

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO
ESCUELA DE POSGRADO
SECCIÓN DE POSGRADO DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA
ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



INFLUENCIA DE CONTROLADORES FACTS EN EL ÁREA NORTE
DEL SISTEMA ELÉCTRICO PERUANO

SUSTENTACIÓN DE TESIS
PARA OPTAR EL GRADO
DE MAESTRO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA, CON MENCIÓN EN
GESTIÓN DE SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

BACH. JOSÉ LUIS PEREZ SINCHE
BACH. ALDO PASCUAL HUACCHO HUAMÁN
ASESOR: DR. JUAN HERBER GRADOS GAMARRA

Callao, 2015

PERÚ

HOJA DE REFERENCIA DEL JURADO

MIEMBROS DEL JURADO

Dr. : CIRO ITALO TERÁN DIANDERAS PRESIDENTE

**Dr. : FERNANDO JOSÉ OYANGUREN REMÍREZ
SECRETARIO**

Mg. : CARLOS ALBERTO HUAYLLASCO MONTALVA MIEMBRO

Mg. : FRANCO IVÁN VÉLIZ LIZÁRRAGA MIEMBRO

Dr. : JUAN HERBER GRADOS GAMARRA ASESOR

Nº DE LIBRO : 01

FOLIO : 030

FECHA DE APROBACIÓN : Octubre 26, 2015

RESOLUCIÓN DIRECTORAL : 115-2015-DSPG-FIEE

DEDICATORIA

Dedicamos este trabajo a nuestros padres y asesor que confiaron y creyeron en nuestras capacidades de cumplir con este reto que asumimos.

AGRADECIMIENTO

A Dios que siempre estuvo de nuestro lado y nos dio la bendición de hacer realidad este documento.

A nuestras familias, especialmente a nuestros padres que siempre alentaron y recibimos la mejor educación.

A nuestro asesor quien nos supervisó en este trabajo, su ayuda y disponibilidad de tiempo que nos brindó cuando se le solicito, no sólo durante la preparación de esta obra sino en todas las disciplinas.

Los amigos que nos ofrecieron ayudar en toda forma posible.

ÍNDICE

CARÁTULA	1
ÍNDICE	6
RESUMEN	9
I. PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN	12
1.1 Identificación del problema	12
1.2 Formulación de problemas	13
1.2.1 Problema General	13
1.2.2 Problema Específico	14
1.3 Objetivos de la investigación	14
a) General	14
b) Específicos	14
1.4 Justificación	15
II. MARCO TEÓRICO	16
2.1 Antecedentes del estudio	16
2.1.1 Antecedentes Internacionales	16
2.2 Marco teórico	29
2.2.1 Sistema de Transmisión Flexibles C.A.	29
2.2.1.1 Flujo de potencia en un sistema CA.	31
2.2.1.2 Ubicación	38
2.2.1.3 ventajas en la utilización de los Dispositivos FACTS	40
2.2.1.4 Requerimientos de control en sistemas de potencia Modernos	42
2.2.2. Dispositivos FACTS	56
2.2.2.1 Características de los dispositivos FACTS en un sistema de transmisión	57
2.2.3 Aplicación de filosofía de las redes neuronales artificiales al sistema de transmisión	81
2.2.4 Modelos matemáticos para la expansión del sistema de transmisión a través del AMPL y solver CPLEX	84
2.2.4.1 Modelamiento matemático	85
2.2.4.2 AMPL y Solvers CPLEX y KNITRO	92
2.2.4.3 Pruebas y resultado	95
2.2.5 Modelo final implementado para la expansión adecuada del área norte del sistema de transmisión.	98
2.2.5.1 Modelo final Implementado	101
2.2.5.2 Solución del modelo implementado	103

2.2.5.3 Aplicación del modelo implementado para la expansión adecuada del área norte.	103
2.2.6 Influencia de FACTS en el resultado de la expansión adecuada del área norte del sistema de transmisión.	106
2.2.6.1 Tipo de FACTS a influenciar en el resultado de la expansión adecuada del área norte.	105
2.2.6.2 Influencia del SVC en el resultado de la expansión adecuada del área norte del sistema de transmisión.	107
2.3 Definición de términos básico	108
III. VARIABLES E HIPÓTESIS	110
3.1 Definición de las variables	110
3.2 Operacionalización de variables	111
3.3 Hipótesis general e hipótesis específica	112
IV. METODOLOGÍA	113
4.1 Tipo de investigación	113
4.2 Diseño de la investigación	113
4.3 Población y muestra	115
4.4 Técnicas e instrumentos de recolección de datos	115
4.5 Procesamiento de recolección de datos	115
4.6 Procesamiento estadístico y análisis datos	116
4.7 Metodología d trabajo	116
V. RESULTADOS	117
VI. DISCUSIÓN DE RESULTADOS	120
6.1 Contrastación de hipótesis con los resultados	120
VII. CONCLUSIONES	121
VIII. RECOMENDACIONES	122
IX. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.	122

ANEXOS

Anexo 1: Matriz de Consistencia.

Anexo 2: Diagrama de carga de los 4 escenarios evaluados.

TABLAS DE CONTENIDO

- Figura 1. Formula de flujo de potencia.
- Figura 2. (a) Símbolo general de los controladores FACTS; (b) Controlador Serie
- Figura 3. Controlador Paralelo
- Figura 4. Controlador Unificado serie – serie
- Figura 5. (a) Controlador coordinado serie – paralelo; (b) Controlador unificado serie – paralelo
- Figura 6. Flujo de potencia en líneas paralelas
- Figura 7. Componentes de la tecnología FACTS
- Figura 8. Flujo de potencia en vínculos paralelos; (a) flujo de potencia de corriente alterna; (b) control de flujo de potencia con HVDC; (c) control de flujo de potencia con impedancia variable; (d) control de flujo de potencia con ángulo de fase variable.
- Figura 9: Flujo de potencia en una red mallada: (a) diagrama del sistema; (b) diagrama del sistema con capacitor serie controlado por tiristores en la línea AC; (c) diagrama del sistema con reactor serie controlado por tiristores en la línea BC; (d) diagrama del sistema con regulador del ángulo de fase controlado por tiristores en la línea AC.
- Figura 10. Modelo de neurona estándar
- Figura 11. Sistema de prueba de Garver.
- Tabla 1: Principales dispositivos FACTS
- Tabla 2: Atributos de control para varios controladores FACTS
- Tabla 3: Resultados para el sistema Garver con redespacho
- Tabla 4: Resultados para el sistema Garver sin redespacho
- Tabla 5: Resultados para el sistema Sur Brasileiro con redespacho
- Tabla 6: Resultados para el sistema Sur Brasileiro sin redespacho.
- Tabla 7: Expansión adecuada del área norte para el año 2022.
- Tabla 8 Influencia del SVC en el resultado de la expansión adecuada del área norte del sistema de transmisión.
- Tabla 9: Generación y carga en las líneas de transmisión.
- Tabla 10: Generación y carga en las líneas de transmisión.
- Tabla 11: Generación y carga en las líneas de transmisión.
- Tabla 12: Generación y carga en las líneas de transmisión.

RESUMEN

El reconocimiento de la importancia de la energía eléctrica para el crecimiento de la economía peruana ha motivado a la elaboración de esta tesis la cual tiene por objeto principal dar a conocer desde una perspectiva técnica las principales características de como poder aumentar la capacidad de transmitir mayor energía eléctrica hacia el área norte del país por las líneas de transmisión existentes utilizando dispositivos FACTS.

Actualmente existen diversos modelos para la expansión adecuada del sistema de transmisión, si bien modelan los aspectos básicos de la planificación de los sistemas eléctricos reales, no dejan de tener un modelamiento general con limitaciones. En la práctica una empresa de transmisión también necesita evaluar otros detalles que no se consideran en los modelos de expansión, como el impacto ambiental, el paso por zonas arqueológicas, etc.

Por ello, en este trabajo se propone evaluar y mejorar el resultado de la expansión adecuada del sistema de transmisión de energía eléctrica de un modelo matemático con la influencia de FACTS para evitar la construcción de nuevas líneas de transmisión en el sistema eléctrico peruano, asimismo evitando el impacto ambiental.

ABSTRACT

Recognition of the importance of electrical energy for the growth of the Peruvian economy has motivated the development of this thesis which is primarily intended to raise awareness from a technical perspective as the main features to increase the ability to transmit more energy Electrical north area of the country by the existing transmission lines using FACTS devices.

Currently there are various models for the proper expansion of the transmission system, but model the basics of planning the actual electrical, not without a general modeling with limitations. In practice, a transmission company needs to also evaluate other details that are not considered in models of expansion, such as environmental impact, step by archaeological sites, etc.

Therefore, this study intends to evaluate and improve the performance of the appropriate expansion of the transmission system of electricity of a mathematical model with the influence of FACTS to prevent the construction of new transmission lines in the Peruvian electrical system, also avoiding environmental impact.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN

1.1 Identificación del problema

De acuerdo a lo establecido por CARELEC¹ en la línea de investigación de Energía Eléctrica, punto N°3, plantea la Aplicación de FACTS² en redes de transporte y distribución, siendo este trabajo realizado dentro de la línea de investigación establecida.

El sistema de transmisión eléctrico peruano ha comenzado un período de cambios, debido principalmente a la creciente inversión extranjera, este crecimiento de la demanda del área norte del Perú así como la falta de proyectos de generación, han requerido la expansión de la red de transmisión en 500 kV hacia el norte desde el centro del país. El año 2014 entró en operación comercial la línea en 500 kV Trujillo - La Niña, complementando el enlace centro – norte en 500 kV.

Este crecimiento se está encontrando limitado debido a las restricciones ambientales y la falta de generación que no hacen viable la construcción de nuevas líneas, esto ha dado lugar a que los sistemas de potencia operen en condiciones de líneas altamente cargadas con otros corredores de transporte mucho menos cargados, con aparición de flujos en tránsito. Esto tiene un alto impacto económico sobre la operación, el cual se refleja en sobre costos operativos que se trasladan a la tarifa final, y además en

¹Consejo de Administración de Recursos para la Capacitación en Electricidad.

²Flexible AC Transmission System.

un uso inadecuado de la infraestructura existente, llevándola a un desgaste acelerado y a un mantenimiento adicional, lo cual en conjunto impacta la sociedad y la viabilidad de las empresas participantes.

1.2 Formulación del problema

1.2.1 Problema general:

Ante la necesidad de la creciente demanda de energía eléctrica y los cambios que se están presentando en los mercados de energía eléctrica, básicamente por las restricciones ambientales para la construcción de nuevas rutas de líneas de transmisión y plantas generadoras, esto ha forzado a operar los sistemas eléctricos de potencia de forma que se pueda maximizar el uso de las líneas existentes.

Existe la necesidad de mejorar la capacidad de las líneas de transmisión en 220/500 kV entre el centro y norte del país, minimizando el impacto social, el de medio ambiente y evitar la construcción de nuevas líneas de transmisión, esto se puede lograr a través de la implementación de dispositivos FACTS, los cuales permiten una mejor utilización de las líneas existentes, manteniendo niveles de tensión adecuados en condiciones normales de operación.

Por lo que se plantea la siguiente pregunta:

¿Cómo mejoraría la capacidad de las líneas de transmisión en el del área norte del sistema eléctrico peruano con la influencia de los dispositivos FACTS?

1.2.2 Problema específico:

Para la selección específica del problema se plantea las siguientes preguntas:

- 1) ¿Cómo mejoraría la regulación de tensión en las barras de 220/500 kV del área norte del sistema eléctrico peruano con la influencia de los dispositivos FACTS?
- 2) ¿Cómo mejoraría la redistribución del flujo del área norte del sistema eléctrico peruano con la influencia de los dispositivos FACTS?

1.3 Objetivos de la investigación

a. General:

Desarrollar un incremento de la capacidad de la línea de transmisión del área norte del sistema eléctrico peruano con la influencia de los dispositivos FACTS

b. Específicos:

- 1) Mejorar la regulación de tensión en las barras de 220/500 kV del área norte del sistema eléctrico peruano con la influencia de los dispositivos FACTS
- 2) Mejorar la redistribución del flujo del área norte del sistema eléctrico peruano con la influencia de los dispositivos FACTS

1.1 Justificación

Teórica

Es factible esta propuesta sobre la evaluación de dispositivos FACTS en el

área norte del país con la finalidad de la mejora del paso de energía en la línea de transmisión del sistema eléctrico peruano, tratar de ampliar la capacidad del sistema de transmisión en Centro - Norte y mantener un control de tensión adecuado, se plantea el uso de dispositivos FACTS, donde se analice el uso de compensadores serie fijos (FSC).

Para mejorar la regulación de tensión en las barras de alta tensión en el área norte y tener la tensión adecuada para diferentes condiciones operativas se determinará con la compensación serie y shunt requerida.

El desarrollo de los controladores FACTS proporciona los medios necesarios para asegurar la operación de los sistemas de potencia, debido a su característica de respuesta rápida y la habilidad para controlarlos principales parámetros en la transmisión de energía eléctrica en forma independiente o simultánea.

Sin embargo, los dispositivos FACTS pueden impactar de distinta forma en el sistema de potencia, por lo que es importante estudiar el efecto que tendrían éstos en el sistema eléctrico dependiendo de su ubicación. El plan de expansión de la transmisión de REP (2013 - 2022) y el plan de Transmisión del COES prevén la necesidad de incrementar la capacidad de transferencia del enlace centro - norte para atender en forma confiable y segura la demanda futura de la zona norte, los intercambios de energía para la futura interconexión Perú - Ecuador y proveer los puntos de conexión para importantes proyectos de generación.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes del estudio

2.1.1 Antecedentes Internacionales

- a. GIOVANI DE JESUS MARIN AVALOS, **Manejo de la congestión de sistemas eléctricos de potencia en esquemas desregulados**, optar el grado de maestro en ciencias de la ingeniería eléctrica con especialidad en potencia, San Nicolás de los Garza – México.

La desregulación del sector eléctrico ha hecho evidente y ha aumentado el problema de la congestión de los sistemas de potencia. Este trabajo presenta una visión de los diferentes enfoques que se han dado al manejo de la congestión, mostrando sus dificultades y limitaciones. A partir de ello, propone una nueva metodología basada en algoritmos genético, que permite tratar diversos problemas relacionados con la congestión que han sido tratados hasta el momento de forma separada y con metodologías diferentes.

La metodología planteada entrega soluciones exactas y operativamente viables, acorde a las restricciones planteada. SU estructura permite asegurar que los valores hallados corresponden al máximo de la función independiente del número de restricciones planteadas y permite explorar nichos de soluciones.

La metodología es ejemplificada en un sistema de prueba y posteriormente se muestra su uso para desconfigurar el sistema de potencia de las empresas públicas de Medellín, Colombia, Se

encontraron 14 posibles soluciones las cuales son validadas con el software comercial de sistemas de potencia DigSilent. Se demuestra que con la metodología planteada se pueden encontrar diversas soluciones viables tanto en la expansión del sistema como en la operación misma.

La evolución de los mercados de energía desregulados, la indisponibilidad de la red de transmisión por atentados en algunos países, las restricciones ambientales y de costos por derechos de vías que no hacen viable la construcción de nuevas líneas han dado lugar a que los sistemas de potencia operen en condiciones de líneas altamente cargadas con otros corredores de transporte mucho menos cargados, con aparición de flujos en tránsito entre niveles deferentes de voltaje con altas restricciones operativas de estado estacionario y dinámico, con generación obligatoria por seguridad eléctrica de recursos más costosos que otros disponibles.

Esto tiene un alto impacto económico sobre la operación, el cual se refleja en sobre costos operativos que se trasladan a la tarifa final, y además en un uso inadecuado de la infraestructura existente, llevándola a un desgaste acelerado y a un mantenimiento adicional, lo cual en conjunto impacta la sociedad y la viabilidad de las empresas participante en los esquemas desregulados.

En esta operación altamente restrictivas del sistema eléctrico peruano de potencia (SEP), según diversas problemáticas que la literatura ha abordado con una también amplia variedad de metodologías para

tratarlas. Surgen así metodologías para cada problema de la expansión y metodologías para cada problema de la operación, mucha de esas metodologías además de que tratan un solo problema son difíciles de implantar y dan una información no explícita y en muchos casos dan información cualitativa, mas no cuantitativa que permite una rápida, agil y efectiva toma de decisiones.

- b. NOJJA VEHTT CHEZUAFF VANEGAS MÉNDEZ, **Análisis y Simulación de un Compensador Serie para regulación de voltaje basado en Inversor Multinivel de Diodo Anclado**, optar el grado de maestro en ciencias de la ingeniería eléctrica, Guadalajara – México.

Este documento tiene como fin de análisis teórico para diseñar y modelar un compensador estático. Se mencionan los problemas que perturban al sistema de distribución y cómo pueden ser compensador, se detalla la topología en cual se basa el análisis. Se expone además el funcionamiento primordial de este dispositivo al momento de la compensación de voltaje y el uso del convertidor para generarlo. La técnica manejada ara la compensación reside en inyectar solamente potencia reactiva a la red. Se muestra como es el controlador con la ayuda de la herramienta SinPower Systems de MatLab y Simulink.

Durante los últimos años, el crecimiento poblacional y el desarrollo acelerado de la tecnología ha llevado a la aparición de dispositivos electrónicos avanzados en sectores residenciales, comerciales e industriales, electrodomésticos con elementos sólidos y cargas no

lineales. Dando origen a un problema llamado perturbaciones eléctricas, las mismas que afectan la eficiencia del suministro eléctrico y lleva al funcionamiento erróneo de equipos y procesos ocasionando grandes pérdidas económicas en la industria mundial debido a la paralización de procesos productivos.

En la actualidad, el sistema eléctrico sufre frecuentemente de problemas de calidad de energía, como formar de eliminar y atenuar estas falencias que afectan, es que se decidió **Análisis y Simulación de un Compensador Serie para regulación de voltaje basado en Inversor Multinivel de Diodo Anclado**. En los países avanzados (Países de Europa y América) los sistemas eléctricos están caracterizados por la disponibilidad y confiabilidad consistentes, por lo que la calidad de energía es un objeto primordial

- c. THIAGO B. SOEIRO - CLÓVIS A. PETRY - ARNALDO J. PERIN, **Estabilizadores de tensión alternada de tipo compensadores de tensión. Electrónica de potencia**, volumen (14), mayo de 2009.

En la actualidad, los requisitos de calidad de la electricidad en las fuentes de tensión alterna son cada vez más significativa. Según EPRI (Energía Eléctrica Instituto de Investigación), las pérdidas económicas debido a la mala calidad de la energía alcance 26 mil millones de dólares al año en los EE.UU, principalmente por las interrupciones procesos industriales causados por las variaciones momentáneas en la tensión de alimentación de equipos industriales.

La distorsión de la forma de onda suministrada por los servicios públicos causada principalmente por el movimiento de los armónicos de corriente en la red eléctrica, es perjudicar la fiabilidad de todo el sistema eléctrico. Entre los problemas causados por la mala calidad de la energía se puede mencionar: interrupción o alteración; distorsión de la tensión / corriente; huecos de tensión; interferencia electromagnética; transformadores de calefacción, generadores y líneas de transmisión; ruido audible; resonancia eléctrica en los sistemas de distribución; vibraciones mecánicas en los generadores y motores, etc.

La calidad de la electricidad es actualmente un tema importante tanto en el medio académico y el sector industrial. Hay un gran esfuerzo intelectual por parte de grupos de investigación en todo el mundo en desarrollo y experimentación de métodos para mejorar la fiabilidad de los sistemas de energía. En el sistema de transmisión, el concepto de FACTS (Flexible AC Transmission Systems) está muy extendida, con dispositivos tales como DVR (Dynamic Voltaje Restaurador), AF (Filtro Activo), DSTATCOM (Distribución estático síncrono Compensador) y acondicionadores de potencia, orientado precisamente proporcionar mejores condiciones de acondicionamiento y control de flujo esta energía sistema. En el sistema de distribución se utiliza el concepto de encargaAlimentación para mejorar la calidad de la energía.

d. JUAN PABLO RIVERA BARRERA, **Modelamiento y simulación de dispositivos FACTS para estudios eléctricos de estado estable**, optar el grado de maestro en ingeniería énfasis en energética, Medellín - Colombia.

El desarrollo natural de las poblaciones y de los países se ve reflejado en el crecimiento de los sistemas de potencia, que deben crecer de la mano con los cambios en la industria y en la humanidad misma. Así, las compañías de generación, de transmisión y de distribución de energía eléctrica han ido incrementando sus necesidades en términos de capacidad, confiabilidad y seguridad, para lo cual se requieren avanzadas tecnologías en protecciones, monitoreo y especialmente en control, en los grandes sistemas de potencia.

