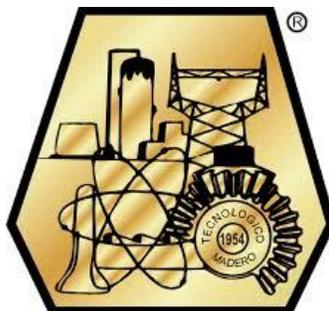


DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN



"POR MI PATRIA Y POR MI BIEN"

**“MODELADO Y SIMULACIÓN DE CAPACITOR SERIE
CONTROLADO POR TIRISTORES PARA UNA LÍNEA DE
TRANSMISIÓN”**

OPCIÓN I

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

PRESENTA:

ING. JOSÉ MANUEL RIVERA REYES

ASESOR:

M.C. HERMENEGILDO CISNEROS VILLEGAS



Cd. Madero, Tamps; a **20 de Mayo de 2016.**

OFICIO No.: U2.050/15
ÁREA: DIVISIÓN DE ESTUDIOS
DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN
ASUNTO: AUTORIZACIÓN DE IMPRESIÓN DE TESIS

C. ING. JOSÉ MANUEL RIVERA REYES.
NO. DE CONTROL G08071147
PRESENTE

Me es grato comunicarle que después de la revisión realizada por el Jurado designado para su examen de grado de Maestría en Ingeniería Eléctrica, el cual está integrado por los siguientes catedráticos:

PRESIDENTE :	M.C. HERMENEGILDO CISNEROS VILLEGAS
SECRETARIO :	M.C. AARÓN GONZÁLEZ RODRÍGUEZ
VOCAL :	DR. GASTÓN HERNÁNDEZ MARTÍNEZ
SUPLENTE :	M.C. RAFAEL CASTILLO GUTIÉRREZ
DIRECTOR DE TESIS :	M.C. HERMENEGILDO CISNEROS VILLEGA

Se acordó autorizar la impresión de su tesis titulada:

"MODELADO Y SIMULACIÓN DE CAPACITOR SERIE CONTROLADO POR TIRISTORES PARA UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN "

Es muy satisfactorio para esta División compartir con Usted el logro de esta meta, esperando que continúe con éxito su desarrollo profesional y dedique su experiencia e inteligencia en beneficio de México.

ATENTAMENTE

"Por mi patria y por mi bien"®

M. P. María Yolanda Chávez Cínco
M. P. MARÍA YOLANDA CHÁVEZ CINCO
JEFA DE LA DIVISIÓN



S.E.P.
DIVISION DE ESTUDIOS
DE POSGRADO E
INVESTIGACION
I T C M

c.c.p.- Minuta
Archivo
MYCHC 'HCV' jar



Agradecimientos

A Dios por darme la vida, por llevarme de su mano y estar siempre conmigo.

A mis maestros los cuales fueron parte importante en mi desarrollo profesional, así como a mi director de tesis el M.C. Hermenegildo Cisneros Villegas, por su apoyo durante el desarrollo del proyecto.

A mis padres Olga y Juan, mi fuente de admiración, por la inspiración que me han dado y el apoyo que me han brindado en cada momento.

A mis hermanos Diana y José Juan, parte importante en mi vida.

A mi novia Nayely que estuvo a mi lado en todo este proceso dándome ánimos.

Resumen

MODELADO Y SIMULACIÓN DE CAPACITOR SERIE CONTROLADO POR TIRISTORES EN UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

Presenta: Ing. José Manuel Rivera Reyes

Asesor: M.C. Hermenegildo Cisneros Villegas

En este trabajo se presenta el modelo de un Capacitor Serie Controlado por Tiristores (TCSC) en MATLAB para incrementar la potencia de envío o aumentar el Margen de Estabilidad en Estado Estable (MEEE) en una línea de transmisión.

La manera de ver si es necesario introducir el dispositivo TCSC es a través de una corrida de flujos en MATLAB con el método de Newton Raphson para flujos de carga. Con el modelo se obtiene la reactancia del TCSC, la cual en caso de ser requerida se utiliza para realizar nuevamente una corrida de flujos y ver qué efecto se tuvo con la inserción del dispositivo. El programa está diseñado para funcionar con cualquier red, considerando los buses de voltaje controlado.

