

ESTUDIO Y APLICACIÓN DE FACTS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO

Valdiviezo G. Ismael J., Ing.
ismaeljavier10@gmail.com

Rosales Acosta Andrés
andres.rosales@celec.com.ec

Escuela Politécnica Nacional

RESUMEN

Este documento, se centra en el estudio para el mejoramiento de la estabilidad angular, a través de la implementación de un dispositivo FACTS (Flexible AC Transmission System), Thyristor Controlled Series Capacitor (TCSC), en un sistema de prueba y luego en la red eléctrica del Sistema Nacional Interconectado (SNI). El dispositivo mencionado ha sido modelado para su contribución especialmente en cuanto a estabilidad transitoria y amortiguamiento de oscilaciones de potencia.

La respuesta gráfica de los análisis transitorios y de pequeña señal, en el sistema de prueba, muestran la flexibilidad del TCSC y su contribución en cuanto al incremento de la estabilidad en el sistema. Además, luego de un determinado procedimiento para la ubicación del TCSC en la red eléctrica de 230 kV del SNI y de sintonizar el dispositivo, se logra determinar que la línea de transmisión de 230 kV Pomasqui-Jamondino en sus cuatro circuitos, es la más efectiva, para mejorar la estabilidad. Esto lo demuestran los resultados sintetizados en el final de este documento. Para las simulaciones de estabilidad de pequeña señal y estabilidad transitoria se utilizó DigSilent 13.2.339.

ENERGÍA NO SERVIDA POR CAUSAS NO PROGRAMADAS [1]

En este enfoque se pretende resaltar las fallas ocurridas en líneas de transmisión eléctrica, ya que estas ocupan el segundo lugar en la lista de contingencias más importantes en nuestra red, con un 14.91% de ocurrencia en el año (ver Figura 1.1), por lo que es una buena opción, utilizar esta contingencia en ensayos de aplicación FACTS.

Además, si bien es cierto, las fallas en subestaciones (bahías) tienen un mayor

porcentaje de ocurrencia que en líneas de transmisión, estas no provocan riesgos altos de colapso en el sistema eléctrico, a diferencia de las fallas en líneas de transmisión eléctrica, que sí provocan riesgos muy altos de colapso, por la desconexión importante de carga post-contingencia. En la Tabla 1.1, se indica un resumen con las fallas o contingencias más importantes ocurridas el 2009 y sus respectivas desconexiones de carga.

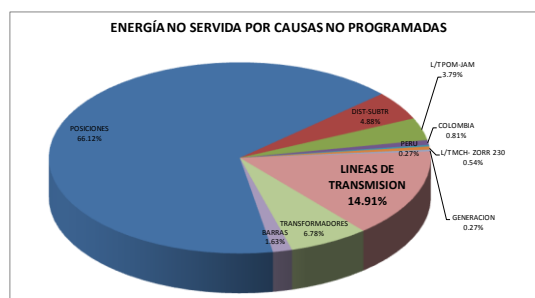


Fig. 1.1 Energía no servida por fallas en el sistema eléctrico ecuatoriano.