Por otro lado, el surgimiento de los conceptos de globalización de la economía y los cambios generales en la economía del mundo, provocaron, a su vez, el surgimiento de nuevas tendencias en el manejo del negocio de la producción y transmisión de energía eléctrica. La buena experiencia de algunos países pioneros en el manejo, administración y desarrollo de los sistemas de potencia bajo esquemas desregulados ha hecho que en los últimos 20 años muchos países hayan adoptado este esquema en la industria de los sistemas de potencia. Tanto el crecimiento de los sistemas de potencia, como los esquemas desregulados han evidenciado las limitantes que los sistemas pueden poseer para poder abastecer la demanda, estando sujetos a los

requerimientos de los mercados eléctricos, y bajo estrictas condiciones de seguridad y calidad de potencia. La evolución de los mercados de energía desregulados, la indisponibilidad de la red de transmisión por aspectos terroristas en algunos países (como el nuestro, donde a pesar de no ser una contingencia normal en los últimos años, es una amenaza latente para la cual el sistema debe estar preparado), los aspectos relacionados con asuntos ambientales, que ahora son tan rigurosos, y las restricciones de costos por derechos de servidumbre, que no hacen viable la construcción de nuevas líneas, han dado lugar a que los sistemas de potencia en muchos países operen con algunos corredores de transporte altamente cargados y con otros muy por debajo de su capacidad. Esto genera la aparición de flujos en tránsito entre niveles diferentes de voltaje, con altas restricciones operativas de estado estacionario y dinámico, con esquemas de generación obligatoria, por seguridad eléctrica, de recursos más costosos que otros disponibles. Estos aspectos tienen un alto impacto económico sobre la operación, el cual se refleja en sobre costos operativos, y en utilización y desgaste inadecuado de la infraestructura existente. La generación y transmisión de energía eléctrica han sido tradicionalmente un negocio muy rentable tanto para los generadores como para los operadores de la red de transmisión y distribución; por ello, hay un gran interés de las empresas participantes de los esquemas desregulados en abordar y dominar las diversas problemáticas que surgen en esta operación altamente

restrictiva del sistema eléctrico de potencia (SEP). Así, la evolución de los sistemas de transmisión que redundan en sistemas de potencia complejos puede ser una de las causas que provoquen la aparición de problemas técnicos en flujo de carga y estabilidad, que toman mayor relevancia por los requerimientos del mercado de energía desregulado y pueden llevar a interrupciones del sistema. Por otro lado, la transmisión AC a largas distancias, que cada vez es más común dadas las necesidades de expansión e interconexión, requiere compensación de potencia reactiva, lo que introduce restricciones de estabilidad que limitan la cantidad de potencia transferida en una línea. Otro de los problemas que se ha hecho más evidente en los sistemas de transmisión modernos, y que ha atraído la atención y el interés de la industria eléctrica es la aparición, y la consecuente necesidad de mitigación, de oscilaciones de baja frecuencia asociadas con los modos electromecánicos, que generalmente aparecen entre distintas áreas en una red de potencia interconectada [2]. Actualmente, con la interconexión de grandes sistemas con líneas de capacidad limitada, las oscilaciones aparecen de manera natural debido a las variaciones de las cargas, salidas de generadores o salidas de líneas de transmisión. Esto, junto con la posibilidad de controles automáticos mal sintonizados que incrementan la probabilidad de interacción adversa entre los sistemas de transmisión que se interconecten, afecta la seguridad y confiabilidad que debe caracterizar a un sistema de transmisión moderno. La estabilidad

transitoria y la seguridad juegan un papel importante para garantizar una operación segura y confiable de los SEP. Mucho se ha estudiado y desarrollado en torno a estas necesidades de los SEP, y actualmente éstos cuentan con sofisticados sistemas de control que involucran la dinámica de las máquinas generadoras y la topología de la red de transmisión. En los últimos 20 años, con los grandes desarrollos en tecnologías de nuevos materiales, y por tanto en electrónica de potencia, han surgido nuevas alternativas para mejorar e incrementar el desempeño y la capacidad de los sistemas de transmisión de potencia. A esta alternativa se le conoce como Sistemas de Transmisión Flexible en Corriente Alterna, (FACTS por sus siglas en inglés). El incremento de estabilidad y de versatilidad en el control de los SEP, mediante la aplicación de los FACTS, sigue siendo un tema de actualidad. Las empresas de prestación de servicios de transmisión de energía pueden ver en los dispositivos FACTS respuestas a las cuestiones financieras y de mercado que demandan una operación más adecuada y rentable del SEP. Ahora más que nunca, los avances tecnológicos son necesarios para la operación confiable y segura de los sistemas de potencia. Para alcanzar tanto la confiabilidad operacional como altos niveles de rentabilidad financiera es claro que se

6 requiere un control y utilización más eficiente de la infraestructura del sistema existente y esto es posible en mayor medida con los equipos basados en electrónica de potencia, FACTS, que son herramientas que

pueden proveer soluciones técnicas para resolver los nuevos retos de operación en los sistemas de potencia modernos. La tecnología FACTS permite mejorar la operación de un sistema con mínimas inversiones en infraestructura, (en proporción con la soluciones esperadas), con mínimo impacto ambiental, y con mejores tiempos de implementación, comparados con la construcción de nuevas líneas de transmisión cuando se trata de grandes distancias, y se perfila como una característica fundamental de un sistema eléctrico de potencia moderno.

e. IXTLÁHUATL CORONADO GALLEGOS, **Ubicación de dispositivos**

FACTS desde una perspectiva dinámica, optar el grado de maestro en ciencias de la ingeniería eléctrica, Guadalajara – México.

En éste trabajo se presentan técnicas para la localización de dispositivos FACTS (Sistemas Flexibles de Transmisión de C.A) en un sistema de potencia multimáquinas a fin de mejorar el comportamiento transitorio electromecánico. En la primera parte se presenta una breve introducción acerca de los dispositivos FACTS, en la cual se mencionan algunas de sus principales características, clasificación y las ventajas que presenta su utilización. En la siguiente parte, se desarrolla la formulación de la matriz de estado en el contexto máquina-barra infinita considerando la posibilidad de incluir un estabilizador de sistemas de potencia. Posteriormente se extiende la formulación a un sistema multimáquina. Además se analiza la forma de incluir un capacitor serie controlado por

tiristores (TCSC por sus siglas en inglés) y un controlador unificado de flujos de potencia (UPFC por sus siglas en inglés).

Se lleva a cabo un análisis del UPFC en condiciones de estado estacionario y dinámico en un sistema máquina-barra infinita a fin de conocer sus características operativas y su capacidad para amortiguar oscilaciones de potencia a través de sus entradas de control al utilizar señales locales. En la última parte del trabajo se propone una metodología para atacar el problema de la localización de dispositivos FACTS, la cual está basada en la técnica de respuesta a la frecuencia del sistema. Para validar esta propuesta se utilizan algunos casos de estudio y se comparan los resultados obtenidos con los proporcionados por otras técnicas. Asimismo se proponen algunos medios auxiliares para la obtención de localizaciones factibles utilizando otras herramientas matemáticas como los valores singulares y las sensibilidades. Finalmente se llevan a cabo simulaciones en el tiempo para corroborar los resultados obtenidos.

En la actualidad los sistemas de potencia presentan un gran nivel de interconexiones debido a las ventajas que éstas representan, como son la posibilidad de poder suministrar energía eléctrica a los centros de carga al mínimo costo con la confiabilidad requerida, tener asistencia mutua en emergencias, y coordinación de la operación de todas las unidades generadoras participantes. Sin embargo, esto ha traído como consecuencia un crecimiento excesivo de los sistemas de potencia

haciendo que estos sean cada vez más difíciles de controlar y por lo tanto, pueden ser menos seguros, conducir grandes flujos de potencia con control inadecuado, tener exceso de potencia reactiva en varias zonas del sistema, grandes oscilaciones dinámicas entre diferentes partes del sistema, y así el potencial de transmisión no siempre se puede utilizar al cien por ciento. Aunado a esto, el costo de las líneas de transmisión, así como las dificultades que representa su construcción limita la disponibilidad y el crecimiento de la capacidad de generación. Además, en un sistema de transmisión complejo, la potencia entre una estación generadora y los centros de carga fluye a través de numerosas líneas, éste fenómeno se conoce como flujo en anillo o flujo por rutas paralelas. En un mercado de servicio eléctrico desregulado, éste fenómeno causa problemas en las empresas eléctricas ya que la energía eléctrica no fluye basada en leyes económicas, por lo tanto, el manejo de la transmisión de energía es de principal interés para el establecimiento de una competencia real en el mercado eléctrico.

- f. ENRIQUE ACHA, CLAUDIO FUERTE ESQUIVEL, HUGO AMBRIZ PEREZ, CESAR ANGELES CAMACHO, **FACTS Modelling and Simulation in Power Networks**. England, Wiley India, 2012.

En este trabajo se hace un análisis y comparación de la inclusión de nuevos controladores FACTS: el TCSC y el STATCOM, en algunas barras donde se tiene bajos niveles de tensión en el sistema eléctrico interconectado nacional peruano (SEIN) en operación de régimen

permanente para tener un criterio técnico de elección cuando se decida implementar el SEIN con estos equipos. Se ha usado un nuevo modelamiento de los FACTS, considerando como variable de control al ángulo de disparo de los tiristores lo cual nos permite una convergencia rápida. Para estos análisis fue implementado un programa computacional de flujo de potencia donde se ha incluido el modelamiento matemático de los FACTS mencionados. En los resultados obtenidos se puede observar el mejoramiento del perfil de tensiones en dichas barras, y la ventaja del uso del STATCOM frente al TCSC.

Los sistemas eléctricos de potencia (SEP) han crecido en dimensión y complejidad, en particular el sector eléctrico peruano en los últimos años ha experimentado cambios con la interconexión del sistema centro-norte y sur del Perú, por lo que; para satisfacer en forma continua la potencia eléctrica contratada por los consumidores con niveles de tensión y frecuencia pre-establecidos cada vez es más necesario utilizar equipos que mejoren dichos parámetros eléctricos; los controladores TCSC (thyristor controllers serie capacitor) y el STATCOM (static synchronous compensator) que pertenecen a la familia de los FACTS (flexible ac transmission systems) son equipos constituidos a base de dispositivos de electrónica de potencia y que se usan en los sistemas de transmisión para el control de tensión tanto local como remota y con esto se incrementa la transferencia de potencia por las líneas de transmisión, haciendo más manejable el flujo de potencia activa y reactiva. Estos

controladores también mejoran la estabilidad electromecánica del sistema y la estabilidad de tensión, lo que hacen que los sistemas eléctricos de potencia funcionen de forma mas segura, confiable y económica.

g. VIJAY K. SOOD, **HVDC and FACTS Controllers Applications of Static Converters in Power System**, Boston, KLUWER ACADEMIC PUBLISHERS, 2004.

2.2 Marco Teórico

2.2.1 Sistemas de transmisión flexibles de C.A.

El desarrollo de la electrónica de potencia ha conducido al desarrollo e implementación de dispositivos que realizan las mismas funciones que los mecánicos, pero con una mayor velocidad de operación y menos problemas técnicos. La filosofía de los sistemas de transmisión flexibles de C.A. (FACTS), desarrollada a finales de los 80s, es el uso de dispositivos basados en tiristores para controlar el flujo de potencia en una línea de transmisión, esto permite utilizar las líneas cerca de sus límites térmicos y/o forzar los flujos de potencia por rutas determinadas. Debido a la rapidez en su operación, estos dispositivos también pueden ser utilizados para controlar problemas dinámicos del sistema.

De acuerdo al IEEE la definición de estos dispositivos es la siguiente:

“Sistema de transmisión de corriente alterna que incorpora controladores estáticos basados en electrónica de potencia para mejorar el control e incrementar la capacidad de transferencia de potencia.”

El concepto de FACTS es nuevo, no obstante, incluye a los compensadores estáticos de VAR's, los cuales han sido utilizados desde los años 70. De hecho, fueron utilizados por primera vez en el control de un sistema de transmisión de C.A. en 1978 en un proyecto conjunto de EPRI y la Minnesota Power and Light. Sin embargo, para algunos controladores FACTS que están emergiendo actualmente no se tiene la experiencia con la que se cuenta con otros dispositivos teniendo como consecuencia los riesgos asociados a la nueva tecnología. A pesar de esto, la mayoría de los controladores FACTS tienen muchas características en común con aquellos que ya han sido probados, lo cual es un gran apoyo para la utilización de los mismos.

La tecnología de FACTS abre nuevas oportunidades en el control de la potencia y el incremento de la capacidad disponible, ya que la posibilidad de controlar la corriente a través de una línea a un costo razonable, permite incrementar la capacidad de las líneas existentes. Esto se puede lograr debido a que estos dispositivos tienen la capacidad de manejar parámetros que actualmente restringen a los sistemas eléctricos de potencia (impedancia serie y shunt, ángulo de fase, oscilaciones a frecuencia subsíncronas), permitiendo además operar las líneas de transmisión cerca de sus límites térmicos, lo que anteriormente no era posible sin violar las restricciones de seguridad del sistema.

2.2.1.1 Flujo de potencia en un sistema de C.A.

Una de las características de los sistemas eléctricos de potencia, es que la energía eléctrica generada debe ser igual a la energía demandada, ya que la energía eléctrica no puede almacenarse. Si no se consigue este balance de energía en cada momento, se pueden presentar ciertos problemas. Por ejemplo, si la generación es menor que la carga, el voltaje y la frecuencia disminuirán y como consecuencia la carga será igual a la generación menos las pérdidas de transmisión. Cuando se tiene un balance generación-carga, la potencia real fluye de las áreas de generación a las áreas de carga a través de todas las rutas disponibles.

El flujo de potencia entre dos puntos a través de una línea de transmisión sin pérdidas está dado por la ecuación.

Figura 1. Formula de flujo de potencia

$$P_{ij} = V_i V_j \frac{\text{sen}(\theta_i - \theta_j)}{X_{ij}}$$

La característica principal de los controladores FACTS, es la capacidad que tienen para modificar parámetros del sistema, lo cual permite controlar el flujo de potencia, ya que:

- Al controlar la impedancia de la línea X_{ij} , se puede controlar la corriente, así como la potencia activa.

- El control del ángulo, permite controlar el flujo de corriente.
- Inyectar un voltaje en serie con la línea y ortogonal a la corriente, puede aumentar o disminuir la magnitud de la corriente.
- Inyectar un voltaje en serie con la línea y con cualquier ángulo de fase, puede controlar la magnitud y la fase de la corriente de línea y por lo tanto, se puede controlar la potencia real y reactiva de forma más precisa.
- La combinación del control de la impedancia de línea con un controlador serie, y la regulación de voltaje con un controlador shunt puede ser una medida efectiva de controlar el flujo de potencia real y reactiva entre dos sistemas.

El elemento básico de los FACTS es el tiristor. Esencialmente el tiristor es un conmutador controlado de silicio, con un ánodo, un cátodo y una terminal de control llamada compuerta. Existen dos tipos principales de tiristores: el Rectificador Controlado de Silicio (SCR), conocido también como tiristor convencional que tiene la capacidad de encendido mediante una señal adecuada, y el tiristor con capacidad de apagado (GTO) el cual puede encenderse y apagarse mediante señales adecuadas.

Las ventajas que presenta el tiristor sobre los dispositivos de conmutación mecánica son:

1. Los tiristores son capaces de conmutar mucho más rápido y además se pueden utilizar para re direccionar la potencia en una fracción de ciclo.

Esta ventaja permite amortiguar oscilaciones de potencia, lo cual no puede hacerse con controladores mecánicos.

2. Los dispositivos de conmutación mecánica tienden a desgastarse, mientras que los controladores basados en tiristores pueden conmutar dos veces cada ciclo sin deteriorarse.

Los controladores basados en tiristores ofrecen oportunidades sin precedentes para regular la transmisión de C.A., incrementando o disminuyendo el flujo de potencia en líneas específicas y respondiendo de manera casi instantánea a los problemas de estabilidad.

Clasificación:

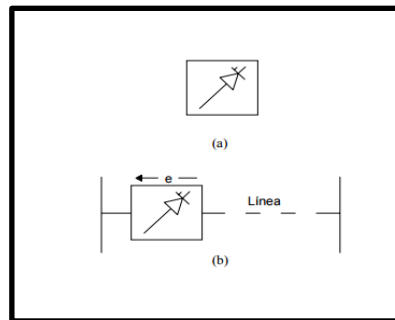
Existen diferentes clasificaciones para los dispositivos FACTS, una de ellas se da en función del tipo de conexión de los dispositivos, llevando a cuatro grandes categorías:

a) Dispositivos Serie

El objetivo principal de un dispositivo serie es el de inyectar un voltaje en serie con la línea, el cual puede provenir de una fuente variable basada en electrónica de potencia o de una impedancia variable que puede ser un capacitor, reactor, etc. Una impedancia variable multiplicada por la corriente que fluye a través de ella, representa un voltaje en serie inyectado a la línea; cuando el voltaje está en cuadratura con la corriente de línea, el controlador serie sólo suministra o consume potencia reactiva. Otra relación de fases

implicará el manejo de potencia real. La Fig. 2 (b) representa un controlador serie.

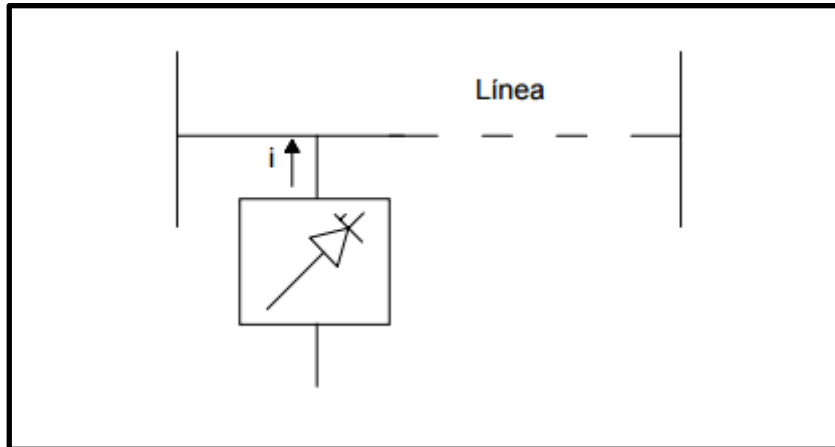
Figura 2 (a) Símbolo general de los controladores FACTS; (b) Controlador Serie.



c) Dispositivos en derivación

El objetivo principal de un dispositivo en derivación es el de inyectar una corriente a la red en el punto de conexión. Al igual que los dispositivos serie, los controladores en derivación también pueden ser una impedancia variable, una fuente variable o una combinación de ambas. De aquí que una impedancia variable, conectada en derivación a una línea, hace que fluya una corriente hacia ella; cuando esta corriente está en cuadratura con el voltaje de línea, el controlador shunt, sólo podrá suministrar o consumir potencia reactiva. En la Fig. 1.2, se puede apreciar la representación del dispositivo.

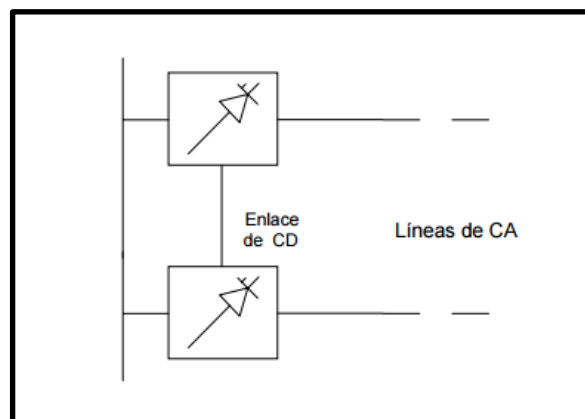
Figura 3. Controlador Paralelo



1. Dispositivos Serie-Serie

En este tipo de dispositivos pueden presentarse dos diferentes configuraciones. En la primera se tienen dispositivos serie separados en un sistema de transmisión multilínea que se controlan de manera coordinada; en la segunda, puede ser un dispositivo unificado en el que existe además intercambio de potencia real entre líneas. Este último dispositivo se conoce como Controlador de Flujo de Potencia Interlínea (IPFC). La Fig. 1.3, muestra la representación de este dispositivo.

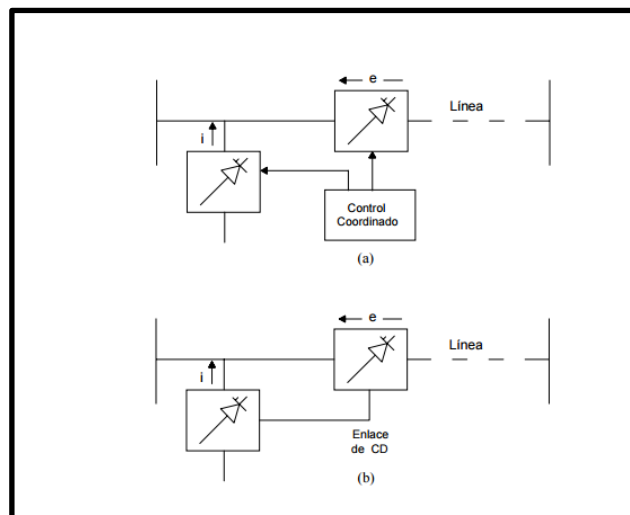
Figura 4. Controlador Unificado serie - serie



2. Dispositivos Serie-Derivación

Este tipo de dispositivo puede ser la combinación de dispositivos serie y derivación, controlados de una manera coordinada inyectando voltaje y corriente respectivamente, o un Controlador Unificado de Flujo de Potencia (UPFC), Fig. 1.4 (b), con elementos serie y derivación en el que existe además intercambio de potencia real entre ambos.