Los resultados obtenidos en MATLAB son desplegados en una hoja de Excel para su mejor visualización y facilitar el manejo de datos.

Abstract

Modeling and simulation of Thyristor Controlled Series Compensator
in a transmission line.

Presents: Ing. José Manuel Rivera Reyes

Assessor: M.C. Hermenegildo Cisneros Villegas

In this work we present the model of a Capacitor Series Controlled by thyristors (TCSC) in MATLAB to increase the power of sending or increase the margin of stability in Steady State (MEEE) in a transmission line.

The way to see if it is necessary to enter the TCSC device is through a run of flows in MATLAB with the Newton Raphson method to load flow. With the model is obtained the reactance of TCSC, which in the case of be required is used to perform again a run on flows and see what effect it had with the insertion of the device. The program is designed to work with any network, considering the controlled voltaje buses.

The results obtained in MATLAB are deployed in an Excel worksheet for your best viewing and facilitate the handling of data.

Contenido

	<i>Página</i>
Resumen.....	i
Abstract.....	ii
Lista de Figuras.....	v
Lista de Tablas.....	vi
Capítulo 1: Introducción.....	1
1.1. ANTECEDENTES.....	2
1.1.1. El Sistema Eléctrico de Potencia.....	2
1.1.2. Características de las líneas de transmisión.....	3
1.1.3. Compensación serie en líneas de transmisión.....	5
1.1.4. Efectos de los capacitores serie en líneas de transmisión.....	5
1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	7
1.3. JUSTIFICACIÓN.....	7
1.4. OBJETIVOS.....	8
1.5. HIPÓTESIS.....	8
1.6. ALCANCES Y LIMITACIONES.....	8
Capítulo 2: Estudio de flujos de carga.....	9
2.1. EL PROBLEMA DE FLUJOS DE POTENCIA.....	10
2.2. DIAGRAMA DE FLUJO DEL FUNCIONAMIENTO DEL PROGRAMA.....	11
2.3. PROCEDIMIENTO PARA FLUJOS DE CARGA.....	12
2.3.1. Tipos de Buses.....	12
2.3.2. Matriz Y_{BUS}	13
2.4. MÉTODO DE NEWTON RAPHSON PARA FLUJOS DE CARGA.....	14
2.5. FLUJO DE POTENCIA ENTRE BUSES.....	17
2.6. POTENCIA MÁXIMA Y MARGEN DE ESTABILIDAD EN ESTADO ESTABLE (MEE).....	17
Capítulo 3: Sistemas de Transmisión Flexibles de C.A. (FACTS).....	20
3.1. INTRODUCCIÓN A LOS FACTS.....	21
3.2. FACTS APLICADOS A SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.....	22
3.2.1. Controlador Unificado de flujos de potencia (UPFC).....	25
3.2.2. Compensador estático Síncrono (STATCOM).....	25
3.3. CAPACITOR SERIE CONTROLADO POR TIRISTORES (TCSC).....	26
3.3.1. Análisis y modelado del TCSC.....	28

Capítulo 4: Funcionamiento del programa en MATLAB.....	41
4.1. INTRODUCCIÓN AL MATLAB.....	42
4.2. FUNCIONAMIENTO DEL PROGRAMA.....	43
4.2.1. Inserción de los datos.....	44
4.2.2. Arreglo de la matriz.....	45
4.2.3. Reducción de equipos paralelos.....	47
4.2.4. Función Ybus.....	49
4.2.5. Programa de Newton Raphson para flujos de potencia.....	49
4.2.6. Flujo de potencia entre buses.....	51
4.2.7. Obtención de la Potencia máxima y MEEE.....	52
4.3. INSERCIÓN DEL TCSC.....	52
Capítulo 5: Análisis de resultados.....	55
5.1. CONSIDERACIONES DEL PROGRAMA.....	56
5.2. ESTUDIO DE FLUJOS DE CARGA PARA DIFERENTES REDES.....	57
a) Para 4, 5 y 14 nodos.....	57
b) Red Zona Victoria.....	65
c) Red Zona Valles.....	69
d) Eliminación de una línea en la red de Zona Victoria.....	73
e) Inserción del TCSC en la red de 14 nodos.....	76
f) Inserción del TCSC en la red de Zona Victoria.....	78
Capítulo 6: Conclusiones.....	82
6.1. CONCLUSIONES.....	83
6.2. RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS.....	84
Apéndice A: Códigos en MATLAB.....	86
Referencias.....	114

