



REPÚBLICA DEL ECUADOR

Escuela Politécnica Nacional

" E S C I E N T I A H O M I N I S S A L U S "

La versión digital de esta tesis está protegida por la Ley de Derechos de Autor del Ecuador.

Los derechos de autor han sido entregados a la "ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL" bajo el libre consentimiento del (los) autor(es).

Al consultar esta tesis deberá acatar con las disposiciones de la Ley y las siguientes condiciones de uso:

- Cualquier uso que haga de estos documentos o imágenes deben ser sólo para efectos de investigación o estudio académico, y usted no puede ponerlos a disposición de otra persona.
- Usted deberá reconocer el derecho del autor a ser identificado y citado como el autor de esta tesis.
- No se podrá obtener ningún beneficio comercial y las obras derivadas tienen que estar bajo los mismos términos de licencia que el trabajo original.

El Libre Acceso a la información, promueve el reconocimiento de la originalidad de las ideas de los demás, respetando las normas de presentación y de citación de autores con el fin de no incurrir en actos ilegítimos de copiar y hacer pasar como propias las creaciones de terceras personas.

Respeto hacia sí mismo y hacia los demás.

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y
ELECTRÓNICA**

**INCORPORACIÓN DE DISPOSITIVOS FACTS Y TRANSMISIÓN
HVDC EN EL CÁLCULO DE FLUJOS DE POTENCIA**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DE TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO**

GONZÁLEZ CARRANZA MARIO ANDRÉS
mgonzalezc.ie@gmail.com

DIRECTOR: FRANKLIN LENIN QUILUMBA GUDIÑO, Ph.D.
franklin.quilumba@epn.edu.ec

QUITO, mayo 2016

DECLARACIÓN

Yo, MARIO ANDRÉS GONZÁLEZ CARRANZA, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad Institucional vigente.

MARIO ANDRÉS GONZÁLEZ CARRANZA

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por MARIO ANDRÉS GONZÁLEZ CARRANZA, bajo mi supervisión.

Franklin L. Quilumba Gudiño, Ph.D.
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

Quiero agradecer primeramente a la Escuela Politécnica Nacional, por haberme recibido en sus aulas durante estos cinco años y a los maestros con los que tuve la oportunidad de formarme académicamente y también como persona.

Al Doctor Franklin Quilumba, por haberme dado la oportunidad de desarrollar este proyecto de titulación bajo su dirección. Gracias por la ayuda y motivación brindada en esta etapa así como por el tiempo que se dio para despejar mis dudas.

A mi familia, a quienes amo con todo mi corazón. A mis padres y a mi hermana, por ser los principales responsables de mi formación personal y por ser el primer ejemplo a seguir. Gracias por la fuerza, el amor y el apoyo que me han brindado toda mi vida, por su preocupación y sobre todo por los buenos y sabios consejos que he recibido de su parte.

Un agradecimiento muy especial a Mayra, a quien debo gran parte de haber culminado este proceso, incluyendo mi decisión de estudiar en la Poli. Gracias por que en todo el mundo eres la persona que más ha creído en mí y en mis capacidades. Gracias por haber compartido conmigo tantos lindos momentos y sobre todo por tu amor y apoyo incondicional.

A los amigos que hice durante mi estancia en la Poli. Gracias por haber compartido sus experiencias conmigo, así como todos esos buenos momentos y las risas a su lado. Gracias también por toda su predisposición para ayudarme en todo lo que han podido.

Al personal de la Subgerencia de Operación y Mantenimiento de TRANSELECTRIC por esos cinco meses en los que aprendí un sinnúmero de cosas. Gracias por haberme permitido vivir nuevas experiencias y por su ayuda desinteresada con mi proyecto de titulación.

Gracias a Dios, por la fortaleza y entereza que me ha dado, por haberme convertido en la persona que hoy soy.

DEDICATORIA

A Dios,

A mis padres y ejemplo a seguir, Guadalupe y Mario,

A mi hermana, Estefy,

A Mayra, mi compañera de vida.

CONTENIDO

ÍNDICE GENERAL.....	I
RESUMEN.....	V
PRESENTACIÓN	VI
CAPÍTULO 1.....	1
INTRODUCCIÓN	1
1.1 OBJETIVOS.....	2
1.1.1 OBJETIVO GENERAL	2
1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	2
1.2 ALCANCE	2
1.3 JUSTIFICACIÓN	3
1.4 INTRODUCCIÓN A LOS DISPOSITIVOS FACTS.....	4
1.4.1 LIMITACIONES DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN ACTUALES	4
1.4.1.1 Limitaciones térmicas.....	4
1.4.1.2 Limitaciones dieléctricas	5
1.4.1.3 Limitaciones de Estabilidad.....	5
1.4.2 CONTROLABILIDAD DE LOS SISTEMAS DE POTENCIA.....	6
1.4.3 DEFINICIONES RELACIONADAS CON FACTS [7].....	8
1.4.4 TIPOS DE CONTROLADORES FACTS [1].....	9
1.4.4.1 Controladores en serie	9
1.4.4.2 Controladores en paralelo	10
1.4.4.3 Controladores Combinados Serie – Paralelo.....	10
1.4.5 OBJETIVOS Y BENEFICIOS DE LOS CONTROLADORES FACTS.....	11
1.5 TRANSMISIÓN EN CORRIENTE CONTINUA (HVDC).....	14
1.5.1 INTRODUCCIÓN	14
1.5.2 TIPOS DE SISTEMAS HVDC [8].....	15
1.5.2.1 LCC – HVDC.....	15
1.5.2.2 VSC – HVDC	16
1.5.3 APLICACIONES DE LOS SISTEMAS HVDC [9]	18
1.5.4 VENTAJAS DE LOS SISTEMAS HVDC [9].....	19
1.6 IMPACTO EN LA RED DE FACTS Y HVDC	20
CAPÍTULO 2.....	23

MODELACIÓN DE ELEMENTOS DE LA RED.....	23
2.1 MODELACIÓN DE ELEMENTOS CONVENCIONALES DE RED	23
2.1.1 BARRAS	23
2.1.2 GENERADORES	24
2.1.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	26
2.1.4 TRANSFORMADORES.....	27
2.1.5 RAMA GENERALIZADA DE UN SISTEMA DE POTENCIA [14]	29
2.1.6 CARGAS	30
2.1.7 COMPENSACIÓN REACTIVA	31
2.2 MODELACIÓN DE CONVERTIDORES FACTS Y HVDC.....	31
2.2.1 DISPOSITIVOS ELECTRÓNICOS DE POTENCIA	31
2.2.1.1 Tiristor convencional y tiristor con apagado por compuerta GTO	32
2.2.1.2 Transistor de compuerta aislada IGBT [4].....	32
2.2.2 CONTROLADORES FACTS BASADOS EN TIRISTOR.....	33
2.2.2.1 Compensador Estático de Vares (SVC)	33
2.2.2.2 Capacitor Serie Controlado por Tiristores (TCSC).....	39
2.2.3 CONTROLADORES FACTS BASADOS EN IGBT	45
2.2.3.1 Convertidor Tipo Fuente de Voltaje (VSC) [4]	45
2.2.3.2 Compensador Estático Sincrónico (STATCOM) [19]	50
2.2.3.3 Transmisión HVDC – VSC	53
CAPÍTULO 3.....	55
FLUJOS DE POTENCIA CON FACTS	55
3.1 CONCEPTOS BÁSICOS.....	55
3.2 RELACIONES DE VOLTAJE Y CORRIENTE DE UN SISTEMA.....	56
3.3 ECUACIONES DE POTENCIA.....	57
3.3.1 BALANCE DE POTENCIA	58
3.4 ALGORITMO DE NEWTON – RAPHSON.....	59
3.4.1 FORMULACIÓN BÁSICA [23].....	59
3.4.2 APLICACIÓN DEL ALGORITMO PARA EL CÁLCULO DE FLUJOS DE POTENCIA.....	61
3.4.2.1 Cálculo de los elementos del Jacobiano	63
3.4.2.1.1 Elementos fuera de la diagonal ($i \neq j$)	64
3.4.2.1.2 Elementos de la diagonal	64
3.5 INCORPORACIÓN VARIABLES DE FACTS Y HVDC	64

3.5.1	ALGORITMO PARA LA INCORPORACIÓN DE SVC	64
3.5.1.1	Control del SVC	66
3.5.1.1.1	<i>Control de Voltaje (local):</i>	67
3.5.1.1.2	<i>Control de Voltaje (remoto):</i>	67
3.5.1.1.3	<i>Control de Potencia Reactiva:</i>	67
3.5.1.1.4	<i>Sin Control</i>	68
3.5.2	ALGORITMO PARA LA INCORPORACION DE TCSC	68
3.5.2.1	Control del TCSC	71
3.5.2.1.1	<i>Control de Flujo de Potencia Activa</i>	71
3.5.2.1.2	<i>Sin control</i>	71
3.5.3	ALGORITMO PARA LA INCORPORACIÓN DEL STATCOM	72
3.5.3.1	Control del STATCOM	74
3.5.3.1.1	<i>Control de Voltaje Local</i>	74
3.5.3.1.2	<i>Control de Potencia Reactiva</i>	74
3.5.4	INCORPORACIÓN DE HVDC – VSC.....	75
3.5.4.1	Control del HVDC – VSC	76
3.6	ESTRUCTURA DEL PROGRAMA FACTS-PF	77
3.6.1	DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA	77
3.6.2	MÉTODO DE CÁLCULO	77
3.6.3	ALGORITMO DE CÁLCULO	78
	CAPÍTULO 4.....	81
	APLICACIÓN DEL PROGRAMA FACTS-PF	81
4.1	PRESENTACIÓN DE LAS REDES DE PRUEBA.....	81
4.1.1	RED 14 BARRAS IEEE	81
4.1.2	SISTEMA DE 2 ÁREAS AC.....	82
4.2	APLICACIÓN DEL PROGRAMA FACTS-PF	83
4.2.1	CASO 1: FLUJO DE POTENCIA NORMAL.....	83
4.2.1.1	Validación de los resultados	85
4.2.2	CASO 2: FLUJO DE POTENCIA CON AUMENTO DE CARGA.....	87
4.2.2.1	Validación de los resultados	88
4.2.2.2	Análisis de resultados	91
4.2.3	CASO 3: SVC EN LA RED IEEE DE 14 BARRAS.....	91
4.2.3.1	Validación de resultados	94
4.2.3.2	Análisis de los resultados	96

4.2.4	CASO 4: STATCOM EN LA RED IEEE DE 14 BARRAS.....	96
4.2.4.1	Validación de resultados	99
4.2.4.2	Análisis de resultados	101
4.2.5	CASO 5: TCSC EN LA RED IEEE DE 14 BARRAS	102
4.2.5.1	Validación de resultados	104
4.2.5.2	Análisis de resultados	105
4.2.6	CASO 6: RED IEEE DE 14 BARRAS CON SVC, STATCOM Y TCSC.....	106
4.2.6.1	Validación de resultados	109
4.2.6.2	Análisis de resultados	111
4.2.7	CASO 7: SISTEMA HVDC-VSC EN EL SISTEMA DE 2 ÁREAS AC.....	112
4.2.7.1	Validación de los resultados.....	115
4.2.7.2	Análisis de resultados	117
	CAPÍTULO 5.....	118
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	118
5.1	CONCLUSIONES.....	118
5.2	RECOMENDACIONES	119
	REFERENCIAS	121
	ANEXOS.....	124
	ANEXO 1	125
	ANEXO 2	127
	ANEXO 3	128
	ANEXO 4	129

RESUMEN

En este proyecto de titulación se sintetiza la evolución de los sistemas eléctricos de potencia a través de la incorporación de FACTS y la transmisión HVDC, tecnologías relativamente nuevas basadas en electrónica de potencia que mejoran la operación y control de los sistemas de potencia convencionales. Posteriormente se enfoca en el estudio del principio de funcionamiento y modelamiento matemático en estado estable de los dispositivos FACTS: SVC, STATCOM y TCSC, además de enlaces HVDC de dos terminales basados en convertidores tipo fuente de voltaje (VSC) para el cálculo de flujos de potencia en redes que incluyen estos dispositivos. Para esto se presentan las variables características de los diferentes tipos de convertidores estáticos que representan a estos dispositivos y que intervienen en el algoritmo de Newton-Raphson para el cálculo de flujos de potencia.

El modelamiento matemático de los elementos mencionados, es implementado en un programa computacional para el cálculo de flujos de potencia escrito en Python, el cual es un lenguaje de código abierto, de libre distribución y modificación, a diferencia del software comercial. La validación de los resultados obtenidos en este programa, se realiza mediante la comparación de los mismos con los resultados de algunos paquetes computacionales comerciales destinados al análisis y simulación de sistemas eléctricos de potencia. Posteriormente, se utiliza los resultados de este programa para realizar un análisis del efecto que tienen estos dispositivos sobre sistemas de potencia de prueba.

PRESENTACIÓN

El enfoque de este proyecto es el análisis en estado estable de la influencia que ejercen los dispositivos FACTS: SVC, STATCOM y TCSC, así como también los enlaces de transmisión HVDC-VSC de dos terminales en los sistemas de potencia. Este análisis es posible hacerlo gracias a la modelación matemática de estas tecnologías basado en el principio de funcionamiento de sus convertidores estáticos, y su posterior implementación en un programa computacional para el cálculo de flujos de potencia.

En el Capítulo 1, se presentan los objetivos, justificación, introducción y alcance de este proyecto. Posteriormente se resumen ciertos conceptos básicos relacionados con las redes eléctricas convencionales, así como también se da una visión general de la tecnología de los FACTS y los sistemas HVDC.

En el Capítulo 2, se presenta la modelación matemática para estado estable, tanto de los elementos convencionales de la red como líneas, generadores, transformadores, etc., así como también de los convertidores FACTS y el enlace HVDC mencionados anteriormente.

En el Capítulo 3, se plantea un algoritmo de cálculo de flujos de potencia a partir del método de Newton-Raphson, para redes que incluyen estos dispositivos FACTS y enlaces HVDC, modelados matemáticamente en el Capítulo 2. Posteriormente se introduce a la estructura del programa FACTS-PF.

En el Capítulo 4, se validan los resultados del programa FACTS-PF mediante redes de prueba y comparación con otros tipos de software. Además, en base a estos resultados se analiza la influencia de estos dispositivos en estas redes de prueba.

En el Capítulo 5, se presentan las Conclusiones y Recomendaciones de este proyecto.

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

El rápido crecimiento de la demanda en los sistemas de potencia, en contraste con la lenta expansión de la capacidad de los mismos debido a diversas limitantes [1], ha generado una serie de inconvenientes en su operación, incluyendo la degradación de la calidad del servicio y el acercamiento inseguro a límites de operación estable [2]. Para superar estas limitantes ha sido necesaria la inclusión de nuevas tecnologías en los sistemas de potencia, de tal manera que se pueda reducir ésta brecha entre el crecimiento de la demanda y la expansión del sistema. La tecnología que lidera esta tarea está basada en la electrónica de potencia.

La electrónica de potencia es una rama de la ingeniería que desde sus inicios se ha enfocado principalmente en las aplicaciones industriales. A través de los años, y mediante una exhaustiva investigación en la tecnología de semiconductores, el campo de aplicación de la electrónica de potencia se ha extendido incluso hasta llegar a los sistemas eléctricos de potencia y a varias áreas relacionadas con la energía eléctrica en general. Pese a las limitaciones en cuanto a la magnitud de potencia que los semiconductores inicialmente eran capaces de manejar, la investigación para su uso en sistemas de potencia impulsó el desarrollo de tecnologías capaces actualmente de trabajar incluso con decenas de megavatios.

La aplicación particular de la tecnología de la electrónica de potencia en sistemas de potencia, en conjunto con modernos sistemas de control, son los denominados Sistemas Flexibles de Transmisión en Corriente Alterna: FACTS (*Flexible AC Transmission Systems* por sus siglas en inglés). Los dispositivos FACTS se han convertido en las últimas décadas, en herramientas indispensables a considerar en la planificación y expansión de las redes eléctricas, no solo para reducir o incluso eliminar sus limitantes, sino además para facilitar su operación y control, y mejorar su confiabilidad. Todo esto gracias a la flexibilidad y rapidez de actuación de los sistemas de control y a las ventajas que ofrecen los dispositivos electrónicos en cuanto a controlabilidad.

Actualmente existen diversos tipos de dispositivos FACTS, cuyas aplicaciones y propósitos difieren principalmente por el tipo de control y el beneficio que ofrecen

en la red, como la variación de la impedancia serie o paralelo, inyección de potencia, control de voltaje o corriente, amortiguación de oscilaciones, etc. Cabe mencionar que de toda la gama de dispositivos FACTS que existen, aún hay dispositivos que se encuentran en etapa de investigación, y que aseguran que en un futuro se tengan sistemas de potencia aún más flexibles de los que se puede obtener en la actualidad.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 OBJETIVO GENERAL

Desarrollar un programa computacional para el cálculo de flujos de potencia, basado en el método de Newton – Raphson, considerando los dispositivos de transmisión flexible en corriente alterna (FACTS) más utilizados en los sistemas de potencia y líneas de transmisión de alto voltaje en corriente continua (HVDC).

1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- a. Identificar y analizar las variables que relacionan a los dispositivos FACTS y líneas de transmisión HVDC con el sistema eléctrico para el análisis en estado estable.
- b. Modelar matemáticamente diferentes dispositivos FACTS y líneas de transmisión HVDC operando en estado estable, para el cálculo de flujos de potencia por el método de Newton – Raphson.
- c. Desarrollar un programa computacional de flujos de potencia considerando FACTS y transmisión HVDC, basado en un lenguaje de código abierto (Open Source).
- d. Analizar la influencia en estado estable de los dispositivos FACTS y la transmisión HVDC en el sistema de potencia
- e. Comprobar la validez del programa desarrollado, mediante la comparación de sus resultados con los obtenidos mediante de software comercial.

1.2 ALCANCE

El presente proyecto de titulación consiste en el análisis y modelación matemática en estado estable de los dispositivos FACTS: SVC (*Static Var Compensator*),

STATCOM (*Static Compensator*) y TCSC (*Thyristor Controlled Series Capacitor*) y líneas de transmisión HVDC Single Pole basadas en convertidores tipo fuente de voltaje (VSC), para el cálculo de flujos de potencia mediante el método formal de Newton – Raphson.

Se plantea un algoritmo computacional para el cálculo de flujos de potencia considerando estas tecnologías. El programa computacional se desarrolla mediante el lenguaje de programación de código abierto *Python*. La validez de los resultados del programa desarrollado se comprueba mediante la comparación de los mismos para modelos equivalentes en el software comercial DlgSILENT PowerFactory o paquetes comerciales similares.

1.3 JUSTIFICACIÓN

Los dispositivos FACTS, así como la transmisión HVDC, son tecnologías que han sido desarrolladas, consolidadas e implementadas con éxito a nivel mundial desde hace varias décadas; sin embargo, hasta la actualidad no han sido instalados en el Ecuador, por consiguiente, el conocimiento que se tiene de estas tecnologías es bajo. El desequilibrio entre el constante incremento de la demanda y la insuficiente capacidad del sistema de potencia debido a la dificultad de expansión del mismo, es el factor principal que obliga actualmente a incluir estas tecnologías en la planificación, cuyo objetivo es aprovechar de una manera más eficiente los elementos de la red actual a medida que esta crece.

De las herramientas computacionales dedicadas para el análisis y simulación de sistemas de potencia, el cálculo de flujos de potencia es probablemente la de mayor uso, por cuanto permite el análisis del sistema en diferentes etapas, como la planificación, diseño y operación. El objetivo principal de este proyecto de titulación es enlazar los dos conceptos: los sistemas FACTS y transmisión HVDC con el cálculo de flujos de potencia, para lo cual se desarrollará una herramienta computacional de ingeniería basada en un lenguaje de programación de código abierto, para el análisis de la influencia en estado estable de estas tecnologías en las redes eléctricas.

1.4 INTRODUCCIÓN A LOS DISPOSITIVOS FACTS

1.4.1 LIMITACIONES DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN ACTUALES

A medida que la demanda de energía eléctrica crece, es necesario que la capacidad del sistema de transmisión se expanda de la misma manera. El desequilibrio en este crecimiento obliga constantemente a que los grandes sistemas de potencia operen cada vez más cerca de sus límites. Este problema se agrava en aquellos sistemas donde nuevas líneas de transmisión no pueden ser construidas debido a la dificultad para obtener nuevos derechos de vía. En algunos países con fuentes de energía lejanas a la carga, el problema radica en transmitir grandes cantidades de potencias a través de líneas de largas distancias que en muchas ocasiones son débiles. Esto conlleva particularmente a problemas de calidad de energía como consecuencia de sistemas altamente cargados [3].

En concordancia con [4], si se asume que lo mencionado anteriormente no es un problema, aparecen entonces limitaciones del equipamiento actual sobre todo en cuanto a su cargabilidad. Se pueden considerar principalmente 3 tipos de limitaciones a la cargabilidad de los equipos:

- Limitaciones térmicas.
- Limitaciones dieléctricas.
- Límites de estabilidad.

1.4.1.1 Limitaciones térmicas

Están directamente relacionadas con las características de los conductores y con las condiciones ambientales tales como temperatura ambiental y condiciones del viento. Generalmente, la capacidad térmica de los conductores de las líneas de transmisión es seleccionada de una manera estadística conservadora, es decir, seleccionando la condición más crítica de temperatura ambiental y una capacidad eléctrica superior a la demanda máxima que debería soportar, además de una serie de suposiciones para reducir pérdidas. Considerando que estas condiciones rara vez se presentan de forma simultánea en la realidad, la mayor parte del tiempo, la línea tiene una capacidad superior.

Cabe mencionar que para aprovechar esta capacidad disponible involucra realizar un análisis en tiempo real no solamente de la cargabilidad de la línea sino también de transformadores y otro equipamiento eléctrico de la misma manera. Debido a que la cargabilidad de los transformadores es también una función de su temperatura de operación, los sistemas de refrigeración son una parte crucial en el incremento de su cargabilidad.

1.4.1.2 Limitaciones dieléctricas

Uno de los factores que impiden que el voltaje de transmisión pueda ser elevado muy por encima de sus valores nominales es el aislamiento. En líneas y otro equipamiento eléctrico es uno de los parámetros que es seleccionado de la manera más conservadora posible, permitiendo que el voltaje pueda ser incrementado hasta alrededor de un 10% de su voltaje nominal o incluso más, consiguiendo reducir ligeramente la corriente por los conductores. Si bien esta condición es posible siempre y cuando estudios dinámicos aseguren que los voltajes transitorios estén dentro de los límites permitidos, no es una opción que se maneje en la realidad salvo en condiciones de emergencia, sobre todo por los inconvenientes con los sistemas de protección.

Aun cuando los elementos mencionados sean capaces de tolerar este incremento de voltaje, la dificultad radica en cómo puede lograrse el mismo, particularmente en sistemas donde la demanda exige toda la capacidad de la red.

1.4.1.3 Limitaciones de Estabilidad

Existen diversos problemas de estabilidad a los que están sujetos los sistemas de potencia y que además limitan la capacidad de los mismos. Se puede resumir el problema de la estabilidad en 3 categorías principales [5]:

1. Estabilidad Angular
2. Estabilidad de Frecuencia
3. Estabilidad de Voltaje

De acuerdo con [3], los problemas de inestabilidad más limitantes de la capacidad de transferencia de los sistemas de potencia se concentran en:

- **Estabilidad de Voltaje:** Un problema de inestabilidad de voltaje puede ocurrir en sistemas altamente cargados o en aquellos que se encuentran operando degradados debido a contingencias. Generalmente, este tipo de inestabilidad se experimenta en sistemas con líneas de transmisión largas o en sistemas cuyos márgenes de potencia reactiva se encuentran limitados. La mitigación efectiva de este tipo de inestabilidad depende de los sistemas de control convencionales de los sistemas de potencia como el ajuste de tomas de los transformadores, esquemas de rechazo de carga, etc.
- **Estabilidad Transitoria:** Se encuentra dentro de la categoría de estabilidad angular [5]. Es el factor más limitante en cuanto a capacidad en sistemas de transmisión de largas distancias con una interconexión pos-falla débil. Para evitar los problemas de inestabilidad de este tipo, que están relacionados generalmente a oscilaciones angulares y de potencia es necesario un control rápido del flujo de potencia, que se puede lograr mediante el control de voltaje, ajuste de la impedancia de la línea de transmisión o mediante el control del ángulo de fase del voltaje.

1.4.2 CONTROLABILIDAD DE LOS SISTEMAS DE POTENCIA

El objetivo primordial de un sistema de transmisión es transferir potencia activa desde un punto a otro a través de una línea de transmisión. Este concepto es el que determina las variables que pueden ser controladas dentro de un sistema de potencia [6]. Esto se puede observar mediante un sistema simple de dos barras, esquematizado en la Figura 1.1:

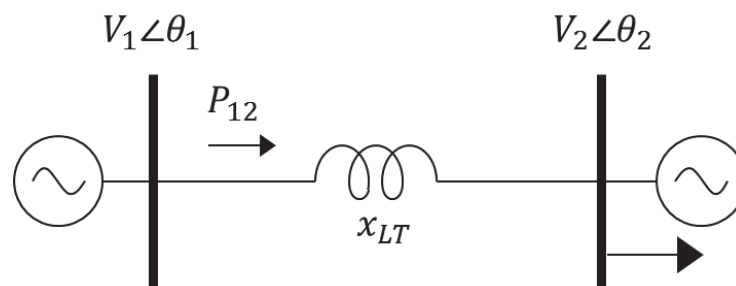


Figura 1.1. Sistema de dos barras

Este sistema representa la interconexión entre dos subestaciones a través de una línea de transmisión corta de impedancia x_{LT} . El flujo de potencia desde la barra 1 hacia a la barra 2, está determinado por la ecuación:

$$P_{12} = \frac{V_1 V_2}{x_{LT}} \text{sen}(\theta_1 - \theta_2) \quad (1.1)$$

A partir de la ecuación (1.1), se puede determinar qué tres variables en general tienen influencia sobre la magnitud de la potencia transferida, y éstas son:

- Magnitud de los voltajes
- Ángulo de los voltajes
- Impedancia de la línea

Como se había mencionado con anterioridad, la estabilidad es uno de los factores limitantes de la cargabilidad y capacidad del sistema. En este contexto, la máxima potencia que puede ser transferida en estado estable a través de una línea de transmisión, está limitada por el pico de la curva determinada por la ecuación (1.1), el cual se obtiene cuando el término sinusoidal es igual a 1. En otras palabras, el valor de cada una de las variables relacionadas a la potencia activa, determina el límite de transferencia de la misma como se puede ver en la Figura 1.2.

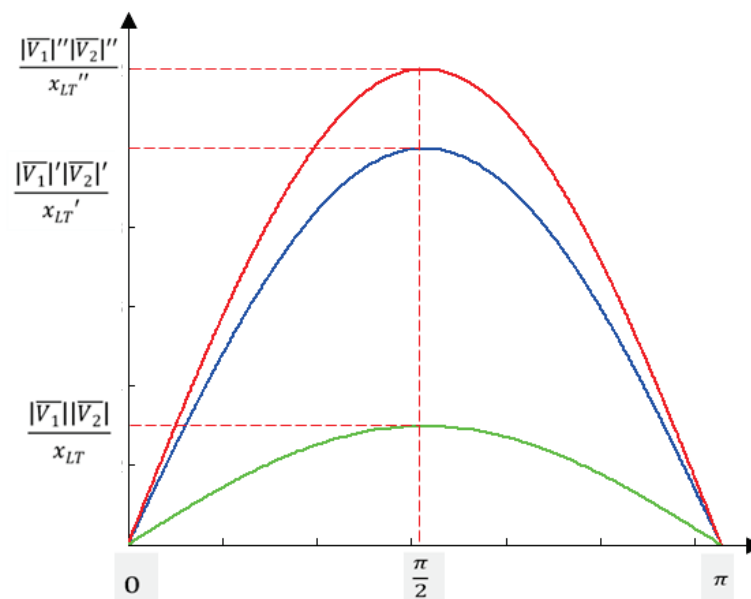


Figura 1.2: Efecto del control de las variables relacionadas a la transferencia de potencia

Donde los términos $|\bar{V}_1|$, $|\bar{V}_1|'$ y $|\bar{V}_1|''$ y los correspondientes para $|\bar{V}_2|$ representan diferentes condiciones operativas para el voltaje y x_{LT} , x_{LT}' y x_{LT}'' representan diferentes valores de impedancia para el enlace de la Figura 1.1.

Cabe mencionar que controlar la potencia activa no es el único objetivo que se busca en una red sino básicamente mejorar sus condiciones operativas en general. El propósito de este análisis sencillo es identificar las variables que son sujeto de control en un sistema de potencia y como éstas afectan al comportamiento del mismo.

Del control efectivo de estas variables, depende que las limitantes de los sistemas eléctricos puedan ser reducidas o incluso eliminadas, mejorando y facilitando su operación. Esta no es una tarea sencilla debido a que algunos de estos parámetros no pueden ser controlados con facilidad, como la impedancia de las líneas o el ángulo de los voltajes, en conjunto con las variables que dependen de las condiciones operativas del sistema y la capacidad del mismo.

Establecidas las variables que pueden ser controladas, y teniendo en cuenta las diversas limitaciones de los sistemas de potencia actuales, el desafío se presenta en cómo hacerlo, sobre todo de una manera flexible y rápida. La solución a esto yace en los dispositivos FACTS y en cómo sus diferentes principios de funcionamiento otorgan uno o varios beneficios simultáneamente a la red.

1.4.3 DEFINICIONES RELACIONADAS CON FACTS [7]

Como se citó en secciones anteriores, FACTS es una abreviación de Sistema de Transmisión Flexible en Corriente Alterna. El equipo de trabajo de Términos y Definiciones de FACTS, perteneciente al Grupo de Trabajo de FACTS del Subcomité de DC y FACTS de la IEEE, ha definido una serie de términos básicos para describir a estas tecnologías, entre ellos se encuentran los presentados a continuación:

- **Flexibilidad de la Transmisión Eléctrica de Potencia:** se define como la habilidad de adaptar los cambios en el sistema eléctrico de transmisión o las condiciones operativas mientras se mantiene suficientes márgenes transitorios y de estado estable.

- **Sistema de Transmisión Flexible en Corriente Alterna (FACTS):** se define como un sistema de corriente alterna que incorpora equipo de electrónica de potencia y otro equipo estático para mejorar la controlabilidad e incrementar la capacidad de transferencia de potencia.
- **Controlador FACTS:** se define como un sistema basado en equipo de electrónica de potencia que provee control de uno o más sistemas de transmisión en corriente alterna.

En diversas fuentes también se utiliza la palabra “dispositivo” para referirse a un “controlador” FACTS. Esta aclaración en conjunto con las definiciones presentadas, servirán para la comprensión de los tópicos que se tratarán posteriormente.

1.4.4 TIPOS DE CONTROLADORES FACTS [1]

Los controladores FACTS se agrupan en 3 categorías, las cuales están determinadas por el tipo de compensación que ofrecen en la red eléctrica. Estas categorías son: controladores en serie, controladores en paralelo y controladores combinados.

1.4.4.1 Controladores en serie

Un controlador en serie actúa sobre la red como una impedancia variable, ya sea capacitiva o inductiva en conjunto con un dispositivo electrónico de potencia. Su principio de operación se basa en la inyección de voltaje en serie con la línea, por efecto de la circulación de corriente a través de la impedancia. En teoría, la corriente que circula a través del controlador está siempre en cuadratura con el voltaje entre sus terminales, por ende éste solo inyecta o consume potencia reactiva de la red.

A esta categoría pertenecen los siguientes controladores:

- SSSC (*Static Synchronous Series Compensator*)
- IPFC (*Interline Power Flow Controller*)
- TCSC (*Thyristor-Controlled Series Capacitor*)
- TSSC (*Thyristor-Switched Series Capacitor*)
- TCSR (*Thyristor-Controlled Series Reactor*)
- TSSR (*Thyristor-Switched Series Reactor*)

Algunos controladores como el IPFC, son el resultado de la combinación de 2 o más compensadores en serie.

1.4.4.2 Controladores en paralelo

Los controladores en paralelo actúan como una impedancia en derivación variable, una fuente variable o una combinación de ambas, en conjunto con el equipo electrónico de potencia. Basan su principio de funcionamiento en la inyección de corriente a la red. Cuando actúan como impedancia, el voltaje de la línea causa la inyección de la corriente en la red. La corriente del controlador está en cuadratura con el voltaje de la línea, por lo que el controlador en paralelo solo inyecta o absorbe potencia reactiva.

Los controladores más comunes de esta categoría son:

- SVC (*Static Var Compensator*)
- STATCOM (*Static Compensator*)
- TCR (*Thyristor-Controlled Reactor*)
- TSR (*Thyristor-Switched Reactor*)
- TSC (*Thyristor-Switched Capacitor*)
- TCBR (*Thyristor-Controlled Braking Resistor*)

1.4.4.3 Controladores Combinados Serie – Paralelo

Es la combinación de un controlador serie con un paralelo controlados de una manera coordinada. La parte serie se encarga de la inyección de voltaje en la línea mientras que la parte paralelo se encarga de la inyección de corriente. Cuando ambos convertidores se encuentran conectados a través de un enlace adecuado, puede existir un intercambio de potencia activa entre ellos.

Los controladores más representativos de esta categoría son:

- UPFC (*Unified Power Flow Converter*)
- TCPST (*Thyristor-Controlled Phase-Shifting Transformer*)
- TCPAR (*Thyristor-Controlled Phase Angle Regulator*)

En la Figura 1.3 se muestra la configuración de diferentes controladores FACTS dependiendo su tipo.

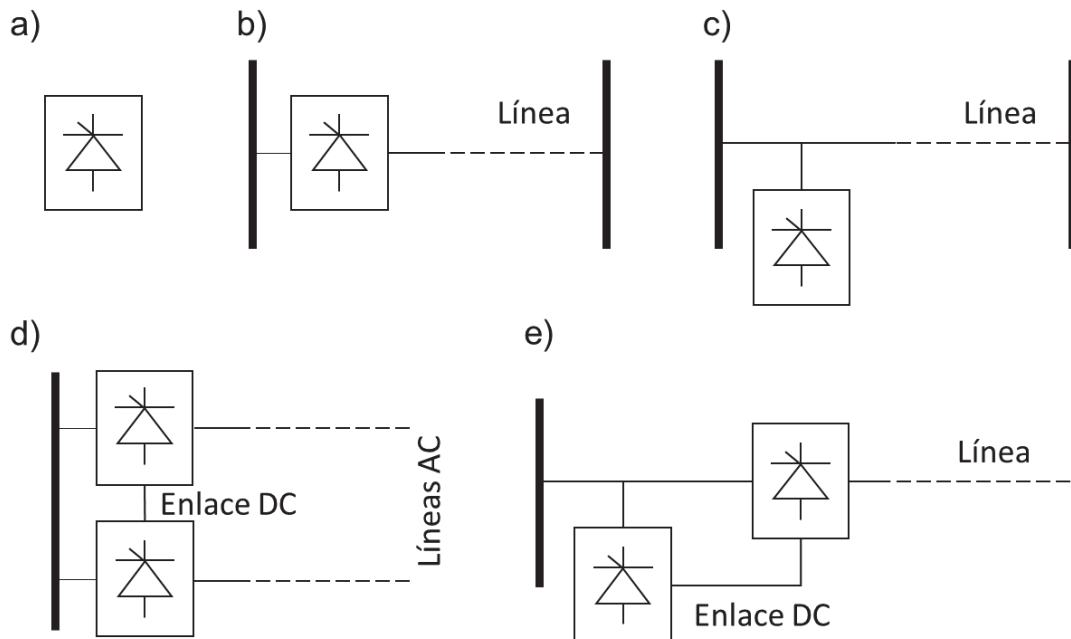


Figura 1.3: Tipos de controladores FACTS. a) Símbolo de un controlador FACTS; b) Controlador Serie; c) Controlador en paralelo; d) Controlador combinado serie – serie; e) Controlador combinado serie – paralelo [4]

1.4.5 OBJETIVOS Y BENEFICIOS DE LOS CONTROLADORES FACTS

Cada dispositivo o controlador FACTS tiene un objetivo principal en la red, tanto en estado estable, como en estado dinámico. Este objetivo depende primordialmente de la variable o variables que son controladas dentro del sistema de potencia. De acuerdo a lo presentado en la sección anterior, los controladores FACTS son dispositivos cuya compensación depende de su tipo particular y esto determina la variable o variables que son objeto de control.

El principio de compensación de los controladores en serie determina que éstos tengan un impacto directo sobre el control de la corriente o del flujo de potencia a través de una línea. El rápido control de ambos parámetros en estado transitorio o dinámico, asegura que este tipo de dispositivos sean capaces de amortiguar oscilaciones de potencia.

Por otro lado, los controladores en paralelo, al actuar como fuentes de corriente, inyectan potencia reactiva, inductiva o capacitiva, al punto de conexión. Esta

característica los hace idóneos para el control de la magnitud de voltaje. La velocidad de actuación de los sistemas de control durante un fenómeno transitorio asegura que este tipo de dispositivos sean capaces de amortiguar oscilaciones de voltaje.

Los controladores combinados serie – paralelo, tienen efecto sobre las mismas variables que los controladores serie y paralelo simultáneamente, por ende son los dispositivos más completos y su impacto sobre la variable final, que es el flujo de potencia es el más alto entre todos los tipos de dispositivos. El control coordinado de todas las variables, asegura que éstas se mantengan dentro de sus límites permitidos.

En la Figura 1.4 se muestra el efecto de los controladores FACTS más representativos de cada categoría sobre la ecuación (1.1). Cabe mencionar que para sistemas más complejos y para otro tipo de aplicaciones, la potencia activa es una variable de control directa, como por ejemplo para minimización de pérdidas, despacho óptimo de generación o deslastre de carga.