Figura 5. (a) Controlador coordinado serie – paralelo; (b) Controlador unificado serie - paralelo



Cada uno de los dispositivos mencionados presenta ciertas características operativas que hacen que tengan un impacto distinto en el sistema al cual se conectan. Por ejemplo, para propósitos de aplicación, como el control del flujo de potencia y el amortiguamiento de oscilaciones, un controlador serie puede ser mejor que un controlador en derivación. Por otra parte, un controlador en derivación es mucho más efectivo para mantener el perfil de voltaje en un nodo. Cabe hacer

mención que para los controladores basados en convertidores hay dos tipos de ellos: fuentes convertidores de voltaje y fuentes convertidores de corriente. La función de estos dispositivos es la de convertir el voltaje unidireccional de CD o la corriente de CD del capacitor en un voltaje de CA o corriente de CA a través de la conmutación en forma secuencial de sus componentes. Los controladores FACTS, también pueden clasificarse en dos grupos, en función de sus principales elementos. El primer grupo utiliza impedancias o transformadores cambiadores de taps controlados por tiristores. Dentro de este grupo se encuentran:

SVC Compensador estático de VAR's TCVR Regulador de voltaje controlado por tiristores TCPAR Regulador de ángulo de fase controlado por tiristores TCSC Capacitor serie controlado por tiristores El segundo grupo utiliza convertidores de voltaje que actúan como fuentes estáticas de voltaje síncrono. A este grupo corresponden:

STATCOM Compensador estático síncrono SSSC Compensador serie estático síncrono La principal diferencia entre estos grupos estriba en la capacidad para generar potencia reactiva e intercambiar potencia real. De tal forma que en el primer grupo, estas habilidades son excluyentes, ya que el SVC y el TCSC, son compensadores de reactivos pero no son capaces de intercambiar potencia real con el sistema, o en el caso del TCVR y TCPAR, los cuales pueden intercambiar potencia real o reactiva, pero no son capaces de generar potencia reactiva. El segundo grupo tiene la capacidad inherente, como una máquina síncrona, para

intercambiar potencia real y reactiva con el sistema, además de generar o absorber de forma automática la potencia reactiva intercambiada, teniendo como consecuencia compensación reactiva sin capacitores o reactores de C.A.; sin embargo, la potencia real intercambiada se debe suministrar o absorber a través del sistema de C.A. La Tabla 1.1, resume los principales dispositivos, de los que cuales algunos aún están en etapa de desarrollo y experimentación.

2.2.1.2 Ubicación

Existen tres factores a considerar cuando se ha tomado la decisión de instalar un dispositivo FACTS en una Subestación:

- El tipo de dispositivo
- La capacidad requerida
- La ubicación que optimice el funcionamiento del dispositivo

De estos factores, el último es de gran importancia, ya que la ubicación de los FACTS depende del efecto deseado y de las características propias del sistema. Por ejemplo, si se desea evitar el flujo en anillo, primero se tiene que identificar el anillo y después se debe ubicar el dispositivo en una de las líneas de transmisión de éste para forzar el flujo en la manera deseada. Ahora bien, si se desea mejorar la operación económica del sistema al incrementar la capacidad de transmisión de potencia, el dispositivo FACTS se puede ubicar en una línea subutilizada,

aumentando el flujo a través de ella, o bien, colocarlo en la línea más cargada para limitar el flujo por la misma, permitiendo mayor flujo por el resto del sistema. Otro aspecto que hay que tomar en cuenta es la selección de las señales de retroalimentación para estos dispositivos, ya que ésta información es de vital importancia para el diseño de estabilizadores basados en dispositivos FACTS. El criterio para la selección ha sido la capacidad máxima de los estabilizadores para amortiguar las oscilaciones en el sistema de potencia. Sin embargo, para un buen diseño de los estabilizadores, además de la máxima eficiencia de los mismos, un factor relevante es la robustez de los estabilizadores a las condiciones de operación del sistema de potencia. Esto significa que en la etapa de selección de la localización y las señales de retroalimentación, se debe examinar no sólo la efectividad de los estabilizadores en condiciones típicas de operación, sino también su robustez sobre otras condiciones de operación.

Tabla 1. Principales dispositivos FACTS

Controladores FACTS	Atributos de Control
Compensador Estático Sincrono (STATCOM sin almacenamiento)	Control de voltaje, compensación de VAR's, amortiguamiento de oscilaciones, estabilidad de voltaje
Compensador Estático Sincrono (STATCOM con almacenamiento)	Control de voltaje, compensación de VAR's, amortiguamiento de oscilaciones, estabilidad transitoria y dinámica, estabilidad de voltaje
Compensador estático de VAR's (SVC, TCR, TCS, TRS)	Control de voltaje, compensación de VAR's, amortiguamiento de oscilaciones, estabilidad de voltaje
Resistencia de interrupción controlada por tiristores (TCBR)	Amortiguamiento de oscilaciones, estabilidad transitoria y dinámica
Compensador serie estático sincrono (SSSC sin almacenamiento)	Control de corriente, amortiguamiento de oscilaciones, estabilidad transitoria y dinámica, estabilidad de voltaje, limitación de la corriente de falla
Compensador serie estático sincrono (SSSC con almacenamiento)	Control de corriente, amortiguamiento de oscilaciones, estabilidad transitoria y dinámica, estabilidad de voltaje
Capacitor serie controlado por tiristores (TCSC, TSSC)	Control de corriente, amortiguamiento de oscilaciones, estabilidad transitoria y dinámica, estabilidad de voltaje, limitación de la corriente de falla
Reactor serie controlado por tiristores (TCSR, TSSR)	Control de corriente, amortiguamiento de oscilaciones, estabilidad transitoria y dinámica, estabilidad de voltaje, limitación de la corriente de falla
Transformador cambiador de fase controlado por tiristores (TCPST o TCPR)	Control de potencia activa, amortiguamiento de oscilaciones, estabilidad transitoria y dinámica, estabilidad de voltaje
Controlador Unificado de Flujo de Potencia (UPFC)	Control de potencia activa y reactiva, control de voltaje, compensación de VAR's, amortiguamiento de oscilaciones, estabilidad transitoria y dinámica, estabilidad de voltaje, limitación de la corriente de falla
Limitador de voltaje controlado por tiristores (TCVL)	Limite de voltaje dinámico y transitorio
Regulador de voltaje controlado por tiristores (TCVR)	Control de potencia reactiva, control de voltaje, amortiguamiento de oscilaciones, estabilidad transitoria y dinámica, estabilidad de voltaje
Controlador de flujo de potencia interlínea (IPFC)	Control de potencia reactiva, control de voltaje, amortiguamiento de oscilaciones, estabilidad transitoria y dinámica, estabilidad de voltaje

2.2.1.3 Ventajas en la utilización de dispositivos FACTS

Las siguientes características resumen las principales ventajas que representa el uso de dispositivos FACTS.

- Permiten un mayor control sobre el flujo de potencia, dirigiéndolo a través de rutas predeterminadas

- Se puede operar con niveles de carga seguros (sin sobrecarga) y cercanos a los límites térmicos de las líneas de transmisión.
- Mayor capacidad de transferencia de potencia entre áreas controladas, con lo que el margen de reserva en generación puede reducirse considerablemente.
- Incrementan la seguridad del sistema al aumentar el límite de estabilidad transitoria.
- Amortiguar oscilaciones del sistema de potencia que dañan los equipos y limitan la capacidad de transmisión disponible.
- Responder rápidamente a los cambios en las condiciones de la red para proporcionar un control del flujo de potencia en tiempo real.
- Proveen una mayor flexibilidad en la localización de nuevas plantas generadoras.
- Proporcionan seguridad en las conexiones a través de las líneas de enlace entre empresas y regiones vecinas.

Una propiedad única de los FACTS es la gran flexibilidad que presentan en los tres estados operativos del sistema de potencia: prefalla, falla y postfalla. La capacidad para controlar transitorios y para impactar rápida y significativamente el estado de postfalla los hace sumamente atractivos.

2.2.1.4 Requerimientos de control en sistemas de potencia modernos

La necesidad de nuevas herramientas y tecnologías en la operación y control de los sistemas eléctricos de potencia interconectados, se hace cada vez más evidente ante la expansión de los mismos dadas las exigencias de carga, y ante la inminente entrada, de sistemas de generación de energía no convencionales. Variables tales como frecuencia, magnitudes y fases de tensiones y corrientes, flujos de potencia activa y reactiva en las redes de transmisión, son parámetros que deben ser cuidadosamente monitoreados para hacer un manejo eficiente de los recursos del sistema dentro de un esquema de mercado desregulado. Todo esto ha redundado en un rápido desarrollo de los sistemas de potencia, generado fundamentalmente, como se mencionó, por el incremento de la demanda de energía y por las interconexiones con otros países. Esto, a su vez, ha causado diferentes problemas técnicos en los sistemas que afectan la confiabilidad en el cubrimiento de la carga, lo que es un factor esencial dadas las connotaciones económicas y sociales que esto implica.

El desarrollo mencionado ha estado marcado por la desregulación de los mercados de energía eléctrica, la cual da a los usuarios la posibilidad de comprar energía al precio más favorable, pero también, ocasiona rápidos cambios en las condiciones de operación del sistema, condiciones que además son usualmente cambiadas por la entrada y

salida de cargas, (aspecto característico de en cualquier sistema de potencia por las variaciones normales de la carga), y por los requerimientos de calidad y confiabilidad de los usuarios. Estos cambios rápidos en la operación influyen decisivamente en el adecuado desempeño de la red. Así, como un resultado del crecimiento de los sistemas y de la desregulación, surgieron problemáticas adicionales que han causado serias perturbaciones en los sistemas y que generan requerimientos adicionales para el control de flujo de carga y para suplir con confiabilidad todo el sistema.

De esta manera, un sistema de potencia moderno suele estar caracterizado y limitado por los siguientes aspectos, que, además de acentuar los requerimientos de control típicos de un sistema de potencia, adicionan otros requerimientos relativos a la necesidad de mayor control sobre el sistema:

1. Las presiones económicas impuestas por la dinámica del mercado de electricidad, exigen maximizar la utilización de la infraestructura de los sistemas de transmisión, el cual muy a menudo, opera cerca de los límites del sistema y sus componentes. Por la misma razón hay también un deseo permanente de mover los límites que restringen la operación adecuada del sistema.
2. La confiabilidad en el suministro de electricidad, cada vez se convierte en un aspecto más esencial para la sociedad, y los

apagones, (conocidos típicamente en la literatura como “Blackouts”), se están volviendo cada vez más críticos y costosos donde sea que ocurran.

3. Cada vez surgen más requerimientos en desarrollos tecnológicos en el área de comunicaciones y sincronización de medidas, entre otros, se hacen necesarias medidas confiables de fasores de voltaje. Estas tecnologías ya han sido desarrolladas y en los sistemas donde han sido implementadas han hecho posible el diseño de soluciones de sistemas amplios de protección. El uso de mediciones fasoriales tiene su principal uso en aplicaciones en sistemas de medición de área amplia (Wide Area Measurement System, WAMS).
4. El mercado desregulado de electricidad puede ocasionar rápidos cambios en las condiciones operacionales del sistema. Parámetros de flujo de carga nueva y desconocida surgen más frecuentemente para el operador del sistema.
5. Hay una tendencia general a incluir tanto aspectos de operación normal como el tratamiento de perturbaciones, en la automatización del sistema de potencia.
6. Las perturbaciones de gran impacto en sistemas de potencia muy grandes, durante la última década, han obligado a las compañías de transporte de energía eléctrica a diseñar esquemas de protección del sistema para contrarrestar

inestabilidad de voltaje, inestabilidad angular, inestabilidad de frecuencia, para incrementar propiedades de amortiguamiento o para otros propósitos específicos como evitar el disparo de líneas en cascada.

7. Muchas investigaciones y desarrollos en universidades y en la industria, han incrementado significativamente nuestro conocimiento acerca de aquellos fenómenos en el sistema de potencia causados por los extendidos apagones, lo que ha permitido plantear nuevas metodologías y técnicas para contrarrestarlos.
8. Hay un interés en incrementar la seguridad física de las redes de potencia contra actos de sabotaje, los cuales tradicionalmente no eran considerados en el planeamiento de la red. Son necesarios rápidos y eficientes controles y protecciones para detener la propagación de los trastornos que estos actos puedan ocasionar.

Estos cambios enfrentan al operador de los sistemas con escenarios diferentes y más problemáticos que en el pasado y por ello, han estimulado a las compañías de transporte de energía eléctrica a trabajar en el diseño de esquemas de protección del sistema. Esta búsqueda de las compañías que participan de los mercados desregulados de energía, ha llevado a una nueva era tecnológica en términos de operación y control en sistemas eléctricos de potencia.

Tradicionalmente, el control de los flujos de potencia se ha efectuado a través del control de la generación, la regulación de tensión mediante transformadores desfasadores o con cambia taps, y la compensación reactiva mediante conexión y desconexión de bancos de condensadores o reactores. Si bien estas soluciones cumplen su propósito, la enorme evolución de la electrónica de potencia, tanto en capacidad como en disminución de costos de producción, han dado el empuje necesario para la adopción de nuevas alternativas como los dispositivos FACTS.

Dado que no es objetivo de este trabajo realizar análisis exhaustivos de estabilidad y control en SEP's, en este capítulo solo se mencionan de manera breve los fenómenos a contrarrestar más comunes y serios en los sistemas de potencia, que pueden llevar a apagones, causar pérdidas millonarias en los esquemas de mercado, o deteriorar la vida útil de los activos de la red, y para los cuales los dispositivos FACTS pueden ser una solución adecuada.

1) Definición de estabilidad en sistemas eléctricos de potencia

Aunque la estabilidad de un sistema de transmisión no es algo trivial, el concepto general es bastante simple. Se dice que un sistema de potencia es estable, o que opera en estado estable, si cumple con dos características básicas:

1. Si las variables eléctricas del SEP, (tensión, corriente, ángulos), permanecen dentro de un rango de operación aceptable, es

decir que se mantienen constantes durante la operación, ó dentro de un rango de valores admisibles que no viola los límites técnicos y operativos de los equipos y del esquema de mercado, respectivamente.

2. Si cuando el SEP, durante su operación en estado estable dentro de valores aceptables para todas las variables del sistema, es perturbado, es capaz de retornar en un tiempo aceptable a un estado operativo donde todas las variables eléctricas y mecánicas del sistema están dentro de rangos operativos admisibles por el SEP.

Es importante observar que la definición de un determinado sistemas de transmisión como estable, no depende solo de que opere dentro de valores admisibles para las variables del mismo, sino también de su capacidad para retornar a una condición de equilibrio después de una perturbación. Son múltiples las posibles contingencias a las que se puede ver sometido un SEP, y dependiendo de la naturaleza de la contingencia, el problema técnico que desencadenan puede ser uno u otro. En el siguiente numeral se mencionan algunos de los más comunes.

2) Problemas típicos de un sistema eléctrico de potencia

a) Inestabilidad angular

La estabilidad angular es la habilidad de las máquinas síncronas interconectadas de un sistema de transmisión de mantenerse en sincronismo [2]. Este problema de estabilidad involucra el estudio de las

oscilaciones electromecánicas inherentes en los sistemas de potencia, y por tanto el análisis del ángulo del rotor de las máquinas síncronas, que es función de la potencia mecánica aplicada al rotor y de la potencia eléctrica transferida a la red.

En un sistema caracterizado por estabilidad angular, al aumentar la velocidad de un generador, (por ejemplo por una pérdida repentina de carga), las variaciones angulares provocan un aumento de la potencia eléctrica transferida, lo que contrarresta el efecto de aumento de velocidad en el generador y orienta el sistema hacia un punto de equilibrio estable. En cambio, en un sistema angularmente inestable, las variaciones angulares provocadas por un aumento en la velocidad de un generador, conllevan una disminución de la potencia eléctrica transferida y esto a su vez, refuerza el aumento de velocidad del generador, lo que es una clara condición de inestabilidad.

Es común y práctico caracterizar los fenómenos de estabilidad angular en dos categorías:

1. Inestabilidad angular de pequeña señal

Un sistema tiene inestabilidad angular de pequeña señal cuando es incapaz de mantenerse en sincronismo bajo pequeñas perturbaciones que ocurren continuamente en el sistema a causa de pequeñas variaciones en carga y generación [2]. Compensadores estáticos de VAR's (SVCs) y estabilizadores de sistemas de potencia (PSSs) son medios comunes para

contrarrestar las oscilaciones de potencia generadas en este tipo de perturbaciones.

Actualmente, con la interconexión de grandes sistemas con líneas de capacidad limitada, las oscilaciones electromagnéticas con duración de unos cuantos milisegundos y las oscilaciones electromecánicas con duración de algunos segundos, pueden aparecer de manera natural debido a las variaciones de las cargas, salidas de generadores o salidas de líneas de transmisión. Este fenómeno incrementa la probabilidad de interacción adversa entre los SEP, afectando la seguridad y confiabilidad. En los últimos

25 años los problemas de oscilaciones de pequeña magnitud y baja frecuencia han recibido mayor atención por el impacto negativo en los sistemas tales como la permanencia por largos periodos y algunas limitaciones en la capacidad de transferencia de potencia, aspectos que pueden ser bien manejados con el uso de FACTS.

2. Inestabilidad angular transitoria

La estabilidad transitoria se refiere a la capacidad de los generadores de permanecer en sincronismo cuando están sujetos a grandes perturbaciones tales como fallas trifásicas y salidas de líneas de transmisión. El periodo de tiempo para la estabilidad transitoria es de unos cuantos segundos debido a que la pérdida de sincronismo puede suceder rápidamente en ese corto tiempo y

origina que la posición angular de los rotores de los generadores comience a incrementarse bajo la influencia de la potencia acelerante positiva y el sistema pierda estabilidad si el rotor experimenta una excursión grande [3]. Estos y otros factores han sido muy importantes en el diseño y uso de dispositivos basados en electrónica de potencia para ayudar a incrementar la estabilidad de los sistemas de potencia en el periodo de post- falla.

Se puede definir la inestabilidad angular transitoria como la incapacidad del sistema de mantenerse en sincronismo cuando es sometido a perturbaciones transitorias severas [2]. Normalmente los sistemas incluyen estudios de diseño para asegurar la estabilidad angular transitoria para posibles contingencias. Estos estudios consideran parámetros como la impedancia de las líneas, el tiempo de disparo, autorrecierres, constantes de inercia, y equipos adicionales como capacitores serie y resistores de interrupción .Inestabilidad de frecuencia

La inestabilidad de frecuencia comúnmente es resultado de un gran déficit o superávit repentino de generación debido a los cambios dinámicos entre la generación y la carga. En caso de caídas de frecuencia o déficit, el deslastre controlado automático de carga es una medida ampliamente utilizada para contrarrestar salidas del sistema por este motivo. En el caso de sobrefrecuencias o superávit debidos a la pérdida repentina de carga, los generadores

pueden ser deslastrados. La inestabilidad de frecuencia puede ocurrir durante la última fase de una perturbación mayor en el sistema de potencia.

b) Inestabilidad de voltaje

La inestabilidad de voltaje es la incapacidad de un sistema de mantener los voltajes en todos los barrajes del sistema, dentro de valores admisibles, bajo condiciones de operación normal y después de haber sido sometido a una perturbación [2]. Para propósitos de análisis es común y práctico caracterizar los fenómenos de estabilidad de voltaje en dos categorías:

1. Inestabilidad de voltaje a corto plazo

La inestabilidad de voltaje a corto plazo es normalmente asociada con una reducción extremadamente severa de la capacidad de la red, causada por ejemplo por el disparo de varias líneas paralelas. Una de las características de este tipo de problemas es que no hay un punto de equilibrio estable inmediatamente después de aclarada la falla inicial. Las acciones tendientes a controlar este tipo de perturbaciones deben ser rápidas, (unos pocos segundos o fracciones de segundo), y muy potentes (como por ejemplo, grandes cantidades de deslastre de carga).

2. Inestabilidad de voltaje a largo plazo

Cuando el sistema de potencia está en transición hacia inestabilidad de voltaje a largo plazo, el sistema ha pasado, y ha

controlado de manera adecuada, una primera perturbación, es decir, hubo un punto de equilibrio estable inmediatamente después de aclarar la perturbación; sin embargo, la recuperación de la carga y la operación de los cambia taps, provocan decremento en el voltaje del sistema de transmisión y el colapso ocurre en la escala de tiempo de 10 segundos a 30 minutos. Sin ninguna perturbación inicial, la inestabilidad de voltaje a largo plazo, podría ocurrir debido a un incremento de carga muy alto y durante un tiempo muy corto.

c) Salidas en cascada

La salida en cascada de líneas o generadores podría tener diferentes orígenes, pero son principalmente asociados con alguna clase de sobrecarga, seguida por un disparo de una línea o unidad generadora, lo cual causa un incremento en la sobrecarga en las unidades que quedan y el fenómeno se repite sucesivamente. En tal caso, podría requerirse deslastre de carga o rechazo de generación, para preservar la integridad del sistema de potencia.

d) Congestión

Se dice que hay congestión en un sistema de transmisión cuando éste opera en o cerca de por lo menos uno de sus límites de transferencia. Estos límites pueden tener su origen en asuntos estrictamente técnicos como por ejemplo la capacidad térmica de una línea, y otros relacionados con la estabilidad del sistema, así como en asuntos referentes a los esquemas de mercado bajo los cuales opere el SEP.