Lista de Figuras

	<i>Página</i>
Figura 1.1	Estructura de un SEP..... 2
Figura 1.2	Relación entre componentes de un SEP..... 3
Figura 1.3	Línea de transmisión sin compensación serie..... 6
Figura 1.4	Línea de transmisión con compensación serie..... 6
Figura 2.1	Diagrama de flujo del programa en MATLAB..... 11
Figura 2.2	Potencia activa programada del bus..... 14
Figura 2.3	Potencia reactiva programada del bus..... 14
Figura 2.4	Margen de estabilidad de estado estable..... 18
Figura 2.5	Incremento del MEE al conectar un capacitor serie..... 19
Figura 3.1	Estructura básica del UPFC..... 25
Figura 3.2	Estructura básica del STATCOM..... 26
Figura 3.3	Estructura básica del TCSC..... 27
Figura 3.4	Circuito equivalente del TCSC..... 28
Figura 3.5	Corriente del TCR a un ángulo de disparo de 90°..... 29
Figura 3.6	Corriente del TCR a un ángulo de disparo de 100°..... 29
Figura 3.7	Corriente del TCR a un ángulo de disparo de 135°..... 30
Figura 3.8	Corriente del TCR a un ángulo de disparo de 150°..... 30
Figura 3.9	Corriente del TCR..... 31
Figura 3.10	Corriente y Voltaje en el TCR..... 37
Figura 3.11	Corriente y Voltaje en el Capacitor..... 38
Figura 3.12	Respuesta de la reactancia X_{TCSC} 39
Figura 3.13	Respuesta de la reactancia X_{TCSC} por regiones..... 40
Figura 4.1	Datos del sistema..... 44
Figura 4.2	Diagrama de flujo del programa que ordena los datos de entrada..... 46
Figura 4.3	Diagrama de flujo del programa que reduce líneas paralelas..... 48
Figura 4.4	Conexión del TCSC entre dos buses..... 53
Figura 5.1	Red de 4 nodos..... 57
Figura 5.2	Red de 5 nodos..... 59
Figura 5.3	Red de 14 nodos..... 61
Figura 5.4	Red de Zona Victoria..... 65
Figura 5.5	Red de Zona Valles..... 69
Figura 5.6	Red de Zona Victoria con una línea abierta..... 73
Figura 5.7	Red de 14 nodos con el TCSC insertado..... 76
Figura 5.8	Ángulo de disparo calculado para la red de 14 nodos con e TCSC insertado..... 78
Figura 5.9	Red de Zona Victoria con el TCSC insertado..... 78
Figura 5.10	Ángulo de disparo calculado para la red de Zona Victoria con el TCSC insertado..... 81

