	-205,1	744,0	272,5
1600	-231,3	768,0	276,6
1650	-258,6	792,0	280,5
1700	-287,0	816,0	284,0

Cuadro 10. Resultados para $a = 10$

P (MW)	Q(CA) (MW)	Q (MW)	Qdr (MW)
0	169,6	0,0	0,0
50	169,3	24,0	8,7
100	168,2	48,0	17,0
150	166,3	72,0	25,1
200	163,7	96,0	32,9
250	160,4	120,0	40,4
300	156,4	144,0	47,7
350	151,5	168,0	54,6
400	146,0	192,0	61,2
450	139,7	216,0	67,6
500	132,6	240,0	73,6
550	124,8	264,0	79,4
600	116,2	288,0	84,9
650	106,8	312,0	90,1
700	96,6	336,0	95,0
750	85,7	360,0	99,6
800	74,0	384,0	104,0
850	61,4	408,0	108,0
900	48,1	432,0	111,8
950	33,9	456,0	115,3
1000	18,9	480,0	118,5
1050	3,1	504,0	121,4
1100	-13,6	528,0	124,0
1150	-31,2	552,0	126,3
1200	-49,7	576,0	128,4
1250	-69,0	600,0	130,2
1300	-89,3	624,0	131,7
1350	-110,5	648,0	132,9
1400	-132,7	672,0	133,8
1450	-155,8	696,0	134,4
1500	-179,9	720,0	134,8
1550	-205,1	744,0	134,8
1600	-231,3	768,0	134,6
1650	-258,6	792,0	134,1
1700	-287,0	816,0	133,4

Cuadro 11. Resultados para $a = 5$

P (MW)	Q(CA) (MW)	Q (MW)	Qdr (MW)
0	169,6	0,0	0,0
50	169,3	24,0	4,2
100	168,2	48,0	8,2
150	166,3	72,0	11,8
200	163,7	96,0	15,2
250	160,4	120,0	18,3
300	156,4	144,0	21,1
350	151,5	168,0	23,6
400	146,0	192,0	25,9
450	139,7	216,0	27,8
500	132,6	240,0	29,5
550	124,8	264,0	30,9
600	116,2	288,0	32,0
650	106,8	312,0	32,8
700	96,6	336,0	33,4
750	85,7	360,0	33,6
800	74,0	384,0	33,6
850	61,4	408,0	33,3
900	48,1	432,0	32,7
950	33,9	456,0	31,8
1000	18,9	480,0	30,7
1050	3,1	504,0	29,2
1100	-13,6	528,0	27,5
1150	-31,2	552,0	25,5
1200	-49,7	576,0	23,2
1250	-69,0	600,0	20,6
1300	-89,3	624,0	17,8
1350	-110,5	648,0	14,6
1400	-132,7	672,0	11,2
1450	-155,8	696,0	7,5
1500	-179,9	720,0	3,5
1550	-205,1	744,0	0,8
1600	-231,3	768,0	5,3
1650	-258,6	792,0	10,2
1700	-287,0	816,0	15,3

Cuadro 12. Resultados para $a = 3$

P (MW)	Q(CA) (MW)	Q (MW)	Qdr (MW)
0	169,6	0,0	0,0
50	169,3	24,0	2,5
100	168,2	48,0	4,7
150	166,3	72,0	6,6
200	163,7	96,0	8,2
250	160,4	120,0	9,6
300	156,4	144,0	10,6
350	151,5	168,0	11,4
400	146,0	192,0	11,9
450	139,7	216,0	12,1
500	132,6	240,0	12,0
550	124,8	264,0	11,7
600	116,2	288,0	11,0
650	106,8	312,0	10,1
700	96,6	336,0	8,9
750	85,7	360,0	7,4
800	74,0	384,0	5,7
850	61,4	408,0	3,6
900	48,1	432,0	1,3
950	33,9	456,0	1,4
1000	18,9	480,0	4,3
1050	3,1	504,0	7,4
1100	-13,6	528,0	10,9
1150	-31,2	552,0	14,7
1200	-49,7	576,0	18,7
1250	-69,0	600,0	23,0
1300	-89,3	624,0	27,6
1350	-110,5	648,0	32,5
1400	-132,7	672,0	37,7
1450	-155,8	696,0	43,1
1500	-179,9	720,0	48,9
1550	-205,1	744,0	54,9
1600	-231,3	768,0	61,2
1650	-258,6	792,0	67,8
1700	-287,0	816,0	74,7