La congestión obliga al sistema a operar en condiciones poco adecuada desde el punto de vista de aprovechamiento de infraestructura de red disponible y de transacciones comerciales inadecuadas para el usuario final.

Los grandes desarrollos tecnológicos en electrónica de potencia han proporcionado nuevas alternativas para mejorar e incrementar el desempeño y la capacidad de los sistemas de transmisión de potencia, permitiendo diseñar dispositivos que ayudan a superar las circunstancias mencionadas en este ítem. Esa alternativa interesante y efectiva es el uso de los Sistemas de Transmisión Flexible en Corriente Alterna, FACTS, cuyas características y principios de funcionamiento discutiremos en lo que resta de este capítulo.

e) Flujos de potencia en un sistema de corriente alterna

Dadas las imposibilidades actuales de almacenar energía en sistemas de potencia en corriente alterna, debe existir un balance permanente entre la generación y la carga. De algún modo el sistema eléctrico es autorregulado, ya que si la generación es menor que la carga, habrá una disminución del nivel de voltaje y frecuencia, y la carga disminuirá hasta igualar la generación menos las pérdidas de transmisión. Sin embargo existe solo un pequeño margen para esta autorregulación. Si el voltaje es elevado usando un soporte de potencia reactiva, la carga crecerá, y en consecuencia la frecuencia seguirá disminuyendo hasta llevar el sistema al colapso. Cuando se dispone de una generación suficiente,

habrá flujos de potencia activa hacia las áreas con déficit. Los flujos se establecerán a través de todos los caminos paralelos disponibles y, si no existe ningún tipo de control, están determinados por las leyes de los circuitos eléctricos.

Si se considera el caso del flujo de potencia a través de líneas de transmisión en paralelo (figura 6), en ausencia de algún tipo de control, el flujo de potencia se basa en el inverso de las impedancias de las líneas. Además de los problemas de propiedad y monopolio sobre las líneas y otros aspectos regulatorios sobre las cantidades de potencia a transferir, es muy probable que la línea de menor impedancia se sobrecargue y limite la capacidad de ambos caminos a pesar de que la línea de mayor impedancia no esté plenamente cargada. No sería muy conveniente aumentar la capacidad de la línea saturada; más aún si la otra línea aún tiene capacidad.

Figura 6. Flujo de potencia en líneas paralelas



En este caso, se podría controlar el flujo de potencia que circula a través de una línea según requerimientos determinados (por ejemplo se podría limitar el flujo de potencia a su valor nominal, en caso de una

contingencia como la falla de una de las líneas), mediante la realización de las siguientes posibles acciones:

1. Si una de las dos líneas de la figura 6 se reemplaza por un sistema de transmisión en corriente directa de alto voltaje (HVDC por sus siglas en inglés), La cantidad de potencia que fluye por la línea HVDC se puede controlar gracias al control de los convertidores electrónicos, permitiendo así mismo hacer uso pleno de la línea hasta el límite de sus capacidades térmicas (si los convertidores tienen la capacidad). Además, dada su respuesta rápida puede ser útil para mantener la estabilidad en la línea de AC. Sin embargo, por su alto costo, los sistemas HVDC son apropiados solo para la transmisión en grandes distancias.
2. Variando de manera controlada la impedancia de la línea.
3. Variando de manera controlada el ángulo de fase.
4. Inyectando un voltaje en serie, de magnitud y ángulo controlables.

Las acciones de control de flujo de potencia mencionadas en los puntos 2, 3 y 4 son posibles mediante la utilización de dispositivos FACTS y tienen su fundamento en el análisis de la potencia transferida entre dos nodos de un sistema de potencia en corriente alterna que se realiza a continuación.

2.2.2 Dispositivos FACTS

Las innovaciones en tecnología de semiconductores han permitido la construcción de nuevos y poderosos tiristores como los tiristores de apagado de puerta, GTOs (Gate Turn-off Thyristors) y como los transistores bipolares de puerta aislada, IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor). El desarrollo basado en esos dispositivos semiconductores primero estableció la tecnología de transmisión DC a alto voltaje HVDC, como una alternativa para la transmisión AC a largas distancias [6], y ésta tecnología, a su vez, estableció la base para el desarrollo de los sistemas de transmisión flexible en AC, FACTS, equipos que pueden ser usados para resolver los problemas en sistemas de transmisión AC mencionados en los numerales anteriores.

Los controladores FACTS son el resultado de una combinación de equipos convencionales de compensación, tecnología de punta en electrónica de potencia y de microelectrónica. Estos aspectos sumados al uso de los avances en el área de las comunicaciones, hacen de los dispositivos FACTS equipos que contribuyen a una operación adecuada de un Sistema de transmisión.

Así, los FACTS pueden ser definidos como aquellos sistemas de transmisión en corriente alterna basados en electrónica de potencia, y en otros controladores estáticos, cuyo fin es aumentar la controlabilidad e

incrementar la capacidad de transferencia de potencia de un sistema de transmisión.

Figura 7. Componentes de la tecnología FACTS



2.2.2.1 Características de los dispositivos FACTS en un sistema de transmisión

Los dispositivos FACTS pueden influenciar uno o más de esos parámetros y de este modo influenciar el flujo de potencia, en términos generales, estos dispositivos pueden generar los siguientes impactos sobre el sistema de potencia en el que se insertan:

Pueden proporcionar un control rápido y continuo del flujo de potencia en los sistemas de transmisión controlando los voltajes en los nodos críticos, cambiando la impedancia de las líneas de transmisión o controlando el ángulo de fase al final de las líneas.

Permiten el incremento de la cargabilidad de las líneas de transmisión a niveles cercanos a los límites térmicos. Por ello pueden aumentar la transferencia de potencia a través de sistemas de transmisión que tienen restricciones en la actualidad, optimizando el uso de la infraestructura disponible y suministrando potencia a bajos costos a un gran número de consumidores.

Permiten la disminución de las oscilaciones que pueden dañar equipos y/o limitar la capacidad de transmisión de potencia eléctrica. Por esto pueden ser aplicados para manejo de la congestión e incremento de la estabilidad.

Permiten al sistema mayor habilidad para transferir potencia eléctrica entre áreas controladas, de forma que los márgenes de generación de reserva se reduzcan de 18% a 15%.

Permiten la prevención de apagones en cascada al evitar los efectos de fallas y de equipos dañados.

Permiten disminución de pérdidas de potencia activa, menores costos de producción de energía y cumplimiento de requerimientos contractuales mediante el control de los flujos de potencia en la red.

Es importante notar que el aprovechamiento de las ventajas de los sistemas de comunicación actuales en las redes de potencia y las altas velocidades de respuesta de los dispositivos tiristores que conforman la dinámica de los FACTS, son esenciales para que estos dispositivos

puedan operar sobre los flujos de potencia cuando se quieren resolver problemas de inestabilidad en el SEP. Por otro lado, es un factor crucial seleccionar la mejor solución desde los puntos de vista técnico y económico, dado que hay una gran variedad de dispositivos que pueden ser utilizados para estos efectos.

La mayoría de los sistemas de suministro de energía eléctrica a nivel mundial se encuentran estrechamente interconectados, tanto internamente entre las diferentes empresas y regiones que lo integran como externamente a través de conexiones internacionales. Esto se efectúa con finalidades fundamentalmente económicas para reducir los costos de electricidad y mejorar la confiabilidad de los sistemas de suministro de energía.

Las redes de interconexión permiten efectuar no solamente el suministro de energía sino también la comercialización de la misma entre los centrales generadores y los centros de consumo con la finalidad de minimizar la generación total de potencia y los costos asociados de combustible. Mediante este tipo de redes se pueden satisfacer demandas de diferentes características utilizando una gran variedad de recursos energéticos y precios de combustible persiguiendo como objetivo la minimización de los costos con un nivel requerido de confiabilidad. Una menor capacidad de transmisión significa que se requerirá una mayor cantidad de recursos de generación sin considerar si el sistema está integrado por centrales generadoras grandes o pequeñas. No se puede

asegurar en forma real cuál es el balance adecuado entre la generación y la transmisión a menos que los responsables de la planificación del sistema utilicen métodos avanzados de análisis que permiten integrar la planificación de la transmisión en escenarios que consideran en forma conjunta la planificación de transmisión y generación. Los costos de operación y mantenimiento de las líneas de transmisión y las pérdidas asociadas como también las dificultades encontradas en la construcción de nuevas líneas, limitan con frecuencia la capacidad de transmisión. Se ha podido observar en muchos casos que la optimización de la operación del sistema o bien de la distribución de reserva, desde un punto de vista económico, se encuentra restringida por la capacidad de la transmisión y esta situación por lo general no tiende a mejorar. En un sistema eléctrico desregulado la disponibilidad de una red de transmisión de características malladas es vital para el ambiente competitivo de un servicio eléctrico confiable.

Por otro lado, debido al incremento en la transferencia de potencia se origina una mayor complejidad en la operación de los sistemas eléctricos, disminuyendo su seguridad por la probabilidad en la ocurrencia de fallas. Esta situación puede conducir a la transmisión de grandes flujos de potencia con un control inadecuado, excesiva circulación de potencia reactiva en diferentes partes del sistema y en las interconexiones entre áreas y por lo tanto no puede utilizarse el potencial disponible del sistema de transmisión.

En la actualidad los sistemas de potencia, por lo general, son controlados mecánicamente. Se observa además un extenso uso de microelectrónica, computadoras y comunicaciones de alta velocidad para efectuar el control y protección de los sistemas actuales de transmisión, sin embargo cuando las señales de operación son enviadas a los circuitos de potencia, donde se efectúa la acción final de control, los componentes de conexión son mecánicos y actúan por lo tanto con menor velocidad de control. Otro problema apreciado en los componentes mecánicos es que el control no puede efectuarse con elevada frecuencia, debido a que sufren un mayor desgaste comparado con los componentes estáticos. En efecto, considerando la operación desde el punto de vista dinámico y en estado estacionario, se puede observar que los sistemas de potencia no presentan un control adecuado. Los profesionales encargados de la planificación y operación de los sistemas de potencia han aprendido a convivir con estas limitaciones utilizando una variedad de técnicas ingeniosas para lograr una operación efectiva del sistema, a costa de proveer mayores márgenes de operación y redundancias. Esto representa una buena posibilidad para la utilización en forma prudente de la tecnología FACTS.

En los últimos años se ha observado la ubicación de grandes demandas en diferentes puntos de las redes de transmisión como consecuencia de las reglas del mercado en sistemas competitivos, las cuales presentan además un crecimiento continuo. Estos incrementos de demanda sobre la

red de transmisión, la ausencia de una planificación de largo alcance y la necesidad de proveer un libre acceso a las empresas generadoras y consumidores, han originado tendencias hacia una menor seguridad de operación y reducida calidad de suministro. La tecnología FACTS es esencial para aliviar en gran medida estas dificultades, posibilitando a las empresas de mayores servicios a través de sus posibilidades de transmisión y mejorando la confiabilidad del sistema. Es necesario destacar, sin embargo, que para muchos casos vinculados con la necesidad de la expansión de la capacidad se requiere la construcción de nuevas líneas o bien aumentar la capacidad de corriente y tensión de las líneas y corredores existentes.

Para los encargados de planificar la transmisión en los sistemas de potencia es de gran relevancia el conocimiento de la tecnología de los FACTS, debido a que brinda nuevas posibilidades de controlar la potencia y mejorar la utilización de la capacidad disponible actual del sistema de transmisión y la prevista para el futuro. La posibilidad de que la corriente a través de una línea pueda controlarse a un costo razonable permite disponer de un gran potencial para incrementar la capacidad de líneas existentes en la transmisión de potencia mediante la utilización de uno de los tipos de controladores FACTS, tanto en condiciones de operación normal como en emergencia.

Las posibilidades mencionadas se alcanzan mediante la capacidad de los dispositivos FACTS de controlar los parámetros vinculados a la operación

de los sistemas de transmisión tales como impedancias series y shunt, corriente, tensión, ángulo de fase y el amortiguamiento de las oscilaciones de diferentes frecuencias por debajo de la nominal. Para no violar las restricciones asociadas a la operación de las redes de transmisión, mientras se mantiene la confiabilidad requerida para los componentes mecánicos utilizados, es necesario reducir la capacidad de transmisión disponible. Con la utilización adicional de los controladores flexibles FACTS es posible transmitir potencia por una línea en valores cercanos al límite nominal térmico. Los interruptores mecánicos deben ser suplementados con componentes electrónicos de respuesta rápida. Es necesario hacer énfasis en que los FACTS pertenecen a una tecnología para posibilitar la potencialización de las instalaciones y no para reemplazar los interruptores mecánicos.

La tecnología de FACTS no es un simple elemento controlador de alta potencia, sino una colección de controladores que pueden actuar individualmente o en coordinación con los restantes para controlar uno o más de los parámetros interrelacionados del sistema mencionados previamente. La utilización de un controlador FACTS bien seleccionado permite sobrepasar los límites especificados tradicionalmente para la operación de una línea de transmisión o corredor. Debido a que todos los controladores FACTS representan aplicaciones de la misma tecnología básica, su producción puede eventualmente presentar la ventaja de la

tecnología de escala. Los componentes básicos para este tipo de controladores son el tiristor y el transistor de potencia.

La tecnología FACTS también conduce a la posibilidad de la extensión en forma escalonada de los límites utilizados en la transmisión mediante inversiones incrementales cómo y cuándo esto lo requieran. Las personas encargadas de la planificación debieran prever en forma progresiva el funcionamiento conjunto de medidas de conexión mecánicas y controladores FACTS para alcanzar el objetivo con las inversiones apropiadas.

Entre los Controladores Electrónicos de Potencia, ahora incluidos en el concepto de FACTS, se pueden mencionar el compensador estático de potencia reactiva (SVC – Shunt-connected Static VAR Compensator) para control de tensión, el cual fue comercializado por GE en 1974 y por Westinghouse en 1975. El primer controlador serie con estructura de amortiguamiento, NGH_SSR fue presentado en California por Siemens en 1984. Con esto se observa que un controlador activo no se limita solamente a la compensación capacitiva serie. Justamente en forma previa a la existencia de los SVCs, hubo dos versiones de reactores estáticos saturables para limitación de sobretensiones en estado estacionario y dinámico. También se han efectuado investigaciones con componentes de estado sólido para el control de los transformadores regulables de tensión y en los desfases. Por lo tanto, el aspecto más relevante de la tecnología FACTS es que el concepto de umbral asociado

a la tecnología electrónica de potencia se lo puede mejorar considerablemente para ser utilizado en sistemas de potencia.

Es necesario destacar que la implementación de la tecnología FACTS se ha desarrollado con una tecnología base provista a través de los componentes para la conducción en alta tensión de corriente continua (HVDC) y mecanismos de control de alta tensión. No obstante, como los componentes semiconductores de potencia continúan mejorando y como el concepto de controladores FACTS avanza, el costo de este tipo de control presenta una tendencia decreciente y su utilización en gran escala está prácticamente asegurada.

En la actualidad muchas de las posibilidades de transmisión se encuentran confrontadas ante la situación de uno o más límites en los parámetros de la red y además ante la infactibilidad de transmitir flujo de corriente continua.

En los sistemas de corriente alterna tanto la generación eléctrica como la carga se deben balancear en todo momento. En algún grado los sistemas eléctricos presentan una autorregulación. Como ilustración puede decirse que si la generación resultase menor que la carga en un determinado instante, la tensión y la frecuencia disminuyen y por lo tanto la carga comienza a disminuir para igualar la generación descontadas las pérdidas de transmisión. Sin embargo existe solamente un pequeño margen porcentual para esta autorregulación. Si la tensión se consigue mantener

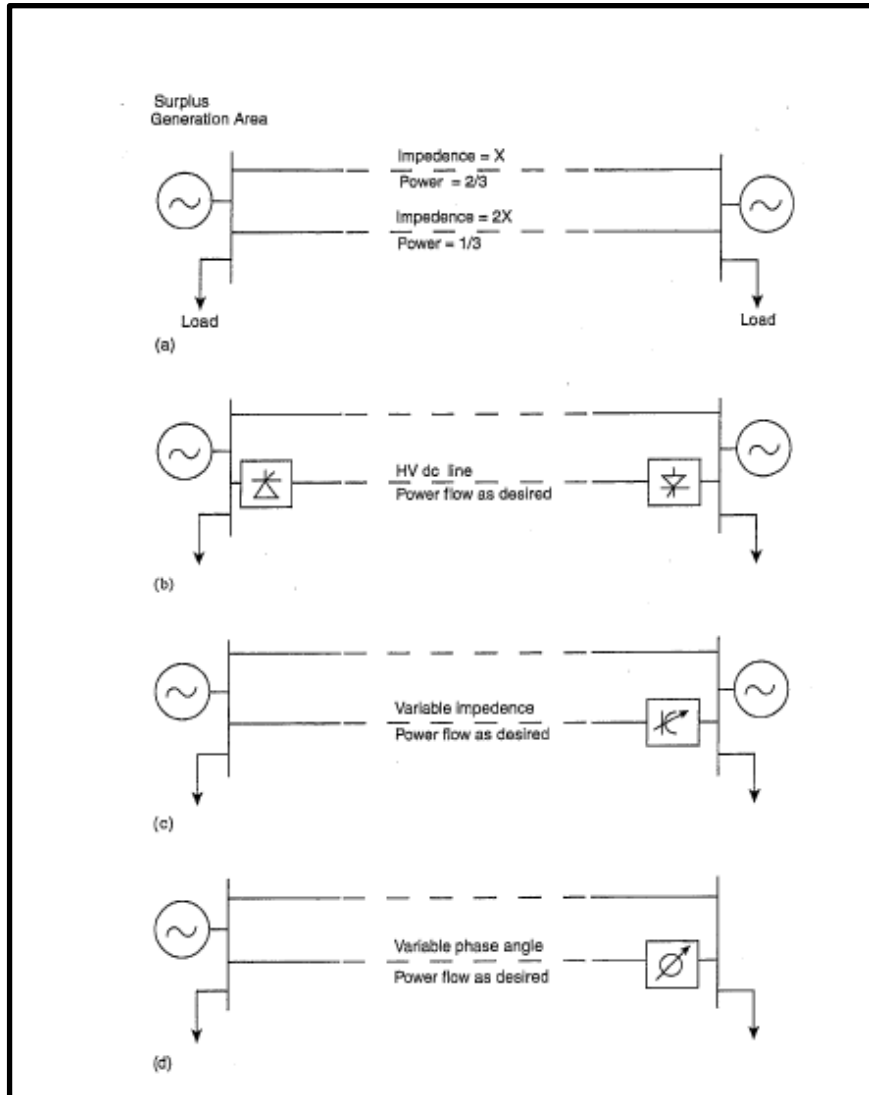
con reserva de potencia reactiva, luego la carga aumentará y en consecuencia la frecuencia continuará disminuyendo hasta alcanzar el colapso. Alternativamente, si la reserva de potencia reactiva resulta inadecuada, el sistema puede finalizar con un colapso de tensión.

Cuando se tiene una adecuada disponibilidad de generación, el flujo de potencia activa fluye desde las áreas exportadoras hacia las que poseen déficit a través de todas las trayectorias paralelas disponibles, las cuales incluyen líneas de alta y media tensión. Con frecuencia en esta transmisión están presentes grandes distancias con cargas y generaciones a lo largo del trayecto. Como ejemplo ilustrativo se puede citar el suministro de energía desde el área correspondiente a la Ontario Hidro Canadá hacia el sistema noreste de los Estados Unidos (North East United States) efectuado a través del sistema "PJM" mediante un gran lazo, el cual posee un gran número de vínculos de elevada capacidad y baja impedancia. Con mayores o menores diferencias en cuanto a los componentes y distancias disponibles es lo que aproximadamente ocurre en la mayoría de los sistemas de transmisión.

Para el análisis de esta situación se considerará un caso muy sencillo de flujo de potencia (Figura 1(a)), cuya energía se suministra a través de dos trayectorias paralelas (corredores posibles de diferentes líneas) desde un área exportadora, representada en la figura como un generador equivalente en el costado izquierdo, hacia un área deficitaria ubicada en el extremo derecho. Sin la existencia de algún control, la distribución del

flujo de potencia se efectúa en forma inversamente proporcional a las impedancias de las diferentes líneas de transmisión. Adicionalmente, al considerar las causas contractuales que rigen el suministro de energía, las cuales definen el nivel de carga de las líneas, es probable que la línea con baja impedancia resulte sobrecargada y por lo tanto limite también la capacidad en los restantes vínculos de mayor impedancia que no alcanzaron su capacidad máxima de carga. Esto no debiera ser un incentivo para originar inversiones con la finalidad de aumentar la capacidad de corriente del vínculo sobrecargado, porque esto produciría una disminución en la impedancia y dichas inversiones carecerían de sentido, particularmente si los vínculos de mayor impedancia presentan suficiente capacidad.