Lista de Tablas

	<i>Página</i>
Tabla 3.1	Aplicación de controladores FACTS en la operación de sistemas de potencia..... 24
Tabla 5.1	Datos de línea de la red de 4 nodos..... 57
Tabla 5.2	Datos de buses para la red de 4 nodos..... 57
Tabla 5.3	Perfiles de voltaje para la red de 4 nodos..... 58
Tabla 5.4	Flujos de potencia para la red de 4 nodos..... 58
Tabla 5.5	Pmax y MEEE para la red de 4 nodos..... 58
Tabla 5.6	Datos de línea de la red de 5 nodos..... 59
Tabla 5.7	Datos de buses para la red de 5 nodos..... 59
Tabla 5.8	Perfiles de voltaje para la red de 5 nodos..... 60
Tabla 5.9	Flujos de potencia para la red de 5 nodos..... 60
Tabla 5.10	Pmax y MEEE para la red de 5 nodos..... 60
Tabla 5.11	Datos de línea de la red de 14 nodos..... 61
Tabla 5.12	Datos de buses para la red de 14 nodos..... 62
Tabla 5.13	Perfiles de voltaje para la red de 14 nodos..... 62
Tabla 5.14	Flujos de potencia para la red de 14 nodos..... 63
Tabla 5.15	Pmax y MEEE para la red de 14 nodos..... 64
Tabla 5.16	Datos de línea de la red de Zona Victoria..... 65
Tabla 5.17	Datos de buses para la red de Zona Victoria..... 66
Tabla 5.18	Perfiles de voltaje para la red de Zona Victoria..... 66
Tabla 5.19	Flujos de potencia para la red de Zona Victoria..... 67
Tabla 5.20	Pmax y MEEE para la red de Zona Victoria..... 68
Tabla 5.21	Datos de línea de la red de Zona Valles..... 69
Tabla 5.22	Datos de buses para la red de Zona Valles..... 70
Tabla 5.23	Perfiles de voltaje para la red de Zona Valles..... 70
Tabla 5.24	Flujos de potencia para la red de Zona Valles..... 71
Tabla 5.25	Pmax y MEEE para la red de Zona Valles..... 72
Tabla 5.26	Perfiles de voltaje para la red de la figura 5.6..... 73
Tabla 5.27	Flujos de potencia para la figura 5.6..... 74
Tabla 5.28	Pmax y MEEE para la figura 5.6..... 75
Tabla 5.29	Perfiles de voltaje para la red de 14 nodos con el TCSC insertado.... 76
Tabla 5.30	Flujos de potencia para la red de 14 nodos con el TCSC insertado.... 77
Tabla 5.31	Perfiles de voltaje para la red de Zona Victoria con el TCSC insertado..... 79
Tabla 5.32	Flujos de potencia para la red de Zona Victoria con el TCSC insertado..... 80
Tabla 6.1	Resultados de la red de 14 nodos. 83
Tabla 6.2	Resultados de la red de Zona Victoria. 83

Capítulo

1

Introducción.

En este capítulo se da una descripción del trabajo desarrollado, se muestran los antecedentes, el planteamiento del problema, la justificación, así como los objetivos, la hipótesis, los alcances y limitaciones.

1.1. ANTECEDENTES.

1.1.1. El Sistema Eléctrico de Potencia.

Los sistemas eléctricos de potencia (SEP) son claves para el bienestar y el progreso de la sociedad moderna. Estos permiten el suministro de energía eléctrica con la calidad adecuada para manejar motores, iluminar hogares y calles, hacer funcionar plantas de manufactura, negocios, así como para proporcionar potencia a los sistemas de comunicaciones y de cómputo.

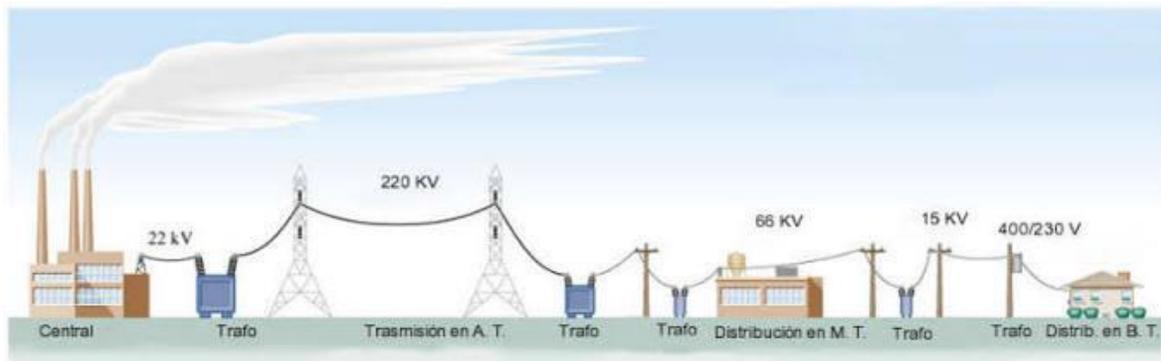


Figura 1.1. Estructura de un SEP.

Se puede establecer de manera sencilla que un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) es un sistema que consta de dispositivos que generan, transmiten, distribuyen y consumen potencia eléctrica.

Cuando se habla de dispositivos que “Generan” se está hablando del proceso de obtención de potencia eléctrica a través de algún medio de conversión de otra forma de potencia.