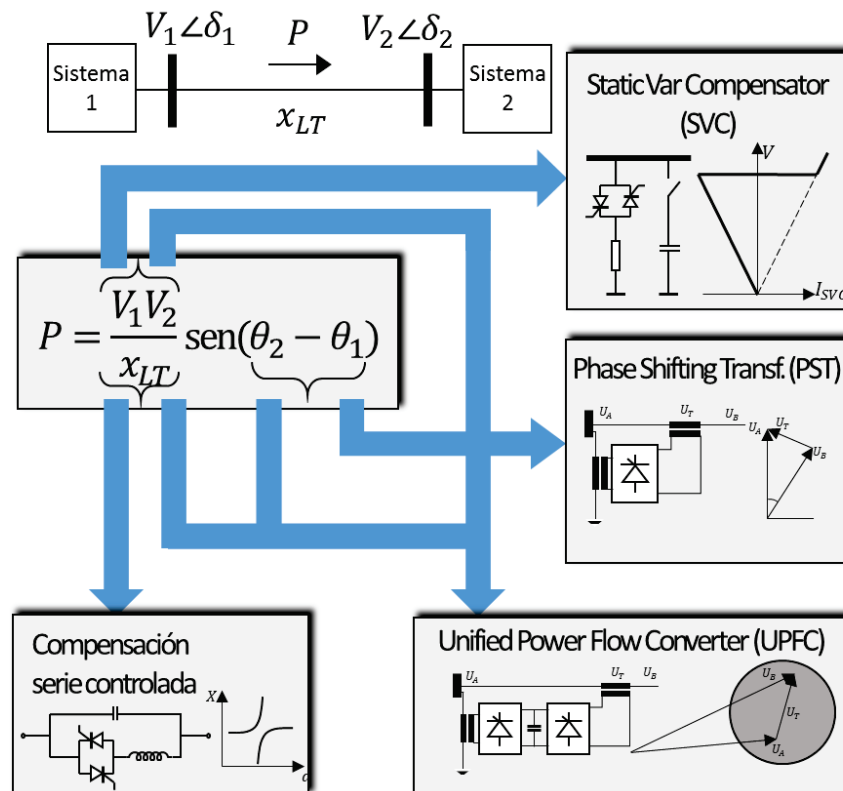


Figura 1.4: Control de flujo de potencia y mejora de estabilidad en sistemas AC [1]

Probablemente, la característica de los dispositivos FACTS que mayor relevancia tiene, es la alta velocidad de actuación de los sistemas de control y el relativamente bajo tiempo de respuesta que tienen los elementos estáticos. Mientras que el equipo convencional de interrupción es capaz de operar, en el mejor de los casos, hasta en dos ciclos de una onda de 60 Hz desde que se emite el comando de operación, un dispositivo FACTS puede actuar tan rápido como una fracción mínima de un ciclo [6].

En la Figura 1.5, se muestra la diferencia en los tiempos de acción entre un equipo convencional (disyuntor mecánico) y un equipo estático de potencia (tiristor). La alta velocidad de operación en conjunto con la versatilidad y flexibilidad de la misma, aseguran un control del sistema de potencia cíclico, repetitivo, continuo y suave.

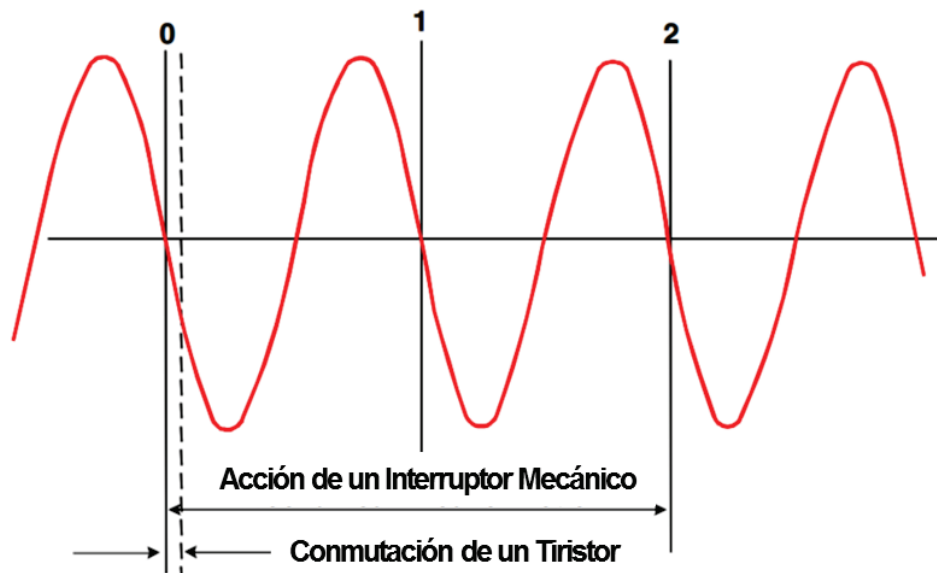


Figura 1.5: Tiempo de respuesta del sistema de control y conmutación [6]

A continuación se resumen los posibles beneficios que en general presentan los dispositivos FACTS [4]:

- Control preciso del flujo de potencia. Esto para satisfacer las condiciones propias de las empresas, asegurar un flujo óptimo de potencia, mantener condiciones en situaciones de contingencias o una combinación de ellas.
- Incrementar la cargabilidad de las líneas hasta sus límites térmicos de manera que se aproveche la capacidad total de las mismas.

- Incrementar la seguridad del sistema mediante la reducción de los límites de estabilidad, reducción de límites de corrientes de cortocircuito y sobrecargas y amortiguación de oscilaciones electromecánicas de sistemas de potencia y sus máquinas.
- Proveer mayor flexibilidad para ubicar nueva generación.
- Reducir los flujos de potencia reactiva en las líneas, liberando capacidad para la potencia activa.
- Incrementar el uso de generación de bajo costo. Esto al incrementar la capacidad de los sistemas de transmisión, de tal manera que permitan despachar adecuadamente este tipo de generación.

1.5 TRANSMISIÓN EN CORRIENTE CONTINUA (HVDC)

1.5.1 INTRODUCCIÓN

Se ha hablado del alcance de la tecnología de la electrónica de potencia en los sistemas eléctricos de potencia hasta llegar al desarrollo de los FACTS, sin embargo, existe una tecnología que se desarrolló incluso antes: la transmisión en alto voltaje en corriente continua o simplemente HVDC (*High Voltage Direct Current*). Cabe mencionar que ambas tecnologías, tanto FACTS como HVDC, son complementarias, y que a pesar de que la palabra “flexible” se usa solamente en la descripción de la primera, no es una característica exclusiva de la misma. Ambas tecnologías hacen un uso extensivo de convertidores AC-DC, el cual es el convertidor básico de la tecnología HVDC [8].

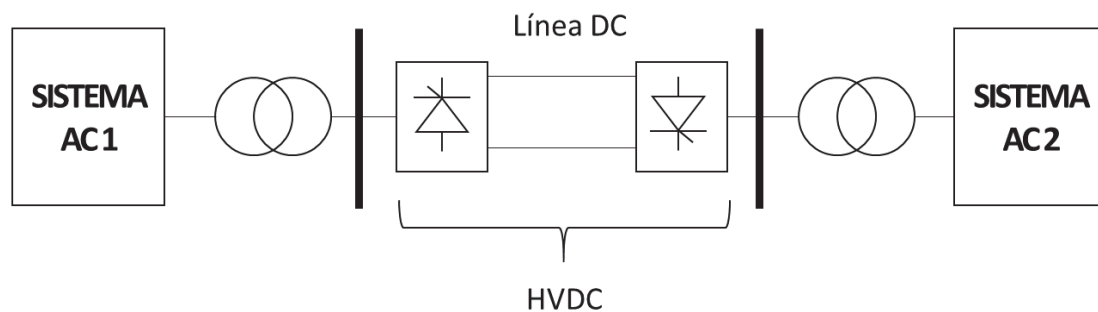


Figura 1.6: Esquema básico de un sistema de transmisión en corriente continua HVDC de dos polos

La tecnología HVDC fue implementada y puesta en operación por primera vez en 1954 y actualmente es una tecnología madura que ha tenido un papel importante en la transmisión de grandes potencias a través de grandes distancias y en la interconexión de sistemas [9]. Inicialmente, se implementaron como sistemas de dos terminales para transmisión punto a punto. En la actualidad existen esquemas HVDC multiterminales implementados exitosamente a nivel mundial [10].

Las pérdidas de potencia en líneas de transmisión en DC son menores que en las líneas de transmisión en AC, ya que no existe efecto piel debido a la frecuencia y tampoco existe transferencia de potencia reactiva, la cual ocupa una gran parte de la capacidad de las líneas. A pesar de esto, un sistema HVDC requiere de equipo estático adicional en los terminales, que se añaden al costo total de los proyectos. En la práctica, se ha demostrado que implementar un sistema de transmisión en corriente continua, es económicamente viable cuando la distancia de transmisión es larga y la magnitud total de la potencia a transferir es alta [10].

1.5.2 TIPOS DE SISTEMAS HVDC [8]

Actualmente existen diversos esquemas de transmisión HVDC, los cuales difieren básicamente en el tipo del sistema de conversión estática y el número de terminales que poseen. En esta sección se tratará los dos tipos de sistemas de conversión AC-DC para la transmisión HVDC que existen en la actualidad: LCC y VSC.

1.5.2.1 LCC – HVDC

El primer sistema de conversión AC-DC desarrollado para la transmisión en corriente continua se basa en un conversor de línea conmutada LCC (*Line Commutated Converter*). El dispositivo estático principal usado en la conversión es el tiristor o SCR (*Silicon-Controlled Rectifier*) que fue desarrollado para el uso en sistemas de potencia previo a la aparición de dispositivos de conmutación con sistemas de apagado controlado.

El sistema de conversión LCC consta de una estación de rectificación y una de inversión, por ende dos sistemas pueden ser conectados sincrónica o asincrónicamente. La eliminación de ciertas restricciones al conectar dos sistemas mediante un enlace DC, ha permitido flexibilizar la operación conjunta de sistemas de potencia, y establecer un enlace confiable de transmisión de potencia activa.

Además, la facilidad para implementar convertidores modulares de SCR en serie y paralelo, ha permitido que este tipo de sistemas puedan ser dimensionados para cualquier nivel de voltaje y de potencia.

La conversión mediante SCR permite el control del flujo de potencia activa desde el rectificador hacia el inversor mediante el control de la conducción de los tiristores. En el proceso de rectificación e inversión se consume potencia activa debido a las pérdidas de conmutación del equipo estático, sin embargo, el consumo de potencia reactiva es más considerable. El consumo de reactivos en la conversión se produce debido a que la fuente hace la conmutación, y además debido a que la reactancia de dispersión del transformador del convertidor lidera el circuito de conmutación. Este consumo varía con la carga, por ende es necesario incluir en cada terminal capacitores y filtros que se conecten a través de disyuntores para asegurar el requerimiento de potencia reactiva para la conversión.

La corriente de transmisión no puede cambiar su dirección mediante el control de conducción del equipo estático, por ende para revertir la dirección del flujo de potencia, es necesario invertir la polaridad del voltaje. Esto no representa un problema en sistemas de dos terminales, pero si complica la operación en sistemas multiterminales, lo cual implica la adición de interruptores mecánicos para lograr la inversión de la polaridad del voltaje y por consiguiente la inversión del flujo en cada estación.

A pesar de las limitantes en cuanto a controlabilidad de los sistemas LCC – HVDC, son sistemas altamente confiables y usados extensivamente a nivel mundial ya sea para transmisión o en sistemas de enlace Back-to-Back, en los cuales el proceso de rectificación e inversión se realiza en la misma subestación y permite la conexión de dos sistemas asíncronos a la vez que se controla el flujo de potencia entre ambos.

1.5.2.2 VSC – HVDC

Con el desarrollo de nuevo equipo estático con capacidad de apagado controlado para alta potencia, como lo es el transistor bipolar con compuerta aislada IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*), la flexibilidad de la transmisión en corriente continua se incrementó considerablemente. Estos dispositivos se configuran para

obtener convertidores tipo fuente de voltaje o VSC (*Voltage Source Converter* por sus siglas en inglés), los cuales permiten la conversión estática de potencia en los 4 cuadrantes como se puede ver en la Figura 1.7. Esta ventaja considerable frente al sistema LCC – HVDC se ve limitada por la capacidad máxima de potencia activa que el equipo estático es capaz de manejar.

Los convertidores VSC son auto-conmutados, es decir no necesitan una fuente de voltaje para la conmutación. El convertidor VSC puede ser configurado para operar en los 4 cuadrantes como se mencionó anteriormente, por ende este puede entregar o absorber potencia reactiva de manera independiente al flujo de potencia activa. Debido a que el control de este tipo de convertidores están basados en PWM (*Pulse Width Modulation*), la reproducción de la onda sinusoidal en el proceso de inversión tiene un bajo contenido armónico, lo que reduce la necesidad del uso de filtros; a esto se suma la facilidad de invertir la dirección del flujo de potencia en sistemas multiterminales sin necesidad de equipo de conmutación mecánico.

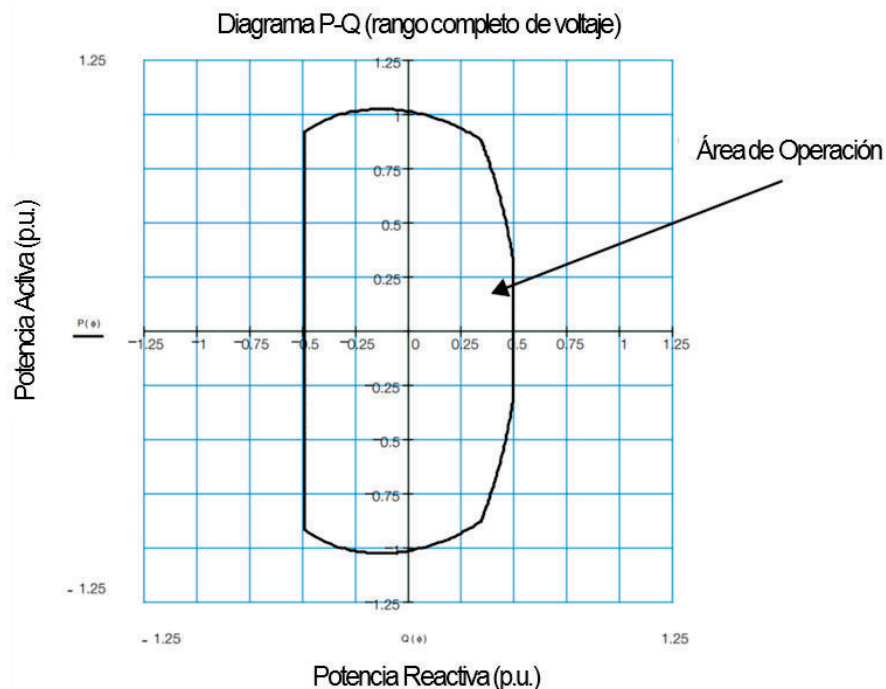


Figura 1.7: Cuadrantes de operación de un convertidor VSC – HVSC [11]

La aplicación principal de los sistemas HVDC basados en convertidores VSC, es la interconexión de dos áreas aisladas, en las cuales el control de potencia reactiva se realiza independiente en cada una de ellas, de tal manera que se evite la

instalación de compensadores sincrónicos adicionales. En ambas estaciones se controla el voltaje de su barra AC individualmente, a la vez que uno de los convertidores controla el voltaje DC y el otro el intercambio de potencia activa. Esta forma de operación es conocida como maestro – esclavo, con la ventaja de que los convertidores de este tipo de sistemas pueden cambiar rápidamente su rol de funcionamiento de acuerdo a los requerimientos del sistema de potencia.

1.5.3 APLICACIONES DE LOS SISTEMAS HVDC [9]

La Figura 1.8 muestra las aplicaciones más comunes de los sistemas HVDC, ya sean basados en convertidores LCC o VSC, éstas son:

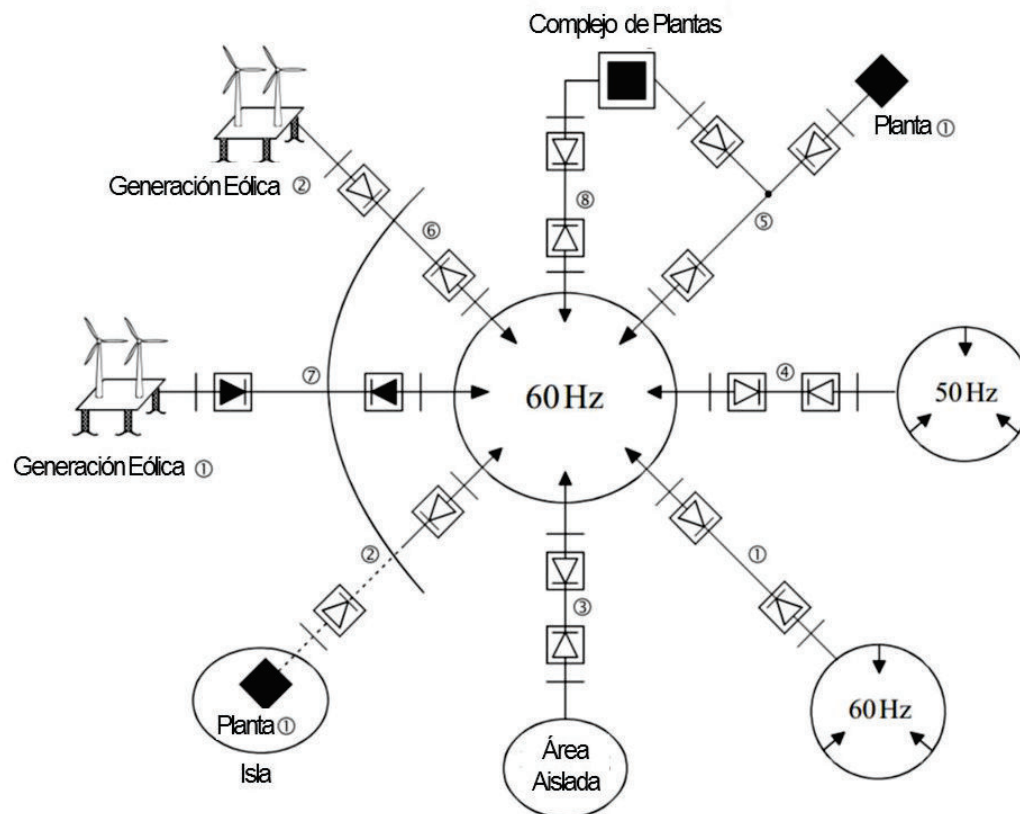


Figura 1.8: Aplicaciones convencionales de sistemas HVDC [9]

1. Transmisión de alta potencia a través de grandes distancias.
2. Transmisión de alta potencia a través de cable submarino o subterráneo, sin los problemas de la alta capacitancia que presentan los cables para sistemas AC, sobre todo en distancias largas.

3. Control rápido y preciso del flujo en un sistema HVDC para obtener una amortiguación efectiva de oscilaciones electromecánicas, mejorando la estabilidad de la red mediante la modulación de la potencia usando una configuración Back-to-Back.
4. Debido a que los enlaces HVDC no tienen limitantes con respecto a la frecuencia o al ángulo entre dos sistemas AC, puede usarse como enlace de dos sistemas AC con diferentes frecuencias de operación sin necesidad de una línea de transmisión mediante sistemas en configuración Back-to-Back.
5. Cuando la potencia es transmitida desde un centro de generación muy distante de la carga, puede resultar política y estratégicamente conveniente ofrecer conexiones intermedias mediante sistemas HVDC multiterminales.
6. Sistemas HVDC pueden ser usados para enlazar plantas de energía renovable, sobre todo si son distantes, como la energía eólica en mar abierto (off-shore).
7. Los sistemas VSC-HVDC presentan un gran impacto en la flexibilidad para el enlace de plantas de energías renovables, puesto que eliminan las limitantes en cuanto a la frecuencia de operación y el requerimiento de potencia reactiva de dichas plantas.
8. Debido a que los enlaces HVDC no transmiten potencia reactiva, dos sistemas AC pueden ser interconectados sin necesidad de incrementar la potencia de cortocircuito.

1.5.4 VENTAJAS DE LOS SISTEMAS HVDC [9]

Los enlaces HVDC superan algunas de las limitantes que presentan los sistemas AC convencionales y por ende ofrecen algunas ventajas sobre aquellos como las listadas a continuación:

- No existe un límite técnico de la longitud de cable submarino y subterráneo. Por ende se vuelve una opción viable cuando obtener derechos de vía para líneas aéreas es imposible.
- No requiere que los sistemas operen en sincronismo

- No se necesita incremento de la capacidad de cortocircuito para el equipo de maniobra.
- Inmunidad de los sistemas interconectados a la impedancia, ángulo de fase, frecuencia o fluctuaciones de voltaje.
- Mejora el sistema AC en general en cuanto a estabilidad a la vez que incrementa la capacidad de transmisión entre los dos sistemas gracias a la modulación de la potencia en función de la frecuencia, oscilaciones de potencia y capacidad de la línea.
- El impacto visual se ve considerablemente disminuido en una línea DC, debido a que las estructuras o torres de estas son de menor tamaño. Este impacto se reduce considerablemente cuando se usa cable subterráneo.

1.6 IMPACTO EN LA RED DE FACTS Y HVDC

Las ventajas que ofrecen tanto los sistemas HVDC como los controlados FACTS son varias y tienen un objetivo general común: incrementar la flexibilidad del sistema. Sin embargo para una cierta tarea específica ciertos dispositivos tienen mayor impacto sobre la red que otros. La siguiente tabla resume el nivel de impacto sobre la red de los controladores FACTS más comunes y los sistemas HVDC.

Tabla 1.1: Comparación entre dispositivos FACTS y sistemas HVDC [12]

Principio de Compensación	Dispositivo	Impacto sobre el desempeño del sistema		
		Flujo de Potencia	Estabilidad	Calidad de Voltaje
Compensación Serie Variación de la Impedancia de la línea	FSC (Compensación Serie Fija)	●	● ● ●	●
	TCSC (Capacitor serie controlado por tiristor)	● ●	● ● ●	●
Compensación Paralelo Inyección de corriente	MSR / C (Capacitor o Reactor accionado mecánicamente)	○	●	● ●

Tabla 1.1 (Continuación)

Principio de Compensación	Dispositivo	Impacto sobre el desempeño del sistema		
		Flujo de Potencia	Estabilidad	Calidad de Voltaje
Compensación Paralelo Inyección de corriente	SVC (Compensador Estático de Vares)	○	● ●	● ● ●
	STATCOM (Static Synchronous Compensator)	○	● ●	● ● ●
Control del Flujo de Potencia	LCC – HVDC (Line commutated converter HVDC)	● ● ●	● ● ●	● ●
	VSC – HVDC (Voltage Source Converter HVDC)	● ● ●	● ● ●	● ● ●
	UPFC (Unified Power Flow Converter)	● ● ●	● ● ●	● ● ●

Impacto Nulo o Bajo



Impacto Débil



Impacto Medio



Impacto Fuerte



Económicamente, la solución de un problema de la red mediante FACTS, puede ser menos costosa que una solución mediante HVDC. Por otro lado, una solución mediante HVDC puede ser técnicamente necesaria para otros casos donde los FACTS no sean suficientes. En [4] se realiza una comparación sencilla de los costos de instalación de FACTS frente a sistemas HVDC en base a la potencia de trabajo, un resumen de lo cual se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 1.2: Costos de instalación de HVDC y FACTS de acuerdo a la capacidad

Costo de Instalación (Millones de Dólares)		
Capacidad	HVDC 2 terminales	FACTS
200 MW	40 – 50	5 – 10
500 MW	75 – 100	10 – 20
1000 MW	120 – 170	20 – 30
2000 MW	200 – 300	30 - 50

Es importante recalcar que a pesar de que existan dispositivos más completos y versátiles en cuanto a funcionalidad y nivel de impacto en el sistema de potencia que otros, la elección del dispositivo más adecuado para una aplicación específica depende de un estudio completo tanto técnico como económico. El desafío de la ingeniería en este campo es mantener condiciones de operación óptimas a corto y a largo plazo, a la vez que se optimiza el consumo de recursos.

En los siguientes capítulos se abordará con más detalle los aspectos técnicos y el principio de funcionamiento en estado estable de los controladores FACTS: SVC, TCSC, STATCOM y de un sistema de transmisión HVDC-VSC de dos terminales y sus efectos sobre la red. Estos dispositivos son los más usados a nivel mundial, debido a que su desarrollo es avanzado y son tecnologías prácticamente consolidadas.

CAPÍTULO 2

MODELACIÓN DE ELEMENTOS DE LA RED

2.1 MODELACIÓN DE ELEMENTOS CONVENCIONALES DE RED

Un sistema de potencia está constituido por varios elementos interconectados entre sí, de tal manera que se asegure el abastecimiento de la carga a la vez que se mantienen condiciones operativas seguras y estables. Las redes más sencillas así como las redes más complejas están compuestas por una serie de elementos convencionales que permiten su operación. El grupo de estos elementos abarca desde la generación hasta la carga, pasando por elementos propios de la transmisión de energía como son las líneas de transmisión, entre otros.

Se denomina a este grupo de elementos como convencionales, debido a que estos son un factor común en todos los sistemas de potencia, ya sean modernos o antiguos; estos elementos son:

- Barras
- Generadores
- Transformadores
- Líneas de transmisión
- Cargas
- Compensación reactiva

A pesar de que todas las redes de transmisión son diferentes y tienen sus particularidades, las funciones de estos elementos en cada una de ellas son las mismas. En las secciones presentadas a continuación se detalla el modelamiento matemático de los mismos para el análisis de los sistemas de potencia en estado estable, particularmente para la parte concerniente a los flujos de potencia.

2.1.1 BARRAS

La barra es el elemento más simple de una red eléctrica pero de suma importancia. Las barras son los nodos eléctricos de la red, y a ellas están conectados todos los

demás elementos del sistema: generadores, transformadores, líneas de transmisión, compensación reactiva y carga.

Una barra no tiene un modelo matemático propio de sí misma. Como se verá más adelante, las variables matemáticas que relacionan a una barra con el sistema de potencia están determinadas por el elemento que se encuentra conectado a ella. Además se definirá el “tipo de barra”, el cual es una característica importante de cada barra del sistema para los algoritmos de cálculo de flujos de potencia, que se determina a partir de la generación, carga o la combinación de ambas conectadas a ella.

2.1.2 GENERADORES

En general, un generador corresponde a una máquina síncrona. Es la fuente de potencia activa y/o reactiva de la red eléctrica. La función primaria de un generador, es la de suministrar un valor fijo de potencia activa P_G a la vez que se mantiene regulado el voltaje de la barra a la que este se encuentra conectado mediante inyección de potencia reactiva. A un generador operando de esta manera se lo conoce como PV, debido a que son conocidas las variables: potencia generada P_G y magnitud del voltaje de barra V . A la barra asociada a dicho generador se la conoce como PV de la misma manera, sin embargo, cabe destacar que es una característica del generador.

Un generador PV es capaz de mantener el voltaje en su barra de conexión siempre y cuando opere dentro de sus límites de potencia reactiva:

$$Q_{GMIN} \leq Q_G \leq Q_{GMAX} \quad (2.1)$$

Los límites Q_{GMIN} y Q_{GMAX} están determinados por la curva de capacidad de la máquina síncrona y se deben básicamente a aspectos eléctricos relacionados a los límites de la corriente de campo, al límite de la corriente del inducido y los márgenes de estado estable. En la práctica, la mayoría de los generadores cuentan con un sistema de regulación automática de voltaje (AVR), y además se despacha un valor programado y fijo de potencia activa de acuerdo a la demanda, por lo que en teoría todo generador actúa como PV.

Cuando el generador opera en uno de sus límites de potencia reactiva, ésta potencia puede no ser suficiente para mantener una consigna de voltaje, por lo que el voltaje de la barra dependerá de la máxima potencia reactiva que el generador pueda entregar. A este tipo de generadores se los denomina PQ, ya que son conocidas las variables de despacho P_G y Q_G , en donde Q_G es el valor de la potencia reactiva en uno de sus límites de operación. El despacho de potencia reactiva no siempre está controlado por un regulador de voltaje, por ende un generador también puede operar dentro de sus límites como PQ, sin embargo no es algo común.

$$\begin{cases} Q_G = Q_{GMAX} & \text{Si } Q_G \geq Q_{GMAX} & PQ \\ Q_G = Q_{GMIN} & \text{Si } Q_G \leq Q_{GMIN} & PQ \\ V = V_{setpoint} & \text{Si } Q_{GMIN} \leq Q_G \leq Q_{GMAX} & PV \end{cases} \quad (2.2)$$

El balance de potencia entre generación y carga incluyendo las pérdidas de potencia en elementos pasivos como líneas de transmisión, lo realiza la máquina equivalente de mayor capacidad e inercia del sistema; a este generador se lo conoce como “generador de referencia” o “slack” y los valores de despacho de potencia activa y reactiva no se conocen en primer plano, ya que éstos se ajustan para mantener el balance de potencia del sistema. El voltaje de la barra asociada a este generador es controlado por el sistema de regulación y el valor del mismo se fija para satisfacer las condiciones operativas que requiera el sistema. El valor del ángulo de la barra asociada a este generador sirve para referenciar el resto de ángulos del sistema, por lo que es conocido y normalmente considerado 0° . Por esta razón, este tipo de conjunto barra-generador es conocido además como $V\theta$ ya que son las variables que se conocen.

En teoría, los límites de operación del generador de referencia deben ser lo suficientemente amplios para mantener sus condiciones operativas para cualquier estado de la red. Si el generador slack no es capaz de mantener el balance generación – carga, una reconfiguración de la red o una medida operativa como el deslastre de carga es necesaria.

En la Figura 2.1, se observa los tipos de barra de un sistema de potencia de acuerdo a la forma de operación del generador. Nótese que estas barras pueden o no tener carga conectada a ellas.

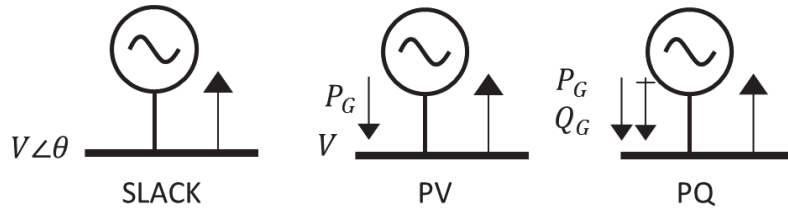


Figura 2.1: Tipos de generadores en un sistema de potencia

2.1.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Las líneas de transmisión son la columna vertebral del sistema de potencia ya que su función es evacuar la energía desde las centrales de generación hasta llegar a la carga. Existen diversos modelos matemáticos para líneas de transmisión, unos más precisos que otros dependiendo la aplicación u objetivo de análisis; para el cálculo de flujos de potencia, es suficiente el modelo π equivalente de parámetros concentrados que se muestra en la Figura 2.2.

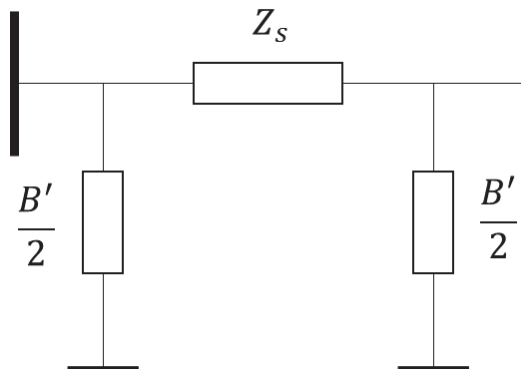


Figura 2.2: Modelo π equivalente de una línea de transmisión

Donde:

Z_S Es la impedancia serie de la línea

B' Es la susceptancia total de la línea

Para una fase de una línea de transmisión corta (hasta 80 km) y mediana en longitud (entre 80 y 270 km) [13], se cumple que:

$$Z_S = \ell(r_{LT} + jx_{LT}) = R_{LT} + jX_{LT} \quad (2.3)$$

$$B' = b\ell \quad (2.4)$$

Donde:

ℓ	Longitud de la línea
r_{LT}	Resistencia del conductor por unidad de longitud
x_{LT}	Reactancia del conductor por unidad de longitud
R_{LT}	Resistencia total del conductor (Ω)
X_{LT}	Reactancia total del conductor (Ω)
b	Susceptancia de la línea por unidad de longitud

Los parámetros r_{LT} , x_{LT} y b se calculan a partir de las características eléctricas del conductor de la línea y la disposición geométrica de los conductores de cada fase. Para una línea de transmisión corta puede asumirse que b es igual a cero.

Cabe mencionar que este modelo no es válido para líneas de longitud largas (mayores a 270 km), puesto que debe considerarse la distribución uniforme de los parámetros a través de la longitud de la línea. La corrección del modelo presentado en la Figura 2.2 para su uso en líneas de transmisión largas, se obtiene calculando los parámetros Z_S y B' de la siguiente manera:

$$Z_S = (r_{LT} + jx_{LT}) \frac{\sinh \gamma \ell}{\gamma \ell} \quad (2.5)$$

$$\frac{B'}{2} = \frac{b \tanh \frac{\gamma \ell}{2}}{\frac{\gamma \ell}{2}} \quad (2.6)$$

Donde:

$$\gamma \ell = \ell \sqrt{b(r_{LT} + jx_{LT})} \quad (2.7)$$

2.1.4 TRANSFORMADORES

La función del transformador en el sistema de potencia es incrementar o reducir el nivel de voltaje para satisfacer las condiciones de transmisión o de la carga. El modelo más simplificado de un transformador se basa en un transformador de dos devanados con un cambio de tomas bajo carga (LTC). En la modelación de un transformador de potencia para análisis en estado estable, se puede despreciar la

rama de magnetización del circuito equivalente del mismo, ya que de acuerdo con [13], la corriente de excitación es mucho menor en comparación con la corriente de carga cuando el transformador trabaja en estado nominal.

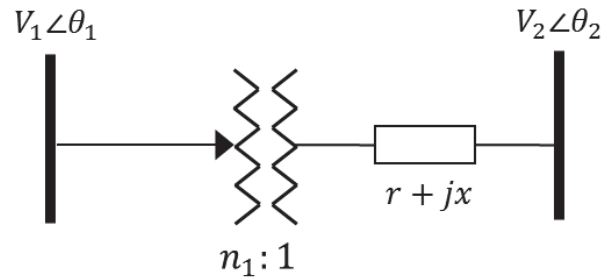


Figura 2.3: Representación unifilar de un transformador monofásico con LTC

La presencia del cambiador de taps, impide que el transformador pueda ser modelado como una simple impedancia serie, donde los valores de resistencia y reactancia de primario y secundario están referidos a un mismo lado como se puede ver en la Figura 2.3. Un transformador puede ser modelado efectivamente para que considere un LTC, mediante un modelo π de admitancias, indicado en la Figura 2.4. La admitancia entre los dos lados del transformador de la Figura 2.3 viene dada por la siguiente ecuación:

$$y = \frac{1}{n_1^2(r + jx)} \quad (2.8)$$

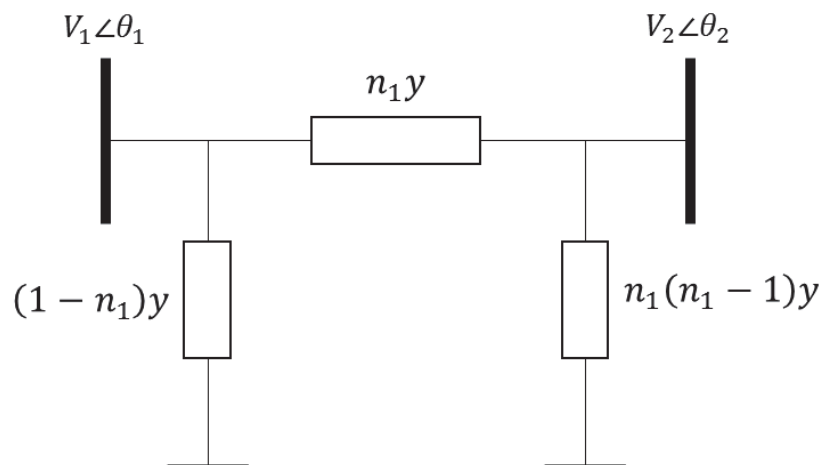


Figura 2.4: Modelo π de un transformador con cambiador de taps de un lado

2.1.5 RAMA GENERALIZADA DE UN SISTEMA DE POTENCIA [14]

Las ramas convencionales de un sistema de potencia son transformadores y líneas de transmisión, las cuales comparten la característica de que pueden ser representadas matemáticamente mediante un modelo π . De esta manera, un modelo generalizado y único para representar una línea o un transformador es presentado en [14].

La inyección de corriente compleja en las barras tanto de envío como de recepción de los modelos π presentados en la Figura 2.2 y Figura 2.4 se puede expresar de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} i_f \\ i_t \end{bmatrix} = Y_{br} \begin{bmatrix} v_f \\ v_t \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

Donde:

- i_f Corriente compleja inyectada en el extremo de envío
- i_t Corriente compleja inyectada en el extremo de recepción
- v_f Fasor de voltaje en el extremo de envío
- v_t Fasor de voltaje en el extremo de recepción.

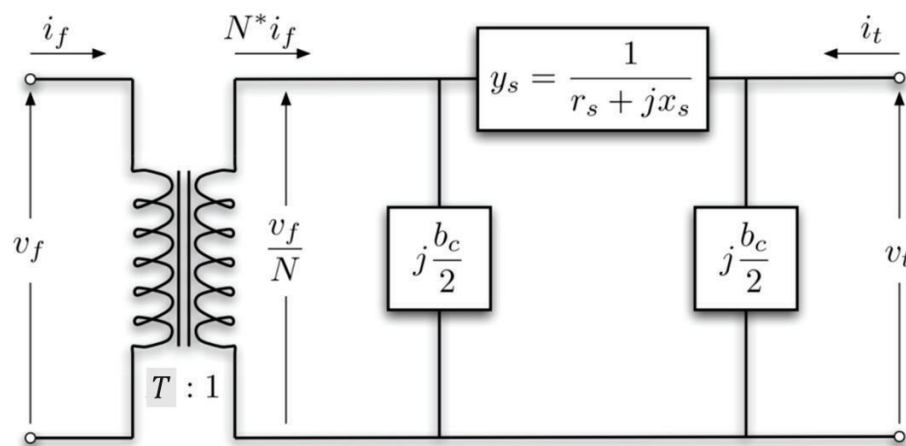


Figura 2.5: Modelo π de una rama generalizada de un sistema de potencia.
Modificado de [14]

Considerando que la admitancia serie de los elementos del modelo π de cada elemento viene dado simplemente por el inverso de su impedancia serie de tal manera que:

$$y_s = \frac{1}{Z_s} \quad (2.10)$$

Se puede definir la matriz de admitancias de barra del sistema Y_b a partir de los elementos presentados en la Figura 2.4:

$$Y_b = \begin{bmatrix} \left(y_s + j\frac{b_c}{2}\right)T^2 & -\frac{y_s}{T} \\ -\frac{y_s}{T} & y_s + j\frac{b_c}{2} \end{bmatrix} \quad (2.11)$$

Los elementos de la diagonal de la matriz de la expresión (2.11) corresponden a los términos propios de cada barra mientras que los términos fuera la diagonal corresponden a los elementos mutuos entre la barra de envío y recepción.

$$Y_b = \begin{bmatrix} y_{ff} & y_{ft} \\ y_{tf} & y_{tt} \end{bmatrix} \quad (2.12)$$

Esta expresión satisface los modelos previamente presentados tanto para líneas de transmisión como para transformadores con cambiador de taps. La ventaja de tener un solo modelo generalizado para las ramas de un sistema de potencia es poder dar un tratamiento matricial eficiente al cálculo de la matriz de admitancias de barra del sistema Y_b .