Figura 8. Flujo de potencia en vínculos paralelos; (a) flujo de potencia de corriente alterna; (b) control de flujo de potencia con HVDC; (c) control de flujo de potencia con impedancia variable; (d) control de flujo de potencia con ángulo de fase variable.



La figura 8(b) muestra los mismos dos vínculos, pero uno de ellos presenta la transmisión en corriente continua (HVDC). Con HVDC, los flujos de potencia pueden ser controlados por el operador mediante el control de los convertidores electrónicos de potencia. Con esta posibilidad de control sobre la potencia transmitida por este tipo de vínculo se puede alcanzar hasta su límite de capacidad térmica si se dispone de los convertidores de capacidad adecuada.

Adicionalmente, debido a que las líneas de HVDC poseen controles de alta velocidad, pueden utilizarse estos para ayudar a mantener la estabilidad de los vínculos paralelos de corriente alterna. Sin embargo los vínculos de HVDC son caros para un uso generalizado y usualmente se consideran cuando se involucran grandes distancias en la transmisión. Como una nueva alternativa se muestran los controladores FACTS de tipo serie en líneas de transmisión, ilustrados en las figuras 8(c) y 8(d). Mediante el control de la impedancia (Figura 8 (c)) o bien mediante el ángulo de fase de las tensiones (Figura 8 (d)), el FACTS puede controlar el flujo de potencia requerido. El máximo flujo de potencia se puede restringir a su límite nominal incluso bajo condiciones de contingencia, cuando por ejemplo se espera que esta línea transporte mayor potencia debido a la pérdida de una línea paralela.

a) Flujo de potencia en sistemas mallados

Para una mejor comprensión de esta situación del flujo de potencia, se considerará un caso muy simplificado, en el cual generadores de dos diferentes lugares se encuentran vendiendo potencia a un centro de carga a través de una red formada por tres líneas interconectadas en forma mallada (Figura 9). Se supondrá que las líneas AB, BC y AC presentan una potencia nominal límite en operación normal de 1000 MW, 1250 MW y 2000 MW respectivamente y en situaciones de emergencia de dos veces aquellos valores durante un período de tiempo de suficiente

magnitud para permitir la redistribución de potencia en caso de pérdida de una de estas líneas. Si uno de los generadores está suministrando 2000 MW y el otro 1000 MW, un total de 3000 MW serían aportados al centro de carga. Debido a las impedancias mostradas en las líneas cada una transporta 600, 1600 y 1400 MW, respectivamente como se aprecia en la figura 2(a). Tal situación produce una sobrecarga en la línea BC (cargada a 1600 MW sobre su valor nominal de 1250 MW) y por lo tanto la generación en B debiera ser disminuida y aumentada en A con la finalidad de satisfacer la carga sin producir violaciones en la línea BC.

La distribución de los flujos de potencia sobre el sistema depende fundamentalmente de las impedancias serie de cada línea, las cuales son de características esencialmente inductivas, originando grandes dificultades para satisfacer los contratos, límites térmicos y pérdidas de transmisión en valores aceptables.

Sin embargo si se inserta una reactancia capacitiva de $-5 \text{ } [\Omega]$ a la frecuencia sincrónica en la línea AC (Figura 9 (b)), la impedancia total de esta línea se reduce de $10 \text{ } [\Omega]$ a $5 \text{ } [\Omega]$ originando una redistribución de los flujos a través de las líneas AB, BC y AC en magnitud de 250, 1250 y 1750 MW respectivamente. Es evidente que si el capacitor serie es variable, se pueden modificar los flujos de potencia para poder satisfacer los contratos, límites de transmisión y pérdidas estimadas en un amplio rango de variación de las cargas y posibilidades de generación. Además, en el caso en que este tipo de capacitores sean estructurados en forma

modular con elementos mecánicos de interconexión, la cantidad de operaciones a las que podrían estar afectados se las debe limitar estrictamente por el desgaste en los componentes mecánicos, ya que las condiciones de carga de cada línea varían continuamente con el estado de demanda del sistema o de generación o bien ante la salida de servicio de alguna línea.

Otras complicaciones que pueden alcanzarse en el caso de que el capacitor serie se controle en forma mecánica es la situación en que dicho componente pueda conducir a una resonancia subsincrónica (En una frecuencia típica de 10 a 50 Hz para el caso de sistemas de 60 Hz). Esta resonancia puede ocurrir cuando una de las frecuencias de resonancia mecánica del eje de una unidad generadora con múltiples turbinas coincide con los 60 Hz menos la frecuencia de resonancia eléctrica del capacitor con la impedancia inductiva de la línea. Si esta resonancia persiste, se terminará dañando el eje mencionado. También en el caso en que la falla de una línea fuerza a las restantes a operar en sus valores de emergencia transportando por lo tanto una mayor carga, es probable que se produzcan oscilaciones de potencia de baja frecuencia (En los valores típicos de 0,3 a 3 Hz) lo cual puede originar la pérdida de sincronismo de los generadores impulsando al sistema hacia un colapso. Sin embargo, si una parte o la totalidad de los capacitores serie son controlados por tiristores se los pueden variar tan frecuente como sean requeridos. Este tipo de control puede modularse para amortiguar rápidamente cualquier

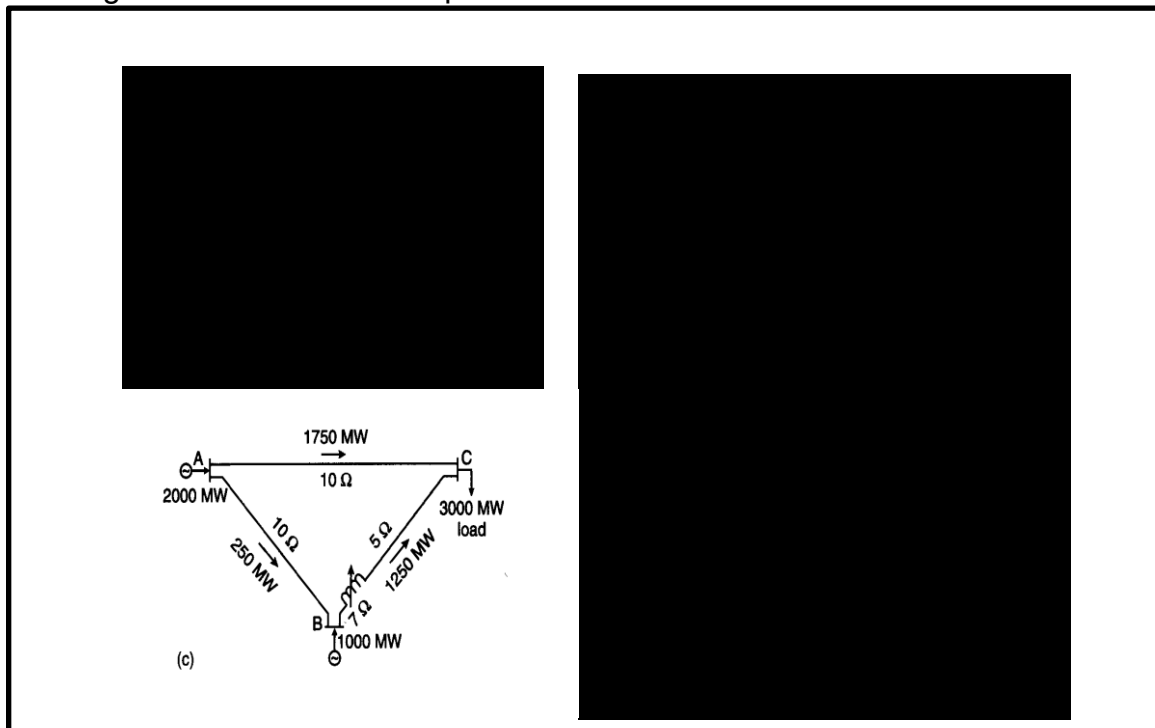
condición de resonancia subsincrónica o bien amortiguar las oscilaciones de baja frecuencia en el flujo de potencia. Esto permitiría al sistema de transmisión pasar desde una condición de estado estacionario a otra sin el riesgo de producir algún daño en el eje del generador y también colaborar con la reducción del riesgo en el colapso del sistema. En otras palabras, un capacitor serie controlado por tiristores puede ampliamente mejorar la estabilidad de la red. En la práctica lo que se utiliza con mayor frecuencia es que una parte de la compensación serie se la controle en forma mecánica y la otra parte mediante los tiristores a fin de controlar las restricciones del sistema con menores costos.

Se pueden obtener resultados similares incrementando la impedancia de una de las líneas en la misma configuración mallada mediante la inserción en serie de un reactor de 7 [Ω] en la línea AB (Figura 9 (c)). De igual manera un inductor serie puede ser controlado parcialmente en forma mecánica y parcialmente mediante tiristores, lo cual posibilita ajustar el flujo de potencia en estado estacionario y amortiguar las oscilaciones no deseadas.

Como una opción diferente a las mencionadas se puede efectuar la instalación en serie de un regulador del ángulo de fase controlado por tiristores en cualquiera de las tres líneas para alcanzar el mismo propósito que en los casos anteriores. En la figura 9 (d), el regulador se instala en la tercera línea para reducir la diferencia total del ángulo de fase a lo largo de la línea desde 8,5 grados hasta 4,24 grados. Como se mencionó

anteriormente se puede efectuar también aquí con la finalidad de reducir costos una combinación del control mecánico y electrónico mediante tiristores vinculados al regulador del ángulo de fase. Sin embargo no se pueden alcanzar los mismos resultados mediante la inyección de una tensión variable en una de las líneas. Puede observarse además que para balancear el flujo de potencia en los casos anteriores no se requiere más que un controlador FACTS y realmente existen diferentes opciones de controladores y en diferentes líneas.

Figura 9: Flujo de potencia en una red mallada: (a) diagrama del sistema; (b) diagrama del sistema con capacitor serie controlado por tiristores en la línea AC; (c) diagrama del sistema con reactor serie controlado por tiristores en la línea BC; (d) diagrama del sistema con regulador del ángulo de fase controlado por tiristores en la línea AC.



Si la red de transmisión posee a un único propietario la decisión para la instalación de un controlador FACTS obedece a un criterio económico del sistema en forma global. Por otro lado si diferentes agentes están involucrados en la operación de la red, es necesario definir un mecanismo de decisión para establecer la inversión y la empresa encargada de la misma.

b) Causas que limitan la capacidad de carga de los vínculos

Asumiendo que no existen dificultades vinculadas con el propietario de la red y que el objetivo perseguido es lograr la mejor utilización de la red en la transmisión de potencia y maximizar la capacidad de carga (teniendo en cuenta condiciones de contingencia), es necesario definir en función de los componentes disponibles la capacidad de carga existente y la estrategia para mejorarla.

c) Límite térmico

La capacidad térmica de una línea aérea depende de la temperatura ambiental, condiciones de viento, características del conductor y distancia a tierra. Esta capacidad puede variar por un factor de 2 a 1 debido a las variables ambientales y a la historia de la carga del componente. El valor nominal definido para una línea se lo hace en forma conservativa considerando diferentes escenarios que tienen en cuenta las situaciones más críticas en el medio ambiente con sus estadísticas disponibles. Debido a que estos escenarios se presentan raramente, en la realidad la mayoría de las veces existe una capacidad

real mayor que la asumida. En algunas empresas se asignan valores diferentes para invierno y verano, no obstante ello se dispone en ambos casos de un margen considerable para la operación. Se observa también la existencia de programas computacionales fuera de línea que pueden calcular la capacidad de carga de la línea utilizando los datos ambientales y la historia de la carga reciente. Con la existencia de los componentes de monitoreo en tiempo real se dispone de los datos para poder definir la capacidad de carga en forma actualizada. Algunas veces las condiciones ambientales actuales pueden ser peores que las asumidas, por lo tanto es muy útil la posibilidad de determinar el valor actuar de la capacidad de transmisión de la línea.

Para el incremento de la capacidad de un vínculo de transmisión se debe considerar la capacidad existente en tiempo real de los transformadores y de los restantes componentes que participan en el transporte, tales como transformadores de intensidad y bobinas de onda portadora, algunos de los cuales es necesario reemplazarlos con la finalidad de mejorar la capacidad de carga de la línea. La capacidad de carga en tiempo real de los transformadores depende también de la temperatura ambiente, del envejecimiento del transformador y de la carga histórica reciente. El monitoreo de la capacidad de carga en línea y fuera de línea puede utilizarse para obtener la capacidad de carga en tiempo real del transformador. La

mejora en la refrigeración del transformador sirve también como una ayuda importante.

Existe la posibilidad de incrementar el límite de transporte de una línea mediante el cambio del conductor por uno de mayor capacidad de corriente o mediante la transformación de un circuito simple a uno doble, lo cual puede requerir en ambos casos modificaciones estructurales. Una vez que se dispone de una mayor capacidad es necesario definir cómo debe ser utilizada. La tecnología FACTS puede ayudar en hacer más efectiva la utilización de esta ampliación en la capacidad.

d) Límite dieléctrico

Desde el punto de vista del aislamiento, la mayoría de las líneas son diseñadas en forma muy conservativa. Para un valor definido de tensión nominal es posible incrementar con cierta frecuencia en condiciones de operación normal y sin mayores riesgos hasta un 10% de la magnitud de la tensión (por ejemplo de 500 kV a 550 kV) y en algunos casos efectuar aumentos aún mayores. Se deben tomar las precauciones necesarias para asegurar que las sobretensiones dinámicas y transitorias se mantengan dentro de los límites adoptados. La utilización de materiales modernos y nuevas tecnologías en los aisladores y subestaciones posibilitan el aumento de la capacidad de tensión en las

líneas y subestaciones. La tecnología FACTS se la utiliza en este caso para asegurar condiciones aceptables de sobretensión y flujo de potencia.

e) Límite por Estabilidad

Hay una serie de efectos relacionados con la estabilidad del sistema que limitan la capacidad de transmisión. Entre estos efectos se pueden enumerar los siguientes:

- Estabilidad transitoria
- Estabilidad dinámica
- Estabilidad en estado estacionario
- Colapso de frecuencia
- Colapso de tensión
- Resonancia subsincrónica

Debido a la extensión de esta temática y teniendo en cuenta que existe abundante bibliografía, en este caso en particular el análisis se limitará solamente a los aspectos esencialmente necesarios para la explicación de los controladores FACTS. La tecnología FACTS se la puede utilizar para evitar las violaciones en cualquiera de los límites de estabilidad, en cuyo caso el último límite debiera ser térmico o dieléctrico.

f) Importancia relativa del control de parámetros

Teniendo en cuenta lo explicado en el apartado anterior se puede destacar aquí algunos puntos importantes relacionados con el control del flujo de potencia.

- El control de la impedancia de línea X (por ejemplo, mediante un capacitor en serie controlado por tiristores) puede proveer un método eficaz para controlar la corriente.
- Cuando el ángulo es relativamente pequeño, lo cual ocurre en la mayoría de los casos, controlando la reactancia X o el ángulo se puede obtener un control significativo para la potencia activa.
- El control del ángulo (con un regulador del ángulo de fase), el cual puede modificar la caída de tensión entre los nodos extremos, permite disponer de una herramienta poderosa para controlar el flujo de corriente y por lo tanto el flujo de potencia activa en los casos en que el ángulo no sea lo suficientemente grande.
- La inyección de tensión en serie con la línea y perpendicular al flujo de corriente puede aumentar o disminuir la magnitud de dicho flujo. Debido a que el flujo de corriente se encuentra atrasado respecto de la caída de tensión entre las barras extremas en 90° , esto significa inyección de potencia reactiva en serie (por ejemplo utilizando compensación sincrónica estática en serie). Mediante esta herramienta se puede disponer de un medio importante para controlar la corriente de línea y por lo tanto la potencia activa

cuando el ángulo es pequeño.

- La inyección de tensión en serie con la línea pero con un ángulo de fase variable con respecto a la caída de tensión puede controlar la magnitud y fase de la corriente de línea. Mediante esta acción se puede disponer de una poderosa herramienta para controlar en forma precisa la potencia activa y reactiva. Esto se puede obtener mediante la inyección en serie de ambas potencias activa y reactiva.
- La potencia nominal en [MVA] de los controladores poseen en la mayoría de los casos una pequeña fracción de la potencia transmitida por la línea.
- En el caso en que el ángulo no es grande, controlando la magnitud de la tensión en los nodos extremos (por ejemplo mediante un regulador de tensión controlado por tiristores), puede resultar una herramienta muy efectiva en costos para el control de la potencia reactiva a través de la interconexión.
- Una combinación de un control de la impedancia de línea con un controlador serie y un regulador de tensión con un controlador shunt, pueden resultar también como un medio muy efectivo en costos para controlar ambos flujos de potencia activa y reactiva entre los dos sistemas.

Tabla 2: Atributos de control para varios controladores FACTS

Controlador FACTS	Atributos de control
Compensador Sincrónico Estático sin almacenamiento de energía. (STATCOM without storage)	<ul style="list-style-type: none"> - Control de tensión. - Compensación de potencia reactiva. - Amortiguación de oscilaciones - Estabilidad de tensión
Compensador Sincrónico Estático con almacenamiento de energía. (STATCOM with storage)	<ul style="list-style-type: none"> - Control de tensión. - Compensación de potencia reactiva. - Amortiguación de oscilaciones - Estabilidad transitoria y dinámica. - Estabilidad de tensión
Compensador de Reactivo Estático (SVC, TCR, TCS, TRS)	<ul style="list-style-type: none"> - Control de tensión. - Compensación de potencia reactiva. - Amortiguación de oscilaciones
Resistor de Frenado controlado por Tiristores	<ul style="list-style-type: none"> - Amortiguación de oscilaciones. - Estabilidad transitoria y dinámica.
Compensador Serie Sincrónico Estático sin almacenamiento de energía. (SSSC without storage)	<ul style="list-style-type: none"> - Control de corriente. - Amortiguación de oscilaciones - Estabilidad transitoria y dinámica. - Estabilidad de tensión - Limitador de corriente de falla
Compensador Serie Sincrónico Estático con almacenamiento de energía. (SSSC with storage)	<ul style="list-style-type: none"> - Control de corriente. - Amortiguación de oscilaciones - Estabilidad transitoria y dinámica. - Estabilidad de tensión.
Capacitor Serie Controlado por Tiristores (TCSC, TSSC)	<ul style="list-style-type: none"> - Control de corriente. - Amortiguación de oscilaciones - Estabilidad transitoria y dinámica. - Estabilidad de tensión

Reactor Serie Controlado por Tiristores (TCSR, TSSR)	<ul style="list-style-type: none"> - Control de corriente. - Amortiguación de oscilaciones - Estabilidad transitoria y dinámica. - Estabilidad de tensión
---	---

2.2.3 Aplicación de filosofía de las redes neuronales artificiales al sistema de transmisión.

Utilizaremos en la presente tesis la red neuronal artificial como filosofía para el modelo matemático implementado para encontrar la expansión adecuada en el área norte del sistema de transmisión debido que las redes neuronales artificiales son herramientas no lineales que ofrecen una alta eficiencia, siendo capaces de establecer relaciones entre datos de entrada y de salida, sin ningún tipo de conocimiento previo acerca de la posible correlación existente entre las variables involucradas en el sistema. Por tanto, siguen un modelo conceptual de caja negra, donde el proceso es totalmente desconocido, no existe conocimiento previo, pero existen datos de partida, ya sean medidas, observaciones, muestras, etc.

A) Red Neuronal

Se denomina neurona o procesador elemental a un dispositivo simple de cálculo que a partir de un vector de entrada procedente del exterior o de otras neuronas proporciona una única respuesta o salida.

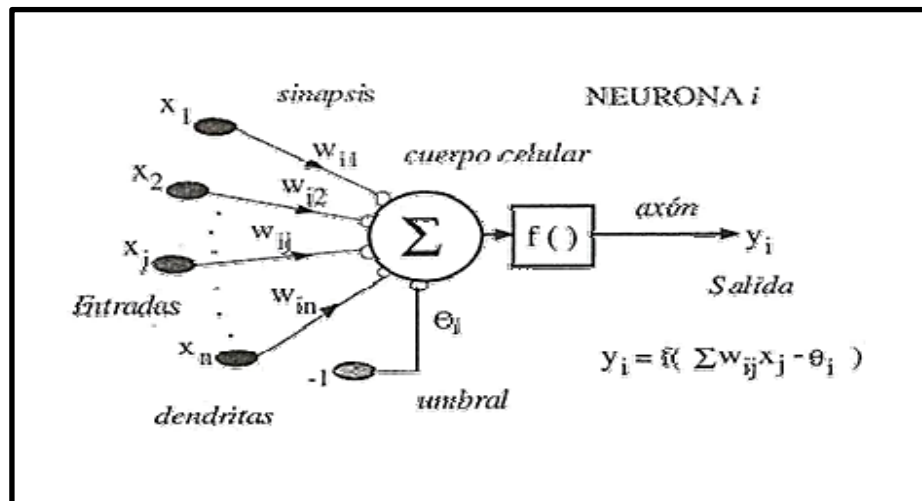
Este modelo de neurona formal se inspira en la operación de la biológica, en el sentido de integrar una serie de entradas y proporcionar cierta respuesta.