Asimismo hablar de “Consumo” se refiere al proceso de convertir potencia eléctrica en alguna otra forma de potencia para su utilización.

Es claro que la potencia eléctrica no es la única forma que existe de potencia, y de hecho las formas más comunes de ella en los centros de consumo no son del tipo eléctrico. Por ejemplo, en los procesos industriales la potencia utilizada es del tipo mecánico y químico principalmente, el uso doméstico de la potencia es en forma de luz y mecánica, los medios de transporte utilizan principalmente potencia calorífica, etcétera.

Sin embargo, todas estas formas de potencia utilizadas son en su mayoría obtenidas de un proceso de conversión de potencia eléctrica. Esto hace que la potencia eléctrica sea la más importante en nuestra sociedad.

La importancia de la potencia eléctrica se debe a que en la actualidad es la única forma conocida de generar, transmitir, a grandes distancias y distribuir a cualquier parte que se desee.

Aunque existe gran variedad de dispositivos capaces de generar potencia eléctrica, el único capaz de hacerlo en las cantidades requeridas por los centros de consumo es el generador síncrono.

Dadas las características de los SEP modernos, los medios de transporte de la potencia eléctrica son las Líneas de Transmisión, que operan a niveles de tensión en el orden de los cientos de kilovolts.

Existen desde luego medios para lograr los niveles de tensión requeridos para transportar convenientemente la potencia eléctrica a grandes distancias. Esto se logra con los Transformadores, los cuales forman parte del sistema de transporte de la potencia eléctrica.

Por último todos aquellos dispositivos consumidores de la potencia eléctrica (motores, alumbrado, etc.) se conocen como Cargas.

En forma resumida se puede establecer que los principales componentes de un SEP son:

- a. Generador Síncrono
- b. Transformadores
- c. Líneas de Transmisión
(Área en que se trabaja)
- d. Cargas

Esquemáticamente la relación entre estos componentes se puede representar como lo muestra la figura 1.1.



Figura 1.2. Relación entre componentes de un SEP.

Existen desde luego una gran cantidad de dispositivos complementarios que hacen posible que los SEP operen en condiciones satisfactorias, como por ejemplo, compensadores, interruptores, protecciones, etcétera.

Sin embargo, todos ellos son dispositivos que se agregan a los componentes principales para mejorar su funcionamiento en lo individual y el del SEP en lo general.

1.1.2. Características de las líneas de transmisión.

Una línea de transmisión tiene su resistencia, inductancia, capacitancia y conductancia distribuidas uniformemente a lo largo de su longitud, y puede representarse para diversos estudios mediante su equivalente por fase y por unidad de longitud. Para la generalidad de los análisis, el principal objetivo es conocer las relaciones que existen entre los voltajes y las corrientes en ambos extremos de la línea. A lo largo de la línea existe un

cambio continuo tanto en el voltaje como en la corriente debido a la naturaleza distribuida de sus parámetros.

La resistencia de los conductores de las líneas de transmisión es la causa más importante de pérdida de potencia entre ellas, y se da en base al tipo de conductor y su longitud.

La inductancia de las líneas se calcula como enlaces de flujo por ampere. Si la permeabilidad μ es constante, la corriente sinusoidal produce flujos que varían sinusoidalmente en fase con la corriente. Entonces los enlaces de flujo resultantes se pueden expresar como un fasor λ , y:

$$L = \frac{\lambda}{I} \quad (1.1)$$

La resistencia y la inductancia uniformemente distribuidas a lo largo de la línea constituyen la impedancia serie.

La capacitancia de una línea de transmisión es el resultado de la diferencia de potencial entre los conductores y origina que ellos se carguen de la misma forma que las placas de un capacitor cuando hay una diferencia de potencial entre ellas. La capacitancia entre conductores paralelos es una constante que depende del tamaño y espaciamiento entre ellos. El efecto de la capacitancia puede ser pequeño y muchas veces se desprecia en líneas de potencia que tienen menos de 80 km. de largo. Para líneas de alto voltaje más largas, la capacitancia crece en importancia.