2.1.6 CARGAS

La carga, es la potencia demandada del sistema por el consumidor final. En sistemas de potencia grandes, las condiciones de la red se ajustan para abastecer el total de la carga demandada, por ende estas son modeladas para propósitos de análisis en estado estable como valores constantes de P y Q . El valor de potencia de la carga permanecerá constante independiente de las condiciones operativas de la red o del voltaje al que está sometida.

Una barra de carga es considerada como PQ, con generación total igual a cero. De la misma manera una barra sin generación ni carga (subestación exclusiva de

seccionamiento y maniobra) puede ser considerada como PQ, con carga total y generación igual a 0.

2.1.7 COMPENSACIÓN REACTIVA

La compensación reactiva abarca a los elementos conectados en derivación a las barras para dar soporte de potencia reactiva al sistema, ya sea inductiva mediante reactores o capacitiva mediante capacitores. Estos dispositivos se pueden modelar mediante una impedancia conectada a tierra, cuya admitancia es:

$$y_{sh} = g_{sh} + jb_{sh} \quad (2.13)$$

Estos elementos son propios de cada barra, por ende cada elemento y_{sh}^i debe ser sumado al término correspondiente y_{ff} o y_{tt} de la matriz Y_b dependiendo de la ubicación del dispositivo de compensación reactiva. En caso de existir compensadores reactivos inductivos y capacitivos al mismo tiempo operando en una barra, los valores g_{sh} y b_{sh} deben ser calculados como un equivalente de ambos.

2.2 MODELACIÓN DE CONVERTIDORES FACTS Y HVDC

2.2.1 DISPOSITIVOS ELECTRÓNICOS DE POTENCIA

Según lo descrito en el primer capítulo, un controlador FACTS está conformado por dos partes: el equipo electrónico de potencia y el sistema de control. El equipo electrónico de potencia conforma el circuito donde predomina un tipo de dispositivo electrónico que se encarga de la conmutación continua de la señal de entrada, ya sea ésta de voltaje o de corriente; este dispositivo es un elemento semiconductor (o de estado sólido) diseñado para trabajar en altos voltajes y con altas corrientes.

El dispositivo electrónico principal varía dependiendo de su tipo, sin embargo para aplicaciones en FACTS destacan principalmente: el tiristor convencional de potencia para controladores basados en tiristor y el tiristor con apagado por compuerta GTO (*Gate Turn-Off*) y el transistor bipolar de compuerta aislada IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) para controladores basados en convertidores tipo fuente de voltaje VSC.

2.2.1.1 Tiristor convencional y tiristor con apagado por compuerta GTO

El tiristor es un dispositivo de cuatro capas y tres junturas que tiene tres terminales: ánodo (A), cátodo (K) y compuerta (G) como se observa en la Figura 2.6, que actúa como un interruptor controlado que puede ser encendido mediante un impulso en la compuerta permitiendo la conducción desde el ánodo hacia el cátodo. No tiene capacidad de apagado, por ende el tiristor solo puede regresar a este estado si el circuito de control externo interrumpe la corriente. Esto quiere decir que un tiristor convencional puede ser activado una sola vez cada medio ciclo [15]. En otras palabras un tiristor actúa como un diodo cuya conducción es parcialmente controlada a través de la compuerta. Una versión mejorada de un tiristor convencional es el llamado GTO, el cual puede ser apagado mediante un impulso negativo de voltaje en la compuerta, añadiendo controlabilidad al circuito de potencia.

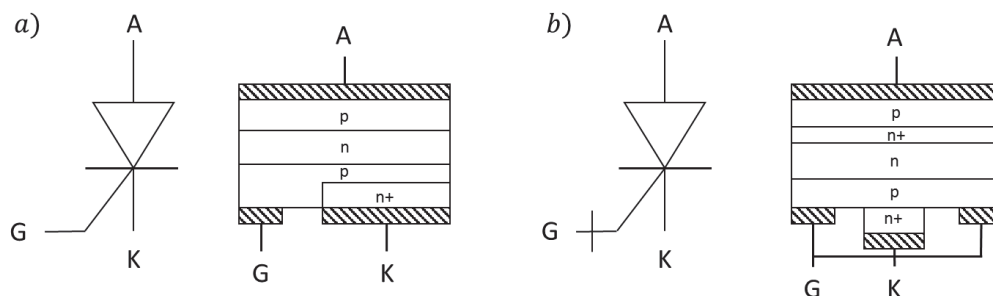


Figura 2.6: Símbolo y esquema de capas de un tiristor a) convencional b) GTO

La facilidad de los tiristores para trabajar en bloques ha permitido que convertidores basados en este dispositivo puedan alcanzar incluso potencias de 3000 MVA y voltajes por encima de los 500 kV [15]. Por ejemplo, pastillas convencionales de 125 mm pueden alcanzar valores individuales entre 4.5 kV y 5.5 kV para corrientes entre 4 kA y 5.8 kA, mientras que el voltaje para un tiristor GTO puede alcanzar niveles de 9 kV [16].

2.2.1.2 Transistor de compuerta aislada IGBT [4]

El transistor es un dispositivo electrónico de tres capas, dos junturas y tres terminales: emisor (E), colector (C) y base (B) o compuerta (G). Cuando actúa como interruptor, éste conduce cuando el colector es positivo con respecto al emisor cuando se aplica una señal de corriente en la base o compuerta. Cuando el voltaje

o corriente aplicado en la base no es suficiente para su encendido completo, este conduce parcialmente con un voltaje entre el emisor y el colector. Un transistor convencional es encendido y apagado mediante una señal de corriente en la base.

El transistor desarrollado para trabajar con altas potencias y altos voltajes es el transistor de compuerta aislada IGBT (Figura 2.7). A diferencia de un transistor convencional, este es controlado por voltaje gracias a la presencia de un semiconductor interno de óxido de metal (MOS). El IGBT es encendido aplicando un voltaje positivo en su compuerta y es apagado simplemente al remover el voltaje.

Debido a su rapidez de conmutación, el IGBT es capaz de trabajar con controladores de altas frecuencias como el PWM, por lo que es un dispositivo de actuación rápida en comparación al GTO. Anteriormente, el voltaje y la potencia de dispositivos basados en IGBT estaban limitadas, sin embargo en la actualidad la capacidad de los IGBT es capaz de cubrir todo el rango de aplicaciones de sistemas de potencia, incluso superando la barrera de los 1000 MVA [15].

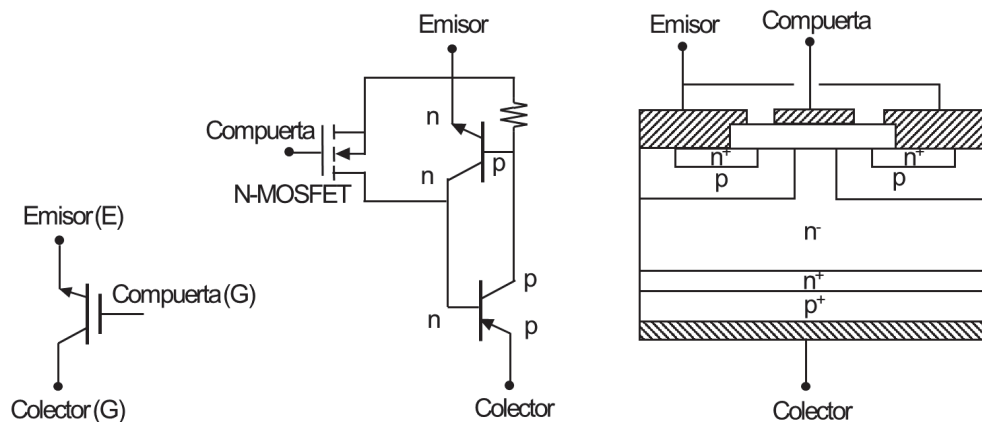


Figura 2.7: IGBT a) Símbolo, b) Circuito Equivalente, c) Esquema de Capas [4]

2.2.2 CONTROLADORES FACTS BASADOS EN TIRISTOR

2.2.2.1 Compensador Estático de Vares (SVC)

El Compensador Estático de Vares o SVC por sus siglas en inglés (*Static Var Compensator*) es un controlador FACTS basado en tiristores que está conformado por una combinación de varias ramas: capacitores fijos accionados mecánicamente (MSC o FC), reactores controlados por tiristores (TCR) y capacitores accionados por tiristores (TSC); todas conectadas en paralelo con la red eléctrica [3]. El modelo

en el que se centra este proyecto de titulación es un SVC constituido por una rama TCR y capacitores fijos.

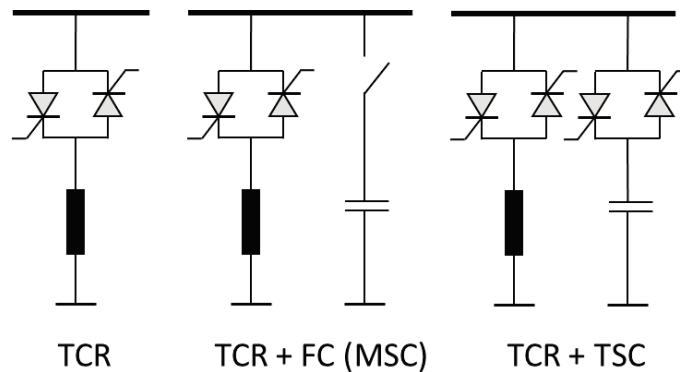


Figura 2.8: Configuraciones comunes de un sistema SVC

La rama más importante del SVC es la rama del TCR (*Thyristor-Controlled Reactor*), que corresponde a un reactor en conexión serie con dos tiristores en anti paralelo como se puede observar en la Figura 2.9. La configuración de los tiristores permite la conducción controlada en ambos semiciclos de la onda de voltaje de la fuente.

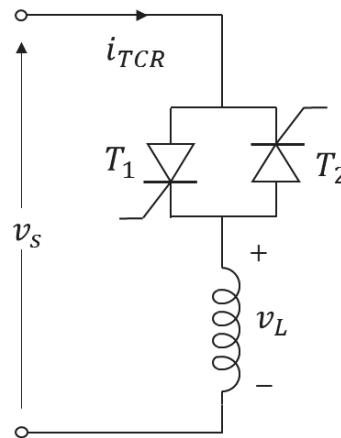


Figura 2.9: Reactor controlado por tiristor TCR

Si el voltaje de la fuente se define como:

$$v_s(t) = V_{max} \text{sen } \omega t \quad (2.14)$$

Entonces en el circuito del TCR se cumple que:

$$L \frac{di_{TCR}}{dt} = v_s(t) \quad (2.15)$$

De esta relación se obtiene que:

$$i_{TCR}(t) = -\frac{V_{max}}{\omega L} \cos \omega t + C \quad (2.16)$$

Donde C es una constante resultado de la integración del voltaje. Para cierto ángulo de disparo, los tiristores estarán bloqueados y por ende la corriente será cero. Entonces se conoce que:

$$i_{TCR}(\omega t = \alpha) = 0 \quad (2.17)$$

Aplicando esta condición de borde a la ecuación (2.16), se tiene que:

$$i_{TCR}(t) = -\frac{V_{max}}{\omega L} (\cos \alpha - \cos \omega t) \quad (2.18)$$

Donde α es el ángulo de disparo para el cual cada tiristor es encendido. El ángulo de disparo es medido desde el cruce por cero en dirección positiva de la onda de voltaje de la fuente. Cada tiristor conduce durante una parte de los dos semiciclos; en su semiciclo correspondiente debido al disparo del tiristor y por la polarización directa de la fuente, mientras que en el siguiente semiciclo conduce durante un tiempo debido a la energía almacenada en el inductor. Esto es posible gracias a que la resistencia del inductor es despreciable en comparación a la inductancia del mismo.

El ángulo total de conducción del TCR en un ciclo (para el cual la corriente es diferente de cero) es igual a:

$$\sigma = 2(\pi - \alpha) \quad (2.19)$$

En la Figura 2.10 se observan las formas de onda de voltaje y corriente del TCR para ángulos de disparo de 110° y 160° . Se puede observar, que a medida que el ángulo de disparo es mayor, el ángulo de conducción disminuye.

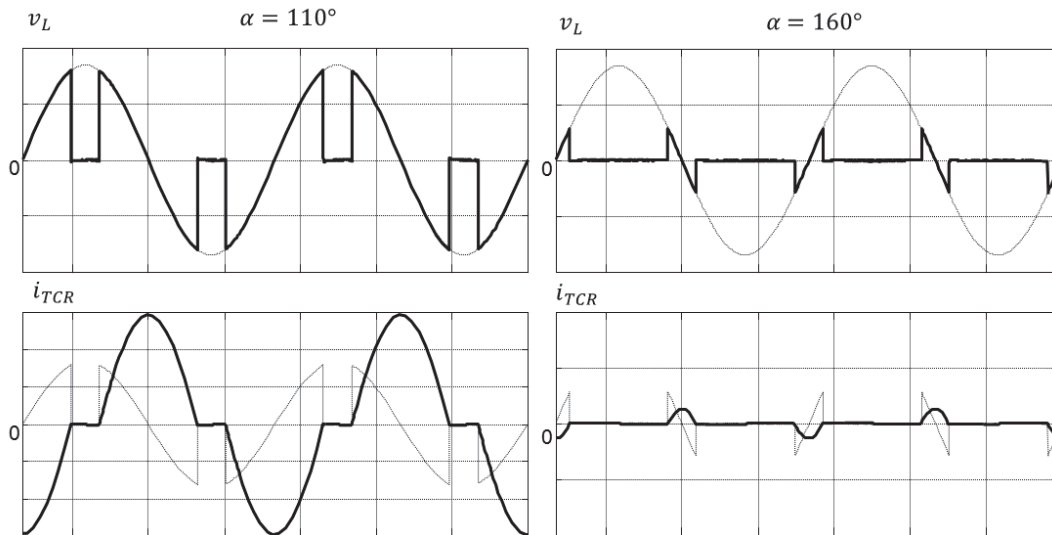


Figura 2.10: Formas de onda de voltaje y corriente en el TCR

Mediante análisis de Fourier, se puede definir la corriente fundamental en función del ángulo de disparo y esta está definida por:

$$I_{TCR}(\alpha) = \frac{V_{max}}{\omega L} \left(1 - \frac{2\alpha}{\pi} - \frac{\text{sen } 2\alpha}{\pi} \right) \quad (2.20)$$

A partir de esta expresión, se puede definir la susceptancia del TCR como:

$$B_{TCR} = \frac{1}{\omega L} \left(1 - \frac{2\alpha}{\pi} - \frac{\text{sen } 2\alpha}{\pi} \right) \quad (2.21)$$

Para cálculos en por unidad, se considera como base, a la máxima susceptancia que puede ser fijada en el TCR mediante el control del ángulo de disparo y esta viene dada por la siguiente expresión:

$$B_{TCR} = \frac{2\alpha - 2\pi + \text{sen } 2\alpha}{\pi\omega L} \quad (2.22)$$

Se puede concluir entonces que la rama TCR actúa como una susceptancia variable, que al estar conectada al voltaje de la barra, produce una inyección de corriente inductiva, cuyo valor dependerá del ángulo de disparo de los tiristores. Cabe mencionar que para valores de α menores a 90° , la corriente del TCR se vuelve altamente no sinusoidal y por ende la inyección de armónicos a la red es considerable. Esta condición limita el rango del ángulo de disparo de manera que:

$$90^\circ \leq \alpha \leq 180^\circ \quad (2.23)$$

Para este rango de operación, el TCR inyecta a la red solamente corrientes armónicas impares de baja magnitud [16]. En la Figura 2.11 se observa el comportamiento de las corrientes armónicas en un TCR en función del ángulo de disparo de los tiristores. Nótese que los picos para cada armónico no coinciden para un mismo ángulo de disparo.

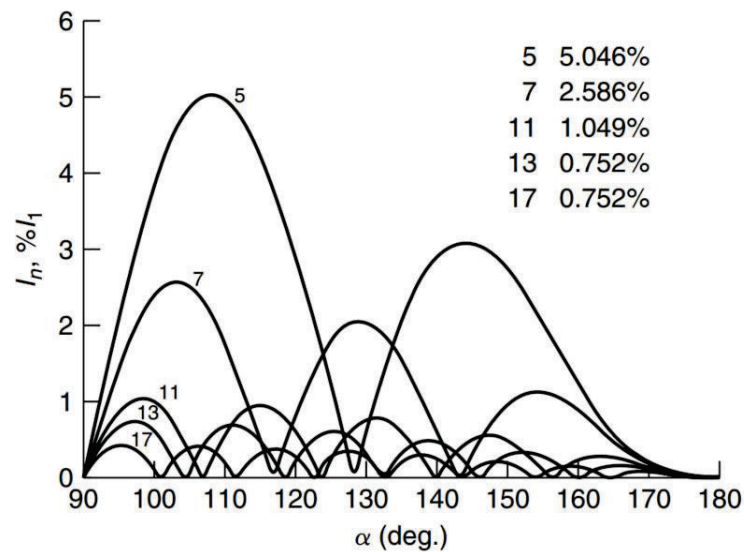


Figura 2.11: Porcentaje de los armónicos en el TCR en función de α [16]

La otra rama que completa el sistema SVC, es una rama capacitiva en paralelo con la rama del TCR como se puede ver en la Figura 2.12. Los capacitores de esta rama son fijos y generalmente son accionados mecánicamente.

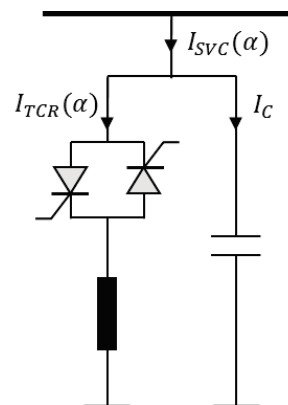


Figura 2.12: SVC compuesto por una rama TCR y un capacitor fijo

La corriente fundamental que inyecta el SVC a la red viene dado por:

$$I_{SVC} = I_{TCR} + I_C \quad (2.24)$$

Al relacionar la expresión (2.24) con el voltaje de la barra, se puede hallar la susceptancia total del SVC, incluida la rama capacitiva:

$$B_{SVC} = \frac{1}{X_C X_L} \left[X_L - \frac{X_C}{\pi} (2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha) \right] \quad (2.25)$$

La potencia reactiva total inyectada a la red, será entonces una función del voltaje de la barra de conexión del SVC y de su susceptancia; por lo tanto ésta también es una función del ángulo de disparo del TCR.

$$Q_{SVC} = -B_{SVC} V^2 \quad (2.26)$$

La característica de operación V-I del SVC puede observarse en la Figura 2.13. Como se mencionó anteriormente, el ángulo de disparo está limitado entre 90° y 180° , valores para los cuales el SVC trabaja en sus límites de absorción e inyección de potencia reactiva respectivamente. El límite de sobrecarga del SVC se produce cuando el SVC actúa en su límite de absorción de reactivos, y este se debe básicamente a la limitante de corriente de los tiristores y al dimensionamiento de la capacidad de las impedancias inductiva y capacitiva del SVC.

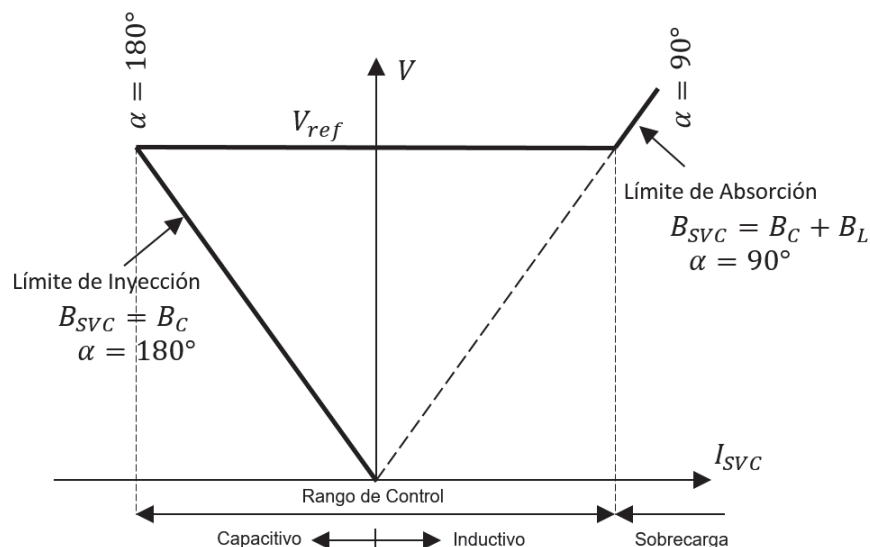


Figura 2.13: Característica V-I de operación de un SVC (TCR+FC) [16]

La única limitante del SVC en inyección de potencia reactiva, es la dimensión del capacitor paralelo. Este límite puede extenderse añadiendo ramas capacitivas en paralelo, teniendo en cuenta que a medida que se incorporan capacitores, se pierde control de potencia reactiva inductiva. Si B_C es mayor a B_L , el SVC siempre actuará en la zona capacitiva para el rango $90^\circ \leq \alpha \leq 180^\circ$.

2.2.2.2 Capacitor Serie Controlado por Tiristores (TCSC)

El capacitor serie controlado por tiristores o TCSC por sus siglas en inglés (*Thyristor-Controlled Series Capacitor*) es un controlador FACTS de conexión serie, conformado por dos ramas: una rama constituida por un inductor en serie con tiristores en anti paralelo y otra rama en paralelo constituida por un capacitor en fijo como se puede ver en la Figura 2.14. El TCSC generalmente se conecta en serie con una línea de transmisión por lo que su impacto sobre el control de flujo de potencia es mayor que un controlador FACTS en derivación como el SVC.

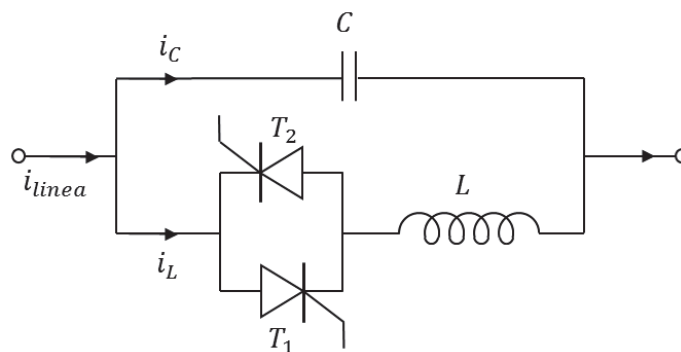


Figura 2.14: Configuración básica de un TCSC

A pesar de que un TCSC está conformado por los mismos elementos que un SVC, el principio de compensación es diferente. Este funciona como una impedancia serie controlada, que compensa la impedancia de la línea a la vez que controla el flujo de potencia que circula a través de ella; todo esto mediante el control del ángulo de disparo α de los tiristores.

Para analizar la operación del TCSC en estado estable, se considera el circuito equivalente presentado en la Figura 2.15. Los tiristores son modelados mediante un interruptor que representa el estado de conducción completa o el bloqueo de los mismos.

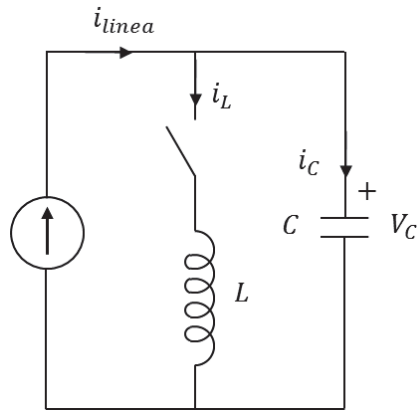


Figura 2.15: Circuito equivalente de un TCSC

Al resolver las ecuaciones diferenciales del circuito de la figura anterior, y mediante análisis de Fourier, se obtiene que la componente fundamental de la corriente a través de la rama inductiva es:

$$I_L(1) = A \left[\frac{2\sigma_a + \sin 2\sigma_a}{\pi} \right] - \frac{4A \cos^2 \sigma_a}{k^2 - 1} \left[\frac{k \tan k\sigma - \tan \sigma}{\pi} \right] \quad (2.27)$$

Donde:

$$\sigma_a = \pi - \alpha \quad (2.28)$$

$$A = \frac{\omega_r^2}{\omega_r^2 - \omega} \quad (2.29)$$

$$\omega_r = \frac{1}{\sqrt{LC}} \quad (2.30)$$

$$k = \frac{\omega_r}{\omega} = \sqrt{\frac{X_C}{X_L}} \quad (2.31)$$

La deducción completa de la ecuación (2.27) puede encontrarse en [16] y [17].

En la Figura 2.16 se puede observar las formas de onda de voltaje y corriente en los elementos de un TCSC operando en una zona capacitiva. Nótese que la onda de corriente a la entrada y a la salida del TCSC es la misma y se considera sinusoidal pura.

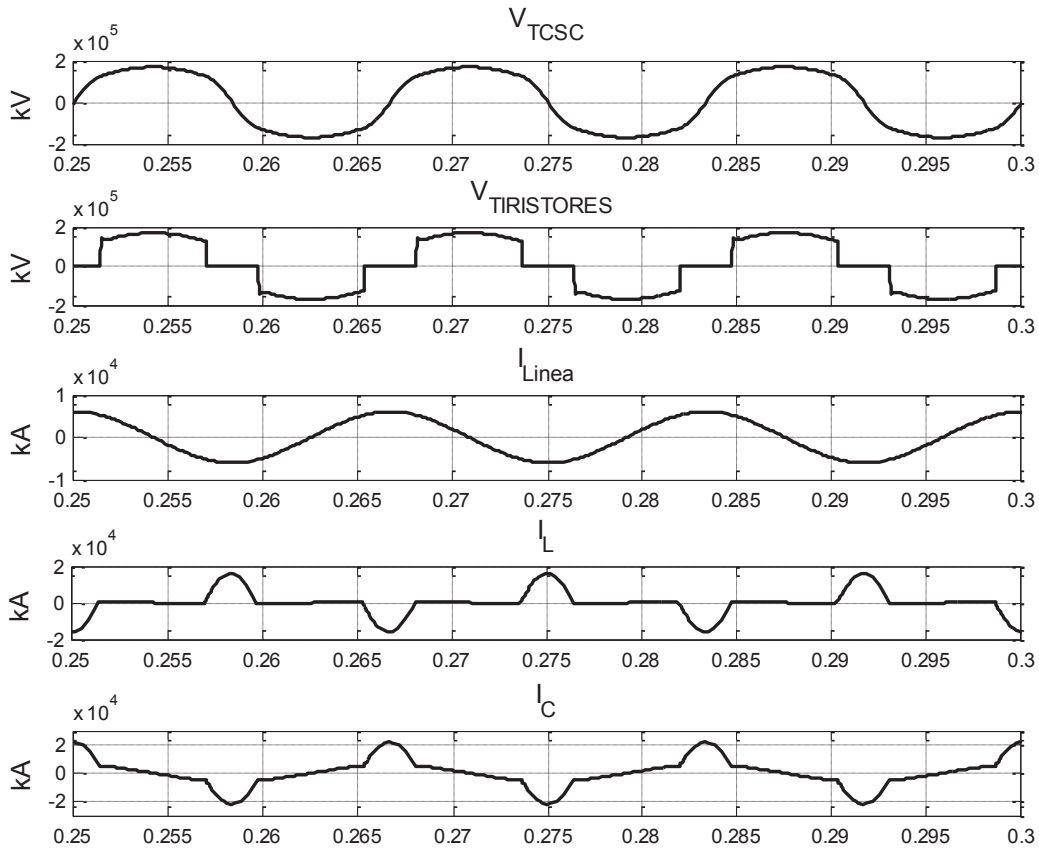


Figura 2.16: Formas de onda de voltaje y corriente del TCSC ($\alpha = 150^\circ$)

La impedancia total del TCSC a frecuencia fundamental en función del ángulo de disparo puede obtenerse a partir de la relación de voltaje y corriente del TCSC.

$$X_{TCSC}(1) = \frac{V_{TCSC}(1)}{I_{linea}} = \frac{-jX_C I_C(1)}{I_{linea}} \quad (2.32)$$

Considerando que la corriente de la línea, se divide por las ramas capacitiva e inductiva:

$$X_{TCSC}(1) = \frac{-jX_C(\cos \omega t - I_L(1) \cos \omega t)}{\cos \omega t} \quad (2.33)$$

Reemplazando la ecuación (2.27) en la ecuación (2.33), se obtiene que:

$$X_{TCSC}(1) = -X_C + C_1(2\sigma + \sin 2\sigma) + C_2 \cos^2(\sigma)[k \tan(k\sigma) - \tan \sigma] \quad (2.34)$$

Donde:

$$C_1 = \frac{X_C + X_{LC}}{\pi} \quad (2.35)$$

$$C_2 = -\frac{4X_{LC}^2}{X_L\pi} \quad (2.36)$$

$$X_{LC} = \frac{X_L X_C}{X_C - X_L} \quad (2.37)$$

Cuando los tiristores se encuentran bloqueados ($\alpha = 180^\circ$), toda la corriente de la línea circula a través del capacitor, por ende X_{TCSC} será igual a X_C . Cuando $\alpha = 90^\circ$, los tiristores se encuentran en conducción completa, por ende la reactancia total del TCSC será igual al paralelo entre la impedancia inductiva X_L y la impedancia capacitiva X_C . En el rango continuo comprendido entre 90° y 180° , la reactancia inductiva variable puede entrar en resonancia con la reactancia capacitiva. En la Figura 2.17, se puede observar la impedancia en por unidad a frecuencia fundamental de un TCSC real [18].

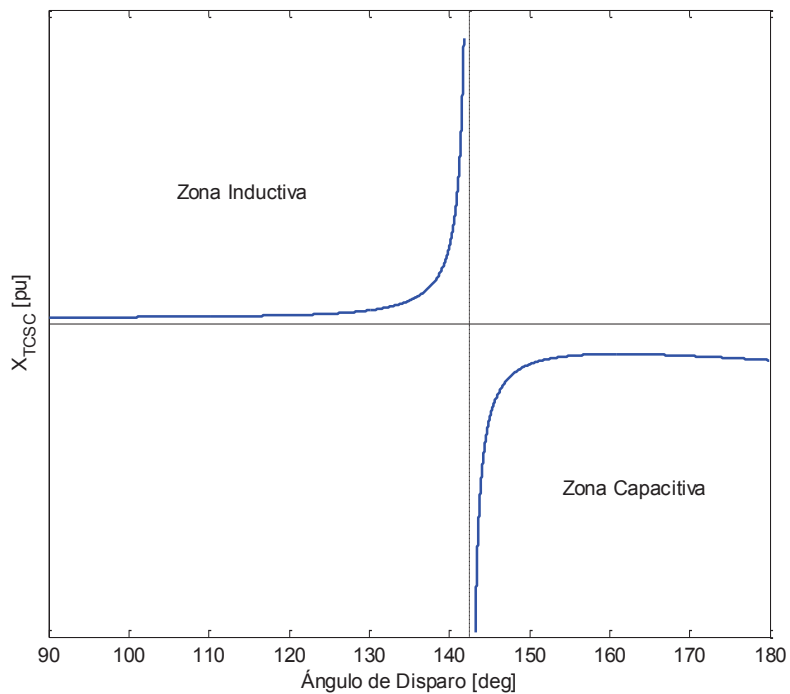


Figura 2.17: Impedancia a frecuencia fundamental del TCSC

Como se puede apreciar, existe un cambio brusco entre la zona inductiva y la zona capacitiva de operación; esto se debe a la existencia de un ángulo de disparo para el cual las dos ramas inductiva y capacitiva entran en resonancia. Lo cual significa que la ecuación (2.34) presenta polos, los cuales están determinados por la siguiente expresión:

$$\alpha_{res} = \pi - \frac{(2n - 1)\sqrt{LC}\pi\omega}{2}, \text{ para } n = 1, 2, 3 \dots \quad (2.38)$$

La eficacia del TCSC depende de que solamente un ángulo de resonancia se encuentre dentro del rango $[90^\circ, 180^\circ]$. Por esta razón, es necesario que los valores de capacitancia e inductancia del TCSC sean escogidos cuidadosamente para cumplir esta condición. Por ejemplo, el TCSC de la Figura 2.17, cuyos parámetros reales de inductancia y capacitancia son 0.0068 H y 177 μF respectivamente, presenta solamente un ángulo de resonancia en el rango $[90^\circ, 180^\circ]$, el cual es cercano a 143° . Si la inductancia fuese de alguna manera 0.0034 H, dos ángulos de resonancia existirían en el mismo rango, y corresponderían a ángulos de 101° y 160° [16]. En la Figura 2.18 se observan otros límites relacionados con el ángulo de disparo de los tiristores del TCSC.

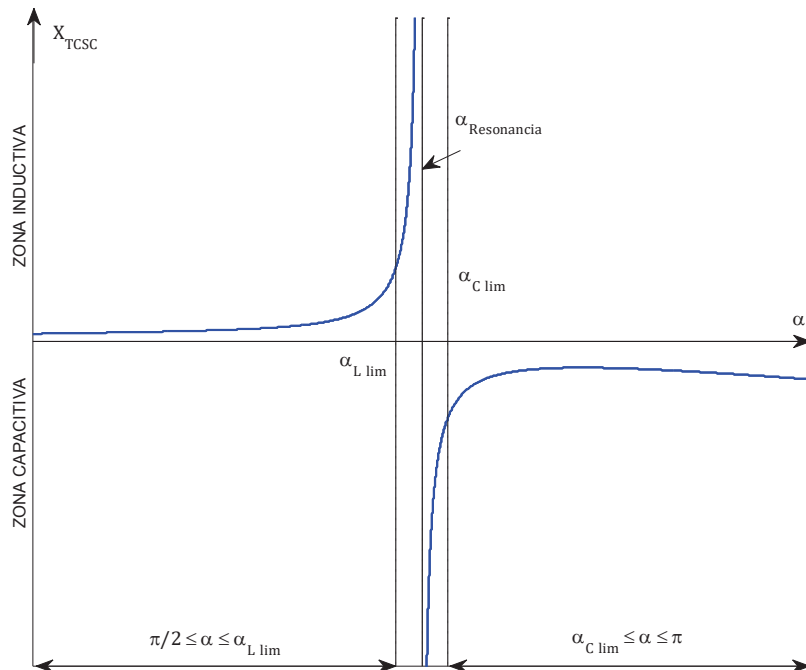


Figura 2.18: Límites de ángulo de disparo de un TCSC [4]

Un TCSC trabajando con un ángulo de disparo cercano al ángulo de resonancia, implica que su impedancia sea alta; esto significa que puede existir una alta caída de voltaje entre sus terminales, lo cual puede comprometer la estabilidad del sistema de potencia. Por ende, normalmente se inhibe la operación del TCSC para ángulos cercanos al ángulo de resonancia, tanto para la zona capacitiva como para la zona inductiva.

A partir de estas consideraciones, se puede construir una curva característica $V-I$ del TCSC de la misma manera que un SVC como se puede observar en la Figura 2.19.

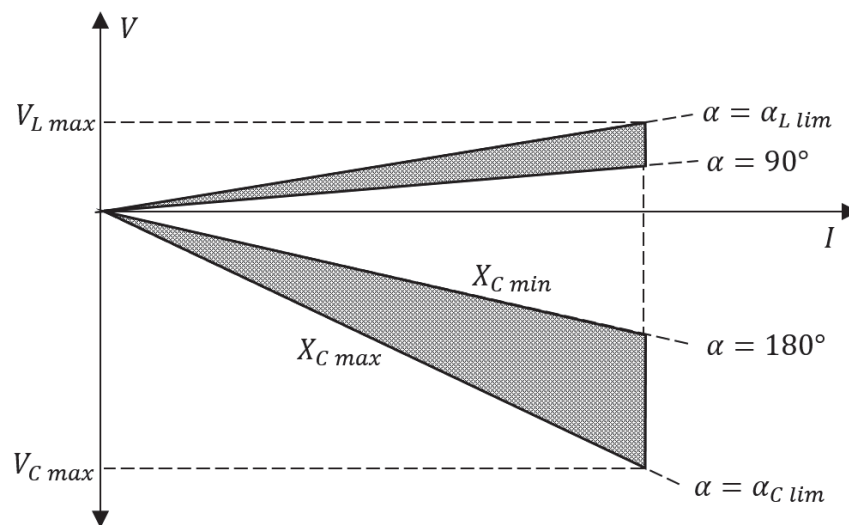


Figura 2.19: Característica $V-I$ (voltaje de compensación a corriente de línea) de un TCSC en control de reactancia [4]

La máxima compensación a la reactancia de la línea será cuando la reactancia capacitiva equivalente alcance su valor máximo, lo cual se obtiene en $\alpha_{C\ lim}$. Como ya se había mencionado antes, la mínima compensación capacitiva se obtendrá cuando los tiristores estén bloqueados, es decir cuando $\alpha = 180^\circ$. Cabe destacar que para estado estable, trabajar en la zona inductiva no trae ningún beneficio en particular, sino todo lo contrario, debido a que la reactancia del TCSC incrementaría la distancia eléctrica de la línea, influyendo directamente sobre la estabilidad del sistema y aumentando las pérdidas.