➤ **Entradas y salidas.**

Las variables de entrada y salida pueden ser binarias (digitales) o continuas (analógicas), dependiendo del modelo y aplicación. Dependiendo del tipo de salida, las neuronas suelen recibir nombres específicos. Así, las neuronas estándar cuya salida sólo puede tomar los valores 0 o 1 se suelen denominar genéricamente neuronas de tipo McCulloch-Pitts,

B) Modelo estándar

Figura 10
Modelo de neurona estándar



El modelo de la neurona estándar consiste en:

- Un conjunto de entradas $x_i(t)$ y pesos sinápticos w_{ij}
- Una regla de propagación:

- Una función de desempeño que representa simultáneamente la salida de la neurona y su estado de activación.

C) Redes neuronales y arquitectura

Las redes neuronales Artificiales (ANN) son sistemas paralelos para el procesamiento de la información, inspirados en el modo en el que las redes de neuronas biológicas del cerebro procesan información.

Además es de prever que dichas ANN tengan características similares a las del cerebro:

- ✓ Serán robustas y tolerantes a fallos.
- ✓ Serán flexibles. Podrán trabajar con información probabilística.
- ✓ Serán altamente paralelas. está formado por muchas neuronas interconectadas entre si y es precisamente el comportamiento colectivo de todas ellas.

El punto clave de las ANN es la nueva estructura de estos sistemas para el procesamiento de la información. Estos están compuestos, al igual que el cerebro, por un número muy elevado de elementos básicos (las neuronas), altamente interconectados entre ellos y con modelo de respuesta para cada elemento en función de su entorno muy parecido al comportamiento de las neuronas biológicas.

2.2.4 Modelos matemáticos para la expansión del sistema de transmisión de energía eléctrica a través del AMPL y solver CPLEX.

En la presente tesis describimos 4 modelos matemáticos que ayudaran con la expansión adecuada del área norte del sistema de transmisión de energía eléctrica respecto al costo de inversión, determinando la cantidad y ubicación de líneas y transformadores que deben ser adicionados para el correcto funcionamiento del sistema de potencia, dado un escenario de generación y demanda proyectado en un periodo de 5 o más años a través del programa de modelamiento matemático AMPL con solvers de optimización CPLEX o KNITRO, los cuales de cada modelo nos darán sus resultados adecuados pero teniendo limitaciones:

- No restringe el paso por zonas arqueológicas.
- Un único horizonte de planeamiento.
- Un solo escenario generación – demanda.

Obtener como resultado la expansión adecuada del sistema de transmisión de energía eléctrica respecto al costo de inversión se encuentra en la categoría de problemas no lineales enteros mixtos de difícil solución. El modelo del problema puede ser escrito de forma que pueda resolverse usando técnicas de programación lineal sucesiva o de programación lineal entera. En el caso de las técnicas lineales sucesivas, el proceso es guiado por técnicas heurísticas.

Este problema ha sido resuelto, en los casos en que puede encontrarse la solución adecuada, usando técnicas heurísticas, metaheurísticas, exactas y combinaciones de las anteriores. Garver [24] fue el primero en proponer un modelo basado en el concepto de flujo de carga y también el primero en sugerir el uso de conceptos de optimización para resolver este problema.

Años después se desarrollaron métodos de optimización matemática exacta que combinan programación lineal y programación dinámica [25], y los métodos heurísticos constructivos basados en sensibilidad [26].

Líneas abajo se presentará las soluciones que se pueden realizar al problema de planeamiento de la expansión del sistema de transmisión usando 4 diferentes modelos básicos: el modelo de transporte, híbrido lineal, lineal disyuntivo y de flujo de carga DC, los cuales se implementan en el lenguaje de modelamiento matemático AMPL⁶ y se resuelven usando los paquetes de optimización (solver) CPLEX. Se mostrarán las ventajas que trae consigo el uso de AMPL y el solver en el análisis preliminar de un problema de optimización de alta complejidad como lo es el planeamiento de la expansión de sistemas de transmisión.

2.2.4.1 Modelamiento matemático

Se utilizan diversos tipos de modelos, utilizados en la literatura especializada, para la representación de los sistemas eléctricos de transmisión: el modelo de transportes, el modelo DC, el modelo híbrido lineal y el modelo lineal disyuntivo.

1) Modelo de transportes.

Fue el primer modelo matemático propuesto para el problema de planeamiento de la transmisión de energía eléctrica [24]. Con este modelo se dio inicio a la sistematización de los diferentes problemas de planeamiento de la expansión de sistemas de transmisión de energía eléctrica. El modelo de transportes surge como una alternativa al modelo de flujo de carga AC, que presenta grandes dificultades para ser resuelto con las técnicas de optimización existentes, cuando se usa para representar el problema de planeamiento. Se trata de un modelo relajado donde sólo se exige el cumplimiento de la primera ley de Kirchhoff.

$$\min v \sum_{(i,j) \in \Omega} c_{ij} n_{ij} \dots \dots \dots (1)$$

$$sf + g = d$$

$$|f_{ij}| \leq (n_{ij}^o + n_{ij}) \bar{f}_{ij}$$

$$0 \leq g_i \leq \bar{g}_i$$

$$0 \leq n_{ij} \leq \bar{n}_{ij}$$

n_{ij} entero, f_{ij} irrestricto

Dónde:

c_{ij} , es el costo de un circuito que puede ser adicionado entre los nodos i-j.

n_{ij} , número de circuitos adicionales entre los nodos i-j.

s , matriz de incidencia nodo – rama del sistema

\bar{n}_{ij} , es el número máximo de adiciones permitidas en el corredor i-j.

n_{ij}^0 , número de circuitos existentes en la red inicial en el corredor i-j.

f_{ij} , flujo de potencia total en el corredor i-j.

\bar{f}_{ij} , flujo máximo en un circuito del corredor i-j.

S , es la matriz incidencia nodo – rama.

g_i , generación de nodo i.

d_i , demanda del nodo i.

2) Modelo híbrido lineal:

Es un modelo intermedio entre el modelo de transportes y el modelo de flujo de carga DC. En este caso, se aplica la primera ley de Kirchhoff a las adiciones de circuitos en corredores nuevos y en corredores existentes. A los circuitos que ya se encuentran en la red base se les aplica la primera y la segunda ley de Kirchhoff.

$$\min v \sum_{(i,j) \in \Omega} c_{ij} n_{ij} \dots \dots \dots \dots \dots \dots \dots \dots (2)$$

$$S' f' + S_0 f_0 + g = d$$

$$f_{ij}^0 = (\theta_i - \theta_j) \delta_{ij} n_{ij}^0$$

$$|\theta_i - \theta_j| \leq \bar{f}_{ij} x_{ij}$$

$$n_{ij} \leq (\bar{n}_{ij} - n_{ij}^0)$$

$$g_i \leq g_i \leq \bar{g}_i$$

$$\theta_k = 0; k: \text{índice del nodo de referencia}$$

$$n_{ij} \text{ entero}$$

$$g_i, f_{ij}, \theta_i, \quad \text{Irrestringidos}$$

Dónde:

c_{ij} , costo de construcción de un circuito entre los nodos $i - j$.

n_{ij} , número de circuitos adicionales entre los nodos $i-j$.

s , matriz de incidencia nodo – rama del sistema.

f_{ij} , flujo de potencia activa entre nodos $i-j$.

\bar{f}_{ij} , capacidad de transmisión de potencia activa de la línea conectada entre los nodos i y j .

g_i , generación del nodo i .

d_i , demanda del nodo i .

θ_i , ángulo de la tensión en el nodo i .

δ_{ij} , susceptancia de la línea conectada entre los nodos $i-j$.

x_{ij} , reactancia de la línea conectada entre los nodos $i-j$.

Ω , conjunto de todos los corredores donde se pueden realizar nuevas conexiones.

3) Modelo DC

En este modelo se aplican las dos leyes de Kirchhoff tanto a los circuitos existentes en la red base como a los circuitos adicionados en corredores nuevos o existentes. Para permitir encontrar una solución en los casos en que no existe suficiente capacidad de transmisión, se agrega un generador ficticio en cada nodo de carga.

$$\min v \sum_{(i,j) \in \Omega} c_{ij} n_{ij} + \alpha \sum_{i \in \Omega_1} r_i \dots \dots \dots (3)$$

$$sf + g + r = d$$

$$f_{ij} - (\theta_i - \theta_j)(n_{ij} + n_{ij}^0)\gamma_{ij} = 0$$

$$|\theta_i - \theta_j| \leq \overline{f_{ij} x_{ij}}$$

$$0 \leq g_i \leq g_{i \max}$$

$$r_i \leq d_i$$

$$\theta_k = 0 \rightarrow \text{slack}$$

$$n_{ij} \rightarrow \text{entero}$$

$$g_i, \theta_i, r_i, f_{ij} \rightarrow \text{real}$$

Dónde:

c_{ij} , costo de construcción de un circuito entre los nodos i – j.

n_{ij} , número de circuitos adicionales entre los nodos i-j.

s , matriz de incidencia nodo – rama del sistema.

α , parámetro de penalización. Busca que la generación ficticia en la solución final sea mínima (nula).

r_i , generación ficticia en el nodo i.

f_{ij} , flujo de potencia activa entre nodos i-j.

$\overline{f_{ij}}$, capacidad de transmisión de potencia activa de la línea conectada entre los nodos i y j.

g_i , generación del nodo i.

d_i , demanda del nodo i.

θ_i , ángulo de la tensión en el nodo i.

γ_{ij} , susceptancia de la línea conectada entre los nodos i-j.

x_{ij} , reactancia de la línea conectada entre los nodos i-j.

Ω , conjunto de todos los corredores donde se pueden realizar nuevas conexiones.

Ω_1 , conjunto de nodos del sistema de carga.

4) Modelo Lineal Disyuntivo:

Es una modificación del modelo DC, que es un modelo no lineal entero mixto, para convertirlo en un problema lineal entero con variables binarias. Esto se logra reemplazando los términos cuadráticos por relaciones lineales independientes con variables binarias.

$$\min v = \sum_{(i,j) \in \Omega} \sum_{k=1}^{n_{max}} C_{ij} Y_{ijk} + \alpha \sum_{i \in \Omega_1} r_i \dots \dots \dots (4)$$

$$sf + g + r = d$$

$$f_{ijk} - (\theta_i - \theta_j) \gamma_{ij} = M(1 - Y_{ijk})$$

$$f_{ij}^0 - (\theta_i - \theta_j) n_{ij}^0 \gamma_{ij} = 0$$

$$|\theta_i - \theta_j| \leq \overline{f_{ij} x_{ij}}$$

$$0 \leq g_i \leq g_{i \max}$$

$$r_i \leq d_i$$

$$\theta_k = 0 \rightarrow \text{slack}$$

$$Y_{ijk} \rightarrow \text{binario}$$

$$g_i, \theta_i, r_i, f_{ij} \rightarrow \text{real}$$

Dónde:

c_{ij} , costo de construcción de un circuito entre los nodos $i - j$.

Y_{ijk} , variable de decisión. Representa un circuito conectado entre los nodos i y j .

α , parámetro de penalización. Busca que la generación ficticia en la solución final sea mínima (nula).

r_i , generación ficticia en el nodo i .

s , matriz de incidencia nodo – rama del sistema.

f_{ij} , flujo de potencia activa entre nodos i - j .

\bar{f}_{ij} , capacidad de transmisión de potencia activa de la línea conectada entre los nodos i y j .

g_i , generación del nodo i .

d_i , demanda del nodo i .

θ_i , ángulo de la tensión en el nodo i .

γ_{ij} , susceptancia de la línea conectada entre los nodos i - j .

M , parámetro de valor muy grande que permite la inclusión de la 2LK asociada a la variable binaria cuyo valor sea 1.

n_{ij} , número de circuitos adicionales entre los nodos i - j .

x_{ij} , reactancia de la línea conectada entre los nodos i - j .

Ω , conjunto de todos los corredores donde se pueden realizar nuevas conexiones.

Ω_1 , conjunto de nodos del sistema de carga.

En este modelo se debe determinar un valor adecuado del parámetro M para el correcto funcionamiento del sistema de solución del

problema. Este valor se ajusta mediante pruebas de ensayo y error para cada caso particular.

2.2.4.2 AMPL y Solvers CPLEX y KNITRO

AMPL (A Mathematical Programming Language) es un lenguaje de modelamiento algebraico para problemas de optimización diseñado e implementado para ayudar al usuario a desarrollar y probar modelos de programación matemática. Permite la definición de variables enteras y variables continuas.

Una de las mayores ventajas que ofrece AMPL es la facilidad de síntesis que permite, ya que se asemeja en gran medida a la forma tradicional de escribir el problema de optimización (Función Objetivo y restricciones).

El planteamiento de un problema de optimización en AMPL cuenta con la siguiente estructura básica:

- *Definición de conjuntos:* Formados por los elementos del problema que definen el tamaño de los vectores y matrices que son ingresados al solver. Para el problema de planeamiento de sistemas de transmisión se usaron como conjuntos el número de barras y corredores del sistema.
- *Definición de parámetros:* Valores constantes característicos del sistema. Para el problema de planeamiento de sistemas de transmisión se definieron como parámetros la generación y la demanda de las barras, capacidad, reactancia y costo de las líneas

de transmisión, cantidad de circuitos existentes y número máximo de circuitos existentes por corredor.

- *Declaración de variables:* Son las incógnitas del problema a resolver. Para el problema de planeamiento de sistemas de transmisión se declararon como variables el número de circuitos a adicionar, la generación y el racionamiento.
- *Definición de la función objetivo:* Es la función que relaciona las variables del problema a ser optimizadas.
- *Definición de restricciones:* Son expresiones matemáticas de igualdad o desigualdad que limitan el valor de las variables del problema. Según el modelo se definieron como restricciones la primera y la segunda ley de Kirchhoff, límites de generación, corte de carga y límite de circuitos por corredor.

Es de resaltar que la implementación de esta estructura en AMPL comparada con la misma implementación en lenguajes de programación convencionales (C++, Fortran, MATLAB) es mucho más sencilla, reduciendo considerablemente el número de líneas de código y el esfuerzo de construcción.

Un solver es un programa matemático (disponible en forma de librería o como programa independiente) que resuelve un problema matemático. Los solvers cuentan con algoritmos para solucionar diferentes tipos de problemas y son especializados.

AMPL constituye la interfaz entre el usuario y el solver (técnica exacta de solución que se desea utilizar). Una vez el usuario realiza la descripción del problema en AMPL, se indica el solver que se desea emplear. El problema es traducido por el AMPL a un formato que el solver pueda comprender y el AMPL recibe la solución entregada por el solver y se la presenta al usuario usando formatos simples.

AMPL soporta una gran cantidad de solvers, incluidos CPLEX y KNITRO, y que resuelven problemas de optimización de PLE y PNLE.

CPLEX es un programa de computador desarrollado por IBM capaz de resolver problemas de programación lineal (PL) y problemas de programación lineal entera (PLE) usando el método SIMPLEX o sus variantes, el método de punto interior y métodos de programación lineal entera como Branch and Cut.

Este solver fue empleado para los modelos de planeamiento de expansión de sistemas de transmisión del tipo lineal (Transportes, Híbrido lineal y lineal distyuntivo).

KNITRO (Nonlinear Interior point Trust Region Optimization), por otro lado, es un solver especializado en problemas de optimización matemática de programación no lineal entera (PNLE). Aunque también cuenta con la capacidad de resolver problemas de programación lineal. KNITRO cuenta con tres algoritmos básicos para solucionar los problemas de optimización, entre los que se encuentra el método de punto interior. Este solver fue empleado para el modelo DC, ya que este modelo es no lineal.

2.2.4.3 Pruebas y resultado

Todos los modelos fueron representados a partir del lenguaje de modelamiento matemático AMPL y se usaron los paquetes de optimización matemática CPLEX (para los modelos de Transportes, Híbrido Lineal y Lineal disyuntivo) y KNITRO (para el modelo DC) como técnicas de solución.

Cada modelo fue analizado para los sistemas de prueba Garver (6 nodos y 15 líneas candidatas), y sur Brasileiro (46 nodos y 79 líneas candidatas).

Según permitiera o no el sistema de prueba, se resolvió el problema tanto para el caso con redespacho como para el caso sin redespacho.

Figura 11. Sistema de prueba de Garver.

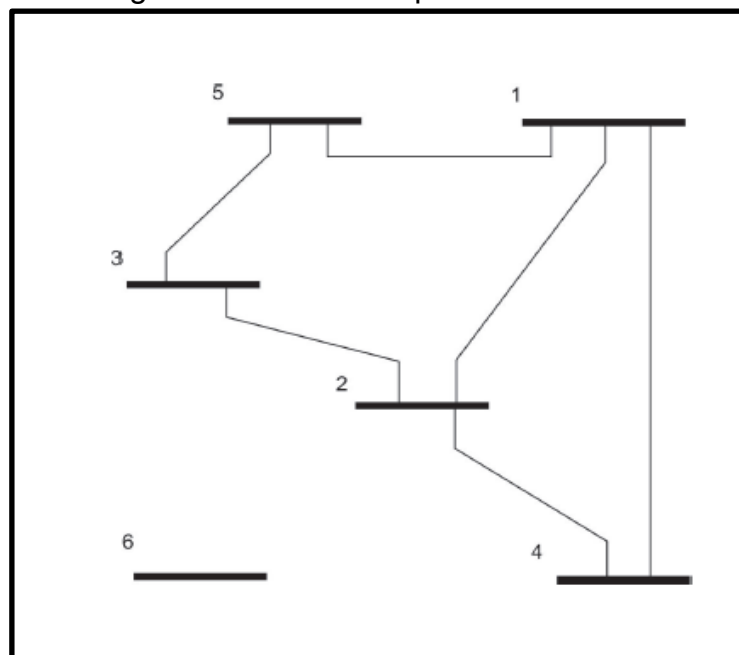


Tabla 3. Resultados para el sistema Garver con redespacho

	Transporte	Híbrido Lineal	DC	Lineal Disyuntivo
Costo de Inversión (10³ US \$)	110	110	130	110
Adiciones en corredores	$n_{2-6}: 3$ $n_{3-5}: 1$	$n_{3-5}: 1$ $n_{4-6}: 3$	$n_{2-3}: 1$ $n_{3-5}: 1$ $n_{4-6}: 3$	$n_{3-5}: 1$ $n_{4-6}: 3$

Tabla 4. Resultados para el sistema Garver sin redespacho

	Transporte	Híbrido Lineal	DC	Lineal Disyuntivo
Costo de Inversión (10³ US \$)	200	200	200	200
Adiciones en corredores	$n_{1-5}: 1$ $n_{2-6}: 4$ $n_{4-6}: 2$	$n_{2-6}: 3$ $n_{3-5}: 1$ $n_{4-6}: 3$	$n_{2-6}: 4$ $n_{3-5}: 1$ $n_{4-6}: 2$	$n_{2-6}: 4$ $n_{3-5}: 1$ $n_{4-6}: 2$

Tabla 5. Resultados para el sistema Sur Brasileiro con redespacho

	Transporte	Híbrido Lineal	DC	Lineal Disyuntivo
Costo de Inversión (10³ US \$)	53334	63163	72870	72870
Adiciones en corredores	$n_{5-11}: 2$ $n_{33-34}: 1$ $n_{20-21}: 2$ $n_{42-43}: 1$ $n_{46-11}: 1$	$n_{5-6}: 2$ $n_{20-23}: 1$ $n_{20-21}: 2$ $n_{42-43}: 1$ $n_{46-6}: 1$	$n_{5-6}: 2$ $n_{2-5}: 1$ $n_{13-20}: 1$ $n_{20-23}: 1$ $n_{20-21}: 2$ $n_{42-43}: 1$ $n_{46-6}: 1$	$n_{5-6}: 2$ $n_{2-5}: 1$ $n_{13-20}: 1$ $n_{20-23}: 1$ $n_{20-21}: 2$ $n_{42-43}: 1$ $n_{46-6}: 1$

Tabla 6. Resultados para el sistema Sur Brasileiro sin redespacho

	Transporte	Híbrido Lineal	DC	Lineal Disyuntivo
Costo de Inversión (10³ US \$)	127272	141350	154420	154420
Adiciones en corredores	$n_{14-22}: 1$ $n_{18-19}: 1$ $n_{20-21}: 1$ $n_{42-43}: 2$ $n_{5-11}: 2$ $n_{25-32}: 1$ $n_{31-32}: 1$ $n_{28-31}: 1$ $n_{46-11}: 1$ $n_{24-25}: 1$	$n_{20-21}: 1$ $n_{20-21}: 2$ $n_{42-43}: 2$ $n_{25-32}: 1$ $n_{31-32}: 1$ $n_{28-31}: 1$ $n_{28-30}: 1$ $n_{26-29}: 2$ $n_{24-25}: 2$ $n_{29-30}: 1$ $n_{5-6}: 1$	$n_{20-21}: 1$ $n_{20-21}: 2$ $n_{42-43}: 1$ $n_{19-25}: 1$ $n_{31-32}: 1$ $n_{28-30}: 1$ $n_{26-29}: 3$ $n_{24-25}: 2$ $n_{29-30}: 2$ $n_{5-6}: 2$	$n_{20-21}: 1$ $n_{20-21}: 2$ $n_{42-43}: 1$ $n_{19-25}: 1$ $n_{31-32}: 1$ $n_{28-30}: 1$ $n_{26-29}: 3$ $n_{24-25}: 2$ $n_{29-30}: 2$ $n_{5-6}: 2$

Al comparar los resultados obtenidos para los sistemas Garver y sur brasileiro con los obtenidos en la referencia [27], se puede observar que para el sistema Garver con redespacho, se presentó una adición de línea no adecuada en el modelo DC. Para el caso sin redespacho, se lograron reproducir los resultados adecuados.