RESUMEN DE PRINCIPALES FALLAS EN EL SNI E INTERCONEXIONES INTERNACIONALES			
MES	FECHA	FALLA	OBSERVACIONES
Enero	10 a las 23h21	L/T PASC-SILTRAL 138 KV	Actuó el EAC: Desconexión de 63 MW de carga
	15 a las 16h11	POSC VRGL-E_GVAQUIL	Altos voltajes en la zona y disparos de Circuitos 1,2 y3 de la interconexión con Colombia por potencia inversa
	15 a las 16h58	L/T SROS-TOT 230KV	Sobrecarga en líneas aledañas y desconexión de 1625 MW. Se producen eventos posteriores que arrojo un total de energía no servida de 4577 MWh
Febrero	05 a las 13h23	POSC TRAF0 (63/13.8)	Desconexión 90.6 MW de carga
	07 a las 12h02	L/T A_TNU-A_SNTOS 69KV	Desconexión 419.2 MW de carga
Marzo	04 a las 15h55	L/T MIL-S IDELF 138 Kv	Desconexión 109 MW de carga
	19 a las 14h25	POSC S/E DAUL-PERP_B2	Desconexión 145 MW de carga
	22 a las 22h56	L/T DAUL-PERP	Desconexión 111 MW de carga
Abril	17 a las 11h47	CENTRAL(GEN 131.2 MW)	Bajos voltajes; Desconexión de 77.9 MW; oscilaciones potencia entre TV2 y TV3 Gonzalo Cevallos
	21 a las 10h51	POSC en S/E SALTRL B138	Desconexión 300 MW de carga
Mayo	04 a las 13h26	L/T POM-JAM (4c)	Actua el EAC 1 paso desconexión 138.1 MW en todas las empresas distribuidoras
	16 a las 00h50	POSC EN S/E PORTOVIEJO	Desconexión 89 MW de carga -Manabí
Junio	06 a las 07h44	POSC en S/E MACHALA	Desconexión de 41.1 MW de carga -El Oro
	20 a las 09h34	POSC en S/E POLICENTRO	Desconexión de 81.5 MW
Agosto	01 a las 09h34	L/T MIL_S IDELFNS 138 KV	Desconexión de 66.6 MW de carga-El Oro
	02 a las 08h15	POSC AUTOTRAFO 138/69	Desconexión 102.3 MW de carga-Loja y Azuagues
Septiembre	05 a las 17h29	POSC AUTOTRAFO POLIC	Desconexión 89.5 MW de carga-Guayaquil
Octubre	20 a las 04h51	POSC en S/E POMASQUI	Desconexión 46.6 MW de carga - Quito
Noviembre	17 a las 10h46	POSC TRAF0-MACHALA	Desconexión 51.8 MW-El Oro
Diciembre	06 a las 21h09	L/T SDOM-ESMRDL 138 KV	Desconexión de 67.1 MW - Esmeraldas

Tabla 1.1 Principales fallas en el SNI

ESTABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA [2] [3]

Estabilidad de un sistema eléctrico es la capacidad de dicho sistema para, a partir de una condición inicial de operación dada, recuperar un estado de equilibrio operacional después de haber estado sujeto a una perturbación física, con el mayor número de variables dentro de sus límites, de tal manera que prácticamente el sistema completo permanece intacto[2].

Consecuentemente y enfocándonos en el mejoramiento de la estabilidad angular, se analizará que tipo de compensación con FACTS sería adecuada, como alternativa, para alcanzar nuestros propósitos.

Estabilidad de ángulo.- Es la capacidad de las máquinas síncronas de un sistema interconectado para mantener el sincronismo después de haber estado sometidas a una perturbación.

Estabilidad de pequeña señal.- Se refiere a la capacidad del sistema para mantener el sincronismo bajo pequeñas perturbaciones.

Estabilidad transitoria.- Es la capacidad del sistema eléctrico para mantener el sincronismo cuando es sometido a una perturbación fuerte.

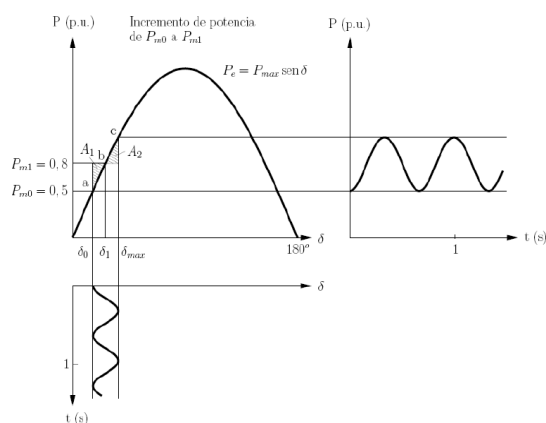


Figura 1.2 se observa las oscilaciones de un sistema ante una perturbación.

Entonces es preciso analizar los factores que afectan la estabilidad transitoria, lo cuales, indicamos a continuación:

1. La carga del generador.
2. La potencia eléctrica del generador durante la falla.
3. El tiempo de despeje de falla.

4. El equivalente eléctrico del sistema después de la falla
5. La inercia del generador.
6. La tensión interna del generador, que a su vez depende de la excitación del rotor.
7. La tensión de la red de transporte.