2.2.3 CONTROLADORES FACTS BASADOS EN IGBT

2.2.3.1 Convertidor Tipo Fuente de Voltaje (VSC) [4]

Los convertidores tipo fuente de voltaje o VSC son topologías de conversión más avanzadas para controladores FACTS, que han sido desarrolladas a partir de dispositivos más versátiles que un tiristor convencional como el GTO e IGBT. Este tipo de convertidores aprovechan la característica de encendido y el apagado controlado de los dispositivos GTO e IGBT, como se mencionó en la sección 2.2.1. A diferencia de los convertidores tipo fuente de corriente, un convertidor VSC no requiere de una fuente adicional y no absorbe reactivos obligadamente. Por esta razón, este tipo de convertidores son normalmente llamados auto conmutados.

El principio de conversión se basa en un proceso de rectificación e inversión en el mismo convertidor. El proceso de rectificación se lleva a cabo a través de diodos, los cuales están dispuestos como un puente rectificador de onda completa. Por otro lado, los dispositivos con control de encendido y apagado, que pueden ser GTO o IGBT, se encargan de la inversión. En la Figura 2.20, se presenta un convertidor VSC monofásico de onda completa, cuyo dispositivo controlado es el GTO. Los diodos D_1 y D_2 rectifican el semiciclo positivo de la onda de voltaje de AC, mientras que los diodos D_3 y D_4 rectifican el semiciclo negativo. El capacitor del lado DC del convertidor mantiene el voltaje de este lado constante y tiene que ser lo suficientemente grande para manejar al menos la corriente de carga y descarga que acompaña a la conmutación de los dispositivos electrónicos en este convertidor.

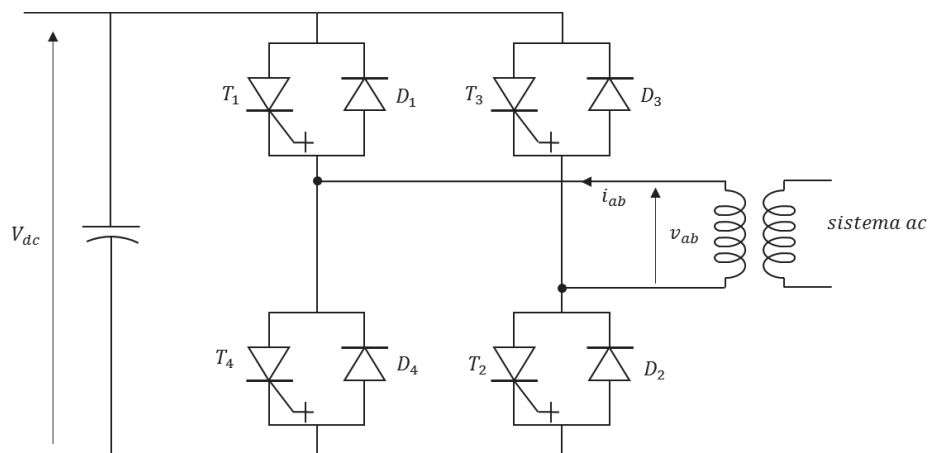


Figura 2.20: VSC monofásico de onda completa en base a GTO [4]

Asumiendo que el voltaje V_{dc} es constante, a continuación le sigue el proceso de inversión. Para esto los tiristores GTO T_1 y T_2 son encendidos entre el inicio del semiciclo positivo y su final, por lo tanto, v_{ab} es igual a V_{dc} . En el siguiente semiciclo, los tiristores GTO T_3 y T_4 son encendidos y de esta manera el voltaje v_{ab} es igual a $-V_{dc}$. Para este caso, cada tiristor es encendido y apagado solamente una vez cada ciclo.

La corriente AC es el resultado de la interacción del voltaje AC generado en el convertidor con el voltaje del sistema AC y la impedancia que interconecta ambos sistemas, en este caso la de un transformador [4]. En la Figura 2.21 se muestra un ejemplo de las formas de onda para el convertidor de la Figura 2.20. Se asume que la corriente AC total tiene un ángulo de desfase θ con respecto a la onda cuadrada de voltaje AC generado.

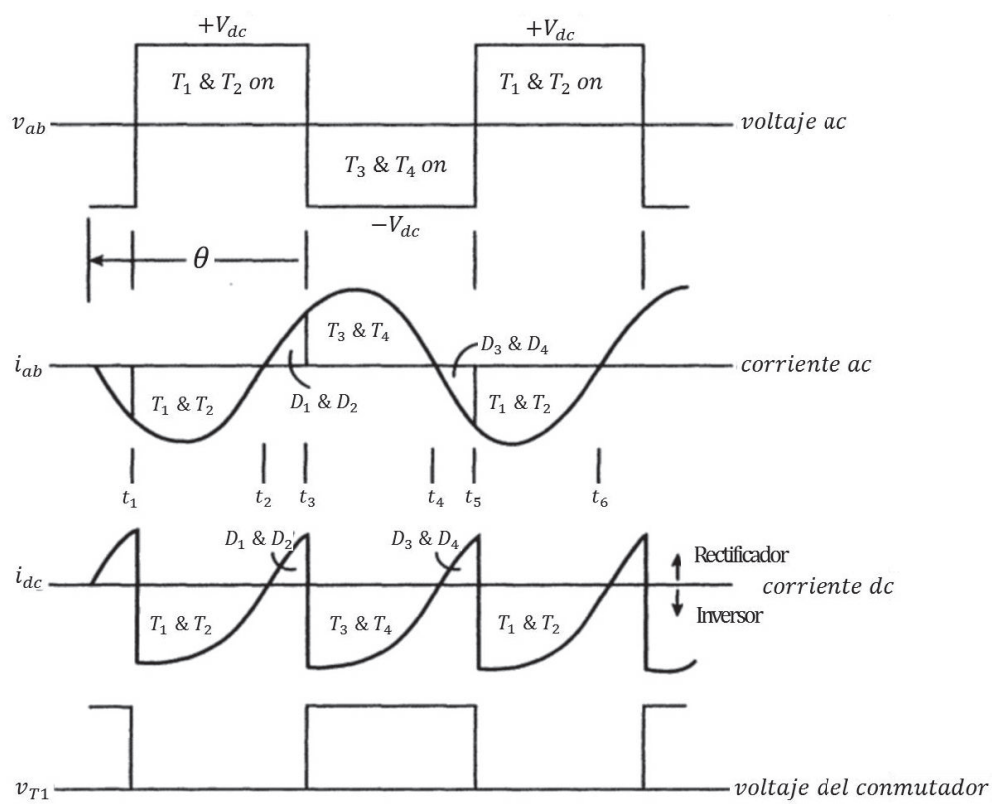


Figura 2.21: Formas de onda para el rectificador de la Figura 2.20 [4]

Otra opción para controladores basados en VSC, es el convertidor modulador de ancho de pulso o convertidor PWM por sus siglas en inglés (*Pulse-Width Modulation*). En este tipo de convertidores, los tiristores o transistores son

encendidos y apagados múltiples veces en cada ciclo y el control de su disparo se lo realiza de tal manera que se controle el ancho de cada pulso. La principal razón para hacer esto, es controlar la magnitud de voltaje AC en la salida del conversor así como para reducir la magnitud de los armónicos de baja frecuencia. Cabe mencionar que incrementar el número de disparos por ciclo significa que aumenten las pérdidas por conmutación, por ende la selección de PWM como conversor VSC debe estar plenamente justificada en el impacto de los beneficios sobre la red.

Conversores PWM para bajo voltaje y baja potencia trabajan a frecuencias de conmutación en el orden de cientos de kilohercios (kHz). Por otro lado conversores PWM para aplicaciones en FACTS de alta potencia en el orden de decenas de MW, trabajan a frecuencias de conmutación del orden de pocos cientos de hercios (Hz).

Para analizar el funcionamiento del conversor VSC basado en control PWM, se considera una sola rama de un conversor PWM trifásico.

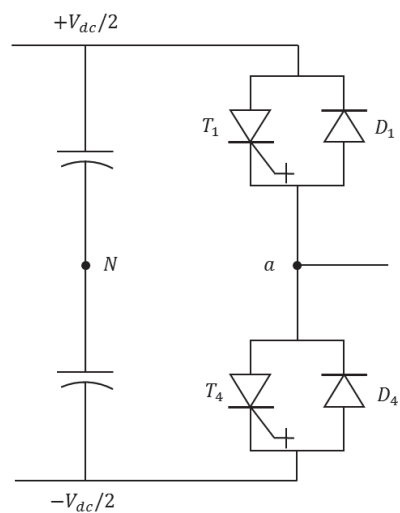


Figura 2.22: Rama de la fase A de un Conversor PWM [4]

La Figura 2.23 muestra tres ondas de frecuencia fundamental correspondientes a un sistema trifásico de 60 Hz y una onda triangular de comparación con una frecuencia de nueve veces la frecuencia fundamental. Los dispositivos de encendido y apagado controlado se disparan en los cruces entre la onda de comparación y la respectiva onda de voltaje de cada fase.

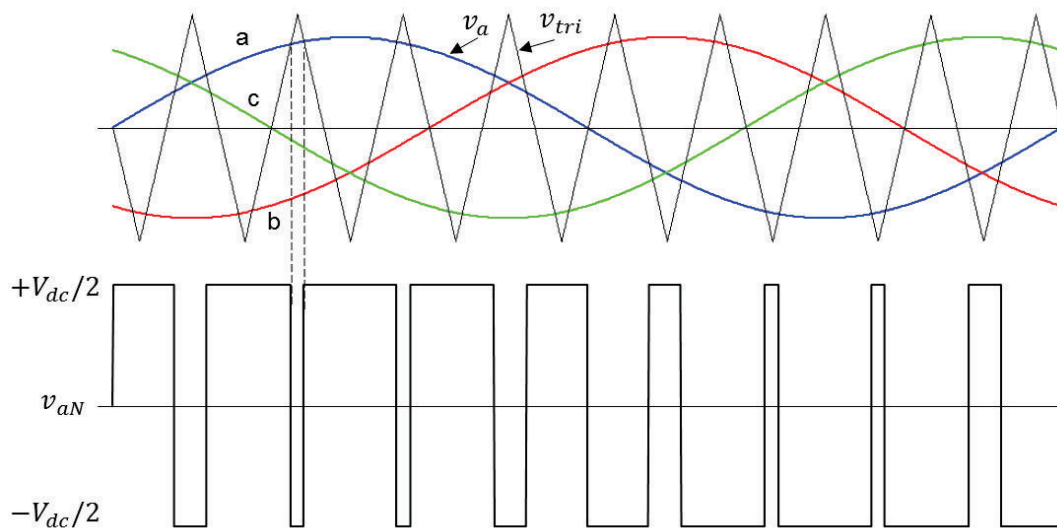


Figura 2.23: Formas de onda del conversor VSC basado en PWM [17]

La pendiente negativa de la onda triangular al cruzar con la onda de voltaje de la fase “a”, resulta en pulso de encendido del dispositivo controlado T_1 y un pulso de apagado para el dispositivo T_4 . El cruce de la pendiente positiva de la onda triangular y la onda de voltaje de la misma fase, resulta en un pulso de encendido para el dispositivo T_4 y un pulso de apagado para el dispositivo T_1 . La forma de onda resultante puede resumirse matemáticamente de la siguiente manera [17]:

$$v_{aN} = \begin{cases} +\frac{1}{2}V_{dc} & v_a > v_{tri} \\ -\frac{1}{2}V_{dc} & v_a < v_{tri} \end{cases} \quad (2.39)$$

En este tipo de control, el ancho de los pulsos es mayor en la mitad de cada semiciclo comparado con los pulsos cercanos al inicio y al final del mismo ciclo. De la misma manera, los pulsos tienen simetría, debido a que la frecuencia de la onda de comparación es un múltiplo impar de la frecuencia fundamental. Un múltiplo par ocasionaría que se pierda esta simetría y que aumenten los armónicos pares, mientras que múltiplos no enteros causan armónicos sub-sincrónicos y súper-sincrónicos.

Si se mantiene fija la onda triangular, un incremento en la amplitud de la onda sinusoidal incrementará el tiempo de conducción del dispositivo T_1 y reducirá el tiempo de conducción del dispositivo T_4 para el semiciclo positivo de la onda y

viceversa para el semiciclo negativo. Cuando la amplitud de la onda sinusoidal de control es menor que la amplitud de la onda de comparación, el voltaje de salida varía linealmente con la variación de la onda sinusoidal:

$$m_a = \frac{\hat{V}_{control}}{\hat{V}_{triangular}} \quad (2.40)$$

$$m_a < 1 \quad (2.41)$$

Donde m_a es la relación entre las amplitudes de la onda de control (sinusoidal) y la onda triangular de comparación y es conocido como relación de modulación de amplitud. La ecuación (2.41) representa el rango m_a donde el control de voltaje es lineal.

Es importante recalcar que la aplicación de los VSC para sistemas de potencia es posible gracias a que existen topologías de inversión del voltaje que reproducen la onda sinusoidal cuasi perfecta en la salida del conversor. En la Figura 2.24, se observa un conversor VSC trifásico de 6 pulsos. Este conversor presenta armónicos de voltaje de orden $(6k \pm 1)f_0$ y armónicos de corriente de orden $6kf_0$, donde f_0 es la frecuencia fundamental de la salida y $k = 1, 2, 3 \dots$ [16].

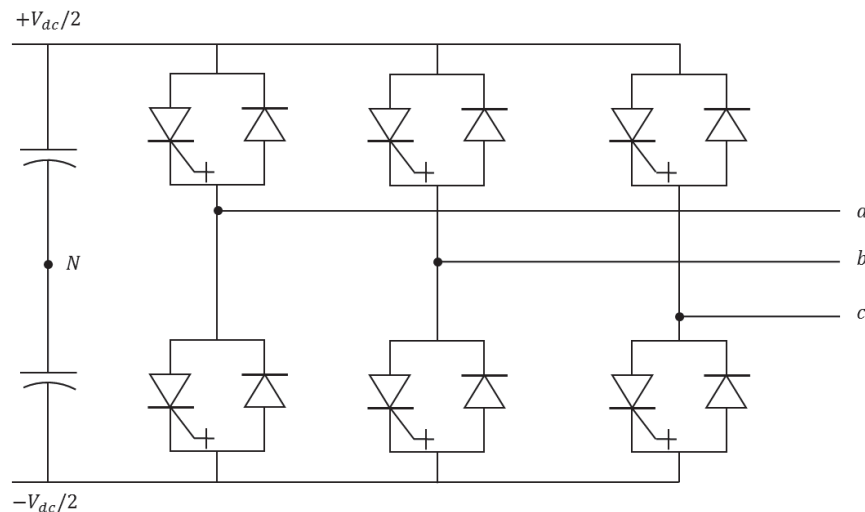


Figura 2.24: VSC trifásico de 6 pulsos.

Evidentemente, la generación de armónicos de alta frecuencia en este conversor es considerable, lo que lo hace poco práctico para aplicaciones de alta potencia. Topologías más complejas, como convertidores VSC de 48 pulsos, permiten la

reproducción de la onda sinusoidal (Figura 2.25) en la salida con un bajo contenido armónico. Este tipo de topologías son usadas en convertidores VSC para aplicaciones en controladores FACTS de alta potencia como el STATCOM y para sistemas HVDC.

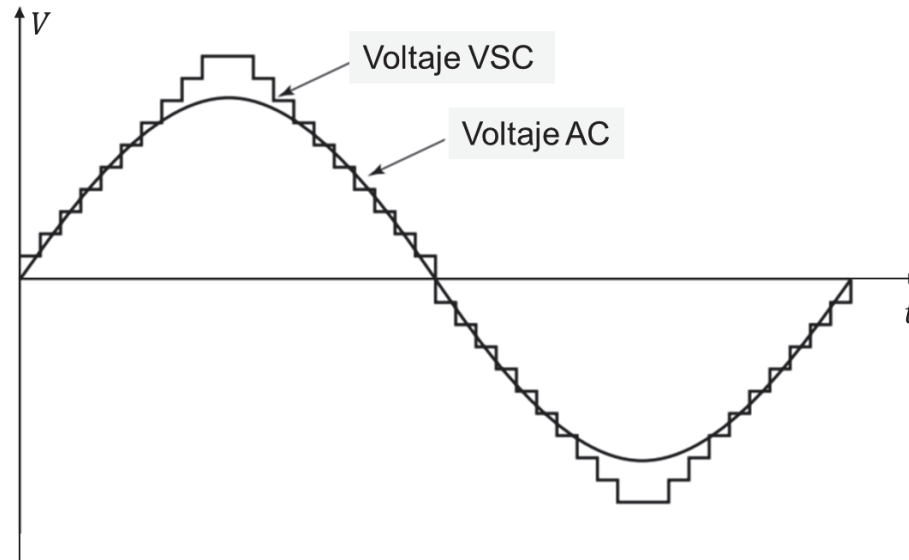


Figura 2.25: Forma de onda a la salida de un VSC de 48 pulsos [16]

2.2.3.2 Compensador Estático Sincrónico (STATCOM) [19]

El compensador estático sincrónico o STATCOM por sus siglas en inglés (*Static Compensator*) es un controlador FACTS de conexión en derivación, cuyo convertidor es un VSC controlado mediante PWM, ya sea basado en GTO o IGBT. Al ser un dispositivo de conexión en paralelo a la red, el objetivo del STATCOM es brindar compensación reactiva a la red mediante la inyección de corriente. Su principio de funcionamiento en estado estable se asemeja a una máquina sincrónica que genera voltaje trifásico balanceado con amplitud y ángulo de fase controlable. Al no tener inercia ni partes móviles, la respuesta de este dispositivo es instantánea [16].

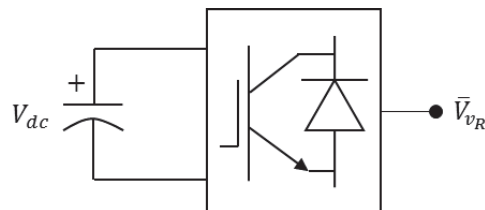


Figura 2.26: Representación esquemática de un STATCOM (basado en IGBT) [19]

En [19] se presenta un circuito equivalente para el STATCOM, en el cual la VSC es modelada como un transformador con cambio de toma como se puede ver en la Figura 2.27. El convertor mantiene cargado el capacitor a un voltaje DC requerido mediante un desfase pequeño de la onda de voltaje de salida del convertor (usualmente entre 0.1° y -0.2°). De esta manera el convertor puede absorber una pequeña cantidad de potencia activa para compensar las pérdidas de conmutación y así mantener el voltaje DC constante [16]. Por esta razón se considera el voltaje DC como fijo, por lo cual, éste es modelado en el circuito equivalente como una fuente de voltaje de voltaje DC constante.

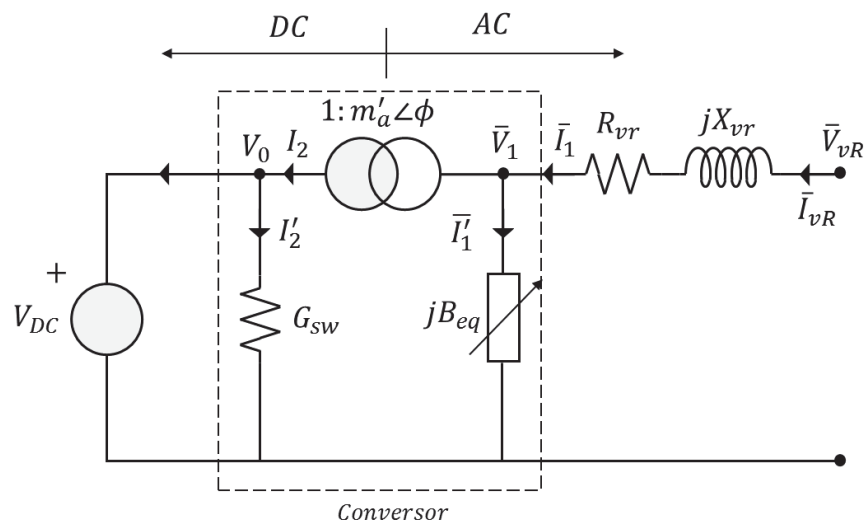


Figura 2.27: Circuito equivalente de estado estable de un STATCOM [19]

La potencia reactiva que se inyecta o absorbe desde el convertor, es modelada a través de una susceptancia variable en derivación. Del lado DC, se modela las pérdidas de conmutación mediante un resistor en paralelo con la fuente DC. Debido a que las pérdidas aumentan a medida que la corriente de carga aumenta, este resistor es dependiente de la corriente, de tal manera que:

$$G_{sw} = G_0 \left(\frac{I_2^{load}}{I_2^{rated}} \right)^2 \quad (2.42)$$

Donde:

I_2^{load} Corriente actual del STATCOM

I_2^{rated} Corriente nominal del STATCOM

$$G_0 = \frac{P_{loss}}{V_{DC}^2} \quad (2.43)$$

El transformador con cambio de taps y de fase del circuito equivalente, representa el enlace entre el sistema DC y AC. En el modelo, este transformador ondula el voltaje DC, convirtiéndolo en una onda sinusoidal de amplitud m'_a y fase ϕ . Cabe mencionar que al tener voltaje continuo en el lado secundario de este transformador, no existe intercambio de potencia reactiva entre \bar{V}_1 y V_0 , por lo tanto, la corriente I_2 solo tiene parte real. Del circuito equivalente puede obtenerse la siguiente relación:

$$\bar{V}_1 = m'_a e^{j\phi} V_{DC} \quad (2.44)$$

Como se había mencionado en la sección anterior, m_a es la relación de modulación de amplitud. Para este proyecto se considera un VSC trifásico de dos niveles, para el cual se cumple que:

$$m'_a = \frac{\sqrt{3}}{2} m_a \quad (2.45)$$

Cabe mencionar que el rango para m_a expuesto en la ecuación (2.41) donde $m_a < 1$, también debe cumplirse para la ecuación (2.45). A pesar de que este rango limita el control de voltaje del VSC al rango lineal, en sistemas de potencia valores menores a 0.5 no son normalmente usados, debido a que voltajes muy bajos pueden llevar a un problema de colapso de voltaje.

El ángulo de fase ϕ , representa la naturaleza de desfase del convertidor VSC y es medido con respecto a la referencia angular del sistema AC. Finalmente, el voltaje DC es un escalar real que en el sistema en por unidad toma un valor de $\sqrt{2}$.

El voltaje terminal del STATCOM \bar{V}_{vR} , en el punto de conexión a la red, se puede determinar de la siguiente manera:

$$\bar{V}_{vR} = m'_a e^{j\phi} V_{DC} - \sqrt{R_{vR}^2 + X_{vR}^2} \quad (2.46)$$

Donde los elementos pasivos R_{vr} y X_{vr} , representan la impedancia de interface entre el sistema AC y el convertidor.

La característica V-I del STATCOM es mostrada en la Figura 2.28. Como se puede observar, un STATCOM puede inyectar corriente capacitiva o inductiva independientemente del voltaje de conexión. Esto quiere decir que el STATCOM puede aportar su máxima potencia reactiva capacitiva incluso en un voltaje tan bajo como 0.15 p.u. [16]. Esta característica le otorga una ventaja muy amplia frente a dispositivos que tienen una finalidad similar como el SVC, cuyo aporte de potencia reactiva depende del voltaje de la barra. Gracias a esta característica, el voltaje de conexión no es un limitante de este dispositivo, sobre todo durante fallas o fenómenos transitorios.

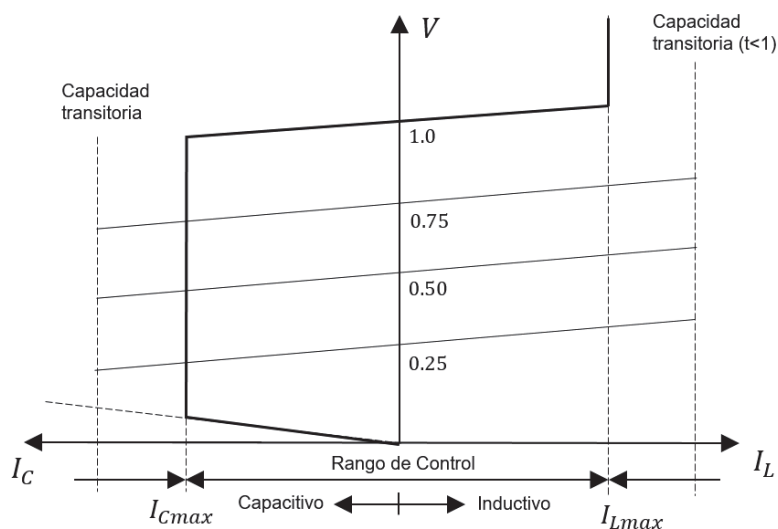


Figura 2.28: Característica V-I de operación de un STATCOM [16]

2.2.3.3 Transmisión HVDC – VSC

La transmisión en alto voltaje de corriente continua o HVDC, es un proceso que consiste en la rectificación de la corriente alterna e inversión de la misma en una estación lejana conectada a través de una línea de transmisión de corriente continua. Para el caso de un sistema HVDC – VSC el proceso de rectificación e inversión en los extremos de la línea son realizados por convertidores VSC con control PWM.

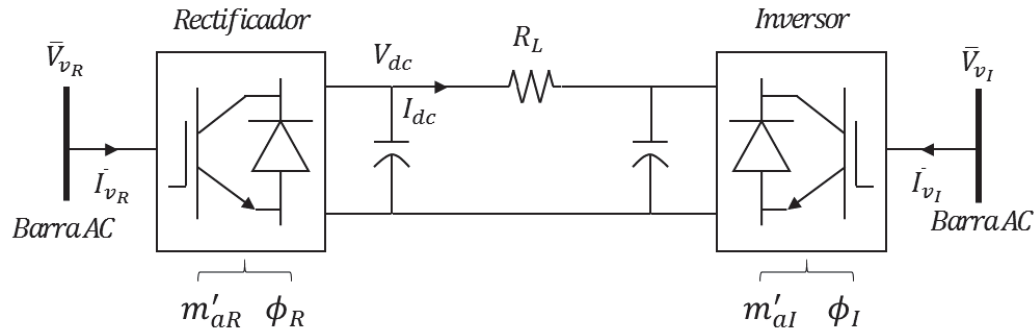


Figura 2.29: Diagrama esquemático de un sistema HVDC – VSC

En el diagrama de la Figura 2.29, se muestra un diagrama de un sistema HVDC que interconecta dos sistemas AC a través de dos estaciones: una de rectificación y una de inversión, ambas conectadas mediante una línea de corriente continua de resistencia R_L . Cada convertor tiene su propio banco de capacitores en su lado DC y su función es la misma que en un STATCOM.

De acuerdo con [20], ambas estaciones pueden ser modeladas mediante el circuito equivalente de la Figura 2.27. Esto quiere decir que el sistema puede ser representado como la conexión en paralelo de dos STATCOM, con la diferencia que estos intercambian potencia activa a través de la línea de transmisión. Para esto, el rectificador absorbe potencia activa de la red, la cual se transmite a través de la línea como corriente continua y posteriormente es ondulada de vuelta a una onda sinusoidal en el inversor. Por lo tanto se cumple que:

$$\Re\{\bar{V}_{vR}\bar{I}_{vR}^* + \bar{V}_{vI}\bar{I}_{vI}^* + V_{DC}I_{DC}\} = 0 \quad (2.47)$$

Debido a la ventaja que presenta un VSC, al poder controlar la relación de modulación de amplitud m'_a y el ángulo de fase ϕ , cada estación es capaz de controlar tanto potencia activa como potencia reactiva independientemente. En otras palabras, cada convertor es capaz de controlar la potencia reactiva en su respectivo terminal de conexión, y por lo tanto al voltaje, a la vez que se controla el flujo de potencia activa a lo largo de la línea de transmisión.

En el siguiente capítulo, se discutirá más a detalle las ecuaciones que relacionan a todos los dispositivos FACTS con el sistema para el cálculo de los flujos de potencia, así como también para la transmisión HVDC.

CAPÍTULO 3

FLUJOS DE POTENCIA CON FACTS

3.1 CONCEPTOS BÁSICOS

El cálculo de los flujos de potencia, es una herramienta fundamental para el análisis en estado estable de los sistemas eléctricos en varias etapas, principalmente en la planificación y operación de los mismos. Éste consiste en determinar las variables eléctricas que relacionan a todos los elementos de la red durante su operación, desde la generación hasta a la carga. En un flujo de potencia convencional, las variables que se desean conocer del sistema, a través del cálculo de los flujos de potencia son:

- Voltaje complejo en todas las barras del sistema (magnitud y ángulo de fase de voltaje).
- Flujo de potencia activa y reactiva a través de las ramas (líneas y transformadores).
- Despacho de potencia activa y reactiva de generadores y compensadores reactivos.
- Potencia de pérdidas en elementos pasivos.

El objetivo principal es encontrar el punto operativo de la red, y analizar si este se encuentra dentro de límites operativos adecuados. Si alguna de las magnitudes calculadas a través de un algoritmo de cálculo de flujos de potencia se encuentra fuera de estos límites, el operador del sistema puede realizar alguna acción correctiva, como re-despacho de generadores, conexión de líneas, incremento o decremento de taps en transformadores, etc.

Para encontrar las variables listadas anteriormente, es suficiente calcular el fasor de voltaje en las barras. Esta variable está embebida en las ecuaciones que relacionan al voltaje en las barras con las corrientes circulantes a través de las admitancias de las ramas del sistema. Las ecuaciones de inyección de potencia en cada barra también pueden ser consideradas, ya que contienen suficientes variables del sistema.

3.2 RELACIONES DE VOLTAJE Y CORRIENTE DE UN SISTEMA

Para obtener las ecuaciones que relacionan el voltaje y la corriente en un sistema de potencia, se puede modelar un sistema de dos barras interconectadas por una admitancia, donde las corrientes que llegan a cada barra se consideran positivas y las que salen negativas [21].

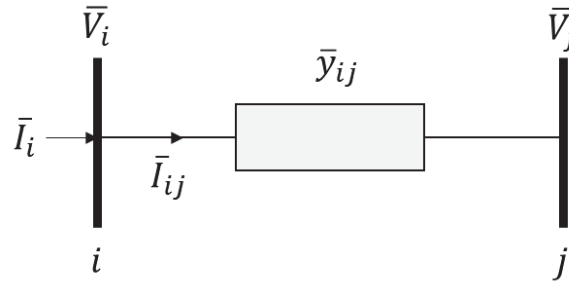


Figura 3.1: Sistema de 2 barras interconectadas

En el sistema de la Figura 3.1, se tiene barras i y j interconectadas a través de una rama cuya admitancia equivalente es \bar{y}_{ij} . Se asume que la corriente tiene la dirección mostrada en la misma figura, por lo tanto:

$$\bar{I}_i = \bar{I}_{ij} = \bar{y}_{ij}(\bar{V}_i - \bar{V}_j) \quad (3.1)$$

Si se asume que la barra i tiene n número de conexiones, entonces se puede generalizar la ecuación (3.1) de la siguiente manera:

$$\bar{I}_i = \sum_{j=1}^n \bar{Y}_{ij} \bar{V}_j = \bar{V}_i \bar{Y}_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \bar{Y}_{ij} \bar{V}_j \quad (3.2)$$

Donde:

$$Y_{ii} = \sum_{j=0}^n \bar{Y}_{ij} \bar{V}_j \quad (3.3)$$

$$\bar{Y}_{ij} = \bar{Y}_{ji} = -\bar{y}_{ij} \quad (3.4)$$

Nótese que en la ecuación (3.3), que representa la sumatoria de todas las admitancias conectadas en la barra i , el número 0 del sumatorio representa que también deben ser incluidas las admitancias en derivación.

Para un sistema de n número de barras interconectadas entre si indistintamente, se puede generalizar la ecuación (3.2) de forma matricial, de tal manera que se exprese las relaciones de voltaje y corriente de todo el sistema de la siguiente forma:

$$\mathbf{I} = \mathbf{Y}_b \mathbf{V} \quad (3.5)$$

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_1 \\ \bar{I}_2 \\ \vdots \\ \bar{I}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_1 \\ \bar{V}_2 \\ \vdots \\ \bar{V}_n \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

Donde \mathbf{Y}_b es la matriz de admitancias de barra del sistema. La matriz de admitancias de barra es una matriz cuadrada de orden n (número de barras) cuyos términos son números complejos y es simétrica con respecto a su diagonal. Los términos de la diagonal son negativos mientras que los términos fuera de la diagonal son positivos. Esta matriz es conocida y es calculada a partir de las impedancias y admitancias de todos los elementos de la red.

El sistema de ecuaciones de la ecuación (3.6) no puede resolverse directamente ya que inicialmente no se conoce los valores de voltaje ni de corriente de las barras en primera instancia.

3.3 ECUACIONES DE POTENCIA

Las ecuaciones de potencia de un sistema, relacionan todas las variables eléctricas del mismo, entre ellas la admitancia, voltajes y corrientes. Estas ecuaciones son no lineales debido a la relación cuadrática que existe entre el voltaje y la potencia, y la presencia de funciones trigonométricas [22] como se verá a continuación. La potencia aparente calculada en una barra i en términos de su voltaje y corriente se expresa de la siguiente manera:

$$S_i = V_i I_i^* \quad (3.7)$$

Donde:

$$S_i = P_i + jQ_i \quad (3.8)$$

Si se reemplaza la ecuación (3.1) en la ecuación (3.7), y posteriormente se separa su parte real e imaginaria de tal manera, las ecuaciones de potencia activa pueden expresarse escalarmente en términos del voltaje, conductancia y susceptancia de la red:

$$P_i = V_i \sum_{j=1}^n (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sen \theta_{ij}) V_j \quad (3.9)$$

$$Q_i = V_i \sum_{j=1}^n (G_{ij} \sen \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) V_j \quad (3.10)$$

Estas ecuaciones representan la inyección total de potencia en una barra i del sistema de potencia. Las magnitudes y ángulos de los voltajes en cada barra del sistema no son conocidos inicialmente, por lo que los valores de flujo de potencia no pueden ser calculados directamente.

3.3.1 BALANCE DE POTENCIA

En todas las barras del sistema, la sumatoria de las potencias inyectadas, tanto activa como reactiva, debe ser cero. Esto quiere decir que generación, carga y potencia inyectada en una barra están balanceadas debido a que éstas representan nodos del sistema. Este balance para una barra i del sistema, está representado por las ecuaciones de errores de potencia [17]:

$$\Delta P_i = (P_{Gi} - P_{Li}) - P_i^{cal} = P_i^{esp} - P_i^{cal} \quad (3.11)$$

$$\Delta Q_i = (Q_{Gi} - Q_{Li}) - Q_i^{cal} = Q_i^{esp} - Q_i^{cal} \quad (3.12)$$

Donde:

P_{Gi} Valor total de inyección de potencia activa generada en la barra i

- Q_{Gi} Valor total de inyección de potencia reactiva generada en la barra i
- P_{Li} Valor total de potencia activa demandada en la barra i
- Q_{Li} Valor total de potencia reactiva demandada en la barra i

Estos valores son conocidos a priori de los despachos programados de generadores y datos de las cargas demandadas del sistema. Los valores de P_i^{cal} y Q_i^{cal} se calculan a partir de las ecuaciones (3.9) y (3.10) respectivamente. Sin embargo, como se mencionó con anterioridad este es un proceso que no puede realizarse directamente debido a que los valores de voltaje no se conocen inicialmente y estos no pueden ser calculados debido a la no linealidad de las ecuaciones de potencia. Por esta razón, el cálculo de los flujos de potencia, a través del cálculo de los voltajes de las barras, debe realizarse por un método iterativo como lo es el método de Newton – Raphson. Este algoritmo es una alternativa de mayor eficiencia en cuanto a tiempo de cálculo frente a otros métodos como el de Gauss – Seidel, puesto que presenta una característica de convergencia más fuerte y más rápida.

3.4 ALGORITMO DE NEWTON – RAPHSON

3.4.1 FORMULACIÓN BÁSICA [23]

El algoritmo de Newton – Raphson, es un proceso iterativo de cálculo para la resolución de sistemas de ecuaciones no lineales. El método se basa en la expansión de Taylor de una o más variables de una función. Sea $f(x)$ una función que es diferenciable en un intervalo y a la cual puede asignarse una aproximación x_0 a la raíz de la función. Ésta puede representarse de la siguiente manera:

$$f(x) = f(x_0) + \frac{df(x_0)}{dx} \Delta x + \frac{d^2f(x_0)}{dx^2} \Delta x^2 + \dots + \frac{d^n f(x_0)}{dx^n} \Delta x^n \quad (3.13)$$

Donde:

$$\Delta x = x - x_0 \quad (3.14)$$

Si se asume que la aproximación x_0 es buena, el término Δx tiene un valor pequeño, por lo tanto las derivadas de orden superior pueden ser despreciadas.

$$f(x) \cong f(x_0) + \frac{df(x_0)}{dx_0}(x - x_0) = 0 \quad (3.15)$$

La aproximación recurrente a la solución, para la cual $f(x) = 0$, se obtiene al despejar x de la ecuación anterior de tal forma que:

$$x = x_0 + \frac{f(x_0)}{f'(x_0)} \quad (3.16)$$

Donde:

$$f'(x_0) = \left. \frac{df(x)}{dx} \right|_{x=x_0} \quad (3.17)$$

El valor de x calculado a partir de la aproximación x_0 , se usa nuevamente para calcular un nuevo valor de x , de tal manera que:

$$x^{(i+1)} = x^{(i)} + \frac{f(x^{(i)})}{f'(x^{(i)})}$$

Donde i es el número de la iteración. El proceso iterativo termina cuando la diferencia entre el término calculado en la última iteración realizada y el calculado en la iteración anterior es cercano a cero o menor a una tolerancia de cálculo especificada ε .

$$\Delta x^{(i)} = x^{(i)} - x^{(i-1)} \approx 0 \quad (3.18)$$

El proceso es válido para sistemas de ecuaciones no lineales de n variables tal que:

$$\begin{cases} f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) = b_1 \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) = b_2 \\ \vdots \\ f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) = b_n \end{cases} \quad (3.19)$$

$$\mathbf{F}(\mathbf{X}) = \mathbf{B} \quad (3.20)$$

Si el conjunto $\{x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0\}$ representado por un vector \mathbf{X}_0 , es una buena aproximación a la solución del sistema, entonces la expansión de Taylor del sistema truncada a la primera derivada, tratada matricialmente es:

$$\begin{bmatrix} b_1 - f_1(x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0) \\ b_2 - f_2(x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0) \\ \vdots \\ b_n - f_n(x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_1}\right)_0 & \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_2}\right)_0 & \dots & \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_n}\right)_0 \\ \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_1}\right)_0 & \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_2}\right)_0 & \dots & \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_n}\right)_0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_1}\right)_0 & \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_2}\right)_0 & \dots & \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_n}\right)_0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1^0 \\ \Delta x_2^0 \\ \vdots \\ \Delta x_n^0 \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

En la expresión (3.21), la matriz de derivadas parciales es conocida como Jacobiano y es representado mediante la letra J:

$$\Delta \mathbf{F}(\mathbf{X}) = \mathbf{J} \cdot \Delta \mathbf{X} \quad (3.22)$$

Los valores del vector de variables \mathbf{X} deben ser actualizados en cada iteración del proceso debido a que el vector de estimación \mathbf{X}_0 no es exacto. El proceso iterativo puede representarse por:

$$\mathbf{X}^{(i)} = \mathbf{X}^{(i-1)} + \Delta \mathbf{X}^{(i)} \quad (3.23)$$

El proceso se repite hasta que cada elemento del vector de errores $\Delta \mathbf{F}$ sea menor a un factor de tolerancia ε :

$$\Delta \mathbf{F}(\mathbf{X}) \leq \varepsilon \quad (3.24)$$

La magnitud del factor de tolerancia ε depende del criterio de convergencia que se le otorgue al sistema. Entre más pequeño sea este valor, mayor será la exactitud del resultado en la iteración donde se cumpla la expresión (3.24). Así un valor muy pequeño de tolerancia requiere un número mayor de iteraciones para cumplir la misma condición.