Para el sistema sur brasileiro con redespacho, se obtuvieron soluciones idénticas para los modelos de transportes e híbrido lineal. Para el caso del modelo DC y el lineal disyuntivo, se obtuvo una respuesta ligeramente mayor (el circuito entre los nodos 2 y 5 no hace parte de la solución adecuada).

Cabe resaltar que en el modelo lineal disyuntivo debe determinar un valor adecuado del parámetro M para el correcto funcionamiento del sistema de

solución del problema. Este valor se ajusta mediante pruebas de ensayo y error para cada caso particular.

A pesar de que cada modelo tiene bien establecida su función objetivo y sus restricciones, a la hora de plantear estos modelos en AMPL se debe ser cuidadoso de no plantear restricciones redundantes. Para el caso del problema de planeamiento de sistemas de transmisión de energía eléctrica, este inconveniente se presentó específicamente en el modelo de flujo de carga DC al incluir tanto las restricciones de primera y segunda ley de Kirchhoff junto con las de capacidad de transmisión de potencia activa de los circuitos. Ya que esta última está implícita dentro de las dos primeras.

2.2.5 Modelo final implementado para la expansión adecuada del área norte del sistema de transmisión.

Todo modelo tiene sus limitaciones y lo que se busca en esta sección es mostrar cómo ha mejorado el modelo que se aplica en ISA-REP para encontrar la expansión adecuada del área norte del sistema de transmisión.

En la empresa ISA-REP para el plan de transmisión se aplica un modelo de expansión basado en resolver el problema no lineal, el modelo se puede esquematizar así:

$$\text{Minimizar Inversión} \quad \sum_{\text{Periodos}} \alpha_p C_{ij} * n_{ijp} \dots \dots \dots (5)$$

Sujeto a las restricciones:

$$\text{Flujo de carga caso } base_i(n_{ijp}, V_{ipec}, \theta_{ipec}) < \forall e \in \text{Escenarios}$$

$$FMAX_{ij} \leq f_{ijpec} \leq FMAX_{ij}$$

$$-\frac{\pi}{2} \leq \theta_{ipecc} \leq \frac{\pi}{2}$$

n_{ijp} Entero

En el modelo (5) los subíndices y variables se refieren a: i bus, ij corredor de transmisión entre buses i y j, p periodo, e escenario de generación - demanda (dentro de un conjunto de escenarios estipulado como dato de entrada), c contingencia (c=0 es el caso base).

$V_{ipecc}, \theta_{ipecc}$ son las tensiones y ángulos del bus i en el periodo p, escenario e, contingencia c; Las variables fijpe representan los flujos de potencia (en MVA), por cada rama ij, periodo p, escenario e y contingencia c. $FMAX_{ij}$ es el límite máximo para el flujo f_{ijpec} .

En la función objetivo se suma cada C_{ij} , o costo de refuerzo de transmisión para cada corredor ij, multiplicada por el número de refuerzos (n_{ijp}) para el mismo, en el periodo p; es decir encuentra un solo n_{ijp} para todos los escenarios, lo que equivale a encontrar una sola propuesta de Plan de Expansión.

También es necesario considerar en la obtención de la función objetivo que para sumar las inversiones en cada periodo se usan factores de actualización financiera α_p , que dependen de la tasa de descuento y período de la inversión p.

El algoritmo elegirá los mejores refuerzos (n_{ijp}) adelantando o atrasando obras de expansión, viendo todos los periodos y escenarios del problema,

y cumpliendo todas las restricciones. Las primeras restricciones del problema de optimización son las ecuaciones de flujo de carga para cada bus i , periodo p , escenario e , y contingencia c ($c=0$ para caso base, y $c \neq 0$ contingencias N-1). Adicional al flujo de carga tradicional, las restricciones de (5) revisten la complejidad de la variabilidad de la red según el número de refuerzos de transmisión. El modelo no considera redespacho de la generación ni racionamiento de la demanda. Las soluciones que entrega (n_{ijp}) garantizan que se cumplan las transacciones de energía en todos los períodos y escenarios. Para cada corredor ij , periodo p , escenario e y contingencia c , todos los flujos de potencia f_{ijpec} , deben estar dentro de los límites máximos ($FMAX_{ij}$). Si no se cumple alguna de las restricciones, el algoritmo de optimización incrementará los refuerzos en la red, hasta que todas se cumplan.

El algoritmo de la metaheurísticas – Búsqueda Tabú [28] [29] que se utilizaba para poder resolver este problema no lineal buscaba los mejores refuerzos adelantando o atrasando obras de expansión, viendo todos los periodos y escenarios del problema, y cumpliendo todas las restricciones.

Pero este modelo presentaba las siguientes limitaciones:

- No restringe el paso por zonas arqueológicas.
- Utiliza flujo de carga DC.
- Un solo escenario de generación – demanda.
- Un único horizonte de planeamiento (planeamiento estático).

2.2.5.1 Modelo final Implementado

En el presente trabajo se presenta un modelo mejorado para obviar algunas de las limitaciones del modelo en uso mediante una solución analítica que maneja varios escenarios generación - demanda, y un horizonte de planeamiento dinámico (por etapas).

Se continúa utilizando flujo de carga DC (sin considerar la potencia reactiva, sin pérdidas eléctricas, y con las tensiones en todos los nodos iguales a su tensión nominal). En virtud de lo anterior, desaparecen las variables V_{ipec} y la variable f_{ijpec} representa el flujo de potencia activa (en MW). Así el problema (5) se convierte en:

$$\text{Minimizar Inversión} \quad \sum_{\text{Periodos}} \alpha_p C_{ij} * n_{ijp} \dots \dots \dots (6)$$

Sujeto a las restricciones:

$$B f_{ijpec} + G_{ipe} = D_{ipe} \quad \forall e \in \text{Escenarios}$$

$$f_{ijpec} - B_{ij}(n_{ijp} + N_{ij}^0)(\theta_{ipec} - \theta_{jpec}) = 0$$

$$FMAX_{ij} \leq f_{ijpec} \leq FMAX_{ij}$$

$$-\frac{\pi}{2} \leq \theta_{ipec} \leq \frac{\pi}{2}$$

$$n_{ijp} \text{ Entero}$$

En (6) se tiene la matriz de susceptancias B , G_{ipe} y D_{ipe} generación y demandas totales (respectivamente) para el nodo i periodo p escenario e . N_{ij}^0 es el número de ramas (líneas o transformadores) de susceptancia B_{ij} en el corredor de transmisión ij . El problema (6) tiene menos variables que (5), pero sigue siendo un problema no lineal por el

producto de las variables n_{ijp} y θ_{ipec} , para el cálculo del flujo f_{ijpec} en cada corredor de transmisión. La restricción no lineal puede escribirse de esta forma, utilizando variables enteras para contar el número de refuerzos de transmisión:

$$f_{ijpec} - n_{ijp}(B_{ij} \theta_{ipec} - B_{ij} \theta_{jpec}) + B_{ij}N_{ij}^0(\theta_{ipec} - \theta_{jpec}) = 0 \dots \dots \dots (7)$$

La ecuación (7) representa el cálculo del flujo de potencia por el corredor ij, periodo p, escenario e y contingencia c, en función de los refuerzos de transmisión instalados n_{ijp} . Así se tiene un problema de Programación No Lineal Entera Mixta [30], Las variables enteras n_{ijp} , en (7) pueden expresarse en función de variables binarias u_{ijp} de esta forma:

$$f_{ijpec} - \sum u_{ijp}((B_{ij} \theta_{ipec} - B_{ij} \theta_{jpec}) + B_{ij}N_{ij}^0(\theta_{ipec} - \theta_{jpec})) = 0 \dots (8)$$

Con la transformación anterior es posible el uso de técnicas matemáticas de exploración de árboles de decisión, donde en cada nodo del árbol se resuelve un problema de Programación Lineal [30], el cual tiene solución analítica ya implementada en diversos programas computacionales denominados Solvers [31][32].

Detalles exactos sobre un procedimiento de este tipo se pueden consultar en [33].

Finalmente, se obtiene un problema de optimización, en variables binarias u_{ijp} , para todas las restricciones de tipo (8), una por cada

corredor ij y periodo p. Al cambiar de variables de decisión se requiere variar la función objetivo así:

$$\sum_{\text{Periodos}} \alpha_p C_{ij} * n_{ijp} = \sum_{\text{Periodos}} \left(\alpha_p C_{ij} \sum u_{ijp} \right) \dots \dots \dots (9)$$

El problema final, tiene función objetivo (9) y restricciones de tipo de tipo (8) por cada corredor e transición ij, periodo p, escenario e, y contingencia c.

2.2.5.2 Solución del modelo implementado

El modelo transformado con restricciones de tipo (8) y función objetivo (9), puede ser programado mediante un lenguaje de modelado y resuelto por una herramienta tipo Solver. Para este caso se hizo uso del AMPL como lenguaje de modelado [34], y Cplex como Solver. AMPL trabaja como compilador, crea un archivo intermedio que contiene el modelo y datos del problema, y el cual es leído por Cplex. Este solver entrega al AMPL la solución matemática del problema, el cual la escribe en archivos de reporte.

2.2.5.3 Aplicación del modelo implementado para la expansión adecuada del área norte.

La aplicación del modelo implementado permitirá desarrollar una expansión adecuada donde la demanda y generación se introducen como escenarios inciertos, y frente a los cuales el algoritmo de optimización identifica la red de mínimo costo que permita una operación segura. Como operación segura de la red de transmisión se entiende que la salida de cualquier elemento no produce un efecto

cascada, para lo cual el algoritmo de optimización verifica que la red de transmisión cumpla el criterio N-1. Adicionalmente, para un horizonte de generación - demanda no sólo se desea conocer los refuerzos de transmisión en el estado final de la red, sino también en períodos intermedios (planeamiento dinámico).

Para este caso utilizaremos los proyectos que se realizarán a futuro de generación y demanda hasta el año 2022.

Tabla 7. Expansión adecuada del área norte para el año 2022

Proyecto en 500kV	Resultado
LT 500 kV Chimbote - Trujillo Nueva	Segundo corredor
LT 500 kV Carapongo – Chimbote	Segundo corredor para el enlace centro-norte
Proyecto en 220kV	Resultado
LT 220 kV Trujillo - Cajamarca	Segundo circuito
LT 220 kV Carabaylo – Huacho	Repotenciación
LT 220 kV Huacho - Paramonga	Repotenciación
LT 220 kV Paramonga - Chimbote	Repotenciación
LT 220 kV Chimbote – Trujillo	Repotenciación
LT 220 kV Trujillo - Guadalupe	Repotenciación
LT 220 kV Guadalupe - Chiclayo	Repotenciación

2.2.6 Influencia de FACTS en el resultado de la expansión adecuada del área norte.

Para realizar el análisis de la influencia de FACTS en el resultado de la expansión adecuada del área norte del sistema de transmisión se utiliza como herramienta el software DigSilent Power Factory, donde se modela el tipo de FACTS a influenciar en los resultados del plan de expansión y analizar cómo se comporta en diferentes escenarios.

En la tabla N°7 podemos apreciar el resultado de la aplicación del modelo propuesto. Resultado que logra una solución exacta para un único plan de expansión de la transmisión sin redespacho ni racionamiento, a mínimo costo, garantizando cumplir con las transacciones de energía en el periodo y escenarios, bajo condiciones del criterio N-1 de la red.

Los resultados de la tabla N° 7 presenta las siguientes limitaciones:

- No restringe el paso por zonas arqueológicas.
- No restringe el impacto ambiental y social.
- No se evalúa el uso de FACTS.
- Utiliza flujo de carga DC.

2.2.6.1 Tipo de FACTS a influenciar en el resultado de la expansión adecuada del área norte.

El tipo de FACTS que se utilizará para influenciar en el análisis del resultado de la expansión adecuada del área norte del sistema de transmisión es el SVC debido que es el único equipo FACTS que se

ha implementado en el sistema eléctrico peruano obteniendo resultados favorables para el sistema de transmisión. Con el pasar de los años se ha incrementado la demanda de estos dispositivos a medida que el manejo de la carga se hace más pesado en los sistemas y surgen problemas relacionados con el control del voltaje. La capacidad secundaria de un SVC de amortiguar las oscilaciones de potencia e incrementar los límites de estabilidad en sistemas de transmisión de largas distancias, se convierte en un factor de decisión muy importante a la hora de seleccionar este dispositivo como elemento de control en un sistema de transmisión.

2.2.6.2 Influencia del SVC en el resultado de la expansión adecuada del área norte del sistema de transmisión.

Tomando como referencia la influencia del SVC en la subestación Trujillo Nueva 500kV o Chimbote 500 kV se evaluará los diferentes escenarios que son definidos en base a la incertidumbre (ocurrir o no ocurrir) de los tramos a repotenciar descritos en la tabla N°7, la demanda y generación proyectada para el año 2022.

Con la influencia de los dispositivos FACTS en el sistema eléctrico evitamos la construcción de líneas ocasionando el paso por zonas arqueológicas, el impacto ambiental y social.

Con el software DigSilent Power Factory se podrá utilizar flujo de carga en AC.

De esta manera estaríamos levantando las limitaciones que se encontraron en el modelo de expansión adecuado del área norte del sistema de transmisión.

Tabla N° 8 Influencia del SVC en el resultado de la expansión adecuada del área norte del sistema de transmisión.

Proyecto en 500kV	Resultado
LT 500 kV Carabaylo – Chimbote	Repotenciación y Compensación serie
LT 500 kV Chimbote - Trujillo Nueva	Repotenciación y Compensación serie
SE. Trujilla Nueva 500 kV	SVC

De acuerdo al análisis de la Influencia del SVC en el resultado de la expansión adecuada del área norte del sistema de transmisión, los 4 casos más relevantes fueron con la influencia del SVC en la subestación Trujillo Nueva 500 kV.

Los diagramas de los casos evaluados con la influencia del SVC en la subestación Trujillo Nueva 500 kV se pueden ver en los Anexos.

2.3 Definición De Términos Básicos

2.3.1 FACTS

Es un sistema compuesto de equipos estático utilizado para la transmisión de energía eléctrica de CA. Tiene el propósito de mejorar la capacidad de control y aumentar la capacidad de

transferencia de energía de la red. En general, es un sistema basado en la electrónica de potencia.

2.3.2 FRECUENCIA

Es una magnitud que mide el número de repeticiones por unidad de tiempo de cualquier fenómeno o suceso periódico.

2.3.3 TENSIÓN

Es el salto de potencial eléctrico o la diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos de un circuito.

2.3.4 POTENCIA

La potencia eléctrica es la relación de paso de energía de un flujo por unidad de tiempo; es decir, la cantidad de energía entregada o absorbida por un elemento en un tiempo determinado.

2.3.5 GENERACIÓN

La generación consiste en transformar alguna clase de energía química, mecánica, térmica o lumínica, entre otras, en energía eléctrica.

2.3.6 SVC.

Es un compensador variable síncrono que tiene elementos más característicos que son los condensadores conmutados por tiristores (TSC) y las bobinas conmutadas (TSR) o controladas (TCR) por tiristores, ya que estos dispositivos son los que incluyen la electrónica de potencia.

2.3.7 UPFC

Es un dispositivo eléctrico para proporcionar una compensación de potencia reactiva de acción rápida en las redes de alta tensión de transmisión de electricidad. Se utiliza un par de puentes controlables de tres fases para producir una corriente que se inyecta en una línea de transmisión usando un transformador en serie.

2.3.8 SEIN

Es el Sistema Interconectado Nacional del Perú.

2.3.9 COES - SINAC

Es el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional.

Es el coordinador y ente regulador del sistema entre los transmisores, distribuidores, generadores y clientes.

2.3.10 TAPS

Es un paso que lleva al cambio de una posición en el devanado de un transformador, es decir cambia la relación de transformación, de esta manera mejorando el perfil de tensión.

CAPITULO III
VARIABLES E HIPÓTEISIS

3.1 Definición de las variables

VARIABLE	DIMENSIONES	INDICADOR
Uso de FACTS	Regulación de tensión en las barras de alta tensión	kV
	Redistribución del flujo	MVA
VARIABLE	DIMENSIONES	INDICADOR
Evaluación técnica	Evaluación técnica	Tensión, frecuencia, potencia.

3.1 Definición de variables

Relacionando las variables relevantes que intervienen en el presente problema objeto de estudio, que conllevarán a la explicación, demostración y probación de la formulada hipótesis, se han identificado las siguientes variables:

- a. Variable X= Uso de FACTS.
- b. Variable Y = Evaluación técnica.

3.2 Operacionalización de variables

El grado más elevado de los referentes empíricos la determinamos operacionalizando, las variables que se simbolizan con sus propiedades concretas con las letras X y Y, de igual manera, se obtiene los siguientes indicadores:

Variable X = Uso de FACTS.

Indicadores:

- Redistribución del flujo de potencia. X₁
- Regulación de tensión en las barras de alta tensión X₂
- Sobrecarga en las líneas de transmisión. X₃

Variable Y = Evaluación técnica y económica.

Indicadores:

- Evaluación técnica Y₁

3.3 Hipótesis

En la actualidad el sistema presentan un gran nivel de demanda debido a las crecientes inversiones que están presentando, por ello la posibilidad de poder suministrar energía eléctrica a los centros de carga al mínimo costo con la confiabilidad requerida, tener asistencia mutua en emergencias, y coordinación de la operación de todas las unidades generadoras participantes. Sin embargo, esto ha traído como consecuencia un crecimiento excesivo de los sistemas de potencia haciendo que estos sean cada vez más difíciles de controlar y por lo tanto, pueden ser menos seguros, lo cual puede llevar a conducir grandes

flujos de potencia con control inadecuado, tener exceso de potencia reactiva en varias zonas del sistema, grandes oscilaciones dinámicas entre diferentes partes del sistema, y así el potencial de transmisión no siempre se puede utilizar al cien por ciento.

3.3.1 Hipótesis general

Es posible desarrollar el incremento de la capacidad de la línea de transmisión del área norte del sistema eléctrico peruano con el uso de los dispositivos FACTS.

3.3.2 Hipótesis específica.

- Es posible mejorar la regulación de tensión en las barras de 220/500 kV del área norte del sistema eléctrico peruano con el uso de los dispositivos FACTS.
- Es posible mejorar la redistribución de flujo del área norte del sistema eléctrico peruano con el uso de los dispositivos FACTS.

CAPITULO IV

METODOLOGÍA

4.1 Tipo de investigación

Por la naturaleza de esta investigación corresponde al tipo de Investigación Descriptiva o Correlacional porque se va a trabajar con simulaciones donde se determinará el uso del dispositivo FACTS requerida para incrementar la capacidad de las líneas de transmisión la cual garantiza un control de tensión adecuado para diferentes condiciones operativas. Estas simulaciones se realizaran con el software DigSilent 14.1 en el escenario de máxima demanda) con las demandas proyectadas para esos años y determinar la ubicación del dispositivo FACTS.

4.2 Diseño de la investigación

La tesis está dividida en tres partes.

- En la primera que comprende la recolección de datos que se tiene como fuente al COES-SINAC y el plan de transmisión 2013-2022 la cual permitirá poder realizar el análisis de la evaluación técnica en los diferentes escenarios.
- En la segunda parte, se realizaran las simulaciones en máxima demanda proyectada para los 4 diferentes escenarios, el cual nos ayudara a discernir la ubicación indicada para poder implementar un dispositivo de FACTS en el área norte del país:

- Escenario 1:
 - ❖ Generación en chilca
 - ❖ Máxima demanda.
 - ❖ Chimbote Rector en barra.
 - ❖ Compensador serie, Carabayllo – Chimbote
 - ❖ Compensador serie, Chimbote - Trujillo
 - ❖ SVC en Trujillo Nueva 500kV.
- Escenario 2:
 - ❖ Generación en chilca
 - ❖ Máxima demanda.
 - ❖ Chimbote Rector en barra.
 - ❖ Compensador serie, Chimbote - Trujillo
 - ❖ SVC en Trujillo Nueva 500k.
- Escenario 3:
 - ❖ Generación en chilca.
 - ❖ Generación térmica.
 - ❖ Máxima demanda.
 - ❖ Chimbote Rector en barra.
 - ❖ Compensador serie, Carabayllo – Chimbote
 - ❖ SVC en Trujillo Nueva 500kV.
- Escenario 4:
 - ❖ Generación en chilca.
 - ❖ Generación térmica.