Pero tendremos que descartar los literales 1, 2, 3, 5 y 6, ya que 2, 5 y 6 son propios de los generadores y los FACTS no actúan directamente sobre los generadores. 1 y 3 no se pueden controlar. Lo que si podemos controlar son los voltajes en las barras y el equivalente eléctrico después de la falla, variables y parámetros que corresponden a la red de transporte de energía (ver Figura 1.3). La ecuación que gobierna el flujo de energía por las líneas es:

$$P_e = \frac{E' E_{red}}{X_t} \text{sen } \delta = P_{max} \text{sen } \delta \quad (1)$$

Donde

$$P_{max} = \frac{E' E_{red}}{X_t} \quad (2)$$

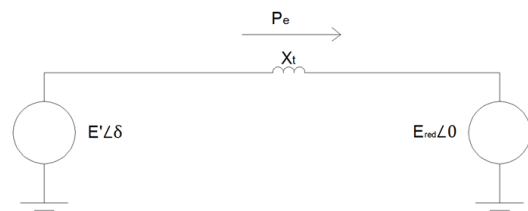


Figura 1.3 Sistema equivalente reducido

En el sistema equivalente E' y E_{red} son los voltajes en los extremos de la red, δ es la diferencia angular en los extremos y X_t , es la impedancia de la red de transporte.

Entonces un adecuado control de las variables de la ecuación (1), con una correcta ubicación y un funcionamiento del FACTS seleccionado, permitirá incrementar los márgenes de estabilidad y amortiguamiento de oscilaciones de potencia en los sistemas eléctricos de prueba.

SISTEMAS FLEXIBLES DE TRANSMISIÓN AC (FACTS)

Los Sistemas de Transmisión y Distribución de las empresas eléctricas han comenzado un tremendo cambio debido a la creciente demanda de la energía eléctrica, la apertura de los mercados, el desarrollo de la electrónica de potencia, microprocesadores, y comunicaciones en general. Precisamente

los tres últimos puntos son los que permiten un control efectivo sobre variables del sistema de potencia (voltajes, ángulo y potencia) a velocidades impresionantes. Lo cual hace que los FACTS se conviertan en una herramienta valiosísima en las redes de transporte de energía en la actualidad.

Controladores en Paralelo (shunt)

El controlador shunt puede poseer también una impedancia variable, una fuente variable, o una combinación de estos. En principio todos los controladores shunt inyectan corriente en el sistema en el punto de conexión. De este modo una impedancia shunt variable conectada a la tensión de línea causa un flujo de corriente variable y por lo tanto representa una inyección de corriente en la línea. En la medida en que la corriente inyectada se encuentre en cuadratura de fase con la tensión de línea, el controlador shunt actuará suministrando o consumiendo solamente potencia reactiva variable. Si la cuadratura de fase no se verifica, el controlador incluirá en su actuación a la potencia activa.

Ejemplos de controladores Shunt: STATCOM, SSG, SVC, TCR, TSR, TSC, SVS, TCBR.

Controladores Serie

El controlador serie es una impedancia variable, tal como un capacitor, reactor, etc., o una fuente variable basada en electrónica de potencia de frecuencia nominal, subsincrónica y frecuencias armónicas (o una combinación) para satisfacer los requerimientos originados durante la operación del sistema. En principio, todos los controladores serie inyectan tensión en serie con la línea. De esta manera, una impedancia variable multiplicada por el flujo de corriente a través de ella, representa una tensión en serie inyectada en la línea. En la medida en que la tensión se encuentre en cuadratura de fase con la corriente de línea, el controlador serie actuará suministrando o consumiendo solamente potencia reactiva variable. Si la cuadratura de fase no se verifica, el controlador incluirá en su actuación a la potencia activa.

Ejemplos de controladores Serie: SSSC, TCSC, TSSC, TCSR, TSSR.

Controladores combinados conectados en paralelo y serie

Estos controladores están integrados por una combinación de controladores shunt y serie separados, los cuales se controlan en una manera coordinada. Otra alternativa puede ser un controlador unificado (Unified Power Flow Controller) con elementos serie y shunt. En principio, los controladores combinados serie y shunt inyectan corriente en el sistema mediante su componente shunt y tensión en serie en la línea con el correspondiente componente serie del controlador. Sin embargo cuando los controladores serie y shunt están unificados, se puede efectuar un intercambio de potencia activa entre los controladores serie y shunt a través del vínculo de potencia.