3.4.2 APLICACIÓN DEL ALGORITMO PARA EL CÁLCULO DE FLUJOS DE POTENCIA

Las ecuaciones de potencia inyectada en cada barra, presentadas en la sección 3.3, tienen una característica no lineal y además son funciones de múltiples variables, por lo que el método de Newton – Raphson puede ser empleado para su resolución. Estas ecuaciones pueden reescribirse de la siguiente manera:

$$P_i^{cal} = V_i^2 G_{ij} + V_i \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) V_j \quad (3.25)$$

$$Q_i^{cal} = -V_i^2 B_{ij} + V_i \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) V_j \quad (3.26)$$

Donde n , es el número de barras del sistema. El vector de variables de cada ecuación es:

$$\mathbf{X} = \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \\ \vdots \\ \theta_{nb} \\ V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_{nb} \end{bmatrix}_{2 \times n \times 1} \quad (3.27)$$

Para cada barra del sistema, existe una ecuación de P y Q, de tal manera que para un sistema de n número de barras, el número de ecuaciones es igual a $2 \times n$. La solución del problema de flujos de potencia en base al algoritmo de Newton – Raphson queda definido de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} P_1^{esp} - P_1^{cal} \\ \vdots \\ P_1^{esp} - P_1^{cal} \\ P_1^{esp} - P_1^{cal} \\ \vdots \\ P_n^{esp} - P_n^{cal} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_n} & V_1 \frac{\partial P_1}{\partial V_1} & \dots & V_n \frac{\partial P_1}{\partial V_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_n} & V_1 \frac{\partial P_n}{\partial V_1} & \dots & V_n \frac{\partial P_n}{\partial V_n} \\ \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_n} & V_1 \frac{\partial Q_1}{\partial V_1} & \dots & V_n \frac{\partial Q_1}{\partial V_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_n} & V_n \frac{\partial Q_n}{\partial V_n} & \dots & V_n \frac{\partial Q_n}{\partial V_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \vdots \\ \Delta \theta_n \\ \frac{\Delta V_1}{V_1} \\ \vdots \\ \frac{\Delta V_n}{V_n} \end{bmatrix} \quad (3.28)$$

En forma de sub-matrices, se puede representar el problema de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P} \\ \Delta \mathbf{Q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{P}}{\partial \boldsymbol{\theta}} & \mathbf{V} \frac{\partial \mathbf{P}}{\partial \mathbf{V}} \\ \frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial \boldsymbol{\theta}} & \mathbf{V} \frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial \mathbf{V}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{\theta} \\ \frac{\Delta \mathbf{V}}{\mathbf{V}} \end{bmatrix} \quad (3.29)$$

El proceso iterativo se lleva a cabo hasta que los errores de potencia $\Delta \mathbf{P}$ y $\Delta \mathbf{Q}$ sean igual a cero, mediante una actualización de las variables de estado y un recálculo del Jacobiano. Generalizando el proceso iterativo para una iteración k :

$$\theta_i^{(k)} = \theta_i^{(k-1)} + \Delta \theta_i^{(k)} \quad (3.30)$$

$$V_i^{(k)} = V_i^{(k-1)} + \Delta V_i^{(k)} \quad (3.31)$$

Cabe mencionar que la barra de referencia no aporta ecuaciones de potencia al sistema ya que tanto voltaje y ángulo son conocidos. En las barras PV, no se conoce la potencia reactiva de generación, por ende no puede calcularse el elemento ΔQ y consecuentemente no se agrega la ecuación de potencia reactiva en el sistema. Las barras PQ de generación o carga aportan con ambas ecuaciones al sistema.

Considerando que en un sistema en por unidad, los voltajes esperados en las barras del sistema de potencia oscilan generalmente entre 0.95 y 1.05 p.u., un valor adecuado de estimación de variables, llamados en este caso condiciones iniciales, puede ser 1.00 para todas las barras PQ. Las barras SL y PV son inicializadas con su valor conocido de voltaje y se mantienen constantes a lo largo del proceso. Los ángulos de todas las barras son inicializadas en 0° y para el caso de la barra de referencia este ángulo permanece constante a lo largo del proceso iterativo.

3.4.2.1 Cálculo de los elementos del Jacobiano

Las derivadas parciales que componen el Jacobiano se obtienen a partir de las ecuaciones (3.25) y (3.26). Estas derivadas se obtienen mediante las siguientes expresiones:

3.4.2.1.1 Elementos fuera de la diagonal ($i \neq j$)

$$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} = V_i V_j (G_{ij} \sen \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (3.32)$$

$$V_j \frac{\partial P_i}{\partial V_j} = V_i V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sen \theta_{ij}) \quad (3.33)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} = -V_j \frac{\partial P_i}{\partial V_j} = -V_i V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sen \theta_{ij}) \quad (3.34)$$

$$V_j \frac{\partial Q_i}{\partial V_j} = \frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} = V_i V_j (G_{ij} \sen \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (3.35)$$

3.4.2.1.2 Elementos de la diagonal

$$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} = -Q_i^{cal} - V_i^2 B_{ii} \quad (3.36)$$

$$V_i \frac{\partial P_i}{\partial V_i} = P_i^{cal} + V_i^2 G_{ii} \quad (3.37)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} = P_i^{cal} - V_i^2 G_{ii} \quad (3.38)$$

$$V_i \frac{\partial Q_i}{\partial V_i} = Q_i^{cal} - V_i^2 B_{ii} \quad (3.39)$$

3.5 INCORPORACIÓN VARIABLES DE FACTS Y HVDC

3.5.1 ALGORITMO PARA LA INCORPORACIÓN DE SVC

Al insertar un SVC en la red, la información de la susceptancia equivalente de éste, no está incluida inicialmente en la matriz de admitancia de barra. Si k es la barra de conexión del SVC, los elementos del Jacobiano relacionados directamente con la inserción de este dispositivo y por ende que necesitan ser modificados son:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta Q_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} & V_k \frac{\partial P_k}{\partial V_k} \\ \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} & V_k \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \frac{\Delta V_k}{V_k} \end{bmatrix} \quad (3.40)$$

Al pertenecer estos elementos a la diagonal del Jacobiano, los términos que se ven afectados por la inserción del SVC en la barra k son aquellos calculados a partir de susceptancia propia de barra. A estos términos se les deberá agregar el valor correspondiente a la susceptancia equivalente del SVC:

$$\frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} = -Q_k^{cal} - V_k^2 (B_{kk} + B_{SVC}) \quad (3.41)$$

$$V_k \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = Q_k^{cal} - V_k^2 (B_{kk} + B_{SVC}) \quad (3.42)$$

Donde Q_k^{cal} debe incluir la información del SVC, por ende:

$$Q_k^{cal} = -V_k^2 (B_{kk} + B_{SVC}) + V_k \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^{nbb} (G_{ki} \sin \theta_{ki} - B_{ki} \cos \theta_{ki}) V_i \quad (3.43)$$

Cuando el ángulo de disparo de los tiristores es sujeto de control en el SVC, ya sea para alcanzar una consigna de voltaje o de potencia reactiva inyectada a la barra, este debe ser considerado como variable de estado del sistema y por lo mismo, una ecuación adicional es requerida para mantener la linealidad del sistema.

$$Q_{SVC} = -\frac{V_k^2}{X_C X_L} \left[X_L - \frac{X_C}{\pi} (2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha) \right] \quad (3.44)$$

$$Q_{SVC} = -V_k^2 B_{SVC} \quad (3.45)$$

Esta ecuación representa la inyección de potencia reactiva hacia la barra de conexión en términos del ángulo de disparo, y puede ser usada como una ecuación adicional para el Jacobiano, de manera que este quedaría expresado de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta Q_k \\ \Delta Q_{SVC} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} & V_k \frac{\partial P_k}{\partial V_k} & \frac{\partial P_k}{\partial \alpha_{SVC}} \\ \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} & V_k \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial \alpha_{SVC}} \\ \frac{\partial Q_{SVC}}{\partial \theta_k} & V_k \frac{\partial Q_{SVC}}{\partial V_k} & \frac{\partial Q_{SVC}}{\partial \alpha_{SVC}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \frac{\Delta V_k}{V_k} \\ \Delta \alpha_{SVC} \end{bmatrix} \quad (3.46)$$

En donde:

$$V_k \frac{\partial Q_{SVC}}{\partial V_k} = -2V_k^2 B_{SVC} = Q_{SVC} - V_k^2 B_{SVC} \quad (3.47)$$

$$\frac{\partial Q_{SVC}}{\partial \alpha_{SVC}} = \frac{2V_k^2}{\pi X_L} [\cos(2\alpha) - 1] \quad (3.48)$$

Por otra parte, el único término de la potencia reactiva Q_k^{cal} relacionado con el ángulo de disparo, es el correspondiente al producto $-V_k^2 B_{SVC}$, por lo tanto:

$$\frac{\partial Q_k}{\partial \alpha_{SVC}} = \frac{\partial Q_{SVC}}{\partial \alpha_{SVC}} = \frac{2V_k^2}{\pi X_L} [\cos(2\alpha) - 1] \quad (3.49)$$

La estructura del Jacobiano original se ve alterada por la inserción de dispositivos SVC. Una fila y una columna adicional deben ser agregadas por cada SVC existente en la red, y el cálculo de sus variables de estado depende de las condiciones de la red y de las condiciones de control específicas para cada dispositivo.

3.5.1.1 Control del SVC

Una de las ventajas de un dispositivo FACTS como un SVC, es la controlabilidad de sus parámetros o variables de estado para satisfacer una condición operativa, ya sea del dispositivo en sí, o de la red a la que está conectado. El modelo del SVC es considerado como una susceptancia *shunt* variable, cuyo valor puede ser ajustado en un rango continuo, de tal manera que se tenga un impacto en la condición operativa actual de la red. Aprovechando esta característica, los diferentes métodos de control del SVC son:

3.5.1.1.1 Control de Voltaje (local):

Se programa un valor de consigna de voltaje para la barra en la cual se encuentra conectado el SVC. Éste ajusta su ángulo de disparo de tal manera que la susceptancia equivalente inyecte (o absorba) la suficiente cantidad de potencia reactiva para alcanzar dicha consigna. Para este caso, el vector de variables de estado \mathbf{X} del SVC que se calcula y se añade a las variables de estado del sistema es:

$$\mathbf{X} = \begin{bmatrix} \Delta\theta_k \\ \Delta\alpha_{SVC} \end{bmatrix} \quad (3.50)$$

$$\begin{cases} V_k = V_{set\ point} \\ \Delta Q_{SVC} = 0 \end{cases} \quad (3.51)$$

3.5.1.1.2 Control de Voltaje (remoto):

Se programa un valor de consigna de voltaje en una barra diferente a la de conexión del SVC. Este deberá ajustar su ángulo de disparo para satisfacer esta consigna de voltaje. En este control, no se tiene certeza del valor de voltaje que se alcanzará en la barra local ya que el control está orientado a una barra “lejana”. Para este caso el vector de variables de estado \mathbf{X} que se calcula es:

$$\mathbf{X} = \begin{bmatrix} \Delta\theta_k \\ \frac{\Delta V_k}{V_k} \\ \alpha_{SVC} \end{bmatrix} \quad (3.52)$$

$$\Delta Q_{SVC} = 0 \quad (3.53)$$

3.5.1.1.3 Control de Potencia Reactiva:

Este control asegura un valor fijo de potencia reactiva que el SVC deberá absorber o inyectar a la barra de conexión. Esta potencia, se alcanza de la misma manera que los controles anteriores, ajustando el ángulo de disparo.

$$\mathbf{X} = \begin{bmatrix} \Delta\theta_k \\ \frac{\Delta V_k}{V_k} \\ \alpha_{SVC} \end{bmatrix} \quad (3.54)$$

$$\Delta Q_{SVC} = Q_{SVC}^{reg} - Q_{SVC}^{cal} \quad (3.55)$$

3.5.1.1.4 Sin Control

Las variables de estado se calculan para el ángulo de disparo que se fija en el circuito de control, es decir, el SVC se convierte en una susceptancia fija. No es un método de control práctico, sin embargo permite observar el comportamiento del dispositivo frente al ángulo de disparo de los tiristores.

$$\mathbf{X} = \begin{bmatrix} \Delta\theta_k \\ \frac{\Delta V_k}{V_k} \end{bmatrix} \quad (3.56)$$

$$\begin{cases} \alpha = \alpha_{fixed} \\ \Delta Q_{SVC} = 0 \end{cases} \quad (3.57)$$

3.5.2 ALGORITMO PARA LA INCORPORACION DE TCSC

Al ser un elemento serie conectado entre dos barras, el TCSC requiere que una mayor cantidad de términos del Jacobiano deban ser modificados para considerar la impedancia de transferencia del dispositivo. Los elementos del Jacobiano que deben recalcularse corresponden a aquellos que están relacionados con las dos barras de conexión. Sean k y m las barras entre las cuales se encuentra conectado el TCSC:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta P_m \\ \Delta Q_k \\ \Delta Q_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} & V_k \frac{\partial P_k}{\partial V_k} & V_m \frac{\partial P_k}{\partial V_m} \\ \frac{\partial P_m}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_m}{\partial \theta_m} & V_k \frac{\partial P_m}{\partial V_k} & V_m \frac{\partial P_m}{\partial V_m} \\ \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} & V_k \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} & V_m \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} \\ \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_m} & V_k \frac{\partial Q_m}{\partial V_k} & V_m \frac{\partial Q_m}{\partial V_m} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta_k \\ \Delta\theta_m \\ \frac{\Delta V_k}{V_k} \\ \frac{\Delta V_m}{V_m} \end{bmatrix} \quad (3.58)$$

Para considerar al dispositivo en las ecuaciones de potencia, se debe tomar en cuenta a la admitancia de transferencia del TCSC, de tal manera que:

$$P_k^{cal} = V_k^2 G_{kk} - V_k V_m B_{TCSC} \sin \theta_{km} + V_k \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k,m}}^{nbb} (G_{ki} \cos \theta_{ki} + B_{ki} \sin \theta_{ki}) V_i \quad (3.59)$$

$$Q_k^{cal} = -V_k^2 (B_{kk} + B_{TCSC}) + V_k V_m B_{TCSC} \cos \theta_{km} + V_k \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k,m}}^{nbb} (G_{ki} \sin \theta_{ki} - B_{ki} \cos \theta_{ki}) V_i \quad (3.60)$$

Donde:

$$B_{kk} = B_{mm} = \frac{1}{X_{TCSC}} = B_{TCSC} \quad (3.61)$$

$$B_{km} = B_{mk} = -B_{TCSC} \quad (3.62)$$

Debido a que el ángulo de disparo es sujeto de control del TCSC, este debe ser agregado a las variables de estado, por lo que una ecuación adicional es requerida para mantener la linealidad del sistema. Esta ecuación corresponde a la del flujo de potencia activa entre los dos terminales del TCSC, que además posteriormente servirá para lograr el control del mismo:

$$P_{TCSC} = P_{km} = -V_k V_m B_{km} \sin \theta_{km} \quad (3.63)$$

Por lo tanto, el nuevo Jacobiano para un TCSC queda estructurado de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} & V_k \frac{\partial P_k}{\partial V_k} & V_m \frac{\partial P_k}{\partial V_m} & \frac{\partial P_k}{\partial \alpha} \\ \frac{\partial P_m}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_m}{\partial \theta_m} & V_k \frac{\partial P_m}{\partial V_k} & V_m \frac{\partial P_m}{\partial V_m} & \frac{\partial P_m}{\partial \alpha} \\ \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} & V_k \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} & V_m \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} & \frac{\partial Q_k}{\partial \alpha} \\ \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_m} & V_k \frac{\partial Q_m}{\partial V_k} & V_m \frac{\partial Q_m}{\partial V_m} & \frac{\partial Q_m}{\partial \alpha} \\ \frac{\partial P_{TCSC}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_{TCSC}}{\partial \theta_m} & V_k \frac{\partial P_{TCSC}}{\partial V_k} & V_m \frac{\partial P_{TCSC}}{\partial V_m} & \frac{\partial P_{TCSC}}{\partial \alpha} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \Delta \theta_m \\ \frac{\Delta V_k}{V_k} \\ \frac{\Delta V_m}{V_m} \\ \Delta \alpha \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta P_m \\ \Delta Q_k \\ \Delta Q_m \\ \Delta P_{TCSC} \end{bmatrix} \quad (3.64)$$

Donde los elementos de la fila adicional corresponden a:

$$\frac{\partial P_{TCSC}}{\partial \theta_k} = V_k V_m B_{km} \cos \theta_{km} \quad (3.65)$$

$$\frac{\partial P_{TCSC}}{\partial \theta_m} = -V_k V_m B_{km} \cos \theta_{km} \quad (3.66)$$

$$V_k \frac{\partial P_{TCSC}}{\partial V_k} = V_m \frac{\partial P_{TCSC}}{\partial V_m} = V_k V_m B_{km} \sin \theta_{km} \quad (3.67)$$

Y los elementos de la columna adicional, relacionados al ángulo de disparo son:

$$\begin{aligned} \frac{\partial X_{TCSC}}{\partial \alpha} = & -2C_1[1 + \cos 2\sigma] + C_2 k^2 \frac{\cos^2(\sigma)}{\cos^2 k\sigma} \\ & - C_2 k \sin 2\sigma \tan k\sigma + C_2 [\sin 2\sigma \tan \sigma - 1] \end{aligned} \quad (3.68)$$

$$\frac{\partial P_{TCSC}}{\partial \alpha} = -V_k V_m B_{km}^2 \sin \theta_{km} \frac{\partial X_{TCSC}}{\partial \alpha} \quad (3.69)$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial \alpha} = -V_k V_m B_{km}^2 \sin \theta_{km} \frac{\partial X_{TCSC}}{\partial \alpha} \quad (3.70)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial \alpha} = (V_k^2 - V_k V_m \cos \theta_{km}) B_{km}^2 \frac{\partial X_{TCSC}}{\partial \alpha} \quad (3.71)$$

Las derivadas de P_m y Q_m con respecto a α se obtienen intercambiando los índices k y m en las ecuaciones (3.70) y (3.71) respectivamente.

3.5.2.1 Control del TCSC

3.5.2.1.1 Control de Flujo de Potencia Activa

De acuerdo a la ecuación (3.63), mediante la variación de la impedancia equivalente del TCSC a través del ángulo de disparo, se puede controlar la magnitud de flujo de potencia activa entre los terminales del mismo (desde la barra k hasta la barra m). En este caso, las variables de estado relacionadas con el TCSC que se calculan son:

$$\mathbf{X} = \begin{bmatrix} \frac{\Delta V_k}{V_k} \\ \frac{\Delta V_m}{V_m} \\ \Delta\theta_k \\ \Delta\theta_m \\ \Delta\alpha \end{bmatrix} \quad (3.72)$$

$$\Delta P_{TCSC} = P_{TCSC}^{reg} - P_{TCSC}^{cal} \quad (3.73)$$

3.5.2.1.2 Sin control

Para este caso la impedancia serie equivalente del TCSC se fija en un valor constante, calculado a partir de un ángulo de disparo fijo especificado.

$$\mathbf{X} = \begin{bmatrix} \frac{\Delta V_k}{V_k} \\ \frac{\Delta V_m}{V_m} \\ \Delta\theta_k \\ \Delta\theta_m \end{bmatrix} \quad (3.74)$$

$$\begin{cases} \alpha = \alpha_{fixed} \\ \Delta P_{TCSC} = 0 \end{cases} \quad (3.75)$$

3.5.3 ALGORITMO PARA LA INCORPORACIÓN DEL STATCOM

Las ecuaciones de potencia activa y reactiva inyectadas a la red, se obtienen a partir del circuito equivalente de la Figura 2.27. De la misma manera que los dispositivos SVC y TCSC, la impedancia interna del VSC no es incluida inicialmente dentro de la matriz de admitancias de barra. La única admitancia interna del STATCOM que ve el sistema de potencia está dada por:

$$G_{vr} + jB_{vr} = \frac{1}{R_{vr} + jX_{vr}} \quad (3.76)$$

El STATCOM absorberá potencia activa de la red como consecuencia de las pérdidas e inyectará o absorberá potencia reactiva de la red cuando se encuentra conectado en una barra k del sistema. Las potencias activa y reactiva totales inyectadas a la barra k quedan definidas por la siguiente expresión

$$P_k^{cal} = V_k^2(G_{vr} + G_{kk}) + V_k \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^{nbb} V_i(G_{ki} \cos \theta_{ki} + B_{km} \sin \theta_{ki}) \\ - m_a' V_{vr} V_{0r} (G_{vr} \cos(\theta_{vr} - \phi_{0r}) + B_{vr} \sin(\theta_{vr} - \phi_{0r})) \quad (3.77)$$

$$Q_k^{cal} = -V_k^2(B_{vr} + B_{kk}) + V_k \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^{nbb} V_i(G_{ki} \sin \theta_{km} - B_{ki} \cos \theta_{ki}) \\ - m_a' V_{vr} V_{0r} (G_{vr} \sin(\theta_{vr} - \phi_{0r}) - B_{vr} \cos(\theta_{vr} - \phi_{0r})) \quad (3.78)$$

Por lo tanto, todas las derivadas del Jacobiano relacionadas con estas potencias y aquellas relacionadas con la adición de la admitancia del STATCOM deben ser recalculadas. Además de esto, si se consideran las variables del VSC m'_a , B_{eq} y ϕ como variables que se ajustan para satisfacer una condición operativa, estas deben ser añadidas al vector de variables. Es decir, tres ecuaciones deben ser añadidas para mantener la linealidad del sistema.

$$P_0 = (m_a'^2 G_{vr} + G_{sw}) V_0^2 - m_a' V_0 V_{vr} [G_{vr} \cos(\phi - \theta_{vr}) + B_{vr} \sin(\phi - \theta_{vr})] \quad (3.79)$$

$$Q_0 = -m_a'^2 (B_{vR} + B_{eq}) V_0^2 - m_a' V_0 V_{vR} [G_{vR} \text{sen}(\phi - \theta_{vr}) - B_{vR} \text{cos}(\phi - \theta_{vr})] \quad (3.80)$$

$$Q_{vR-0} = -V_{vR}^2 B_{vR} - m_a' V_0 V_{vR} [G_{vR} \text{sen}(\theta_{vr} - \phi) - B_{vR} \text{cos}(\theta_{vr} - \phi)] \quad (3.81)$$

Donde:

P_0 Potencia activa total inyectada en el nodo 0.

Q_0 Potencia reactiva total inyectada en el nodo 0.

Q_{vR-0} Potencia reactiva transferida desde el nodo AC hacia el VSC.

Cabe mencionar que los valores de V_{vR} y θ_{vR} son iguales a V_k y θ_k respectivamente, ya que en el punto donde son medidos, corresponde al terminal AC tanto del STATCOM como del sistema de potencia.

El Jacobiano del STATCOM se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta Q_k \\ \Delta P_0 \\ \Delta Q_{vR-0} \\ \Delta Q_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_k}{\partial \theta_{vR}} & V_{vR} \frac{\partial P_k}{\partial V_{vR}} & \frac{\partial P_k}{\partial \phi} & m_a' \frac{\partial P_k}{\partial m_a'} & \frac{\partial P_k}{\partial B_{eq}} \\ \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_{vR}} & V_{vR} \frac{\partial Q_k}{\partial V_{vR}} & \frac{\partial Q_k}{\partial \phi} & m_a' \frac{\partial Q_k}{\partial m_a'} & \frac{\partial Q_k}{\partial B_{eq}} \\ \frac{\partial P_0}{\partial \theta_{vR}} & V_{vR} \frac{\partial P_0}{\partial V_{vR}} & \frac{\partial P_0}{\partial \phi} & m_a' \frac{\partial P_0}{\partial m_a'} & \frac{\partial P_0}{\partial B_{eq}} \\ \frac{\partial Q_{vR-0}}{\partial \theta_{vR}} & V_{vR} \frac{\partial Q_{vR-0}}{\partial V_{vR}} & \frac{\partial Q_{vR-0}}{\partial \phi} & m_a' \frac{\partial Q_{vR-0}}{\partial m_a'} & \frac{\partial Q_{vR-0}}{\partial B_{eq}} \\ \frac{\partial Q_0}{\partial \theta_{vR}} & V_{vR} \frac{\partial Q_0}{\partial V_{vR}} & \frac{\partial Q_0}{\partial \phi} & m_a' \frac{\partial Q_0}{\partial m_a'} & \frac{\partial Q_0}{\partial B_{eq}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_{vR} \\ \frac{\Delta V_{vR}}{V_{vR}} \\ \phi \\ \frac{\Delta m_a'}{m_a'} \\ B_{eq} \end{bmatrix} \quad (3.82)$$

De acuerdo a la expresión (3.82), el Jacobiano se expande tres filas y tres columnas por cada STATCOM que se encuentre en la red. Nótese que solo la expresión de Q_0 está relacionada con B_{eq} , por lo que sólo una derivada de la columna correspondiente tiene un valor diferente de cero

$$\frac{\partial Q_0}{\partial B_{eq}} = -m_a'^2 V_0^2 \quad (3.83)$$

3.5.3.1 Control del STATCOM

Debido a que no existe transferencia de potencia reactiva hacia la barra 0, además que la potencia activa total inyectada en el nodo 0, es cero debido a que no existen ramales, para todas las condiciones de control se cumple que:

$$\begin{cases} \Delta P_0 = P_0^{esp} - P_0^{cal} = -P_0^{cal} \\ \Delta Q_0 = Q_0^{esp} - Q_0^{cal} = -Q_0^{cal} \end{cases} \quad (3.84)$$

3.5.3.1.1 Control de Voltaje Local

Se fija un valor de voltaje de consigna en la barra de conexión del STATCOM. Las variables del VSC se ajustan de tal manera que se absorba o inyecte potencia reactiva en la barra, para alcanzar esta consigna de voltaje. El vector de variables y las condiciones para este caso son:

$$X = \begin{bmatrix} \Delta\theta_{vR} \\ \Delta\phi \\ \frac{\Delta m'_a}{m'_a} \\ \Delta B_{eq} \end{bmatrix} \quad (3.85)$$

$$\begin{cases} V_{vR} = V_{setpoint} \\ \Delta Q_{vR-0} = 0 \end{cases} \quad (3.86)$$

3.5.3.1.2 Control de Potencia Reactiva

Las variables del VSC del STATCOM se ajustan para satisfacer una consigna de potencia reactiva que se inyecta o absorbe desde la red. Las condiciones de este tipo de control se muestran a continuación:

$$X = \begin{bmatrix} \Delta\theta_{vR} \\ \frac{\Delta V_{vR}}{V_{vR}} \\ \Delta\phi \\ \frac{\Delta m'_a}{m'_a} \\ \Delta B_{eq} \end{bmatrix} \quad (3.87)$$

$$\Delta Q_{vR-0} = Q_{vR}^{reg} - Q_{vR-0}^{cal} \quad (3.88)$$

3.5.4 INCORPORACIÓN DE HVDC – VSC

Como se describió en la modelación de un sistema HVDC de dos terminales, cada convertidor es modelado de la misma manera que un STATCOM. Por esta razón, el proceso de incorporación de un HVDC en el algoritmo de cálculo de flujos de potencia es similar, con ciertas diferencias que deben ser consideradas.

En primer lugar, la potencia activa total absorbida por el rectificador, incluye tanto las pérdidas como la potencia programada P_{HVDC} a través de la línea de corriente continua desde el extremo DC del rectificador hacia el extremo DC del inversor. Por lo tanto, el error de potencia en el nodo 0 del circuito equivalente del rectificador es:

$$\Delta P_{0vR} = -P_{HVDC}^{esp} - P_{0vR}^{cal} \quad (3.89)$$

El signo negativo de la potencia programada por el enlace representa que esta sale del nodo 0 hacia la línea. Si se mantiene fijo el voltaje DC del lado del rectificador, entonces la potencia activa que llega al extremo DC del inversor (nodo 0 del circuito equivalente) es igual a:

$$P_{0vI}^{esp} = P_{HVDC}^{esp} - I_{DC}^2 R_{DC} \quad (3.90)$$

Donde:

$$I_{DC} = \frac{P_{HVDC}}{V_{DCvR}} \quad (3.91)$$

Entonces, el error de potencia en el nodo 0 del rectificador será igual a:

$$\Delta P_{0vI} = P_{0vI}^{esp} - P_{0vR}^{cal} \quad (3.92)$$

La dimensión del Jacobiano de un sistema HVDC de dos terminales, con respecto a la de un STATCOM simple, se duplica ya que son añadidas las ecuaciones tanto del rectificador como del inversor. El vector de variables para este caso se muestra a continuación:

$$X = \begin{bmatrix} \Delta\theta_{vR} \\ \Delta\theta_{vI} \\ \frac{\Delta V_{vR}}{V_{vR}} \\ \frac{\Delta V_{vI}}{V_{vI}} \\ \Delta\phi_{vR} \\ \frac{\Delta m'_{aR}}{m'_{aR}} \\ \Delta B_{eqR} \\ \Delta\phi_{vI} \\ \frac{\Delta m'_{aI}}{m'_{aI}} \\ \Delta B_{eqI} \end{bmatrix} \quad (3.93)$$

3.5.4.1 Control del HVDC – VSC

Cada convertor del HVDC puede controlar la potencia reactiva que inyecta a su respectivo terminal AC al igual que lo hace un STATCOM; por lo tanto cada estación puede trabajar en control de voltaje o control de potencia reactiva cumpliendo las mismas condiciones expuestas en la sección 3.5.3.1. El control en cada estación es independiente del control de potencia activa que intercambian ambas

estaciones, por lo que las únicas condiciones especiales de este sistema que deben cumplirse, son aquellas presentadas en las ecuaciones (3.89) y (3.92).

3.6 ESTRUCTURA DEL PROGRAMA FACTS-PF

3.6.1 DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA

FACTS-PF es un programa que incorpora las variables de controladores FACTS y transmisión HVDC – VSC de dos terminales en el cálculo de flujos de potencia. Este programa está estructurado en diferentes archivos divididos por funciones, cada uno escrito en lenguaje Python 3.x. A diferencia del software perteneciente a marcas comerciales, Python es un lenguaje OSS o Software de Código Abierto (*Open Source Software* por sus siglas en inglés) creado sin fines de lucro y bajo las licencias de la OSD (*Open Source Definition*). Estas licencias permiten que, a diferencia del software comercial, las copias de éste tipo de software puedan ser usadas, copiadas y distribuidas sin restricciones y sin pago a un propietario de derechos. En combinación a esto, todos los usuarios pueden acceder al código fuente de este tipo de software, por lo que también pueden ser modificados [24]. El lenguaje Python se ha convertido en una herramienta de escritura de software libre de alto nivel dedicada a diversos campos, entre ellos, el análisis de sistemas eléctricos de potencia.

Algunos paquetes externos libres se agregaron a la librería original de Python 3.4.3. como *SciPy* y *NumPy* para añadir un sinnúmero de herramientas adicionales al lenguaje de programación en sí, como lo son el manejo de matrices y funciones algebraicas complejas. El manual y documentación de FACTS-PF para consulta, se puede encontrar en el Anexo 4.

3.6.2 MÉTODO DE CÁLCULO

El programa FACTS-PF utiliza el método de Newton – Raphson para la resolución de las ecuaciones no lineales de un sistema de n barras. Dentro del algoritmo interno de programación, se considera la incorporación de cualquier número de SVC, TCSC o STATCOM, además de la incorporación de sistemas HVDC – VSC.

El Jacobiano, que incluyen controladores FACTS y transmisión HVDC, tiene una dimensión $n_{max} \times n_{max}$ donde los elementos nuevos se apilan al Jacobiano original del sistema AC en el orden que se muestra a continuación:

$$n_{max} = 2n + n_{svc} + n_{tcsc} + 3n_{ssc} + 6n_{hvdc} \quad (3.94)$$

Donde:

- n Número de barras AC del sistema
- n_{svc} Número de SVC conectados en el sistema.
- n_{tcsc} Número de TCSC conectados en el sistema
- n_{ssc} Número de STATCOM conectados en el sistema
- n_{hvdc} Número de sistemas HVDC – VSC en el sistema

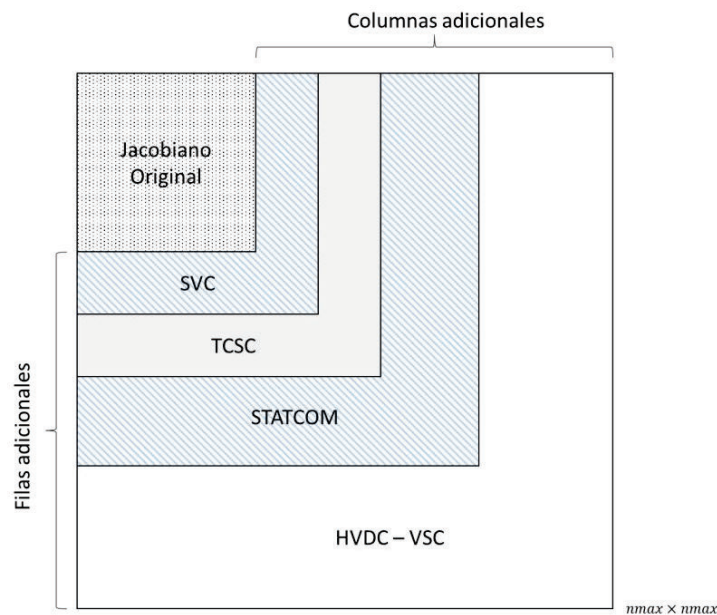


Figura 3.2: Estructura del Jacobiano del programa FACTS-PF

3.6.3 ALGORITMO DE CÁLCULO

El diagrama de flujo del programa FACTS-PF es presentado en el diagrama de la Figura 3.3. Las funciones de cálculo para la incorporación individual de cada tipo de controlador FACTS, son llamadas solo si estos están presentes en la red, caso contrario son omitidas. Esto permite el cálculo de flujos de potencia de redes convencionales sin inclusión de FACTS o HVDC.

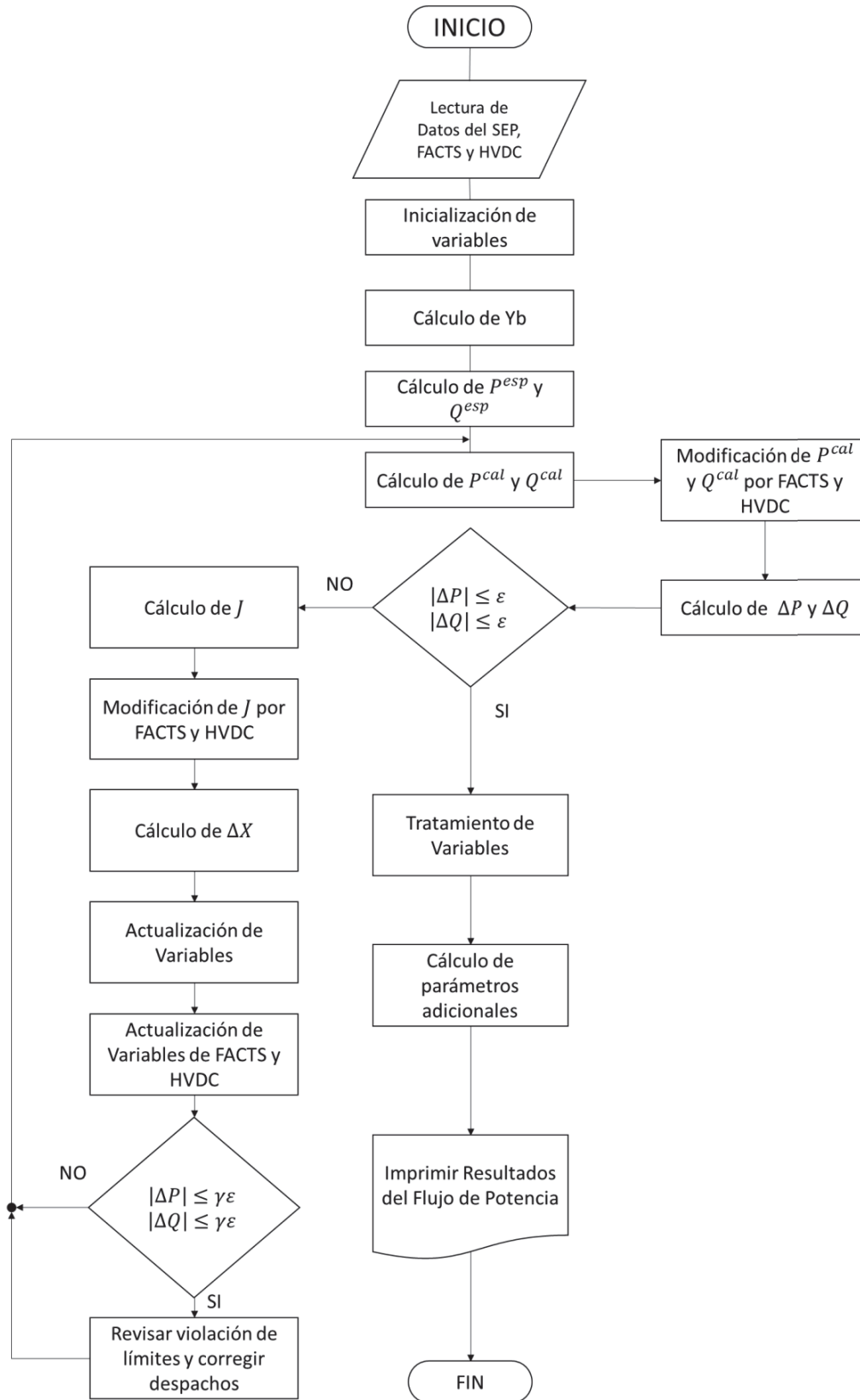


Figura 3.3: Diagrama de flujo del programa FACTS-PF

En primer lugar se realiza el cálculo de la matriz de admitancias de barra Y_b del sistema a partir de los datos del sistema. Posteriormente se calculan las potencias activa y reactiva esperadas P^{esp} y Q^{esp} en cada barra. A continuación se inicia el proceso iterativo de cálculo, donde se calcula las potencias inyectadas en cada barra P^{cal} y Q^{cal} , se forma el Jacobiano J y se actualiza el vector de variables de estado X . Finalmente se comprueban los límites de las variables de estado.