La conductancia se presenta entre conductores o entre conductores y la tierra, toma en cuenta las corrientes de fuga en los aisladores de líneas aéreas y a través del aislamiento de los cables. Generalmente, no se considera la conductancia entre conductores de una línea aérea porque la fuga en los aisladores llega a ser despreciable. Otra razón por la que se desprecia la conductancia es que no hay una buena forma de tomarla en cuenta porque es bastante variable. La fuga en aisladores, que es la fuente principal de conductancia, cambia apreciablemente con las condiciones atmosféricas y con las propiedades conductoras de la contaminación que se deposita sobre los aisladores.

Cuando las ecuaciones que representan el voltaje y la corriente para cualquier distancia "x" a partir del extremo inicial de la línea, se utilizan para relacionar en forma explícita las relaciones de voltaje y corriente en ambos extremos de la línea, los coeficientes que los relacionan se conocen como las constantes ABCD, y pueden escribirse como:

$$E_s = AE_R + BI_R \quad (1.2)$$

$$I_s = CE_R + DI_R \quad (1.3)$$

Donde los E_s e I_s representan respectivamente el voltaje y la corriente en el extremo emisor, mientras que los subíndices r nos dan el valor de voltaje y corriente en el extremo receptor.

1.1.3. Compensación serie en líneas de transmisión.

Cuando existe necesidad de transmitir grandes cantidades de potencia eléctrica a través de líneas de transmisión, se deben considerar algunos factores que limitan la transmisión de energía. Entre ellos se pueden mencionar: la caída de voltaje, el problema de estabilidad y los efectos térmico de los conductores. Los límites impuestos por estos factores pueden ser superados con la construcción de nuevas líneas o con la transmisión a un nivel de voltaje mayor.

Estas alternativas resultan generalmente muy costosas, especialmente en el caso de líneas de transmisión largas. Otra alternativa de costo menor es la compensación serie de líneas de transmisión.

Compensar una línea de transmisión significa modificar sus características eléctricas, teniendo como objetivo incrementar su capacidad de transmisión de potencia. En el caso particular de la compensación serie, la modificación consiste en cancelar parte de la reactancia inductiva de la línea utilizando capacitores serie.

Es importante mencionar que un alto grado de compensación serie acentúa problemas en relevadores de protección y en los perfiles de voltajes durante fallas. Otro problema detectado en la utilización de capacitores serie es la resonancia subsíncrona, que puede producir fallas severas en las flechas de generadores y turbinas.

1.1.4. Efectos de los capacitores serie en líneas de transmisión.

La capacidad de carga así como el comportamiento de muchas líneas de transmisión, actuales y futuras, pueden mejorar mediante la instalación de capacitores serie. Sin embargo, la aplicación correcta de éstos depende del conocimiento que se tenga de sus efectos fundamentales en transmisión.

La aplicación de los capacitores serie a líneas de transmisión de alta tensión fue objeto de una considerable atención durante tiempo atrás. Este interés generalizado puede atribuirse a los factores siguientes:

1. El rápido aumento de las demandas de carga.
2. El aumento en los costos de construcción de nuevas líneas de transmisión.
3. El bajo costo de los capacitores por kilovolt-ampere.
4. La conservación de materiales de respaldo esenciales.

No obstante los factores aludidos, la aplicación de capacitores serie a líneas de transmisión de alto voltaje no llegó a realizarse hasta el perfeccionamiento de equipos de protección adecuados. Algunas de las posibles aplicaciones de los capacitores serie a circuitos de transmisión son las siguientes:

1. Aumentar la capacidad de carga de una línea de transmisión en una cantidad nominal (de 0 a 50%). El capacitor serie resulta muy útil para este tipo de expansión de

sistemas, ya que dicho aumento no justifica el cambio del voltaje del sistema ni la construcción de otro circuito paralelo.

2. Proveer un aumento de la capacidad de la línea, de manera que el sistema pueda manejar cargas de emergencia de corta duración. En dichas aplicaciones, la eficiencia de la línea a carga máxima para compensaciones superiores al 50%, decrecerá materialmente.
3. Aumentar los límites de estabilidad de un sistema ante transitorios.

Fundamentalmente, el capacitor serie se utiliza para compensar la reactancia inductiva de una línea. Tratándose de circuitos de transmisión el objetivo consiste en aumentar la transferencia de potencia y los límites de estabilidad.