Ejemplos de controladores Combinados: UPFC, TCPST, IPFC

Otros controladores: Limitador de tensión controlado por tiristores (TCVL); regulador de tensión controlado por tiristores (TCVR).

Es conocido que la compensación paralela actúa directamente sobre el voltaje en los extremos de las barras, por lo que descartamos esta alternativa para nuestro propósito.

Por lo tanto, se requiere de un FACTS de compensación serie, que controle, alguno de las variables de la ecuación (1) y de entre ellos, la referencia técnica, como atributos de control y una perspectiva económica, recogida de estos dispositivos, serán complementos para una adecuada selección.

RESUMEN Y COMPARACIÓN DE TECNOLOGÍAS FACTS								
DISPOSITIVO	ESTABILIDAD DE VOLTAJE	CONTROL DE FLUJOS DE POTENCIA	LIMITACION DE LA CORRIENTE DE C.C.	MITIGACION DEL DESBALANCE DE VOLTAJE	RANGO DE PERIODOS %	COSTOS (€/kvar)	VELOCIDAD DE RESPUESTA	NIVEL DE DESARROLLO
SVC (fijo)	***	*	—	***	0,6	€ 50	Rápido (2-3 ciclos)	Maduro
SVC (Reubicable)	***	*	—	***	0,6	€ 55	Rápido (2-3 ciclos)	Maduro
STATCOM	****	**	—	****	1	€80-100	Muy rápido (1-2 ciclos)	Completamente desarrollado
UPFC	****	****	**	****	1-1,2	€ 170	Muy rápido (1-2 ciclos)	Demostraciones (prototipos)
TSC	**	**	*	—	0,8-1,2	€ 45	Rápido (2-3 ciclos)	Completamente desarrollado
TBAFO CAMBIADOR DE FASE	*	***	*	—	0,4-0,7	€20 Max angulo	Lento (5-10 ciclos)	Maduro

Tabla 1.2 Resumen y perspectiva económica de las tecnologías FACTS mas importantes (Gers: Consultoría FACTS)

El Thyristor Controlled Serie Capacitor (TCSC) es dispositivo sencillo de compensación serie muy efectiva y menos cara que otros, que actúa directamente sobre la impedancia de la línea de transmisión,

acortándola eléctricamente de sus extremos. Además, de inyectar reactivos serie en la línea.

EL CAPACITOR SERIE CONTROLADO POR TIRISTORES (TCSC)

El capacitor serie controlado por tiristores (TCSC) es un dispositivo FACTS que se utiliza como compensador serie. Es muy conocido que la transmisión de potencia de AC a través de grandes líneas de transmisión está limitada principalmente por la impedancia serie de la línea. Con el desarrollo del TCSC se ha logrado obtener una compensación variable, que ayuda a resolver problemas de estabilidad de voltaje, mejoramiento de la estabilidad transitoria, amortiguamiento de oscilaciones de potencia y el incremento del flujo de potencia a través de las líneas de transmisión.

Este dispositivo está caracterizado por una rápida respuesta, un amplio rango de operación y una alta confiabilidad. Es un dispositivo basado en un conjunto tiristores con un banco de capacitores y reactores (inductores). La configuración más popular para este dispositivo es un capacitor fijo en serie con un reactor controlado por tiristores (TCR), que está en paralelo a la línea, Como muestra la Figura 1.4.

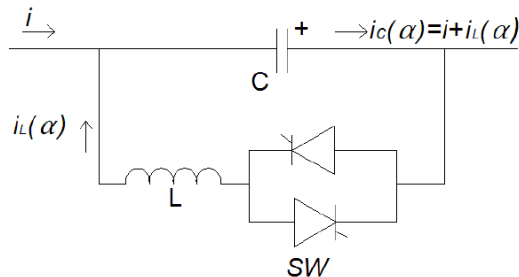


Figura 1.4 Modulo básico del TCSC

Impedancia del TCSC

$$X_{TCSC}(\alpha) = \frac{X_C X_L(\alpha)}{X_L(\alpha) - X_C}$$

$$X_L(\alpha) = X_L \frac{\pi}{\pi - 2\alpha - \sin \alpha} ;$$

$$X_L \leq X_L(\alpha) \leq \infty$$

La corriente del TCR es casi en su totalidad reactiva, atrasada 90° con respecto al voltaje. La componente

activa de la corriente es muy pequeña y por lo tanto las pérdidas del dispositivo son despreciables; éstas se encuentran en el rango de 0.5 – 2% de la potencia reactiva. Por lo tanto, una de las suposiciones que se harán en este trabajo será despreciar la resistencia del inductor