El chequeo de la violación de límites de las variables de estado se lo realiza dentro del proceso iterativo, cuando el mismo ha cruzado una frontera donde los errores son lo suficientemente pequeños, tal que los valores de las variables de estado son confiables pero no exactos. Esta convergencia previa está dada por el factor γ de tal manera que $\gamma\varepsilon \leq \varepsilon$. Por ejemplo, si el valor de la tolerancia asignada ε es igual a 10^{-8} y el factor γ es igual a 10^3 , entonces el chequeo de límites se realiza por primera vez cuando el proceso iterativo ha alcanzado una convergencia de 10^{-5} .

Finalmente, cuando todas las variables estén dentro de sus límites y el proceso haya convergido satisfactoriamente, se calculan ciertos parámetros que no están incluidos dentro del algoritmo de cálculo de flujos de potencia, como son los valores en magnitudes reales, pérdidas, etc. Posteriormente, se imprimen los resultados de todo el proceso.

CAPÍTULO 4

APLICACIÓN DEL PROGRAMA FACTS-PF

Para validar los resultados del programa FACTS-PF, se utilizan diversas redes de prueba estandarizadas, cuyos resultados del cálculo de flujos de potencia se encuentren publicados en fuentes confiables y sirven de referencia para realizar una comparación cuantitativa con los resultados arrojados por el programa. Posteriormente, a estas redes de prueba se añaden dispositivos FACTS y sistemas de transmisión HVDC, de tal forma que se pueda realizar el análisis del impacto de estas tecnologías sobre las mismas.

De la misma manera, estas redes son modeladas en paquetes comerciales como DigSILENT PowerFactory® y BCP NEPLAN®. De esta manera, se puede comparar los resultados del programa con aquellos generados en este tipo de software para diferentes escenarios de operación, incluyendo modelos equivalentes de controladores FACTS o sistemas HVDC.

4.1 PRESENTACIÓN DE LAS REDES DE PRUEBA

4.1.1 RED 14 BARRAS IEEE

La red IEEE de 14 barras es una de las redes de prueba estándar más utilizadas, ya que contiene todos los elementos convencionales de una red eléctrica. Esta red está compuesta por catorce barras, dos generadores, tres compensadores sincrónicos, quince líneas de transmisión, dos transformadores de dos devanados, un transformador de tres devanados y un capacitor en paralelo. Cuando esta red se modifica apropiadamente, permite ilustrar el comportamiento de un sistema de potencia frente a todos sus fenómenos [24]. La Figura 4.1 muestra la disposición de todos los elementos del sistema IEEE de 14 barras. Nótese que el transformador de tres devanados que interconecta las barras 4, 8 y 9 es modelado como una impedancia conectada en estrella, donde el punto común es el nodo 7 y es considerado como una barra más. Los datos de esta red pueden encontrarse en el Anexo 1.

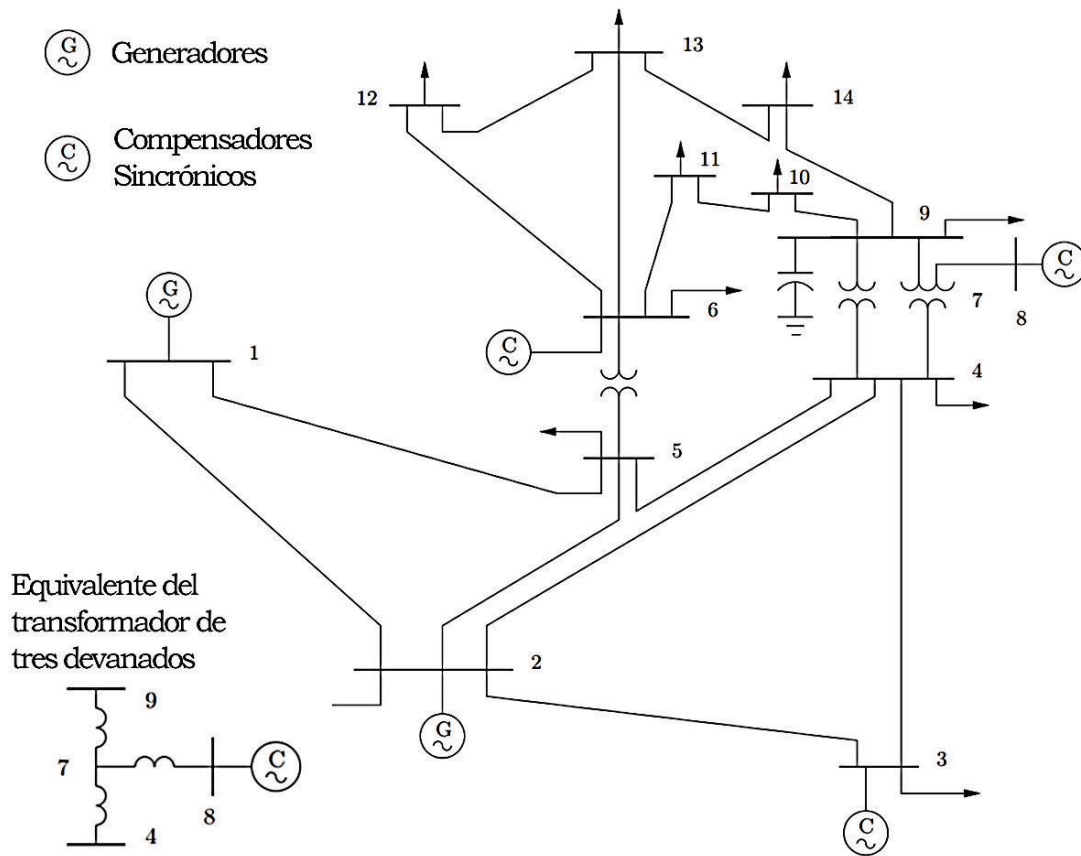


Figura 4.1: Sistema IEEE de 14 barras [24]

4.1.2 SISTEMA DE 2 ÁREAS AC

Este sistema presentado en [20] y mostrado en la Figura 4.2 consta de dos áreas AC aisladas interconectadas a través de un enlace HVDC. Cada área AC contiene tres barras, un generador equivalente, una línea de transmisión, un transformador de dos devanados y carga. Cada área es similar en cuanto a los componentes que la conforman y su disposición; sin embargo, se diferencian en la demanda de la carga. Este sistema permite analizar el funcionamiento del enlace HVDC y su comportamiento frente al intercambio de potencia a través de una línea de corriente continua. Los datos de los sistemas AC se encuentran en el Anexo 2.

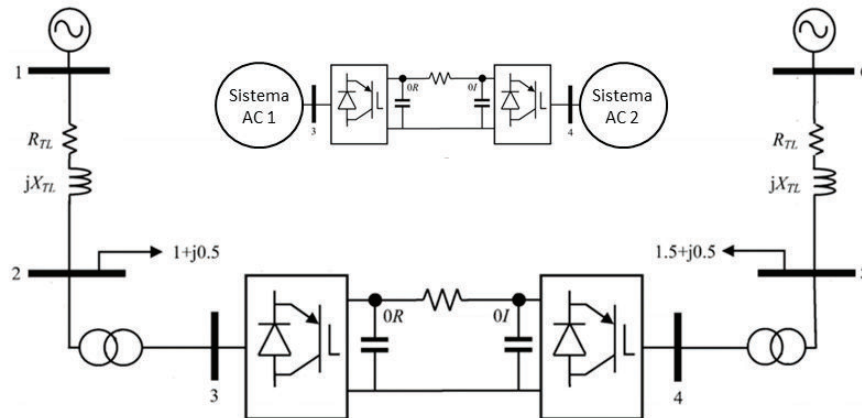


Figura 4.2: Sistema de dos áreas AC interconectadas por HVDC

4.2 APLICACIÓN DEL PROGRAMA FACTS-PF

4.2.1 CASO 1: FLUJO DE POTENCIA NORMAL

En primera instancia, se presentan los resultados del cálculo de flujos de potencia del programa FACTS-PF para la red IEEE de 14 barras, considerando los límites de potencia reactiva de los generadores y de los compensadores sincrónicos:

Tabla 4.1: Resultados de Voltaje y Potencia generada del Caso 1 del programa FACTS-PF

Barra	V	θ	P_G	Q_G
#	[p.u.]	[Deg]	[MW]	[MVar]
1	1.060000	0.000000	232.393	-16.549
2	1.045000	-4.982589	40.000	43.557
3	1.010000	-12.725100	0.00	25.075
4	1.017671	-10.312901	0.00	0.00
5	1.019514	-8.773854	0.00	0.00
6	1.070000	-14.220946	0.00	12.731
7	1.061520	-13.359627	0.00	0.00

Tabla 4.1 (continuación)

Barra	V	θ	P_G	Q_G
#	[p.u.]	[Deg]	[MW]	[MVAr]
8	1.090000	-13.359627	0.00	17.623
9	1.055932	-14.938521	0.00	0.00
10	1.050985	-15.097288	0.00	0.00
11	1.056907	-14.790622	0.00	0.00
12	1.055189	-15.075585	0.00	0.00
13	1.050382	-15.156276	0.00	0.00
14	1.035530	-16.033645	0.00	0.00

Tabla 4.2: Resultados de Flujos de Potencia por las ramas del Caso 1

Barra		P_{send}	Q_{send}	P_{rec}	Q_{rec}	P_{loss}	Q_{loss}
Desde	Hasta	[MW]	[MVAr]	[MW]	[MVAr]	[MW]	[MVAr]
1	2	156.883	-20.404	-152.585	27.676	4.298	7.272
1	5	75.51	3.855	-72.748	2.229	2.763	6.084
2	3	73.238	3.56	-70.914	1.602	2.323	5.162
2	4	56.131	-1.55	-54.455	3.021	1.677	1.47
2	5	41.516	1.171	-40.612	-2.099	0.904	-0.928
3	4	-23.286	4.473	23.659	-4.836	0.373	-0.363

Tabla 4.2 (continuación)

Barra		P_{send}	Q_{send}	P_{rec}	Q_{rec}	P_{loss}	Q_{loss}
Desde	Hasta	[MW]	[Mvar]	[MW]	[Mvar]	[MW]	[MVAR]
4	5	-61.158	15.824	61.673	-14.201	0.514	1.623
4	7	27.457	-20.609	-27.457	22.988	0	2.38
4	9	15.581	-6.371	-15.581	7.893	0	1.522
5	6	41.089	-18.469	-41.089	23.39	0	4.921
6	11	7.353	3.56	-7.298	-3.445	0.055	0.116
6	12	7.786	2.503	-7.714	-2.354	0.072	0.149
6	13	17.748	7.217	-17.536	-6.799	0.212	0.418
7	8	0	-17.163	0	17.623	0	0.46
7	9	28.074	5.779	-28.074	-4.977	0	0.802
9	10	5.228	4.219	-5.215	-4.185	0.013	0.034
9	14	9.426	3.61	-9.31	-3.363	0.116	0.247
10	11	-3.785	-1.615	3.798	1.645	0.013	0.029
12	13	1.614	0.754	-1.608	-0.748	0.006	0.006
13	14	5.644	1.747	-5.59	-1.637	0.054	0.11

4.2.1.1 Validación de los resultados

Para la validación de los resultados del Caso 1 obtenidos a partir del programa FACTS-PF, se utilizará el paquete DiGSILENT PowerFactory®, en el cual se ha modelado la misma red de 14 barras. Solamente los resultados de voltajes se utilizarán para la comparación, puesto que son las variables de estado del algoritmo

a partir de las cuales se calculan el resto de parámetros como los flujos de potencia. El cálculo del porcentaje de error relativo (e_{rel}) se efectúa mediante la siguiente expresión (4.1):

$$\%e_{rel} = \left| \frac{k_i - k_{ref}}{k_{ref}} \right| \times 100 \quad (4.1)$$

Donde:

k_i Valor experimental

k_{ref} Valor de referencia (o real)

Se considera que los valores de referencia para el cálculo de los errores son los obtenidos del paquete comercial, puesto que el nivel de consolidación del mismo hace que los resultados sean altamente confiables.

Tabla 4.3: Resultados de Voltaje del paquete PowerFactory® para el Caso 1 y error relativo del programa FACTS-PF

Resultados PowerFactory®			Error Relativo FACTS-PF	
Barra	V	θ	e_{relV}	$e_{rel\theta}$
#	[p.u.]	[Deg]	%	%
1	1.060000	0.000000	0.000	0.000
2	1.045000	-4.982578	0.000	0.022
3	1.010000	-12.725092	0.000	0.006
4	1.017671	-10.312893	0.000	0.008
5	1.019514	-8.773846	0.000	0.009
6	1.070000	-14.220939	0.000	0.005
7	1.061520	-13.359620	0.000	0.005
8	1.090000	-13.359620	0.000	0.005

Tabla 4.3 (continuación)

Resultados PowerFactory®			Error Relativo FACTS-PF	
Barra	V	θ	e_{relV}	$e_{rel\theta}$
#	[p.u.]	[Deg]	%	%
9	1.055932	-14.938513	0.000	0.005
10	1.050985	-15.097280	0.000	0.005
11	1.056907	-14.790615	0.000	0.005
12	1.055189	-15.075577	0.000	0.005
13	1.050382	-15.156269	0.000	0.005
14	1.035530	-16.033637	0.000	0.005

A partir de los resultados mostrados en la Tabla 4.3, se observa que tanto el programa FACTS-PF como el software PowerFactory®, presentan los mismos resultados en cuanto a la magnitud del voltaje en por unidad. El porcentaje de error relativo en el ángulo no supera el 0.01% y puede deberse a la diferencia del manejo de los últimos decimales en la transformación de radianes a grados entre los dos programas, sin embargo no altera el resultado final puesto que la diferencia entre los valores se presenta en la cifra significativa más baja de un número de seis decimales.

4.2.2 CASO 2: FLUJO DE POTENCIA CON AUMENTO DE CARGA

Para este caso, se modifican las condiciones originales de la red IEEE de 14 barras, de tal manera que todas las cargas incrementan su valor en un 40%. Este es el caso de estudio base para la aplicación de los FACTS en un sistema de potencia. A continuación se presentan los resultados de magnitudes y ángulos de voltajes y de la potencia generada en cada barra:

Tabla 4.4: Resultados de Voltajes y Potencias generadas del programa FACTS-PF para el Caso 2

Barra	V	θ	P_G	Q_G
#	[p.u.]	[Deg]	[MW]	[MVar]
1	1.060000	0.000000	353.017	46.875
2	1.011110	-7.435289	40.000	50.000
3	0.952887	-19.352404	0	40.000
4	0.960293	-15.417383	0	0
5	0.967276	-13.058608	0	0
6	1.006086	-21.732929	0	24.000
7	0.994478	-20.237036	0	0
8	1.035312	-20.237036	0	24.000
9	0.978385	-22.779401	0	0
10	0.972022	-23.053730	0	0
11	0.983581	-22.595930	0	0
12	0.983130	-23.099329	0	0
13	0.975326	-23.216622	0	0
14	0.949433	-24.615639	0	0

4.2.2.1 Validación de los resultados

Para este caso se realiza la comparación con los resultados obtenidos tanto del software DlgSILENT PowerFactory® como del software BCP NEPLAN®. Se añade éste último debido, a que contiene modelos de dispositivos FACTS más específicos

y más completos para análisis en estado estable que PowerFactory®. Por ende, los resultados de un flujo de potencia normal calculado con el programa FACTS-PF también deben ser validados con NEPLAN®.

Tabla 4.5: Resultados de Voltaje del paquete PowerFactory® para el Caso 2 y error relativo del programa FACTS-PF

Resultados PowerFactory®			Error Relativo FACTS-PF	
Barra	V	θ	e_{relV}	$e_{rel\theta}$
#	[p.u.]	[Deg]	%	%
1	1.060000	0	0.000	0.000
2	1.011110	-7.435269	0.000	0.000
3	0.952887	-19.352388	0.000	0.000
4	0.960293	-15.417368	0.000	0.000
5	0.967276	-13.058593	0.000	0.000
6	1.006086	-21.732916	0.000	0.000
7	0.994478	-20.237023	0.000	0.000
8	1.035312	-20.237023	0.000	0.000
9	0.978385	-22.779388	0.000	0.000
10	0.972022	-23.053717	0.000	0.000
11	0.983581	-22.595918	0.000	0.000
12	0.983129	-23.099316	0.000	0.000
13	0.975326	-23.216610	0.000	0.000
14	0.949432	-24.615628	0.000	0.000

Tabla 4.6: Resultados de Voltaje del paquete NEPLAN® para el caso 2 y error relativo del programa FACTS-PF

Resultados NEPLAN®			Error Relativo FACTS-PF	
Barra	V	θ	e_{relV}	$e_{rel\theta}$
#	[p.u.]	[Deg]	%	%
1	1.060000	0	0.000	0.000
2	1.011108	-7.43527	0.000	0.000
3	0.952887	-19.3524	0.000	0.000
4	0.960292	-15.4173	0.000	0.001
5	0.967276	-13.0586	0.000	0.000
6	1.006085	-21.7329	0.000	0.000
7	0.994478	-20.2370	0.000	0.000
8	1.035311	-20.2370	0.000	0.000
9	0.978384	-22.7794	0.000	0.000
10	0.972021	-23.0537	0.000	0.000
11	0.983580	-22.5959	0.000	0.000
12	0.983129	-23.0993	0.000	0.000
13	0.975325	-23.2166	0.000	0.000
14	0.949432	-24.6156	0.000	0.000

Como se esperaba, los resultados de los tres programas computacionales son prácticamente los mismos. Cabe recalcar que la versión de NEPLAN® usada

solamente permite mostrar seis cifras significativas para los ángulos, por ende para valores de ángulos que tienen dos números enteros, el número máximo de decimales que se calcula son 4, lo que disminuye su precisión con respecto a los programas FACTS-PF y PowerFactory®.

4.2.2.2 Análisis de resultados

De acuerdo con los resultados presentados en la Tabla 4.4, cuando la demanda de la carga ha sido incrementada un 40%, el perfil de voltaje del sistema se reduce considerablemente con respecto al Caso 1, como se puede ver en la Figura 4.3. El incremento de la carga a ese nivel, conlleva a que todas las unidades de generación trabajen en su límite de inyección de potencia reactiva, por lo que pasan a trabajar como PQ en lugar de PV, ya que no pueden satisfacer sus consignas de voltaje. Además, se puede observar que el voltaje de la barra 14 es menor a 0.95, lo cual significa que esta barra tiene un nivel de voltaje crítico.

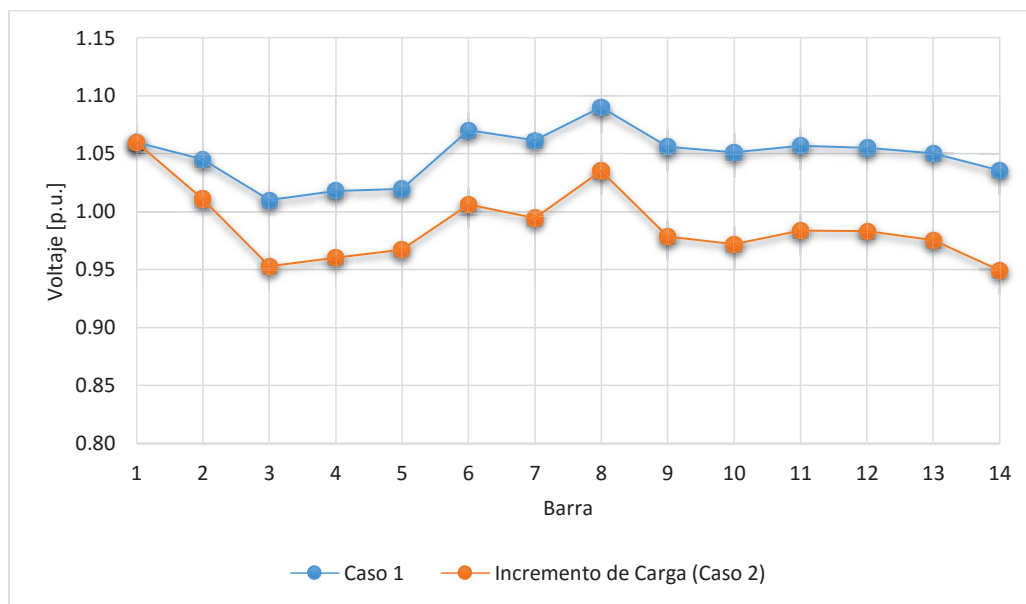


Figura 4.3: Perfil de voltaje de los Casos 1 y 2

4.2.3 CASO 3: SVC EN LA RED IEEE DE 14 BARRAS

Para este caso se añade un SVC en la barra 14 de la red del Caso 2, como se puede ver en la Figura 4.4, ya que su nivel de voltaje se encuentra por debajo de un nivel seguro de operación. Los parámetros de este SVC se encuentran listados en la Tabla 4.7.

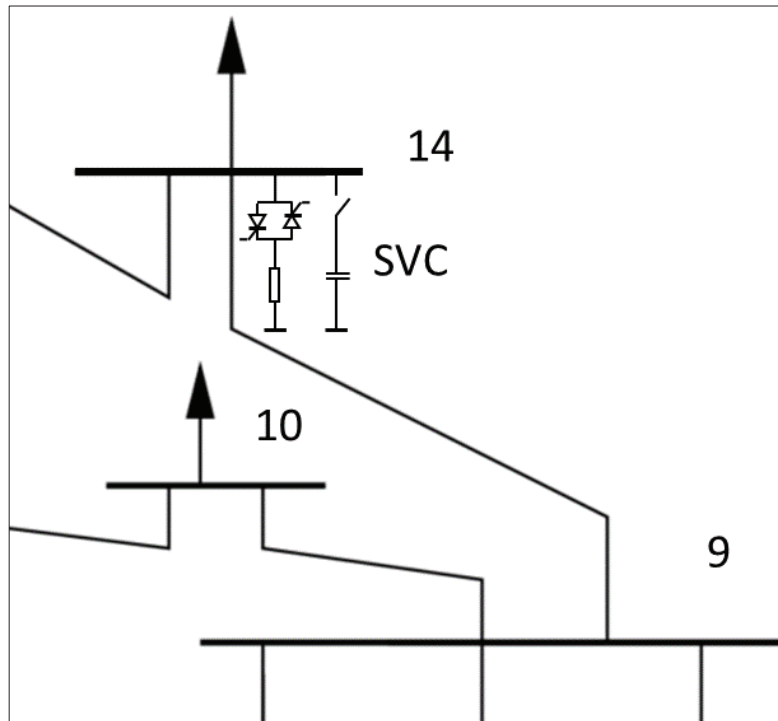


Figura 4.4: Ubicación del SVC para el Caso 3

Tabla 4.7: Parámetros del SVC para el Caso 3

Parámetro	Valor	Unidad
Reactancia Inductiva total	0.066	p.u.
Reactancia Capacitiva total	0.833	p.u.
Modo de Control	Voltaje - Local	-
Consigna de Voltaje	1.00	p.u.
Potencia Reactiva Máxima (Inductiva)	100	MVAr
Potencia Reactiva Máxima (Capacitiva)	150	MVAr
Rango de Operación de α	90°-180°	-

En la Tabla 4.8 se presentan los resultados de magnitudes y ángulos de los voltajes del sistema y las potencias activa y reactiva generadas en las barras de generación, obtenidos del programa FACTS-PF:

Tabla 4.8: Resultados de Voltajes y Potencias generadas del programa FACTS-PF para el Caso 3

Barra	V	θ	P_G	Q_G
#	[p.u.]	[Deg]	[MW]	[MVA _r]
1	1.060000	0.000000	352.24	30.357
2	1.017335	-7.470410	40.00	50.000
3	0.963851	-19.197713	0	40.000
4	0.974281	-15.408125	0	0
5	0.980064	-13.084464	0	0
6	1.033976	-21.392342	0	24.000
7	1.019263	-20.039461	0	0
8	1.059177	-20.039461	0	24.000
9	1.009068	-22.442839	0	0
10	1.002548	-22.690832	0	0
11	1.012959	-22.235046	0	0
12	1.014259	-22.720624	0	0
13	1.008882	-22.927056	0	0
14	1.000000	-24.641749	0	0

A continuación se presentan los resultados del dispositivo SVC

Tabla 4.9: Resultados de las variables del SVC del programa FACTS-PF para el Caso 3

Barra	V	α_{TCR}	B_{SVC}	Q_{SVC}
#	[p.u.]	[Deg]	[p.u.]	[MVar]
14	1.0000	147.6510	0.1147	-11.472

4.2.3.1 Validación de resultados

Considerando que se ha demostrado que los resultados del cálculo de flujos de potencia del programa FACTS-PF son confiables, se presenta a partir de ahora el cálculo de errores solamente para las dos barras donde se presenta el máximo error relativo de voltaje y el máximo error relativo de ángulo respectivamente. Se realiza además la comparación de los resultados de las variables de los dispositivos FACTS, en este caso del SVC, obtenidas del programa FACTS-PF con los dos paquetes de referencia PowerFactory® y NEPLAN®.

Tabla 4.10: Máximos errores de Voltaje y Ángulo con respecto a PowerFactory® para el Caso 3

Resultados PowerFactory®			Error Relativo FACTS-PF	
Barra	V	θ	e_{relV}	$e_{rel\theta}$
#	[p.u.]	[Deg]	%	%
2	1.017335	-7.470391	0.000	0.00025
10	1.002547	-22.690819	0.0001	0.000

Tabla 4.11: Máximos errores de Voltaje y Ángulo con respecto a NEPLAN® para el Caso 3

Resultados NEPLAN®			Error Relativo FACTS-PF	
Barra	V	θ	e_{relV}	$e_{rel\theta}$
#	[p.u.]	[Deg]	%	%
3	0.963850	-19.1977	0.0001	0.0001
5	0.980063	-13.0844	0.0001	0.0004

Los resultados de magnitudes y ángulos de los voltajes del programa FACTS-PF son válidos, ya que los porcentajes de error máximo muy pequeños y no superan el 1/10000%, por ende pueden ser despreciados. A continuación se presenta la comparación de las variables del SVC obtenidas en los softwares de referencia con las obtenidas en el programa FACTS-PF, presentadas anteriormente en la Tabla 4.9.

Tabla 4.12: Comparación de resultados de las variables del SVC del caso 3

Parámetro	Unidad	PowerFactory®	$\%e_{relV}$	NEPLAN®	$\%e_{relV}$
V	[p.u.]	1.0000	0.0	1.0000	0.0
α_{SVC}	[Deg]	-	-	-	-
B_{SVC}	[p.u.]	0.1147	0.0	0.1147	0.00
Q_{SVC}	[MVA _r]	-11.472	0.0	-11.472	0.0

Los modelos equivalentes de un SVC para NEPLAN® (bloque SVC con control de voltaje local) y PowerFactory® (bloque SSV con control de voltaje local) no realizan el cálculo del ángulo de disparo del TCR, por ende no puede realizarse una comparación entre estas magnitudes.

4.2.3.2 Análisis de los resultados

En este caso, todos los generadores operan en su límite de máxima inyección de potencia reactiva (sobre excitación). El efecto del SVC sobre el perfil de voltaje del sistema se muestra en la Figura 4.5. Como se puede observar, la inyección de potencia del SVC tiene una influencia positiva sobre el voltaje de todas las barras del sistema. Además, para satisfacer la condición de voltaje de 1.00 p.u. en la barra 14, el TCR se fija en un ángulo de 147.65° , lo que significa que tiene capacidad disponible para inyectar una mayor magnitud de potencia reactiva (hasta 180°)

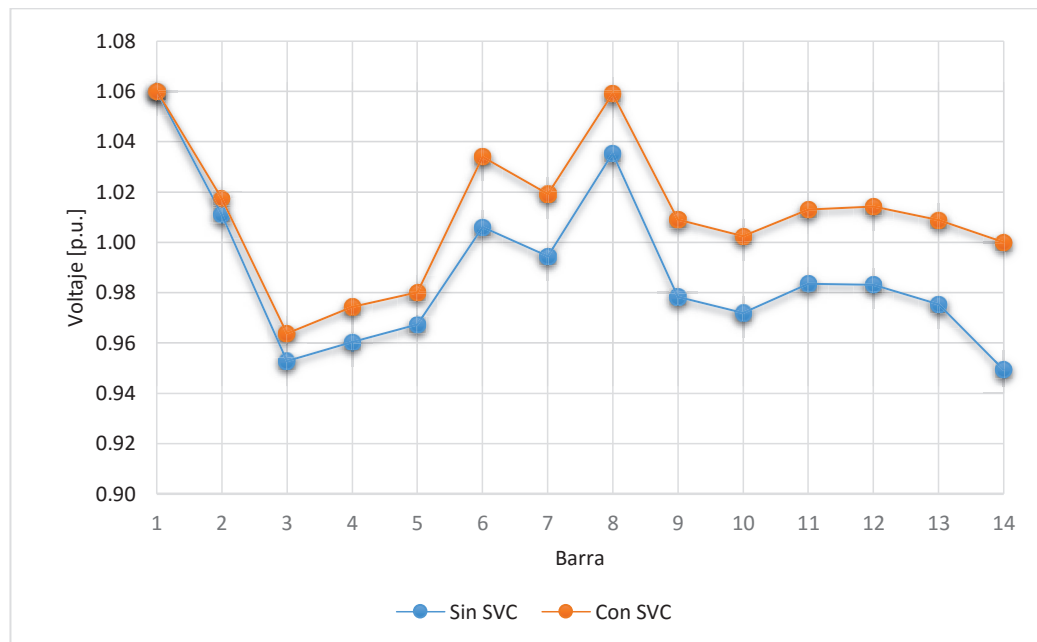


Figura 4.5: Perfil de voltaje del sistema del Caso 3 con y sin SVC

4.2.4 CASO 4: STATCOM EN LA RED IEEE DE 14 BARRAS

Para este caso se utiliza la misma red del ejemplo anterior, pero en lugar de un SVC se coloca un STATCOM en la barra 14 como se puede ver. A pesar de que el STATCOM tiene el mismo principio de compensación que el SVC, los resultados del flujo de potencia varían ligeramente ya que este controlador absorbe una pequeña cantidad de potencia activa debido a las pérdidas como se mencionó en secciones anteriores.

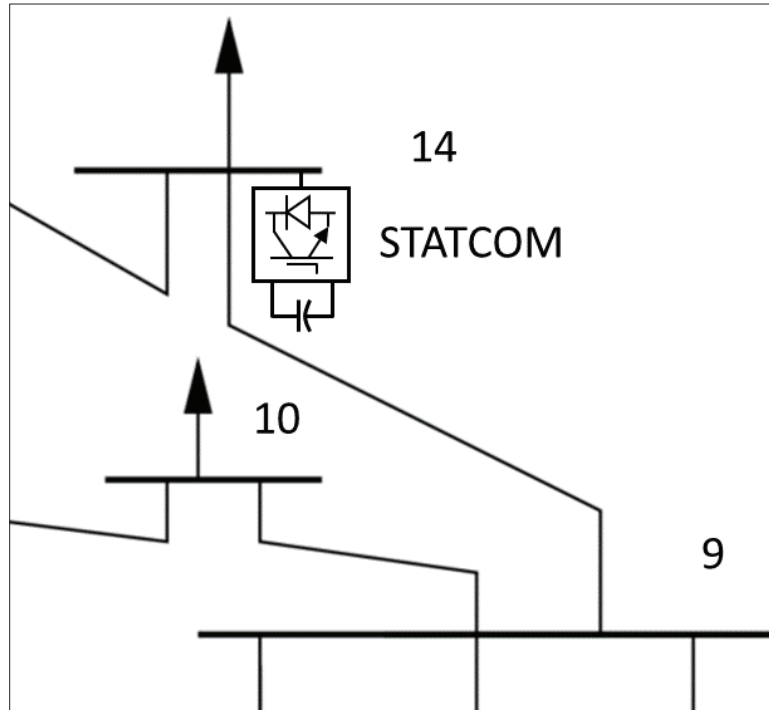


Figura 4.6: Ubicación del STATCOM para el Caso 4

Los parámetros del STATCOM para este caso son listados en la Tabla 4.13:

Tabla 4.13: Parámetros del STATCOM para el Caso 4

Parámetro	Valor	Unidad
Resistencia del rectificador	0.01	p.u.
Reactancia del rectificador	0.10	p.u.
Modo de Control	Voltaje - Local	-
Pérdidas de conmutación	100	kW
Voltaje DC	1.4142	p.u.
Potencia Reactiva Máxima (inductiva)	50	MVAr
Potencia Reactiva Inductiva (capacitiva)	100	MVAr

A continuación en la Tabla 4.14, se presentan los resultados de magnitudes y ángulos de voltajes y potencias generadas para este caso, obtenidas del programa FACTS-PF.

Tabla 4.14: Resultados de Voltajes y Potencias generadas del programa FACTS-PF para el Caso 4

Barra	V	θ	P_G	Q_G
#	[p.u.]	[Deg]	[MW]	[MVA _r]
1	1.06	0	352.379	30.408
2	1.017306	-7.473148	40.000	50.000
3	0.963811	-19.203173	0	40.000
4	0.974236	-15.414993	0	0
5	0.980021	-13.090614	0	0
6	1.033968	-21.405829	0	24.000
7	1.019241	-20.05171	0	0
8	1.059155	-20.05171	0	24.000
9	1.009064	-22.457775	0	0
10	1.002542	-22.705519	0	0
11	1.012952	-22.249144	0	0
12	1.014256	-22.735737	0	0
13	1.008871	-22.943881	0	0
14	1	-24.669967	0	0

En la Tabla 4.15 se presentan los resultados de las variables del STATCOM, obtenidas del programa FACTS-PF para el Caso 4.

Tabla 4.15: Resultados de las variables del STATCOM del programa FACTS-PF

Barra	V	m'_a	U_{VSC}	ϕ_{VSC}	Q_{SSC}	P_{LOSS}
#	[p.u.]	-	[p.u.]	[Deg]	[MVar]	[MW]
14	1.000	0.7153	1.01153	-24.7417	-11.536	0.113

4.2.4.1 Validación de resultados

En esta sección se presentan los errores máximos de voltaje y ángulo del programa FACTS-PF con respecto a los programas de referencia para el Caso 4:

Tabla 4.16: Máximos errores de Voltaje y Ángulo con respecto a PowerFactory® para el caso 4

Resultados PowerFactory®			Error Relativo FACTS-PF	
Barra	V	θ	e_{relV}	$e_{rel\theta}$
#	[p.u.]	[Deg]	%	%
2	1.017306	-7.473129	0.0000	0.00025

Tabla 4.17: Máximos errores de Voltaje y Ángulo con respecto a NEPLAN® para el Caso 4

Resultados NEPLAN®			Error Relativo FACTS-PF	
Barra	V	θ	e_{relV}	$e_{rel\theta}$
#	[p.u.]	[Deg]	%	%
4	0.974235	-15.4149	0.0001	0.0006

Para el Caso 4, los errores se reducen considerablemente. No existe error relativo de las magnitudes de voltaje del programa FACTS-PF en comparación con PowerFactory®, por lo que solo se presenta el máximo error de ángulo, que se obtiene en la barra 2. Para el caso de NEPLAN®, el máximo error de voltaje y el máximo error de ángulo se presentan en la misma barra (barra 4). Como se puede apreciar, los errores son lo suficientemente bajos para que puedan ser despreciados. De la misma manera que para los casos anteriores, los errores se deben a la precisión de los últimos decimales de los tres programas. En la Tabla 4.18, se muestra el cálculo de los errores para las variables calculadas del STATCOM (Tabla 4.15) con respecto al software de referencia.

Tabla 4.18: Comparación de resultados de las variables del STATCOM del Caso 4

Parámetro	Unidad	PowerFactory®	$\%e_{relV}$	NEPLAN®	$\%e_{relV}$
V	[p.u.]	1.000	0.00	1.000	0.00
m'_a	-	-	-	-	-
U_{VSC}	[p.u.]	-	-	-	-
ϕ_{VSC}	[Deg]	-	-	-24.736	0.024
Q_{SSC}	[MVar]	-11.536	0.00	-11.537	0.009
P_{LOSS}	[MW]	0.113	0.00	0.113	0.00

Los modelos de STATCOM equivalentes para PowerFactory® (bloque PWM – 1 conexión DC, en control Vac – Vdc local) y NEPLAN® (bloque PWM en control UAC y UD) no calculan las variables m'_a ni el valor del voltaje generado por el VSC U_{VSC} lo cual no permite que sus errores puedan ser calculados. Como se observa, los errores del resto de magnitudes son bajos y en algunos casos nulos. El error más alto se obtiene en el ángulo de desfase del VSC ϕ_{VSC} , y puede deberse a la precisión de los decimales, puesto que el software NEPLAN® solo calcula esta magnitud con 3 decimales de precisión, por ende el programa FACTS-PF debió ser

configurado de la misma manera para que la comparación se realice en igualdad de condiciones.