En una línea de transmisión normal, exenta de capacitores serie (haciendo caso omiso de la resistencia de la línea), la potencia máxima que puede enviarse sobre la línea es:

$$P_{\text{máx}} = \frac{E_s E_r}{X} \quad (1.4)$$

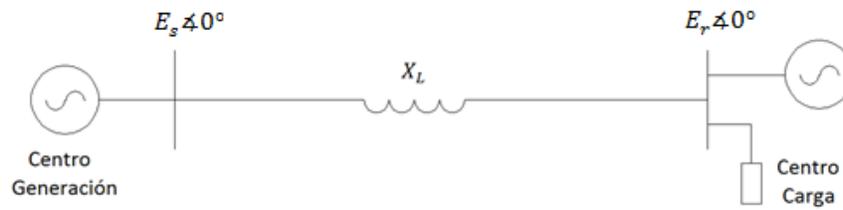


Figura 1.3. Línea de transmisión sin compensación serie.

En la cual, E_s y E_r representan, respectivamente, los voltajes de suministro y de recepción.

Si un capacitor serie se introduce en la línea, la potencia máxima se convierte en:

$$P_{\text{máx}} = \frac{E_s E_r}{X_L - X_C} \quad (1.5)$$

Por lo que a medida que disminuye la reactancia entre los extremos de suministro y recepción aumenta el límite de potencia del sistema.

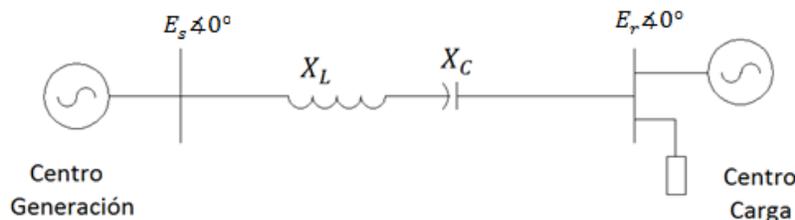


Figura 1.4. Línea de transmisión con compensación serie.

1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

Cuando existe necesidad de transmitir grandes cantidades de potencia eléctrica a través de líneas de transmisión, se deben considerar algunos factores que limitan la transmisión de energía entre ellos se pueden mencionar; la caída de voltaje, el problema de estabilidad y los efectos térmicos en los conductores. Los límites impuestos por estos factores pueden ser superados con alternativas generalmente muy costosas, como la construcción de nuevas líneas o con la transmisión a un nivel de voltaje mayor.

Una alternativa es la compensación serie de líneas de transmisión. Compensar una LT significa modificar sus características eléctricas, esta modificación consiste en cancelar parte de la reactancia inductiva de la línea utilizando capacitores serie teniendo como objetivo incrementar su capacidad de transmisión de potencia.

En base a esto se realiza el modelado y simulación del Capacitor Serie Controlado por Tiristores en una línea de transmisión de Comisión Federal de Electricidad.

Las simulaciones son hechas haciendo uso del software MATLAB, para simular corridas de flujos de carga y determinar en qué punto de la red el TCSC puede ayudar a mejorar las condiciones de operación.

1.3. JUSTIFICACIÓN.

La simulación es una herramienta que da la oportunidad de realizar un estudio variando parámetros de acuerdo al objetivo planteado.

Con la necesidad que existe de optimizar la operación en los sistemas eléctricos, el modelo del TCSC aplicado a una red deseada permite comprender cuales serían los efectos de conectar o no el dispositivo a la red ante situaciones de operación posibles de la red, pudiendo tomar con anticipación decisiones que ayuden a mantener operando el sistema de manera confiable, eficiente y continua.

El objetivo de la compensación serie es brindar a un sistema la oportunidad de mejorar el flujo de potencia eléctrica sin afectar los niveles de estabilidad.

1.4. OBJETIVOS.

Objetivo general.

- Mejorar la operatividad de un sistema eléctrico, para aportar un mayor margen de estabilidad y/o la posibilidad de un incremento en la transmisión de potencia.

Objetivos específicos.