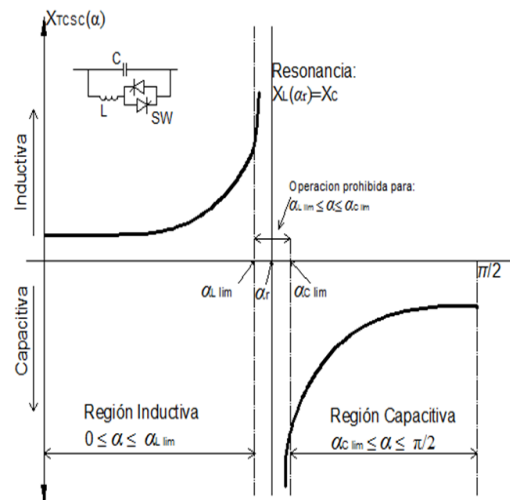


Figura 1.5 Impedancia del TCSC vs el ángulo de disparo (α). (Hingorami: Understanding FACTS)

MODOS DE OPERACIÓN DEL TCSC

Modo de Bloqueo (No Conducción)

En dicho modo los tiristores no conducen ya que no se generan pulsos de disparo para la compuerta, por lo cual el TCSC se comporta como un banco de condensadores serie fijo.

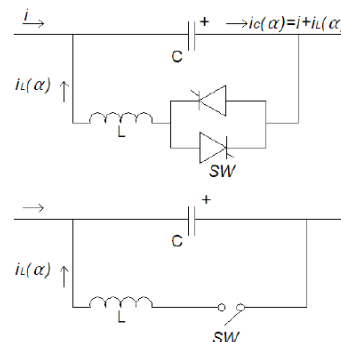


Figura 1.6 Modo Bloqueo $i_L = 0$

Modo de Conducción o Bypass

En este modo se generan pulsos continuos de disparo para las compuertas de los tiristores, lo que permite que éstos conduzcan permanentemente durante el semiciclo de la onda de tensión en el condensador. La conducción continua de los tiristores hace que predomine el efecto del TCR (reactancia menor) sobre el del condensador, generándose un efecto neto de una pequeña reactancia inductiva. En este modo de operación la mayoría de la corriente de línea circula a través del TCR.

Modo Vernier

En este modo, las válvulas operan con un control en el ángulo de disparo y como consecuencia los tiristores conducen parcialmente durante un intervalo del ciclo de la onda de tensión. Por medio del control del ángulo de disparo, es posible controlar efectivamente la corriente fundamental que fluye a través de los tiristores (TCR). Dependiendo de la magnitud de dicha corriente, el TCSC puede presentar una reactancia aparente neta inductiva o capacitiva.

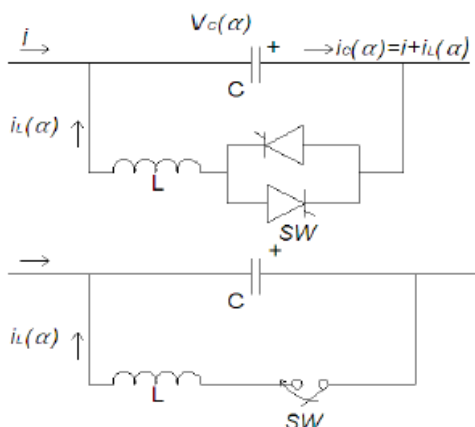


Figura1.7 Modo Vernier, conducción parcial del TCR.

Diagrama de Bloques

El diagrama de bloques del modelo del TCSC desarrollado y posteriormente implementado en el software DigSilent 13.2.339, aparece en la Figura 1.8 Este modelo está compuesto por un bloque de amortiguamiento de oscilaciones de potencia del cual sale una reactancia modulada, y una entrada auxiliar para el control de la estabilidad transitoria, la cual representaría órdenes discretas sobre el TCSC para operar en caso de falla en una línea.