4.2.4.2 Análisis de resultados

Al igual que en el caso anterior, a partir de la Tabla 4.14, se puede observar que las unidades de generación están actuando sobre sus límites de sobre excitación por lo que no pueden cumplir sus consignas de voltaje. El efecto del STATCOM sobre el perfil de voltaje puede observarse en la Figura 4.7. Al igual que la red del caso anterior, la presencia del STATCOM mejora el perfil de voltaje en toda la red, sin embargo, las pérdidas de potencia debido este dispositivo conllevan a que los voltajes se encuentren ligeramente más bajos que en el caso anterior.

El controlador STATCOM, que es modelado como un convertidor VSC trifásico de dos niveles, se encuentra operando con un factor modulación de amplitud m'_a de 0.7153, por lo que tiene un rango disponible (hasta $m'_a = 1.0$) para inyectar un valor mayor de potencia reactiva.

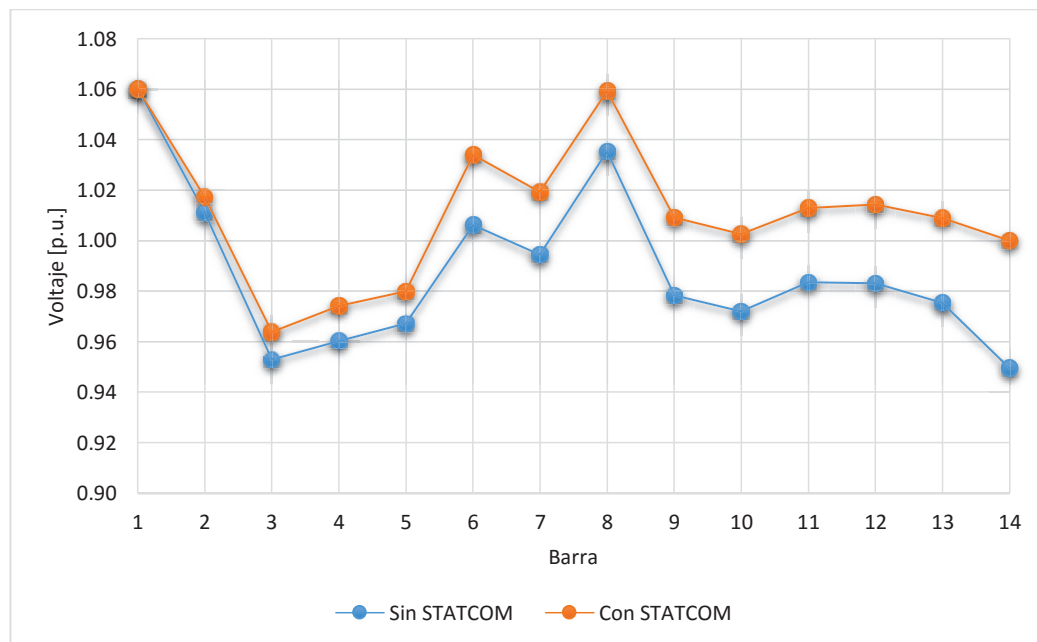


Figura 4.7: Perfil de voltaje del sistema del Caso 4 con y sin STATCOM

4.2.5 CASO 5: TCSC EN LA RED IEEE DE 14 BARRAS

En este caso se añade un controlador TCSC en la línea 5-4 del lado de la barra 5. El primer extremo del TCSC se conecta en la barra 5 mientras que para la conexión del otro extremo se añade una barra auxiliar 15 como se puede ver en la Figura 4.8. De esta manera, la línea original 5-4 pasa a ser 15-4. Este TCSC trabaja en modo de control de potencia activa de tal manera que se incremente el flujo de potencia hasta 100 MW.

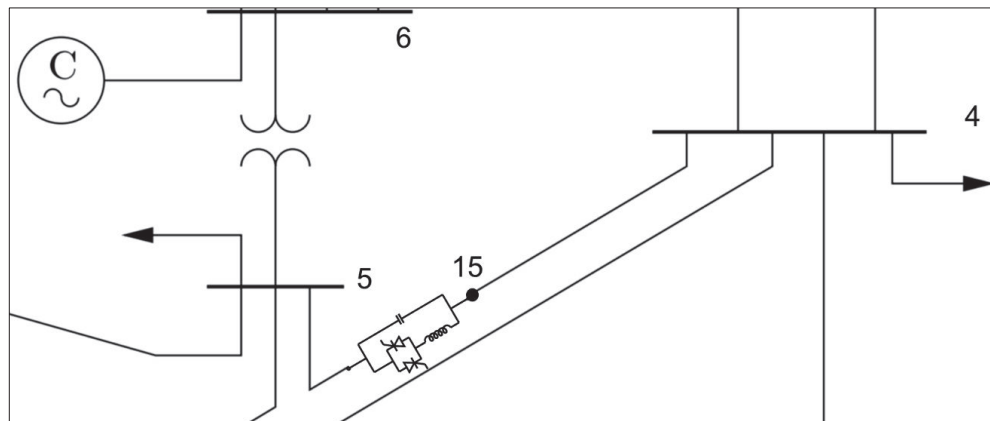


Figura 4.8: Ubicación del TCSC para el Caso 5

Los parámetros del TCSC para este caso son los siguientes:

Tabla 4.19: Parámetros del TCSC para el Caso 5

Parámetro	Valor	Unidad
Reactancia Inductiva	1.0325×10^{-3}	p.u.
Reactancia Capacitiva	1.5752×10^{-2}	p.u.
Modo de Control	Flujo de Potencia	-
Consigna de P	100	kW
Rango de operación inductivo	90-140	Deg
Rango de operación capacitivo	150-180	Deg
Ángulo de resonancia	145	Deg

En la Tabla 4.20, se presenta los resultados de magnitudes y ángulos de los voltajes de las barras del sistema y las potencias generadas en las barras de generación, obtenidos del programa FACTS-PF para la red del Caso 5. En la Tabla 4.21 se presentan los resultados de las variables del TCSC para el mismo caso.

Tabla 4.20: Resultados de Voltajes y Potencias generadas del programa FACTS-PF para el Caso 5

Barra	V	θ	P_G	Q_G
#	[p.u.]	[Deg]	[MW]	[MVA_r]
1	1.060000	0.000000	353.053	43.568
2	1.012368	-7.307793	40.000	50.000
3	0.953368	-18.819898	0	40.000
4	0.960064	-14.513767	0	0
5	0.971381	-13.597504	0	0
6	1.008432	-21.795963	0	24.000
7	0.995602	-19.561631	0	0
8	1.036393	-19.561631	0	24.000
9	0.980517	-22.217732	0	0
10	0.974333	-22.600236	0	0
11	0.986055	-22.397150	0	0
12	0.985436	-23.114327	0	0
13	0.977833	-23.186726	0	0
14	0.951810	-24.277014	0	0

Tabla 4.21: Resultados de las variables del TCSC del programa FACTS-PF

Barra		α_{TCSC}	X_{TCSC}	X_{ZONE}	P_{TCSC}
Desde	Hasta	[Deg]	[p.u.]	-	[MW]
5	15	160.481	0.02958	Capacitiva	100

4.2.5.1 Validación de resultados

Para este caso, los resultados de las variables de estado del cálculo de flujos de potencia del programa FACTS-PF, incluyendo las variables del controlador TCSC, se validan solamente con el software NEPLAN®, ya que en PowerFactory® no existe un modelo de TCSC o de un dispositivo equivalente que permita el control automático del flujo de potencia. Sin embargo, a partir de los resultados del programa FACTS-PF, puede modelarse en PowerFactory® una impedancia en serie con la línea y comprobar que efectivamente se tiene las mismas condiciones que con un TCSC. A continuación se presenta los errores relativos máximos de ángulo y voltaje con respecto a NEPLAN®.

Tabla 4.22: Máximos errores de Voltaje y Ángulo con respecto a NEPLAN® para el caso 5

Resultados NEPLAN®		Error Relativo FACTS-PF		
Barra	V	θ	e_{relV}	$e_{rel\theta}$
#	[p.u.]	[Deg]	%	%
5	0.971381	-13.5974	0.0000	0.0008
12	0.985434	-23.1143	0.0002	0.0001

Los errores máximos de voltaje y ángulo se obtienen en las barras 12 y 5 respectivamente. Estos errores se deben a la precisión de los últimos decimales y son tan bajos que pueden ser despreciados.

Tabla 4.23: Comparación de resultados de las variables del TCSC para el Caso 5

Parámetro	Unidad	NEPLAN®	% e_{relV}
α_{TCSC}	[p.u.]	1.000	0.00
X_{TCSC}	[p.u.]	0.02958	0.00
P_{TCSC}	[p.u.]	100	0.00

El modelo del TCSC incluido en el software NEPLAN® (bloque TCSC), es similar al presentado en este proyecto y el cual es modelado en el programa FACTS-PF por lo que se obtienen los mismos resultados en cuanto a sus variables. Cabe mencionar que para modelar el TCSC en NEPLAN® se utilizó los mismos datos de la Tabla 4.19 pero convertidos a valores reales para un voltaje del sistema de 138 kV y una potencia base de 100 MVA, por lo tanto, la reactancia total X_{TCSC} obtenida, se encuentra en valores reales y es igual a 5.633 Ω .

4.2.5.2 Análisis de resultados

Con la posibilidad de controlar el flujo de potencia por una línea mediante un TCSC, en la red del Caso 5, se logra incrementar el flujo de potencia por la Línea 15-4 (originalmente Línea 5-4) desde 87.65 MW hasta 100 MW. En la Tabla 4.24 se muestra la variación porcentual de los flujos de potencia en las líneas cercanas a la Línea 15-4, en la cual se instaló el TCSC.

Tabla 4.24: Variación porcentual de los flujos de potencia iniciales al instalarse un TCSC.

Barra		ΔP	ΔQ
Desde	Hasta	%	%
15	4	14.091	80.839
1	5	3.789	-7.286
1	2	-1.721	-6.762

Tabla 4.24 (continuación)

Barra		ΔP	ΔQ
Desde	Hasta	%	%
2	5	10.168	-38.798
2	4	-8.376	31.561
4	3	8.779	15.633

Forzar a la Línea 15-4 a llevar 100 MW, significa que toda su capacidad pueda ser aprovechada, además que permite descargar otras líneas que pudiesen estar en su límite de cargabilidad. De acuerdo con la topología del sistema y las direcciones previas de los flujos de potencia, hacía evidente que un incremento en el flujo de la línea controlada por el TCSC, conllevaría a que la línea 2-4 reduzca su cargabilidad. También existe influencia sobre el perfil de voltaje, el cual es mínimo pero suficiente para que el voltaje de la barra 14 se incremente desde 0.949 hasta 0.952.

4.2.6 CASO 6: RED IEEE DE 14 BARRAS CON SVC, STATCOM Y TCSC

En este caso, se incluye un SVC, un STATCOM y un TCSC en la red IEEE de 14 barras con las condiciones de carga del Caso 2 y modificando la red de tal manera que el compensador sincrónico de la barra 6 se encuentre fuera de servicio. De acuerdo al perfil de voltaje del Caso 2, la compensación reactiva en derivación se hará en la barra 14, por las razones expuestas anteriormente y en la barra 4, cuyo valor de voltaje también es bajo y cuyas barras cercanas tienen así mismo voltajes menores a 1.00 p.u. El STATCOM se coloca en la barra 4 y el SVC en la barra 14. Esto debido a que el STATCOM produciría menos pérdidas de potencia activa en las líneas si está conectado más cercano a la generación. El TCSC se mantiene entre las barras 5 y 15, en serie con la línea 15-4. El diagrama de la red con los tres controladores FACTS es mostrado en la Figura 4.9.

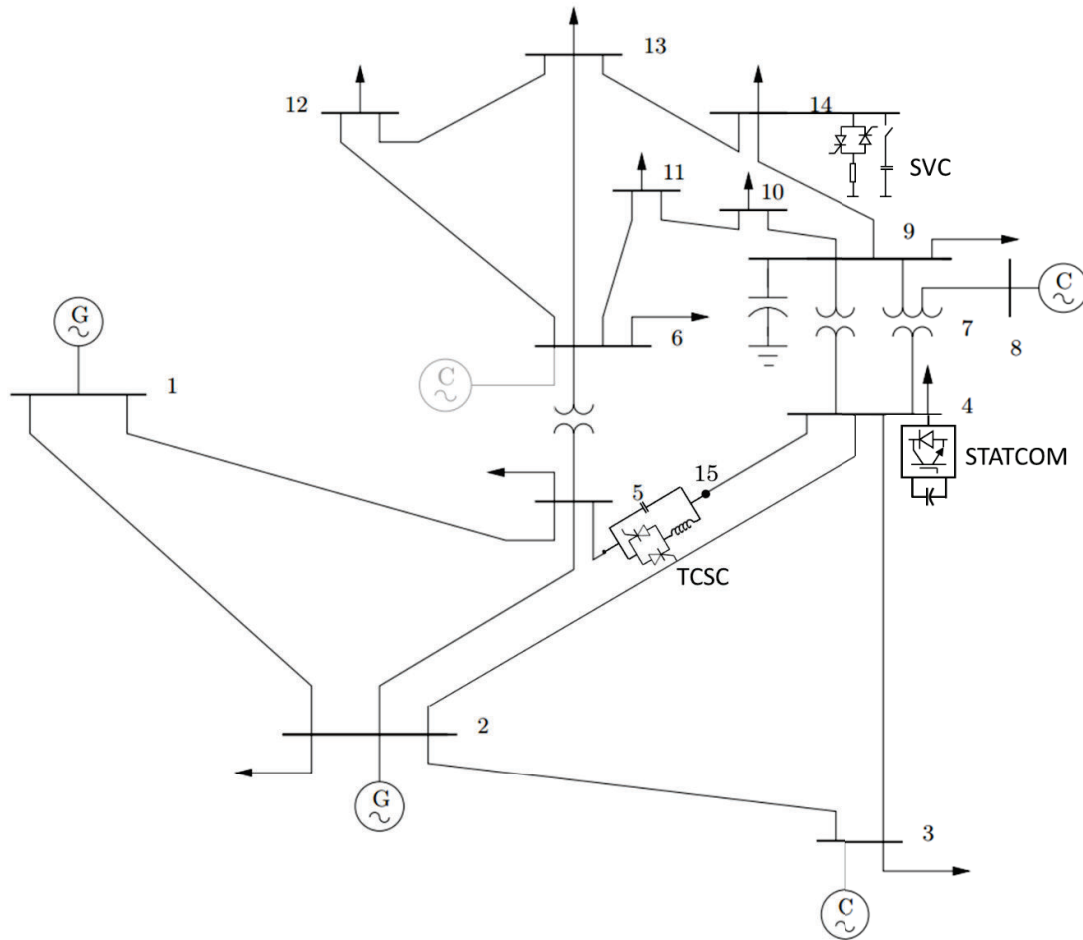


Figura 4.9: Sistema IEEE de 14 barras con los conversores FACTS: SVC, STATCOM y TCSC

Los parámetros de los controladores se mantienen iguales a los presentados en la Tabla 4.7, Tabla 4.13 y Tabla 4.19. La consigna de voltaje del SVC es cambiada de 1.00 p.u a 1.02 p.u. En la Tabla 4.25 se presentan los resultados de voltajes y ángulos de las barras del sistema, y la potencia generada en las barras de generación, obtenidos del programa FACTS-PF para este caso. Más adelante en la Tabla 4.26, Tabla 4.27 y Tabla 4.28 se presentan los resultados de las variables de los dispositivos FACTS: SVC, STATCOM y TCSC, respectivamente.

Tabla 4.25: Resultados de Voltajes y Potencias generadas del programa FACTS-PF para el caso 6

Barra	V	θ	P_G	Q_G
#	[p.u.]	[Deg]	[MW]	[MVA_r]
1	1.060000	0.000000	352.245	-1.571
2	1.029415	-7.472665	40.000	50.000
3	0.984257	-18.609057	0	40.000
4	1.000000	-14.843384	0	0
5	1.005361	-13.559763	0	0
6	1.027763	-21.120865	0	0
7	1.040838	-19.576060	0	0
8	1.079983	-19.576060	0	24.000
9	1.028832	-22.048359	0	0
10	1.017972	-22.322627	0	0
11	1.017904	-21.931820	0	0
12	1.011023	-22.450696	0	0
13	1.008663	-22.715642	0	0
14	1.020000	-24.507565	0	0
15	0.993373	-12.070262	0	0

Tabla 4.26: Resultados de las variables del SVC del programa FACTS-PF para el Caso 6

Barra	V	α_{TCR}	B_{SVC}	Q_{SVC}
#	[p.u.]	[Deg]	[p.u.]	[MVar]
14	1.02	141.5042	0.1675	-17.427

Tabla 4.27: Resultados de las variables del STATCOM del programa FACTS-PF para el Caso 6

Barra	V	m'_a	U_{VSC}	ϕ_{VSC}	Q_{SSC}	P_{LOSS}
#	[p.u.]	-	[p.u.]	[Deg]	[MVar]	[MW]
4	1.000	0.7386	1.04452	-15.1041	-44.537	0.298

Tabla 4.28: Resultados de las variables del TCSC del programa FACTS-PF para el Caso 6

Barra		α_{TCSC}	X_{TCSC}	X_{ZONE}	P_{TCSC}
Desde	Hasta	[Deg]	[p.u.]	-	[MW]
5	15	161.2668	0.02596	Capacitiva	100.00

4.2.6.1 Validación de resultados

Los resultados obtenidos del programa FACTS-PF se validan solamente con el paquete NEPLAN®, ya que sus modelos de los dispositivos FACTS se asemejan de mejor manera a los del programa FACTS-PF. A continuación, en la Tabla 4.29 se presentan los máximos errores relativos de magnitud y ángulo de voltaje del programa FACTS-PF con relación al software de referencia.

Tabla 4.29: Máximos errores de Voltaje y Ángulo con respecto a NEPLAN® para el Caso 6

Resultados NEPLAN®			Error Relativo FACTS-PF	
Barra	V	θ	e_{relV}	$e_{rel\theta}$
#	[p.u.]	[Deg]	%	%
4	1.00000	-14.8433	0.0000	0.0006
5	1.00536	-13.5597	0.0001	0.0005

Como se puede observar, los errores relativos máximos para el Caso 6 son bajos y pueden ser despreciados. Al igual que los casos anteriores, los errores se justifican debido a la precisión de los últimos decimales, sobre todo en el ángulo, ya que en NEPLAN® se calculan hasta 4 decimales como se había mencionado anteriormente. A continuación se presenta el cálculo de errores de las variables de los FACTS para este caso.

Tabla 4.30: Cálculo de errores de las variables del SVC para el Caso 6

Parámetro	Unidad	NEPLAN®	$\%e_{relV}$
V	[p.u.]	1.020	0.0
α_{SVC}	[Deg]	-	-
B_{SVC}	[p.u.]	0.1675	0.00
Q_{SVC}	[MVar]	-17.427	0.0

Tabla 4.31: Cálculo de errores de las variables del TCSC para el Caso 6

Parámetro	Unidad	NEPLAN®	$\%e_{relV}$
α_{TCSC}	[p.u.]	161.27	0.002
X_{TCSC}	[p.u.]	0.02596	0.000
P_{TCSC}	[p.u.]	100	0.000

Tabla 4.32: Cálculo de errores de las variables del STATCOM para el Caso 6

Parámetro	Unidad	NEPLAN®	$\%e_{relV}$
V	[p.u.]	1.000	0.00
m'_a	-	-	-
U_{VSC}	[p.u.]	-	-
ϕ_{VSC}	[Deg]	-15.0985	0.0004
Q_{SSC}	[MVA _r]	-44.538	0.009
P_{LOSS}	[MW]	0.298	0.002

4.2.6.2 Análisis de resultados

En la Figura 4.10 se observa la influencia de los dispositivos FACTS en la red IEEE de 14 barras, cuya demanda se ha incrementado en un 40% y además tiene fuera de servicio el compensador sincrónico de la barra 6. Como se puede observar, cuando no existen controladores FACTS la mayor parte de los voltajes caen por debajo de 0.95 por unidad, lo que significa que esta red no podría operar si perdiera una de sus unidades de generación, lo cual comprometería la integridad del sistema. La compensación reactiva en paralelo lleva al sistema de prueba a un punto de operación estable donde la todos los voltajes se encuentran muy por

encima del límite de operación segura. De igual manera que el caso anterior, el TCSC incrementa la magnitud del flujo de manera que se aproveche de mejor manera la capacidad de una línea de transmisión a la vez que descarga otras líneas que pudieran estar en su límite de cargabilidad.

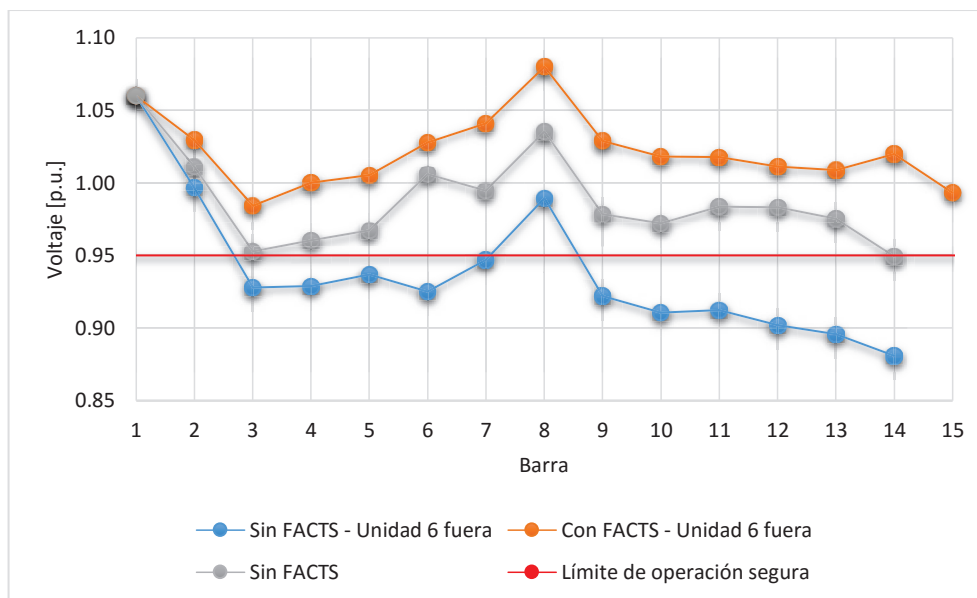


Figura 4.10: Perfil de voltaje de la red del Caso 6 con y sin FACTS

4.2.7 CASO 7: SISTEMA HVDC-VSC EN EL SISTEMA DE 2 ÁREAS AC

En este caso se presenta la aplicación del sistema HVDC-VSC de dos terminales en el sistema de dos áreas AC presentado en la sección 4.1.2 y cuyo diagrama esquemático se observa en la Figura 4.11. Para este caso, la estación conectada a la barra 3 actúa como rectificador del flujo y controlador maestro mientras que la estación de la barra 4 actúa como inversor del flujo y controlador esclavo. El controlador maestro mantiene fijo el valor del flujo de potencia activa programado en la salida del rectificador, mientras que el esclavo mantiene fijo el voltaje DC del sistema.

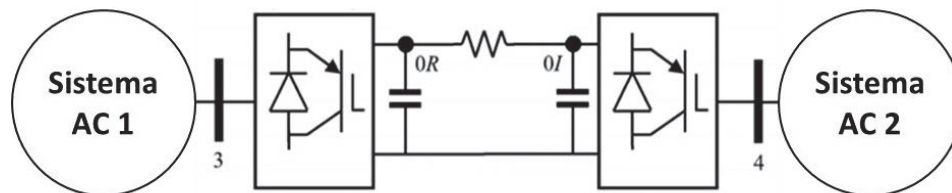


Figura 4.11: Diagrama esquemático del sistema de dos áreas AC

Ambas estaciones se consideran iguales y sus parámetros se listan en la Tabla 4.33. Cada estación controla el voltaje de su respectiva barra AC a 1.00 por unidad. Cada área AC tiene su respectivo generador de referencia y están ubicados en las barras 1 y 6 respectivamente.

Tabla 4.33: Parámetros de las estaciones del sistema HVDC-VSC

Parámetro	Valor	Unidad
Resistencia del rectificador/inversor	0.001	p.u.
Reactancia del rectificador/inversor	0.010	p.u.
Modo de Control AC rectificador/inversor	Voltaje - Local	-
Consigna de Voltaje AC rectificador/inversor	1.00	p.u
Pérdidas de conmutación	1.00	MW
Voltaje DC	1.4142	p.u.
Potencia Aparente	100	MVA
Resistencia de la línea DC	0.05	p.u

En la Tabla 4.34, se presenta los resultados de voltajes y potencias generadas, obtenidas del cálculo de flujos de potencia del Caso 7 en el programa FACTS-PF. En la Tabla 4.35 se presentan los resultados de los flujos de potencia por las ramas AC del sistema.

Tabla 4.34: Resultados de Voltajes y Potencias generadas del programa FACTS-PF para el Caso 7

Barra	V	θ	P_G	Q_G
#	[p.u.]	[Deg]	[MW]	[MVA _r]
1	1.020000	0.000000	164.502	-30.127
2	0.981478	-10.242104	0	0
3	1.000000	-12.123476	0	0
4	1.000000	-4.656622	0	0
5	0.981749	-6.390510	0	0
6	1.020000	0.000000	107.262	-11.514

Tabla 4.35: Resultados de los Flujos de Potencia por las ramas del sistema para el Caso 7

Barra		P_{send}	Q_{send}	P_{rec}	Q_{rec}	P_{loss}	Q_{loss}
Desde	Hasta	[MW]	[MVA _r]	[MW]	[MVA _r]	[MW]	[MVA _r]
1	2	164.502	-30.127	-151.146	50.827	13.356	20.7
2	3	51.146	-100.827	-51.146	109.605	0	8.777
6	5	107.262	-11.514	-101.699	16.628	5.563	5.113
5	4	-48.301	-66.628	48.301	71.057	0	4.429

En la Tabla 4.36 se presentan los resultados de las variables de los convertidores VSC del sistema HVDC. La variable $\Delta\phi_{VSC}$ es el ángulo de desfase interno del VSC con respecto al ángulo de la barra a la que está conectado cada convertidor.

Tabla 4.36: Resultados de las variables de los convertidores VSC-PWM del sistema HVDC del Caso 7

Convertidor	m'_a	V_{DC}	$\Delta\phi_{VSC}$	Q_{VSC}	P_{loss}
-	-	[p.u.]	[Deg]	[MVar]	[MW]
Rectificador	0.7145	1.41421	0.3522	-109.605	1.1463
Inversor	0.7215	1.39654	-0.2343	-71.057	1.0738

Los flujos de potencia, en MW, en el sistema HVDC-VSC de este caso, se muestran en la Figura 4.12. Un diagrama completo de los flujos de potencia en el sistema de dos áreas puede verse en el Anexo 3.

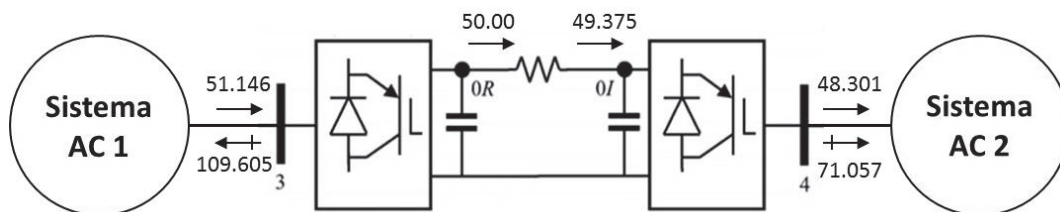


Figura 4.12: Diagrama esquemático de los flujos de potencia en el sistema HVDC.

4.2.7.1 Validación de los resultados

Para la validación de los resultados obtenidos del programa FACTS-PF, se utiliza solamente el software NEPLAN®, ya que el modelo de los convertidores VSC se asemeja más que el modelo de PowerFactory® al presentado en este proyecto de titulación. Al igual que en los casos anteriores, se presentan los errores de las dos barras donde se presenta el máximo error relativo de voltaje y ángulo respectivamente (si hubiere) con respecto a NEPLAN®. Además se calcula los errores para las variables de estado de los convertidores VSC del sistema HVDC con respecto al software de referencia.

Tabla 4.37: Máximos errores de Voltaje y Ángulo con respecto a NEPLAN® para el Caso 7

Resultados NEPLAN®			Error Relativo FACTS-PF
Barra	V	θ	$e_{rel\theta}$
#	[p.u.]	[Deg]	%
4	1.000	-14.8433	0.0021

Tabla 4.38: Cálculo de errores de las variables de los convertidores VSC para el Caso 7

Parámetro	Unidad	NEPLAN®	% e_{relV}	NEPLAN®	% e_{relV}
		Rectificador		Inversor	
m'_a	-	-	-	-	-
$\Delta\phi_{VSC}$	[Deg]	-0.34665		0.23985	
V_{DC}	[p.u.]	1.414213	0.0	1.396535	0.0
Q_{VSC}	[MVar]	-109.6042	0.0	-71.0573	0.0
P_{Loss}	[MW]	1.14528	0.07	1.0748	0.09

De acuerdo a los resultados de la Tabla 4.37, no existen errores relativos en las magnitudes de los voltajes de ninguna de las barras. El máximo error relativo de ángulo se presenta en la barra 4, sin embargo, es muy bajo y puede ser despreciado. En cuanto a las variables de los convertidores VSC, la variable m'_a no se calcula en el programa NEPLAN®, por lo que no puede realizarse el cálculo de errores. Se tiene un error relativamente bajo en el cálculo de las pérdidas internas de cada convertidor del sistema HVDC y se debe a la precisión de los últimos decimales

4.2.7.2 Análisis de resultados

El sistema HVDC de la Figura 4.11, permite el intercambio controlado de potencia activa a través de la línea de transmisión de corriente continua. Para este caso, el sistema AC 1 es programado para abastecer una parte de los 150 MW que tiene la carga en el sistema AC 2. Esto significa que la unidad de generación de referencia del área 2, no tiene que abastecer toda su demanda. Se considera que la unidad de generación del área 1 tiene la capacidad suficiente para abastecer los 50 MW que se programan en el extremo DC del rectificador (extremo de la línea de transmisión). Este flujo de potencia programado, se considera que es el máximo que es capaz de entregar el sistema AC 1, por ende a la carga del sistema AC 2 llega solamente 48.31 MW, debido a las pérdidas en los convertidores VSC de rectificación e inversión y la pérdida de potencia activa en la línea de transmisión DC.

Considerando que los elementos de cada uno de los sistemas AC tienen las mismas propiedades eléctricas (de acuerdo a los datos del sistema presentados en el Anexo 2) las pérdidas son mayores en el sistema AC 1 que en el AC 2, ya que por este circula una magnitud de potencia mayor. Esto se debe a que la potencia circulante por el sistema AC 1 está constituida por la potencia demandada localmente y por la potencia que se transfiere por el enlace DC. Para mantener los voltajes en valores seguros, se coloca el tap del transformador del sistema AC 1 en +5.0%, mientras que para el transformador del sistema AC 2 solo es necesario un tap de +2.5%. Nótese que para mantener los voltajes del sistema, los dos convertidores VSC deben entregar una gran cantidad de potencia reactiva.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- La incorporación de las variables de estado de los convertidores electrónicos de los dispositivos FACTS y de los sistemas de transmisión HVDC en el cálculo de flujos de potencia, permite observar y analizar el comportamiento de estos dispositivos en estado estable. Este es un proceso fundamental en el dimensionamiento de la capacidad de estos dispositivos en la etapa de planificación de un sistema de potencia, así como también en su posterior operación.
- Los dispositivos FACTS abren la puerta a una nueva forma de controlar y operar los sistemas eléctricos de potencia, de tal manera que se supere ampliamente las limitaciones propias de los mismos. Por esta razón, este tipo de tecnologías deben ser consideradas en la planificación a largo plazo de la expansión de los sistemas de potencia, teniendo en cuenta todas las posibles limitaciones que puedan presentarse en un futuro y cómo uno o más dispositivos FACTS pueden ayudar a reducirlas.
- Los dispositivos FACTS no solo son capaces de llevar a un sistema estresado a un punto de operación más seguro y estable, sino que pueden hacerlo de una manera instantánea a diferencia de los equipos de compensación convencionales. Sumado a esto, sus sistemas de control pueden ajustarse fácilmente para permitir diversas formas de operación dependiendo de la necesidad del sistema, añadiendo flexibilidad a su operación y control.
- El continuo desarrollo e investigación en materia de semiconductores y electrónica de potencia aplicada a los sistemas de potencia, permitirá que nuevas tecnologías se desarrollen en un futuro y que las tecnologías actuales se consoliden aún más. El objetivo principal es que la cantidad de información que se tiene actualmente en este campo sea mayor en un futuro, de tal manera que existan más herramientas que faciliten la ingeniería de su aplicación a los sistemas de potencia.

- La modelación matemática de los dispositivos FACTS y enlaces HVDC-VSC presentados en este proyecto, permite analizar el efecto de los mismos en los sistemas de potencia a la vez que se convierte en una buena referencia sobre su principio de funcionamiento en estado de estable.
- La iniciativa del uso de un lenguaje de programación de código abierto como lo es Python, así como el uso de software libre como lo es PyPower, tiene como fundamento el impulsar el libre acceso a información valiosa y de gran utilidad a diferencia de la “caja negra” que representa un software comercial (sin desmerecer sus potencialidades). Además mediante su uso, se garantiza la permanencia de estas herramientas gratuitas y de fácil acceso para cualquier usuario que las necesite.
- El programa FACTS-PF, escrito en lenguaje Python, está concebido como un programa de código abierto, y por ende el código fuente, los algoritmos de cálculo y los modelos matemáticos implementados en el mismo son de libre acceso, tanto para su revisión como para su libre modificación. Además de esto, el algoritmo matemático implementado en el programa, está estructurado por bloques, lo que facilita su entendimiento y expansión.
- Los modelos matemáticos de los convertidores estáticos de los dispositivos presentados en este proyecto, en comparación con aquellos utilizados en los paquetes computacionales comerciales, que pueden ser consultados en sus respectivas referencias técnicas, se asemejan de cierta manera pues producen los mismos resultados. Sin embargo, a diferencia del programa FACTS-PF estos modelos no pueden ser modificados y por lo tanto están limitados a la edición del desarrollador comercial.

5.2 RECOMENDACIONES

- Los controladores FACTS y la aplicación de la electrónica de potencia en general en los sistemas eléctricos son campos ampliamente estudiados a nivel mundial. Esto contrasta con el poco e incluso nulo conocimiento que tienen estudiantes de pregrado sobre estas tecnologías. Por tal razón, se debe motivar a los estudiantes a desarrollar más proyectos de titulación en ésta área.

- Impulsar a los estudiantes a la investigación en el campo de los FACTS y la transmisión HVDC, ayudará a expandir la cantidad de herramientas que ellos pueden tener para aportar al desarrollo del país. Esto ayudará también a superar la barrera que se presenta al preferir seguir recurriendo a soluciones convencionales en lugar de recurrir a tecnologías más flexibles, sobre todo por el miedo a ingresar a un campo de estudio desconocido.
- Uno de los más grandes inconvenientes que se presenta en los estudios eléctricos de la interconexión regional, sobre todo entre Ecuador y Perú, son las oscilaciones de potencia. De acuerdo a las ventajas de los FACTS y de los sistemas HVDC presentadas en este proyecto, se sugiere realizar un estudio tanto técnico como económico, de cómo el problema de las oscilaciones de potencia en la interconexión de áreas separas podría ser solucionado mediante la implementación de FACTS o de un sistema HVDC.

REFERENCIAS

- [1] M. S. H. Lipu, «Effectiveness of FACTS Controllers and HVDC Transmissions for Improving Power System Stability and Increasing Power Transmission Capability», *Int. J. Energy Power Eng.*, vol. 2, n.º 4, p. 154, 2013.
- [2] G. Glanzmann, «FACTS: Flexible Alternating Current Transmission Systems», ETH, Zurich, ene. 2005.
- [3] CIGRÉ Task Force 38.01.06, Ed., «Load Flow Control in High Voltage Power Systems Using FACTS Controllers». CIGRÉ, ene-1996.
- [4] N. G. Hingorani y L. Gyugyi, *Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems*. Wiley, 2000.
- [5] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem, y V. Vittal, «Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, n.º 3, pp. 1387-1401, ago. 2004.
- [6] J. J. Paserba, «How FACTS controllers benefit AC transmission systems», en *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004*, 2004, pp. 1257-1262 Vol.2.
- [7] «Proposed terms and definitions for flexible AC transmission system (FACTS)», *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 12, n.º 4, pp. 1848-1853, oct. 1997.
- [8] J. Arrillaga, Y. H. Liu, y N. R. Watson, *Flexible Power Transmission: The HVDC Options*. John Wiley & Sons, 2007.
- [9] C.-K. Kim, V. K. Sood, G.-S. Jang, S.-J. Lim, y S.-J. Lee, *HVDC Transmission: Power Conversion Applications in Power Systems*. Wiley, 2009.
- [10] CIGRÉ Working Group B4.52, «HVDC Grid Feasibility Study». CIGRÉ, abr-2013.