- ❖ Máxima demanda.
 - ❖ Chimbote Rector en barra.
 - ❖ Compensador serie, Carabayllo – Chimbote
 - ❖ Compensador serie, Chimbote - Trujillo
- En la tercera parte se analiza sobre la búsqueda de las ventaja en el determinado contexto de lugar y tiempo para la ubicación del dispositivo FACTS en nuestro Sistema Interconectado Nacional respecto a la inversión de este nuevo activo en sus instalaciones, dando como resultado final una mejor toma de decisión por parte de las organizaciones públicas o privadas.

4.3 Población y muestra

Por la naturaleza de esta investigación no se requiere técnica de población y muestra.

4.4 Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Por la naturaleza de esta investigación no se requiere técnica de Técnicas e instrumentos de recolección de datos.

4.5 Procedimiento de recolección de datos.

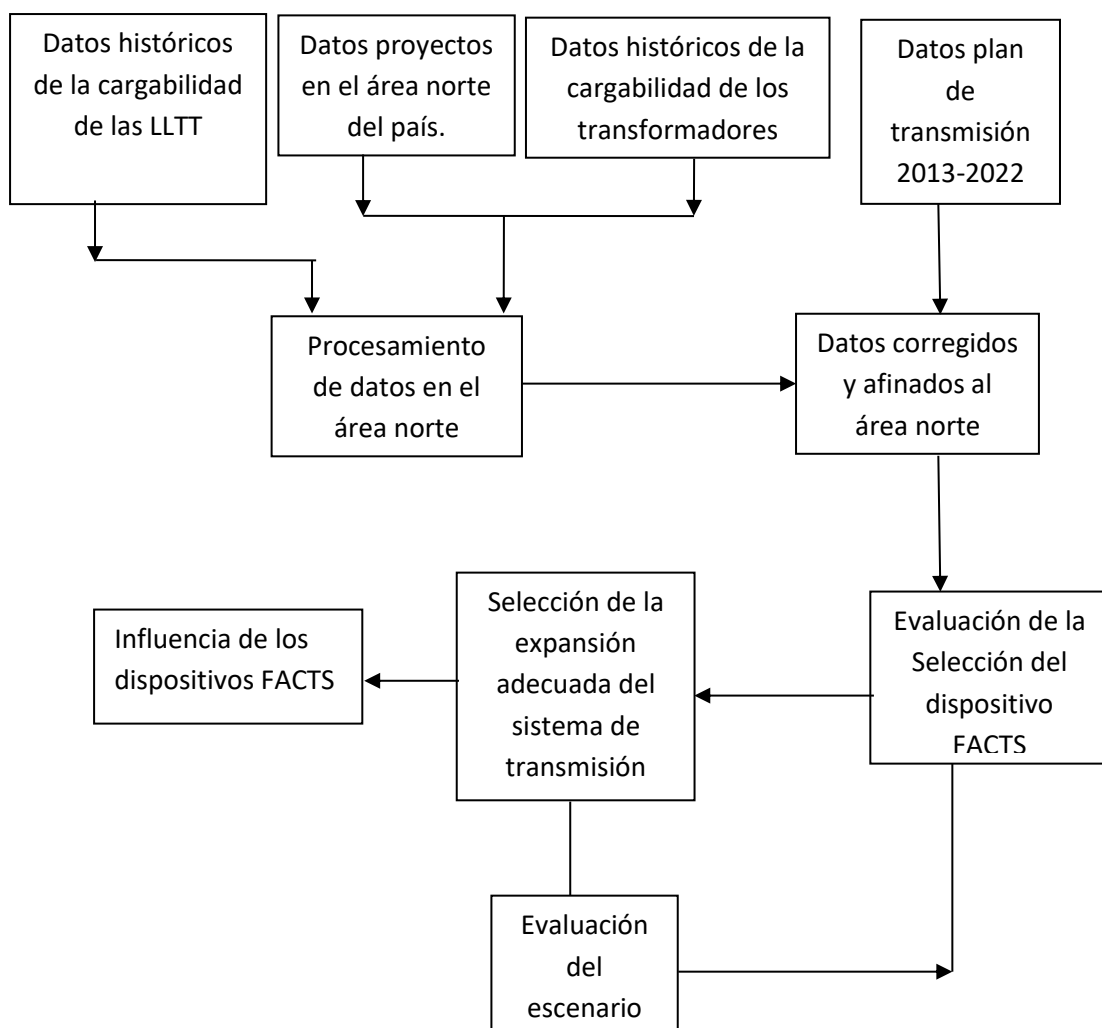
La recolección de datos se realizó mediante coordinaciones con e coordinador del SEIN COES-SINAC y con la empresa de transmisión REP.

4.6 Procesamiento estadístico y análisis de datos.

Por la naturaleza de esta investigación no se utilizará plan de análisis estadístico de datos.

4.7 Metodología de trabajo

La estructura de la metodología que se propone es la siguiente



CAPITULO V

RESULTADOS

5.1 En la evaluación del escenario 1, utilizando el software DigSilent 14.1, y con base de datos del plan de transmisión 2013 - 2022 en máxima demanda, con generación desde Chilca, con dos compensadores serie en los tramos de Carabayllo – Chimbote y Chimbote – Trujillo y se determinó la localización del dispositivo FACTS ubicado en la subestación Trujillo Nueva 500kV del área norte del sistema eléctrico peruano.

Tabla 9. Generación y carga en las líneas de transmisión.

Central	Generación (MW)	Líneas	% Carga
Ventanilla	488.61	L-2215	47.66%
Termochilca	304.15	L-2216	47.66%
Mantaro	637.3553	L-2232	75.52%
Malacas TGN4	0	L-2233	75.11%
Kallpa	866.1	L-2234	58.20%
Huinco	199.95	L-2235	52.33%
Fenix	520	L-5006	91.06%
Chilca	813.15	L-5008	83.95%
Cañon del Pato	250.84	L-5010	79.14%
Carhuaquero	96.05		

5.2 En la evaluación del escenario 2, utilizando el software DigSilent 14.1, y con base de datos del plan de transmisión 2013 - 2022 en máxima demanda, con generación desde Chilca, con un compensador serie en el tramo de Chimbote – Trujillo y se determinó la localización del dispositivo FACTS ubicado en la subestación Trujillo Nueva 500kV del área norte del sistema eléctrico peruano.

Tabla 10. Generación y carga en las líneas de transmisión.

Central	Generación (MW)	Líneas	% Carga
Ventanilla	488.61	L-2215	57.38%
Termochilca	304.15	L-2216	57.38%
Mantaro	637.3553	L-2232	77.42%
Malacas TGN4	0	L-2233	77.03%
Kallpa	866.1	L-2234	57.60%
Huinco	199.95	L-2235	51.78%
Fenix	520	L-5006	84.54%
Chilca	813.15	L-5008	83.43%
Cañon del Pato	250.84	L-5010	78.61%
Carhuaquero	96.05		

5.3 En la evaluación del escenario 1, utilizando el software DigSilent 14.1, y con base de datos del plan de transmisión 2013 - 2022 en máxima demanda, con generación desde Chilca y Talara 15MW, con dos compensadores serie en los tramos de Carabayllo – Chimbote y se determinó la localización del dispositivo FACTS ubicado en la subestación Trujillo Nueva 500kV del área norte del sistema eléctrico peruano.

Tabla 11: Generación y carga en las líneas de transmisión.

Central	Generación (MW)	Líneas	% Carga
Ventanilla	488.61	L-2215	47.64%
Termochilca	304.15	L-2216	47.64%
Mantaro	620.17	L-2232	92.22%
Malacas TGN4	15.00	L-2233	91.93%
Kallpa	866.10	L-2234	57.68%
Huinco	199.95	L-2235	51.85%
Fenix	520.00	L-5006	86.50%
Chilca	813.15	L-5008	75.27%
Cañon del Pato	250.84	L-5010	34.13%
Carhuaquero	96.05		

5.4 En la evaluación del escenario 4, utilizando el software DigSilent 14.1, y con base de datos del plan de transmisión 2013 - 2022 en máxima demanda, con generación desde Chilca y Talara 80MW, con dos compensadores serie en los tramos de Carabayllo – Chimbote y Chimbote – Trujillo.

Tabla 12: Generación y carga en las líneas de transmisión.

Central	Generación (MW)	Líneas	% Carga
Ventanilla	488.61	L-2215	44.59%
Termochilca	304.15	L-2216	44.59%
Mantaro	544.40	L-2232	76.92%
Malacas TGN4	80.00	L-2233	76.57%
Kallpa	866.10	L-2234	56.60%
Huinco	199.95	L-2235	50.89%
Fenix	520.00	L-5006	79.94%
Chilca	813.15	L-5008	79.17%
Cañon del Pato	250.84	L-5010	66.96%
Carhuaquero	96.05		

CAPITULO VI

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

6.1 Contrastación de hipótesis con los resultados

- a. A la hipótesis de: Es posible desarrollar el incremento de la capacidad de la línea de transmisión del área norte del sistema eléctrico peruano con la influencia de los dispositivos FACTS. Se evaluó técnicamente 4 diferentes escenarios en máxima demanda con base de datos del plan de transmisión 2013 – 2022 y se determinó que el escenario adecuado con un SVC en la subestación de Trujillo Nueva 500kV, dos compensadores serie en los tramos de Carabayllo – Chimbote y Chimbote – Trujillo, sin utilizar generación térmica se puede incrementar el flujo por las líneas de transmisión en el área norte del país sin la necesidad de construir nuevas líneas y evitando sobrecargas en otras de las mismas.
- b. A la hipótesis de: Es posible mejorar la regulación de tensión en las barras de 220/500 kV del área norte del sistema eléctrico peruano con la influencia de los dispositivos FACTS. Se evaluó técnicamente 4 diferentes escenarios en máxima demanda con base de datos del plan de transmisión 2013 – 2022 y se determinó que en el escenario adecuado las tensiones en barra y línea tienen valores de punto de operación adecuado para su operación.

- c. A la hipótesis de: Es posible mejorar la redistribución de flujo del área norte del sistema eléctrico peruano con la influencia de los dispositivos FACTS. Se analizó en diferentes casos de mínima, media y máxima demanda junto a la demanda proyectada para el año 2022 que el flujo se puede redistribuir y evitando la sobrecarga de líneas de transmisión.

VII CONCLUSIONES

Las conclusiones más relevantes que se han obtenido en el presente trabajo son las siguientes:

1. Es posible desarrollar el incremento de la capacidad de transmisión de la línea del área norte del sistema eléctrico peruano con el uso adecuado de los dispositivos FACTS y cumpliendo la calidad en la operación para la proyección de la demanda al año 2022
2. Es posible mejorar la regulación de tensión en las barras de 220/500 kV del área norte del sistema eléctrico peruano con el uso adecuado de los dispositivos FACTS.
3. Es posible mejorar la redistribución de flujo del área norte del sistema eléctrico peruano con el uso adecuado de los dispositivos FACTS y evitar sobrecarga.
4. Es posible postergar la construcción de nuevas líneas de transmisión para una demanda futura y de esta manera evitar el daño ambiental con el uso adecuado de los dispositivos FACTS.

5. Es posible lograr un desempeño adecuado adecuado en la calidad y economía de la de operación en el área norte sistema eléctrico peruano con el uso de los dispositivos FACTS.

VIII. RECOMENDACIONES

Dentro de las recomendaciones de la presente tesis, siempre se desea que haya una mejora continua del mismo; por lo que se recomienda a futuros estudiantes que tengan interés en esta tesis, el análisis del área sur del sistema eléctrico peruano

Otra recomendación sería desarrollar un modelo matemático de localización de FACTS en el sistema eléctrico peruano para la mejora de la capacidad de transmisión de las líneas existente y evitar la construcción de nuevas líneas.

IX. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ABOYTES, F., ARROYO, G., VILLA, G., **“Application of static var compensators in longitudinal power systems”**. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-102, No. 10, pp. 3460-3466, October 1983.
- [2] OOI, B.T., BANAKAR, M. H. , **“Co-ordination of static var compensators with long distance radial transmission system for damping improvement”**. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-103, No. 2, pp. 265-274, February 1984.
- [3] RAMOS, A. J. P., TAVARES, C., LINS, L. R., **“Application of static compensators in radial power systems”**. *IFAC Electric Energy Systems*. Pp. 257-262, Rio de Janeiro, Brasil, 1985.
- [4] RAMOS, A. J. P., TYLL, H., **“Dynamic performance of a radial weak power system with multiple static var compensator”**, *IEEE Transactions on Power Systems*, vl. 4, No. 4, October 1989.

- [5] DICKMANDER, D., THORVALDSSON, B., STRÖMBERG *et al.*, **“Control system design and performance verification for the Chester, Maine static var compensator”**. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 7, No. 3, pp. 1492-1502, July 1992.
- [6] LARSEN, E., ROSTAMKOLAI, N. FISHER, D. *et al.*, **“Design of a Supplementary Modulation Control Function for the Chester SVC”**. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 8, No. 2, pp. 719-724, April 1993.
- [7] WANG, L., **“A Comparative Study of Damping Schemes on Damping Generator Oscillations”**. *IEEE Transactions in Power Systems*, Vol. 8, No. 2, pp. 613-619, May 1993.
- [8] SONG, Y. H., JOHNS, A. T., AGGARWAL, R. K., European Power Electronics Association, 1993**“Nonlinear Thyristor Controller Static Var Compensation”**,
- [9] MA, Y., SHEN, S., ZHANG, B, **“A Study on Non Linear SVC Control for Improving Power System Stability”**. *IEEE TENCON 93*
- [10] IEEE SPECIAL STABILITY CONTROLS WORKING GROUP, **“Static Var Compensator Models for Power Flow and Dynamic Performance Simulation”**. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 1, pp. 229-240, February 1994.
- [11] MANSOUR, Y., XU, W., ALVARADO F. *et al.*, **“SVC Placement Using Critical Modes of Voltage Instability”**, *IEEE Transactions On Power Systems*, Vol. 9, No. 2, pp 757-763, May 1994.
- [12] PARNIANI, M., IRAVANI, M. R., **“Voltage Control Stability and Dynamic Interaction Phenomena of Static VAR Compensators”**. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, no. 3, August 1995.
- [13] PARNIANI, M., IRAVANI, M. R., **“Computer analysis of small-signal of power systems including network dynamics”**. *IEE Proc. – Gener. Transm. Distrib.*, vol. 142, no. 6, pp. 613-617, November 1995.
- [14] HAMMAD, A. E., **“Comparing the Voltage Control Capabilities of Present and Future Var Compensating Techniques in Transmission Systems”**, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 11, No. 1, pp. 475-484, January 1996.

- [15] BEST, R. A., LA PARRA, H. Z., Transient Response of a Static VAR Shunt Compensator". *IEEE Transaction on Power Electronics*, Vol. 11, No. 3, pp. 489-494, May 1996.
- [16] EL-EMARY, A. A., "Formula for the effect of a static var compensator con synchronising torque coefficient". *IEE Proceeding Ger. Transm. Distrib* , Vol. 143, no. 6, pp. 582-586, november 1996.
- [17] HSU, Y., LIU, C., LIN, C. J. *et al*,"Application of Power System Stabilizers and Static VAR Compensators on a Longitudinal Power System". *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 3, no. 4, pp 1464-1470.
- [18] CHUNG, C. Y., TSE, C. T., CHEUNG, C. K. *et al*,"New approach for static var compensator controller design". *International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies 2000*, London, April 2000.
- [19] WANG, H. F., "Interaction Analysis and co-ordination of svc voltage and damping control". *Internacional Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies 2000*, April 2000.
- [20] MESSINA, A. R., OLGUIN, D. S., RIVERA C. A. S. *et al*., "Analytical investigation of large-scale use of static var compensation to aid damping of inter-area oscillations". *AC-DC Power Transmission*, Conference Publication no. 485, pp. 187- 192, IEE 2001, November 2001.
- [21] YU, X., KHAMMASH, M., VITTAL, V., "Robust design of a damping controller for static var compensators in power systems". *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 16, no. 3, pp. 456-462, august 2001.
- [22] HAMMAD, A. E., "Application of static VAR compensators in utility power systems", *Application of Static Var Systems for System Dynamic Performance,IEEE*, 877TH0187-5-PWR, pp. 28-35, 1987.
- [23] MARTIN, D. E., "SVC considerations for system damping", *Symposium on Static VAR Systems, IEEE/PES*, 1987.
- [24] Garver, L.L, "Transmission Network Estimation Using Linear Programming," *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-89, pp. 1688 - 1697, Sept. 1970.

- [25] Dusonchet, Y.P. and El-Abiad, A.H., **“Transmission planning using discrete dynamic optimization”** *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on, PAS-92, n 4, p. 1358-1371, 1973.*
- [26] Monticelli, A. et al. **“Interactive transmission network planning using a least-effort criterion”**., *PAS-101, n 10, p. 3919-3925, 1982.*
- [27] Haffner S.L.: **“O Planejamento de Expansão dos Sistemas Elétricos no Contexto de um Ambiente Competitivo”**, *Tesis de Doctorado, FEEC Unicamp, Julio de 2000.*
- [28] Da Silva, E.L. Ortiz, J.M.A., De Oliveira, G.C. Binato, S., **IEEE Transactions Power Systems,**
- [29] Escobar Antonio, Gallego Ramón, **“Búsqueda Tabú Aplicado al Planeamiento de la Expansión de Sistemas de Transmisión Considerando Desplanificación”**. *Revista Facultad De Ingeniería Universidad De Antioquia, v.1 fasc.47 2009, pp.164 -175.*
- [30] Murray Walter, Kien-Ming Ng, **“An algorithm for nonlinear optimization problems with binary variables”**, *Computation Optimizations and Applications 2010, Volume 47, Number 2, PP 257-288*
- [31] The General Algebraic Modeling System GAMS 2012
<http://www.gams.com/solvers/solvers.htm>
- [32] IBM ILOG CPLEX Optimizer 2012,
www.ibm.com/software/integration/optimization/cplex-optimizer
- [33] Vinasco Guillermo, Rider, M.J., Romero, R., **“A Strategy to Solve the Multistage Transmission Expansion Planning Problem”**, *IEEE Transactions on Power Systems, Nov. 2011, Volume: 26, Issue: 4, pp 2574 – 2576.*
- [34] FOURER, R., GAY, D.M., and KERNIGHAN, B.W. **The AMPL Book. AMPL: A Modeling Language for Mathematical Programming**, *Duxbury Press, Brooks/Cole Publishing Company, 2002.*

ANEXO

Anexo 1: Matriz de consistencia

TÍTULO DEL PROYECTO: INFLUENCIA DE CONTROLADORES FACTS EN EL ÁREA NORTE DEL SISTEMA ELÉCTRICO PERUANO				
PROBLEMAS	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES	METODOLOGÍA
<p>General</p> <p>¿Cómo mejoraría la capacidad de las líneas de transmisión del área norte del sistema eléctrico peruano con la influencia de los dispositivos FACTS?</p> <p>Específico</p> <p>1) ¿Cómo mejoraría la regulación de tensión en las barras de 220/500 kV del área norte del sistema eléctrico peruano con la influencia de los dispositivos FACTS?</p>	<p>General</p> <p>Desarrollar un incremento de la capacidad de la línea de transmisión del área norte del sistema eléctrico peruano con la influencia de los dispositivos FACTS</p> <p>Específicos</p> <p>1) Mejorar la regulación de tensión en las barras de 220/500 kV del área norte del sistema eléctrico peruano</p>	<p>Hipótesis general:</p> <p>Es posible desarrollar el incremento de la capacidad de la línea de transmisión del área norte del sistema eléctrico peruano con la influencia de los dispositivos FACTS.</p> <p>Hipótesis específicas:</p> <p>1) Es posible mejorar la regulación de tensión en las barras de 220/500 kV del área norte del sistema eléctrico peruano con la influencia de los dispositivos FACTS.</p> <p>2) Es posible mejorar la</p>	<p>Variable: X</p> <p>Uso de FACTS.</p> <p>Dimensión:</p> <p>Conceptos fundamentales para el uso de FATCS</p> <p>Indicadores:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Redistribución del flujo de potencia X1. - Regulación de tensión en las barras de alta tensión X2 - Sobrecarga en las líneas de transmisión. X3 <p>Variable: Y</p> <p>Evaluación técnica Y1</p>	<p>General</p> <p>Por la naturaleza de esta investigación corresponde al tipo de Investigación Descriptiva o Correlacional porque se va a trabajar con simulaciones donde se determinará el uso adecuado del dispositivo FACTS requerida para incrementar la capacidad de las líneas de transmisión la cual garantiza un control de tensión adecuado para diferentes condiciones operativas.</p>

<p>2) ¿Cómo mejoraría la redistribución del flujo del área norte del sistema eléctrico peruano con la influencia de los dispositivos FACTS?</p>	<p>con la influencia de los dispositivos FACTS</p> <p>2) Mejorar la redistribución del flujo del área norte del sistema eléctrico peruano con la influencia de los dispositivos FACTS</p>	<p>redistribución de flujo del área norte del sistema eléctrico peruano con la influencia de los dispositivos FACTS.</p>		
---	---	--	--	--

Anexo 2: Resultados del análisis de flujo de carga de los escenarios evaluados.