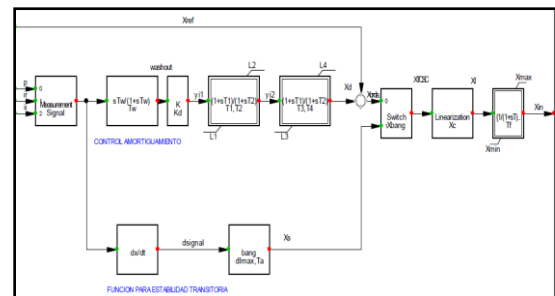


Figura1.8 Esquema de bloques del TCSC

Estructura de Control

La estructura del control depende del objetivo de la aplicación del TCSC. Este control puede ser usado para tres propósitos principales: control del flujo de potencia, amortiguamiento de las oscilaciones de potencia o para la eliminación de la resonancia subsíncrona (SSR). La diferencia más notable entre estas tres aplicaciones, es la estructura de control usada y las especificaciones del equipo.

APLICACIÓN DEL TCSC A SISTEMAS DE POTENCIA

Para incrementar la estabilidad angular, tanto oscilatoria como transitoria de sistemas eléctricos. Estudiaremos un sistema de 500 kV de dos áreas (S2A, Figura 1.9) el cual consta de dos generadores equivalentes interconectados por una

línea de 200 km de distancia, en medio de la cual se coloca el TCSC para mejorar la estabilidad.

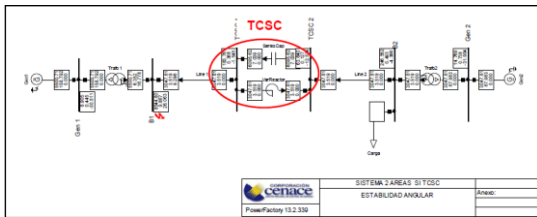


Figura 1.9 Sistema de 2 áreas(S2A)- si TCSC

Simulación

El evento de la contingencia en el sistema de dos áreas, realiza un incremento en el torque del generador uno y una reducción en igual proporción para el generador 2, de esta manera se intenta reproducir un caso de pequeña señal (pequeñas variaciones de carga o generación en un sistema de potencia), para analizar su comportamiento y cuál es la respuesta del TCSC a este tipo de perturbaciones. El porcentaje de variación de generación es del 5%. Entonces se procede a realizar la contingencia mencionada y se observa que la oscilación de pequeña señal, nos permitirá analizar el aporte, que nos ofrece el sistema de amortiguamiento del TCSC.

Resultados

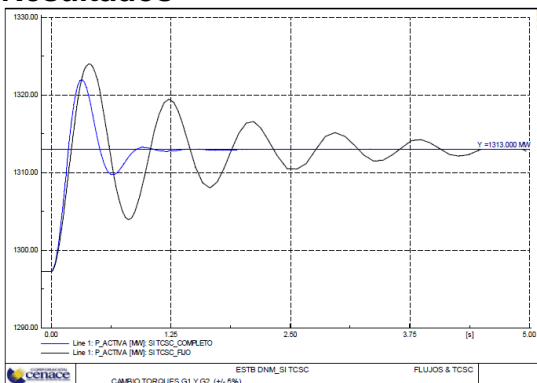


Figura 1.10 Potencia Activa del S2A con el TCSC (fijo) y con el TCSC (completo).

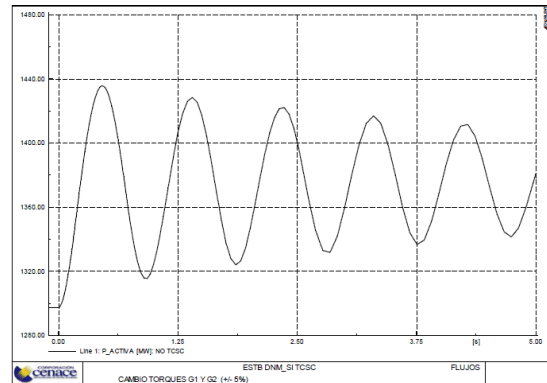


Figura 1.11 Potencia Activa del S2A – no TCSC.

En la Figura 1.10 se indica dos respuestas del sistema de 2 áreas con la aplicación del TCSC, la respuesta más amortiguada incorpora el sistema de control de amortiguamiento del TCSC, mientras que la señal de color negro indica la respuesta del sistema que no tiene el bloque de amortiguamiento y su respuesta es como la de una compensación serie tradicional, es decir, el TCSC no incorpora el sistema de amortiguamiento.