- [11] ABB AB Grid Systems - HVDC, «HVDC Light: It's time to connect». Erlanders Sverige AB, 2013.
- [12] Günter Beck, Wilfred Breuer, Dusan Povh, Dietmar Retzmann, y Erwin Teltsh, «Use of FACTS and HVDC for Power System Interconnection and Grid Enhancement», presentado en POWER - GEN Middle East, Abu Dhabi, United Arab Emirates, 2006.
- [13] J. J. Grainger y W. D. Stevenson, *Power system analysis*. McGraw-Hill, 1994.
- [14] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sanchez, y R. J. Thomas, «MATPOWER: Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems Research and Education», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, n.º 1, pp. 12-19, feb. 2011.
- [15] X.-P. Zhang, C. Rehtanz, y B. Pal, *Flexible AC Transmission Systems: Modelling and Control*. Springer Science & Business Media, 2012.
- [16] R. M. Mathur y R. K. Varma, *Thyristor-Based FACTS Controllers for Electrical Transmission Systems*. John Wiley & Sons, 2002.
- [17] E. Acha, C. R. Fuerte-Esquivel, H. Ambriz-Pérez, y C. Angeles-Camacho, *FACTS: Modelling and Simulation in Power Networks*. John Wiley & Sons, 2004.
- [18] N. Christl, Hedin R, K. Sadek, P. Lutzberger, P. E. Krause, S. M. McKenna, A. . Montoya, y D. Torgerson, «Advanced Series Compensation (ASC) with Thyristor Controlled Impedance», presentado en International Conference on Large High Voltage Electric Systems (CIGRÉ), Paris, 1992.
- [19] B. K. Enrique Acha, «A new STATCOM model for power flows using the newton-raphson method», *Power Syst. IEEE Trans. On*, vol. 28, n.º 3, pp. 2455-2465, 2013.
- [20] E. Acha, B. Kazemtabrizi, y L. M. Castro, «A New VSC-HVDC Model for Power Flows Using the Newton-Raphson Method», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, n.º 3, pp. 2602-2612, ago. 2013.
- [21] F. M. González-Longatt, «Capítulo 3: Flujo de Potencia», Abril-2006. [En línea]. Disponible en:

http://fglongatt.org/OLD/Archivos/Archivos/SP_II/Capitulo3.pdf. [Accedido: 28-ene-2016].

- [22] J. J. Ibarra, G. C. Flores, y G. C. Celi, «Flujo de Potencia por Newton-Raphson con el Jacobiano Calculado en las Ecuaciones de Errores de Potencia», *Rev. Politécnica*, vol. 33, n.º 1, 2014.
- [23] Kundur, *Power System Stability And Control*. McGraw-Hill Education (India) Pvt Limited, 1994.
- [24] F. Milano, *Power System Modelling and Scripting*, vol. 0. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2010.
- [25] «Power Systems Test Case Archive», *University of Washington Electrical Engineering*. [En línea]. Disponible en: <https://www.ee.washington.edu/research/pstca/>. [Accedido: 22-feb-2016].

ANEXOS

ANEXO 1

DATOS DEL SISTEMA IEEE DE 14 BARRAS

Los siguientes datos fueron tomados de [25]:

Tabla A. 1: Datos de Líneas y Transformadores del sistema IEEE de 14 barras.

Rama		R	X	B	Tap
Desde	Hasta	[p.u]	[p.u]	[p.u]	
1	2	0.01938	0.05917	0.0528	0
1	5	0.05403	0.22304	0.0492	0
2	3	0.04699	0.19797	0.0438	0
2	4	0.05811	0.17632	0.0340	0
2	5	0.05695	0.17388	0.0346	0
3	4	0.06701	0.17103	0.0128	0
4	5	0.01335	0.04211	0	0
4	7	0.0	0.20912	0	0.978
4	9	0.0	0.55618	0	0.969
5	6	0.0	0.25202	0	0.932
6	11	0.09498	0.19890	0	0
6	12	0.12291	0.25581	0	0
6	13	0.06615	0.13027	0	0
7	8	0.0	0.17615	0	0
7	9	0.0	0.11001	0	0
9	10	0.03181	0.08450	0	0
9	14	0.12711	0.27038	0	0
10	11	0.08205	0.19207	0	0
12	13	0.22092	0.19988	0	0
13	14	0.17093	0.34802	0	0

Tabla A. 2: Datos de Barras del sistema IEEE de 14 barras.

Barra	Tipo	V	θ	Bsh	Pgen	Qgen	Pload	Qload	Qmin	Qmax
No.		[p.u]	[deg]	[p.u]	[p.u]	[p.u]	[p.u]	[p.u]	[p.u]	[p.u]
1	SL	1.06		0	-	-	0	0	0	0
2	PV	1.045		0	0.40	0	0.217	0.127	-0.4	0.5
3	PV	1.01		0	0	0	0.942	0.190	0	0.4
4	PQ	-		0	0	0	0.478	0.039	-	-
5	PQ	-		0	0	0	0.076	0.016	-	-
6	PV	1.07		0	0	0	0.112	0.075	-0.06	0.24
7	PQ	-		0	0	0	0	0	-	-
8	PV	1.09		0	0	0	0	0	-0.06	0.24
9	PQ	-		0.19	0	0	0.295	0.166	-	-
10	PQ	-		0	0	0	0.09	0.058	-	-
11	PQ	-		0	0	0	0.035	0.018	-	-
12	PQ	-		0	0	0	0.06	0.016	-	-
13	PQ	-		0	0	0	0.135	0.058	-	-
14	PQ	-		0	0	0	0.149	0.05	-	-

ANEXO 2

DATOS DEL SISTEMA DE 2 ÁREAS AC INTERCONECTADOS A TRAVÉS DE HVDC

Los siguientes datos fueron tomados de [20]:

Tabla A. 3: Datos de ramas del sistema de dos áreas interconectados a través de HVDC

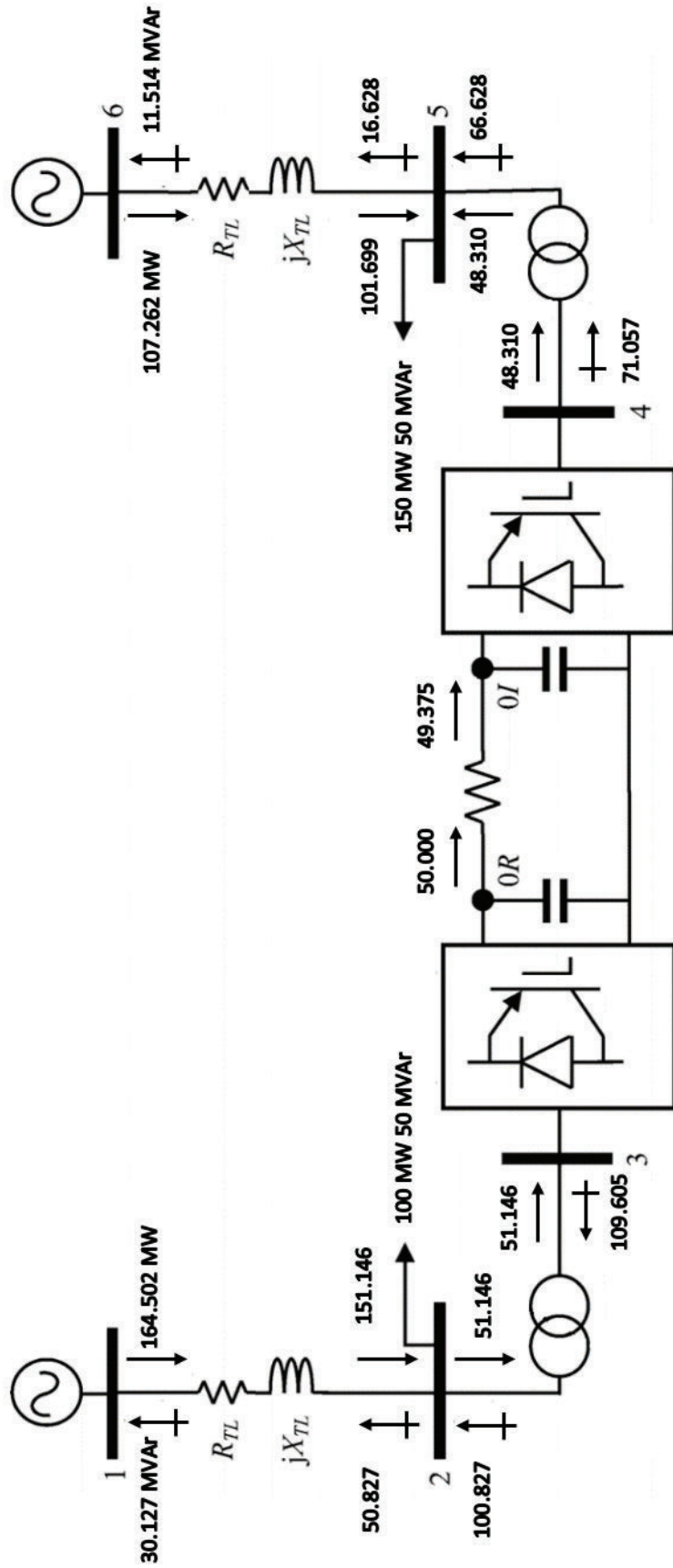
Rama		R	X	B	Tap
Desde	Hasta	[p.u]	[p.u]	[p.u]	
1	2	0.05	0.10	0.06	0
2	3	0.00	0.06	0.00	1.05
4	5	0.00	0.06	0.00	0
5	6	0.05	0.10	0.0340	1.025

Tabla A. 4: Datos de barras del sistema de dos áreas interconectados a través de HVDC

Barra	Tipo	V	Θ	Bsh	Pgen	Qgen	Pload	Qload	Qmin	Qmax
No.		[p.u]	[Deg]	[p.u]	[p.u]	[p.u]	MW	MVAr	[p.u]	[p.u]
1	SL	1.02	0.00	0	-	-	0	0	-	-
2	PQ	-	-	0	0	0	100	50	-	-
3	PQ	-	-	0	0	0	0	0	-	-
4	PQ	-	-	0	0	0	0	0	-	-
5	PQ	-	-	0	0	0	150	50	-	-
6	SL	1.02	0.00	0	-	-	0	0	-	-

ANEXO 3

FLUJOS DE POTENCIA EN LA RED DE DOS ÁREAS AC

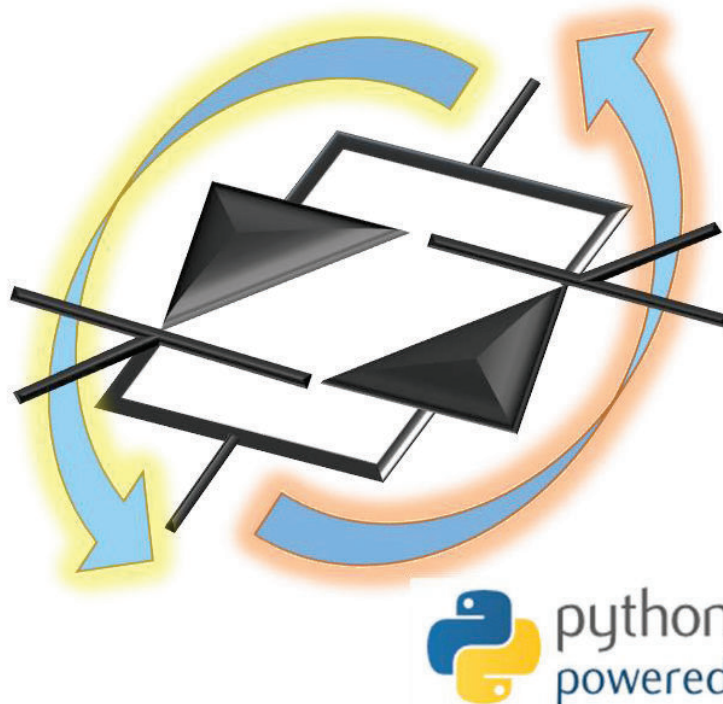


ANEXO 4

MANUAL DE USUARIO DEL PROGRAMA FACTS-PF

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

INGENIERÍA ELÉCTRICA



FACTS – PF V1.0.0

Documentación y manual de usuario

Autor: Mario González Carranza

Director: Franklin Quilumba Gudiño Ph.D.

MANUAL DE USUARIO Y DOCUMENTACIÓN DEL PROGRAMA

1. INTRODUCCIÓN

FACTS-PF V1.0.0 es un paquete computacional escrito en lenguaje Python, para el cálculo de flujos de potencia mediante el método de Newton – Raphson, para redes que incluyen dispositivos FACTS y enlaces HVDC de dos terminales basados en convertidores VSC. El programa calcula las variables de estado propias de la red, como magnitudes de voltajes y sus respectivos ángulos de fase, así como también las variables de los dispositivos FACTS, propias de sus convertidores estáticos. Los dispositivos FACTS modelados en este programa son: SVC (*Static Var Compensator*), TCSC (*Thyristor-Controlled Series Capacitor*) y STATCOM (*Static Compensator*). Además se encuentra modelado convertidores VSC para transmisión HVDC de dos terminales.

2. REQUERIMIENTOS DEL SISTEMA

FACTS-PF requiere de los siguientes paquetes instalados en el sistema operativo:

- Python versión 3.X. Se recomienda que la versión sea 3.4.3 o superior.
- Librería Scipy de funciones científicas para Python. Versión 0.16 o superior.
- Librería Numpy para Python, para trabajo con arreglos de n-dimensiones. Versión 1.10 o superior.
- Pycharm Community Edition (Opcional). Este paquete es un IDE alternativo al que incluye Python por defecto (IDLE). Este IDE permite manejar de mejor manera proyectos y archivos escritos en lenguaje Python.

Nota: Algunas distribuciones de Scipy (*Scipy stack*) incluyen tanto la librería Scipy como Numpy entre otras. Todos requerimientos para FACTS-PF están basados en software libre de código abierto, por ende su distribución es gratuita y no requiere licencia comercial.

3. INSTALACIÓN

A continuación se detalla el proceso de instalación de los paquetes requeridos para utilizar FACTS-PF

a. Si no se tiene instalado Python

Si su sistema operativo no tiene una versión de Python 3.X. Lo recomendable es instalar un paquete completo de Python para ciencias, matemáticas e ingeniería. Estos paquetes incluyen tanto el lenguaje de programación Python así como las librerías de Python para ciencias como Numpy y Scipy, entre otras.

Uno de los paquetes de Python más completos es Anaconda, que incluye más de 400 librerías para ciencias e ingeniería. Este paquete es gratuito y de libre distribución.

b. Si se tiene una versión de Python instalada

Si su sistema tiene una versión de Python 3.X instalada previamente, o si se desea instalar los paquetes requeridos individualmente se puede proceder de la siguiente manera:

- El instalador de cualquier versión de Python para cualquier sistema operativo, ya sea de 32 o 64 bits, puede ser descargado gratuitamente desde www.python.org
- Una vez descargado el instalador, se instala Python 3.X siguiendo las instrucciones del asistente de instalación. Esto instalará el lenguaje Python en el sistema, así como un entorno gráfico denominado Python IDLE. Por defecto, este se instala en C:/Python3X (por ejemplo C:/Python34 para la versión Python 3.4)
- La instalación de paquetes externos en Python para Windows®, se realiza mediante la función PIP de Python mediante el *Command Prompt* (cmd.exe).
- Las librerías Scipy y Numpy pueden ser descargadas desde la página www.scipy.org. Generalmente las librerías externas de Python pueden ser descargadas en un archivo comprimido que contiene todos los archivos de

la librería incluido un archivo `setup.py` o mediante un único archivo tipo Wheel (`.whl`), el cual es un tipo de archivo de Python.

Nota: Algunas versiones de Scipy pueden ser instaladas mediante un archivo ejecutable, siempre y cuando sean compatibles con la versión de Python y el sistema operativo (32 bits).

- Para instalar una librería, esta debe estar ubicada en una carpeta de fácil acceso, ya que se accederá a la dirección de esta carpeta mediante el *Command Prompt* de Windows. Si la librería a instalarse está en un archivo comprimido, descomprimirlo primero de tal manera que el archivo `setup.py` sea accesible directamente.
- Abrir el *Command Prompt* y cambiar la dirección por defecto a la dirección donde se encuentra el archivo `.whl` o el archivo `setup.py`.
- Una vez en esa dirección, se añade al interprete Python específico instalado previamente en el sistema operativo (en este caso Python 3.4) mediante el siguiente comando:

```
set path=%path%;C:\Python34
```

- Una vez realizado esto, se procede a usar la función PIP de Python, para esto escribir el comando correspondiente al tipo de archivo que se tiene:

```
pip install setup.py
```

```
pip install nombre_archivo_libreria.whl
```

- Si la librería es la correcta, esta se instalará satisfactoriamente en la carpeta donde se encuentra instalado Python.

4. USO DEL PROGRAMA FACTS – PF

Una vez instalados los requerimientos mínimos, se puede ejecutar FACTS-PF de tres maneras, mediante *Command Prompt*, mediante Python IDLE (incluido por defecto en la instalación de Python) o mediante un entorno de desarrollo alternativo como PyCharm (recomendado).

a. Ejecución mediante el Command Prompt

1. Para ejecutar desde el *Command Prompt*, cambiar la dirección al directorio donde se encuentran los archivos de FACTS-PF.
2. Llamar al interprete Python instalado escribiendo el comando:

```
python
```

Esto activará la consola de Python en el Command Prompt.

3. Importar la librería principal del programa FACTS-PF mediante el comando:

```
>> from runpf import runfactspf
```

4. Para ejecutar uno de los casos de la librería escribir:

```
>> runfactspf('nombre_del_caso')
```

Presionar “*Enter*”. Esto ejecutará un flujo de potencia para el sistema del caso específico ejecutado.

b. Ejecución mediante Python IDLE

1. Abrir IDLE. Este programa es la consola de Python en una diferente visualización a la del *Command Prompt*.
2. Para ejecutar FACTS-PF en IDLE, se debe extender el directorio por defecto de Python, para que incluya la carpeta donde se encuentran los archivos de FACTS-PF. En este caso, los archivos se encuentran en el directorio C:\FACTS PF V1.0.0.

```
>> import sys
```

```
>> sys.path.extend(['C:\\FACT PF V1.0.0'])
```

3. Una vez realizado esto, se procede de la misma manera a partir del paso 3 de la sección anterior.

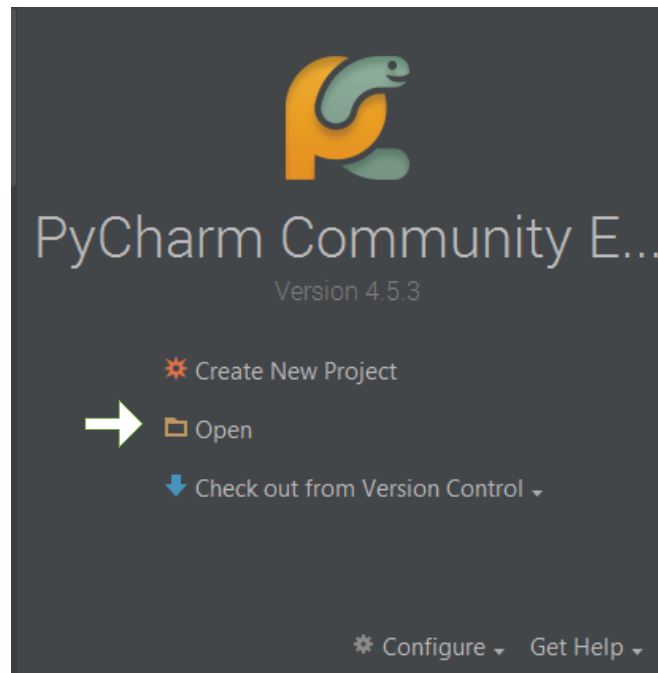
c. Ejecución mediante PyCharm

PyCharm es un entorno de desarrollo para Python, que permite crear y manejar archivos y proyectos escritos en este lenguaje de una manera flexible y en un

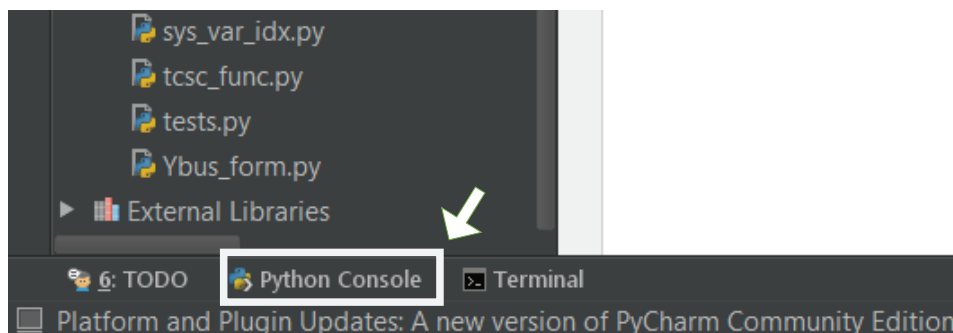
entorno amigable para el usuario. PyCharm (Community Edition) es gratuito y de libre distribución y puede ser descargado rápidamente desde:

<https://www.jetbrains.com/pycharm/download>. Si se tiene instalado PyCharm, se puede proceder a ejecutar FACTS-PF de la siguiente manera

1. Ejecutar PyCharm



2. En la ventana que se muestra, seleccionar la opción Open
3. En la ventana que se muestra, seleccionar la carpeta donde se encuentran los archivos de FACTS-PF y click en “OK”.
4. En la parte inferior izquierda de la pantalla, click en “Python Console”



Esto abrirá la consola de Python y automáticamente añadirá el directorio de FACTS-PF al directorio de Python.

5. Una vez realizado esto, se procede de la misma manera a partir del paso 3 de la sección anterior.

5. Visualización de Resultados

Los resultados de un flujo de potencia se presentan en 4 secciones en el siguiente orden:

- Resumen del sistema: incluye el número total de elementos de la red por categoría. Se presenta la potencia totales generada, demandada y perdida de la red.
- Resultados de barras: se presenta en esta sección se presenta la magnitud y de voltaje y su respectivo ángulo en grados para todas las barras del sistema. Se presenta además la potencia generada en las barras de generación.
- Resultados de Flujo de Potencia: Se presenta las magnitudes del flujo potencia activa y reactiva en los extremos de emisión y recepción de todas las ramas del sistema.
- Si la red incluye FACTS, los resultados de estos dispositivos se muestran a continuación de los resultados de flujos de potencia en el orden: SVC, TCSC, STATCOM y finalmente HVDC.

Ejemplo:

Resultados de la red IEEE de 14 barras con un SVC, un STATOM y un TCSC (archivo de caso: case14_facts.py)

Newton-Raphson Power Flow algorithm succesfully converged
 in 25 iterations in 0.99884 seconds
 total iterations done: 25

SYSTEM SUMMARY				
Network Elements		Power Summary	P[MW]	Q[Mvar]
Buses:	15	Total Gen. Power:	392.24	112.43
Branches:	20	Total Load:	362.60	102.90
Generators:	5	Losses:	29.35	94.76
Dispatched:	4	Shunt(inj):	0.00	20.11
Loads:	11			
Shunts:	1			
		Minimum		Maximum
Voltage Magnitude:		0.984 p.u. @ bus 2		1.080 p.u. @ bus 7

BUS RESULTS						
Bus #	Voltage		Generation		Load	
	Mag[p.u]	Angle[Deg]	P[MW]	Q[MVar]	P[MW]	Q[MVar]
1	1.060000	0.000000	352.24	-0.02	0.00	0.00
2	1.029415	-7.472665	40.00	0.50	30.38	17.78
3	0.984257	-18.609057	-0.00	0.40	131.88	26.60
4	1.000000	-14.843384	0.00	0.00	66.92	-5.46
5	1.005361	-13.559763	0.00	-0.00	10.64	2.24
6	1.027763	-21.120865	-0.00	-0.00	15.68	10.50
7	1.040838	-19.576060	-0.00	-0.00	0.00	0.00
8	1.079983	-19.576060	0.00	0.24	0.00	0.00
9	1.028832	-22.048359	-0.00	-0.00	41.30	23.24
10	1.017972	-22.322627	0.00	0.00	12.60	8.12
11	1.017904	-21.931820	0.00	0.00	4.90	2.52
12	1.011023	-22.450696	0.00	-0.00	8.54	2.24
13	1.008663	-22.715642	-0.00	-0.00	18.90	8.12
14	1.020000	-24.507565	-0.00	0.00	20.86	7.00
15	0.993373	-12.070262	0.00	0.00	0.00	0.00

POWER FLOWS							
From #	To #	Psend [MW]	Qsend [Mvar]	Precv [MW]	Qrecv [Mvar]	Ploss [MW]	Qloss [Mvar]
1	2	237.441	-10.282	-227.707	34.236	9.733	23.954
1	5	114.804	8.711	-108.403	12.463	6.401	21.174
2	3	101.021	6.820	-96.459	7.959	4.562	14.779
2	4	74.101	-4.225	-71.086	9.869	3.014	5.644
2	5	62.205	-4.611	-60.122	7.391	2.084	2.780
3	4	-35.421	5.441	36.314	-4.421	0.893	1.020
4	15	-98.378	49.689	100.000	-44.574	1.622	5.115
4	7	41.989	-7.234	-41.989	10.865	0.000	3.631
4	9	23.943	2.094	-23.943	0.923	0.000	3.017
5	6	57.885	25.633	-57.885	-16.953	0.000	8.680
6	11	8.063	1.296	-8.003	-1.171	0.060	0.126
6	12	10.327	1.873	-10.199	-1.606	0.128	0.267
6	13	23.815	3.284	-23.453	-2.571	0.362	0.713
7	8	0.000	-23.130	-0.000	24.000	0.000	0.870
7	9	41.989	12.265	-41.989	-10.322	-0.000	1.943
9	10	9.561	9.638	-9.506	-9.490	0.055	0.147
9	14	15.071	-3.367	-14.784	3.976	0.286	0.609
10	11	-3.094	1.370	3.103	-1.349	0.009	0.021
12	13	1.659	-0.634	-1.652	0.640	0.007	0.006
13	14	6.205	-6.189	-6.076	6.451	0.129	0.263

SVC RESULTS				
Bus #	Voltage Mag[p.u]	TCR Firing Angle[Deg]	Total SVC Suscp [p.u]	Total Q [MVar]
14	1.0200	141.5042	0.16751	-17.427

TCSC RESULTS					
From	BUS To	TCSC Firing Angle[Deg]	TCSC Z[p.u]	TCSC Zone	Branch flow[MW]
5	15	161.2668	0.025960	CAPACITIVE	100.00

```

=====
|                               STATCOM RESULTS                               |
=====
BUS  PWM      2L PWM          Internal Voltage Source
#   ratio    ratio    Magn[p.u]  Ang[deg]  Q[MVAr]  Ploss[MW]
----
4   0.8528   0.7386    1.04452  -15.1041 -44.537   0.298

```

6. Estructura de los datos

El programa FACTS-PF requiere que los datos de cualquier caso de estudio se encuentren en un archivo de Python (.py). Cada archivo de caso debe contener al menos las tres matrices que alojan los datos de los elementos convencionales de la red. Estas matrices son:

- BD: (bus data) incluye datos de las barras del sistema
- LD: (line o branch data) incluye los datos de las ramas del sistema como líneas de transmisión y transformadores
- GD: (generator data) incluye los datos de generadores del sistema

A continuación se presenta el formato de las matrices y el orden en el cual se ingresan los datos en cada una de estas matrices:

Ejemplo:

Datos del sistema de 4 barras presentado en “Análisis de Sistemas de Potencia” de Grainger y Stevenson (archivo de caso: case_4gs.py).

```

# ***** BUSBAR DATA *****
#           #NUMBER Type Voltage Angle Pload Qload Bsh MinV MaxV
BD =matrix(' 0      1      1.000  0.000  0.500  0.3099  0.00  0.95  1.05  ;'
           ' 1      3      1.000  0.000  1.700  1.0535  0.00  0.95  1.05  ;'
           ' 2      3      1.000  0.000  2.000  1.2394  0.00  0.95  1.05  ;'
           ' 3      2      1.020  0.000  0.800  0.4958  0.00  0.95  1.05  ')

# ***** LINE DATA *****
#           FROM TO R[pu] X[pu] B[pu] STATUS TAP
LD =matrix(' 0      1      0.01008  0.05040  0.1025  1      0.00  ;'
           ' 0      2      0.00744  0.03720  0.0775  1      0.00  ;'
           ' 1      3      0.00744  0.03720  0.0775  1      0.00  ;'
           ' 2      3      0.01272  0.06360  0.1275  1      0.00  ')

# ***** GENERATOR DATA *****
#           #NUMBER PGEN QGEN QMIN QMAX STATUS
GD = matrix(' 0      0.00  0.00 -1.00  1.00  1      ;'
           ' 3      3.18  0.00 -1.00  1.50  1      ')

```

Para la matriz **BD**, el orden de las columnas es el siguiente:

1. Número de la barra: Enumeradas en orden ascendente desde 0 o 1.
2. Tipo de Barra: 1 – Oscilante o “Slack”; 2 – PV ; 3 – PQ
3. Voltaje: Voltaje de la barra inicial o del cálculo de un flujo de potencia anterior. Si la barra es tipo 1 o 2, el valor correspondiente de esta columna debe ser la consigna de voltaje de dicha barra.
4. Ángulo de Voltaje: Ángulo inicial de cálculo u obtenido de un cálculo de flujo de potencia anterior.
5. Potencia Activa de la carga: Valor de potencia activa de la carga de la barra de la fila correspondiente en por unidad (base 100 MVA).
6. Potencia Reactiva de la carga: Valor de potencia reactiva de la carga de la barra de la fila correspondiente en por unidad (base 100 MVA). Signo positivo representa una carga reactiva inductiva mientras que el signo negativo representa una carga capacitiva.
7. Compensación reactiva: Potencia nominal de la compensación reactiva en derivación de la barra de la respectiva fila en por unidad (base 100 MVA). Signo positivo equivale a una compensación capacitiva mientras que un signo negativo representa una compensación inductiva.
8. Voltaje mínimo esperado en la barra.
9. Voltaje máximo esperado en la barra.

Para la matriz **LD**, el orden de las columnas es el siguiente:

1. Barra de envío de la rama (línea o transformador)
2. Barra de recepción de la rama (línea o transformador)
3. Resistencia total de la rama en por unidad.
4. Reactancia total de la barra en por unidad.
5. Susceptancia total de la rama en por unidad.
6. Status de la rama: 1 en servicio, 0 fuera de servicio.

7. TAP. Para transformadores, el valor del tap referido a la barra de envío de la rama (columna 1).

Para la matriz **GD**, el orden de las columnas es el siguiente:

1. Número de la barra donde se encuentra el generador. Si la barra correspondiente es PV, debe existir un generador en dicha barra.
2. Magnitud de potencia activa generada por la unidad. Solo para generadores PV y PQ. El generador de referencia puede tener un valor diferente de 0, sin embargo este valor se calcula en el algoritmo de flujo de potencia.
3. Magnitud de potencia reactiva generada por la unidad. Solo para generadores PQ. Los generadores PV y el generador de referencia pueden tener un valor diferente de 0, sin embargo estas magnitudes se calculan en el algoritmo de flujo de potencia.
4. Límite de potencia reactiva capacitiva de la unidad (valor negativo) en por unidad (base 100 MVA).
5. Límite de potencia reactiva capacitiva de la unidad (valor negativo) en por unidad (base 100 MVA).
6. Límite de potencia reactiva inductiva de la unidad (valor positivo) en por unidad (base 100 MVA).

7. Estructura de datos de los dispositivos FACTS

Los datos de los dispositivos FACTS se añaden en las matrices SVC, TCSC y STATCOM en el archivo de caso que contiene las matrices BD, LD y GD. Cada dispositivo FACTS es independiente de otros y pueden o no ser agregados a la red. Más de un mismo dispositivo puede ser agregado a la red, añadiendo filas a la matriz correspondiente.

Ejemplo:

Datos de los FACTS: SVC, STATOM y TCSC de la red IEEE de 14 barras con FACTS (archivo de caso: case14_facts.py)

```

# ***** SVC DATA *****
# ***** Control modes: 1. Voltage Control 2. Reactive Power Control 0. No control
#          BUS   xL   xC   FA   Cmode Target Q   CtrlBus Target V F.A min F.A max MaxQ   MinQ
SVC = matrix(' 14  0.088  0.665 150.00  1   -1.50    14    1.02    90    180    0.30  -1.5')

# ***** STATCOM DATA *****
# *****
#          BUS   Rvr   Xvr   Cm mode Target V   Target Q   ma'   Swloss   V0
STATCOM = matrix(' 4    0.01  0.10   1    1.00    0.35    0.866  0.001  1.414213')

# ***** TCSC DATA *****
# *****
#          FROM TO   xL       xC       Firing Angle Pcontrol Psetp   Flow dir F.A min   F.A max
TCSC = matrix(' 5   15  1.0325e-3  0.0157529  160.00    1    1.00    1    90    180  ')

```

Para la matriz **SVC** el orden las columnas es el siguiente:

1. Barra de conexión del SVC. La barra debe existir en la matriz BD.
2. Reactancia inductiva de la rama TCR en por unidad.
3. Reactancia del capacitor fijo en por unidad.
4. Ángulo de disparo de inicialización en ángulos.
5. Modo de control del SVC. 1 – Control de Voltaje, 2 – Control de Potencia Reactiva, 0 – sin control. Cuando el SVC se encuentra en modo de control 0, fija la susceptancia en el valor correspondiente al ángulo de disparo de la columna 4.
6. Consigna de potencia reactiva inyectada a la barra en por unidad (base 100 MVA). Solo para modo de control igual a 2. Signo negativo representa inyección de potencia reactiva capacitiva mientras que signo positivo representa inyección de potencia reactiva inductiva.
7. Número de la barra controlada. Solo para modo de control igual a 1 (columna 5). Si el número de barra controlada es diferente a la barra de conexión (columna 1), se considera que el SVC esta en modo de control de voltaje remoto.
8. Consigna de voltaje en por unidad. Solo para modo de control igual a 1.
9. Ángulo de disparo mínimo
10. Ángulo de disparo máximo

11. Límite de potencia reactiva máxima del SVC en por unidad (base 100 MVA).

12. Límite de potencia reactiva mínima del SVC en por unidad (base 100 MVA).

Para la matriz **TCSC** el orden de las columnas es el siguiente:

1. Barra de envío del TCSC. Esta barra debe existir en la matriz BD.
2. Barra de recepción del TCSC. Esta barra debe existir en la matriz BD.
3. Reactancia inductiva en por unidad de la rama inductiva del TCSC.
4. Reactancia inductiva en por unidad de la rama inductiva del TCSC.
5. Ángulo de disparo inicial en ángulos.
6. Control de flujo de potencia. 1 – El TCSC controla el flujo de potencia en el valor fijado en la siguiente columna. 0 – sin control. El TCSC sin control fija la reactancia serie para el valor de ángulo de disparo de la columna 5.
7. Consigna de flujo de potencia. Este valor corresponde a la magnitud de flujo de potencia activa que controlará el TCSC si su modo de control (columna 6) es igual a 1. La dirección del flujo se considera desde la barra de envío (columna 1) hacia la barra de recepción (columna 2).
8. Dirección del flujo de potencia controlado. 1 – desde la barra de envío hacia la barra de recepción del TCSC. -1 – desde la barra de recepción hacia la barra de envío del TCSC.
9. Ángulo de disparo mínimo.
10. Ángulo de disparo máximo.

Para la matriz **STATCOM** el orden de columnas es el siguiente:

1. Barra de conexión del STATCOM. Esta barra debe existir en la matriz BD.
2. Resistencia de entrada del convertor VSC – PWM en por unidad.
3. Reactancia de entrada del convertor VSC – PWM en por unidad.
4. Modo de control del STATCOM. 1 – control de voltaje local. 2 – Control de potencia reactiva inyectada.

5. Consigna voltaje. Sólo para modo de control igual a 1.
6. Consigna de potencia reactiva compensada. Sólo para modo de control igual a 2. Valor con signo positivo equivale a potencia inductiva inyectada a la barra mientras que valor con signo negativo corresponde a potencia reactiva capacitiva inyectada a la barra.
7. Factor de modulación de PWM inicial.
8. Pérdidas de conmutación del convertor en vacío en por unidad (base 100 MVA)
9. Voltaje DC en el capacitor del convertor en por unidad.

8. Estructura de los datos de un sistema HVDC

Para añadir un sistema HVDC al sistema, se debe crear una matriz del mismo nombre en el archivo del caso donde se encuentran las matrices BD, LD y GD. Cabe mencionar que si el sistema HVDC interconecta dos áreas separadas, cada área debe tener su propio generador de referencia.

El orden de las columnas de la matriz **HVDC** es el siguiente:

1. Barra de conexión del rectificador. Esta barra debe existir en la matriz BD.
2. Barra de conexión del inversor. Esta barra debe existir en la matriz BD.
3. Resistencia de entrada del convertor VSC del rectificador – PWM en por unidad.
4. Reactancia de entrada del convertor VSC – PWM del rectificador en por unidad.
5. Resistencia de entrada del convertor VSC del inversor – PWM en por unidad.
6. Reactancia de entrada del convertor VSC – PWM del inversor en por unidad.
7. Modo de control del rectificador. 1 – Control de voltaje. 2 – control de potencia reactiva.

8. Barra controlada por el rectificador. Solo para modo de control del rectificador igual a 1.
9. Consigna de voltaje. Solo para modo de control del rectificador igual a 1 para la barra controlada correspondiente (columna 8).
10. Consigna de potencia reactiva compensada en el rectificador. Sólo para modo de control igual a 2. Valor con signo positivo equivale a potencia inductiva inyectada a la barra mientras que valor con signo negativo corresponde a potencia reactiva capacitiva inyectada a la barra.
11. Modo de control del inversor. 1 – Control de voltaje. 2 – control de potencia reactiva.
12. Barra controlada por el inversor. Solo para modo de control del inversor igual a 1.
13. Consigna de voltaje. Solo para modo de control del inversor igual a 1 para la barra controlada correspondiente (columna 8).
14. Consigna de potencia reactiva compensada en el inversor. Sólo para modo de control igual a 2. Valor con signo positivo equivale a potencia inductiva inyectada a la barra mientras que valor con signo negativo corresponde a potencia reactiva capacitiva inyectada a la barra.
15. Valor de potencia activa controlada por el enlace en por unidad (base 100 MVA).
16. Sección donde se controla el flujo de potencia activa. 2 – En el lado DC del rectificador hacia el inversor.
17. Voltaje DC en por unidad del sistema rectificador – inversor.
18. Potencia reactiva máxima (capacitiva) que cada convertidor puede inyectar a la barra (valor negativo).
19. Potencia reactiva máxima (inductiva) que cada convertidor puede inyectar a la barra (valor positivo).

9. Crear un nuevo caso

Si se desea crear un nuevo caso, las matrices tanto de los elementos convencionales GD, LD y BD deben estar presentes obligatoriamente en el archivo de caso siguiendo la estructura presentada en la sección anterior. Las matrices de los dispositivos FACTS y enlace HVDC no son obligatorias para que el programa corra. Todo archivo de caso deberá comenzar con la sentencia:

```
from numpy import matrix
```

Un nuevo archivo de caso puede ser escrito en Python IDLE, PyCharm o directamente en un archivo de texto plano guardado con extensión “.py”.