La Figura 6.10 indica la respuesta de potencia activa del sistema de dos áreas sin el TCSC. En este oscilograma se muestra que ante la contingencia, el sistema responde con una oscilación bastante pronunciada en relación a la que nos ofrece el sistema con la aplicación del TCSC.

De esta manera demostramos que la compensación capacitiva serie controlada por tiristores incrementa la estabilidad oscilatoria del sistema.

Aplicación al SNI

Mediante ensayo-error en las principales líneas de transmisión del sistema interconectado buscaremos el sitio más idóneo para la aplicación del TCSC ante fallas y perturbaciones.

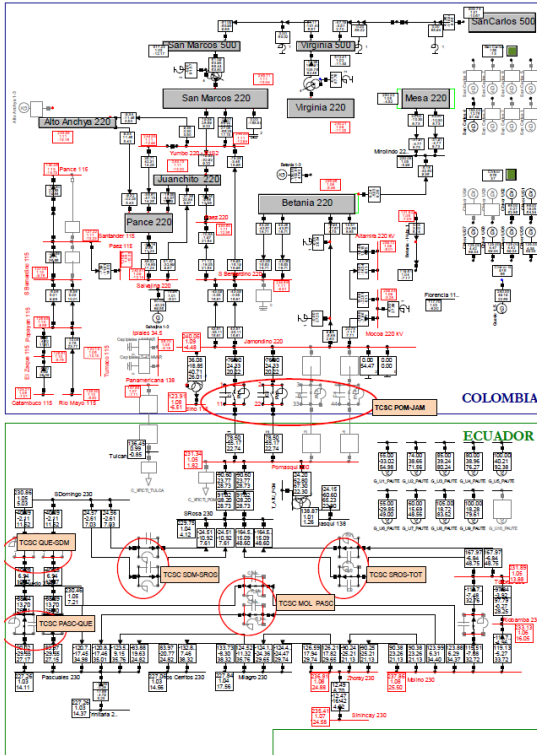


Figura 1.12 Sistema Nacional Interconectado con TCSCs.

Resultados

Los resultados mostrados en diagramas de bloques se han estructurado de tal forma que cada uno de ellos reúne el aporte de cada una de las contingencias al colapso del sistema, es decir, que la mejor opción correspondería al bloque que tenga menor contribución al colapso.

Por ejemplo, si en una de las cinco posiciones seleccionadas para probar el funcionamiento del TCSC, se tiene una marcada diferencia ante el posible colapso del sistema, esta posición sería la mejor opción de todas las demás, caso contrario si esta diferencia es mínima, entonces sería no recomendable la instalación del TCSC en nuestro sistema. Es preciso indicar que las contingencias se realizaron a $\frac{3}{4}$ de distancia de la línea.

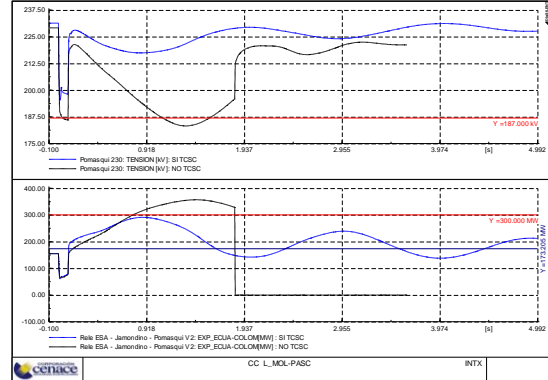


Figura 1.13 Resultados de voltaje y potencia en la línea 230 Pomasqui-Jamondino, ante la contingencia n-2 de la línea Molino-Pascuales 230 kV.

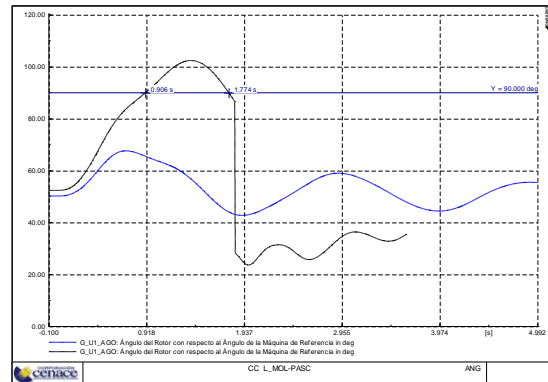


Figura 1.14 de ángulo de los generadores que más participan en la oscilación, ante la contingencia n-2 de la línea Molino-Pascuales 230 kV.

CONCLUSIONES

- El crecimiento de generación y demanda en nuestro sistema, implica el incremento de flujo por las líneas, haciendo necesaria la implementación de tecnologías nuevas, como los FACTS, que optimizan las redes de transmisión ó aumentando su capacidad de transporte.
- La mejor opción para la ubicación del TCSC en el Sistema Nacional Interconectado resultó ser en la línea Jamondino – Pomasqui en los cuatro circuitos, ya que las respuestas son muy satisfactorias.

- También se simuló la respuesta del sistema ante las mismas contingencias, pero ubicando la compensación en dos líneas-doble circuito a la vez, obteniendo resultados poco satisfactorios.
- Ante una falla, la compensación capacitiva del TCSC puede empeorar las condiciones de estabilidad del sistema. Por eso es necesario identificar cuáles son los puntos de operación en los que existe esta posibilidad, ya que gracias a la flexibilidad y rápida respuesta de los FACTS, se puede configurar el TCSC para deshabilitarlo (modo de operación bloqueo) o incluso hacer que tenga predominio inductivo (modo de operación vernier) y así aprovechar al máximo y en la medida que se pueda, solo sus bondades.

REFERENCIAS

- [1] CENACE. Informe Anual 2009. Características de operación del SNI.
- [2] GALLARDO, Carlos. Estabilidad y Amortiguamiento de Oscilaciones en Sistemas Eléctricos con Alta Penetración Eólica. Leganés/Getafe, Julio 2009.
- [3] LEDESMA, Pablo. Estabilidad Transitoria. Universidad Carlos Tercero de Madrid. Madrid España, Septiembre 2008.
- [4] ACHA, Enrique; ESQUIVEL, Claudio R. PEREZ, Hugo. CAMACHO, Cesar. Facts. Modeling and Simulation in Power Networks. John Wiley & Sons Ltd. England 2004.

[5] ZHANG, Xiao-Ping; REHTANZ, Christian, PAL, Bikash. Flexible AC Transmission System. Modelling and Control. Primera Edición. Springer-Verlag. Berlín Heidelberg 2006.

[6] HINGORAMI, Narain; GYUGYI, Laszlo. Understanding FACTS. Mohamed E. El-Hawary Editor Consultor. IEEE Power Engineering Society, Sponsor. NY 2000.

[7] RAMIREZ, Juan Manuel. FACTS. Unidad de Guadalajara. CINVESTAV. Guadalajara México. Mayo 2009. <http://www.dispositivosfacts.com.mx>.

INFORMACIÓN DE LOS AUTORES

Ismael Javier Valdiviezo Gordillo



El Sr. Ismael Valdiviezo nació el 8 de diciembre de 1982 en la ciudad de Quito, Ecuador. Sus estudios secundarios los realizó en el Instituto Nacional "Mejía". En el 2011 obtiene el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional

Dr. Andrés Rosales Acosta



El Dr.-Ing. Andrés Rosales Acosta nació el 28 de abril de 1977 en la ciudad de Quito, Ecuador. Realizó sus estudios superiores en la *Escuela Politécnica Nacional (EPN)*, donde se graduó de Ingeniero en Electrónica y Control. Su Doctorado en Ingeniería en Sistemas de Control lo obtuvo en el 2009 luego de cursar sus estudios en el *Instituto de Automática (INAUT)* de la *Universidad Nacional de San Juan*, Argentina; además realizó una estadía investigativa en el *Instituto de Sistemas en Tiempo Real (RTS)* de la *Universidad de Hannover*, Alemania, como becario del DAAD (*Instituto Alemán de Intercambio Académico*). Actualmente está a cargo de el área de I&D de la Dirección de Planificación de la Corporación Eléctrica del Ecuador – CELEC EP, y es profesor en la Escuela Politécnica Nacional, desarrollando actividades de investigación y de docencia en la Facultad de Eléctrica y Electrónica.