- Crear un programa en MATLAB que realice un estudio de flujos para cualquier red usando el método de Newton Raphson para flujos de carga teniendo los datos requeridos por el programa.
- Que el programa determine (si así lo requiere) en base al estudio de flujos la localización del TCSC para mejorar la operación de la red.
- Simular el modelo del TCSC en MATLAB.

1.5. HIPÓTESIS.

Con la instalación de un capacitor serie en un sistema eléctrico, se mejorará su operación, modificando las características eléctricas de una línea de transmisión.

- El capacitor serie brindará la oportunidad de incrementar el envío de potencia, ya que la reactancia del capacitor cancela parte de la reactancia propia de la línea.
- Se obtendrá un mayor margen de estabilidad en la línea de transmisión, puesto que se incrementa el posible envío de potencia, pero en lugar de ser enviada se mantiene el mismo nivel de envío de potencia para aumentar el margen de estabilidad.

1.6. ALCANCES Y LIMITACIONES.

Alcances.

- Estudio en MATLAB con datos reales de un sistema eléctrico.
- Creación de un programa que lleve a cabo una corrida de flujos para cualquier red.
- Incrementar la potencia de transmisión en una línea de transmisión.
- Mejorar el margen de estabilidad de una línea de transmisión.

Limitaciones.

- Acceso a las bases de datos para extraer la información requerida para realizar la simulación.

Capítulo

2

Estudio de flujos de carga.

En este capítulo se aborda el tema de estudios de flujos de carga para mostrar la importancia de esta herramienta aplicada a los Sistemas Eléctricos de Potencia, el método usado y las consideraciones que se deben tomar para llevar a cabo un análisis correcto.

2.1. EL PROBLEMA DE FLUJOS DE POTENCIA.

La complejidad de obtener una solución formal para el flujo de potencia en un sistema eléctrico se debe a las diferencias en el tipo de datos especificados para las diferentes clases de bus. Aunque la formulación de ecuaciones suficientes que igualen el número de variables de estado desconocidas no es difícil, la forma cerrada de la solución no es práctica.

Las soluciones digitales de los problemas de flujos de potencia siguen un proceso iterativo. El método de Newton-Raphson resuelve la forma polar de las ecuaciones de flujos de potencia mediante los errores que se obtienen con la diferencia de las potencias especificadas por el sistema y las potencias calculadas en cada iteración, dando como solución la magnitud y el ángulo de voltaje que se tiene en cada bus.

El punto de partida en la obtención de los datos que deben ser introducidos en la computadora es el diagrama unifilar del sistema.

Por lo general, se evita la convergencia sobre una solución errónea si los valores iniciales son de magnitud razonable y no difieren demasiado en fase. Seleccionar los estimados iniciales de los voltajes desconocidos en todas los buses de carga como iguales a $1.0\angle 0^\circ$ por unidad.

La importancia de realizar este estudio radica en determinar el estado estacionario de la red ante modificaciones en su estructura de operación y así poder tomar decisiones que ayuden a prevenir contingencias que pongan en riesgo la operación confiable y eficiente del sistema. Dichas modificaciones son el resultado de librar un equipo para su mantenimiento, cambio de TAP de transformadores, inserción de un equipo a la red u otras condiciones que se quieran analizar.

Diariamente en el Sistema Eléctrico Nacional se llevan a cabo libranzas de equipos, las cuales son respaldadas por un estudio de flujos de carga principalmente y avaladas por los niveles de operación del rango correspondiente, demostrando que el sistema podrá seguir operando en rangos aceptables, y que pudiera soportar una contingencia menor durante la ausencia de este equipo para su mantenimiento.

La herramienta de flujos de carga se vale de tomar los valores necesarios en por unidad (en este caso se asume una potencia base de 100MVA) esto reduce errores de redondeo además de que permite ver la impedancia de los transformadores con un mismo valor ya sea del lado de alta o baja tensión.

Al final de la corrida de flujos basta con multiplicar los resultados obtenidos por los valores base que se tienen como datos conocidos, ya sea el valor de tensión en KV's o por la potencia base (100MVA) para obtener los resultados en valores reales, esto es tarea del usuario ya que el programa se limita a manejar los resultados en valores en por unidad.

2.2. DIAGRAMA DE FLUJO DEL FUNCIONAMIENTO DEL PROGRAMA.

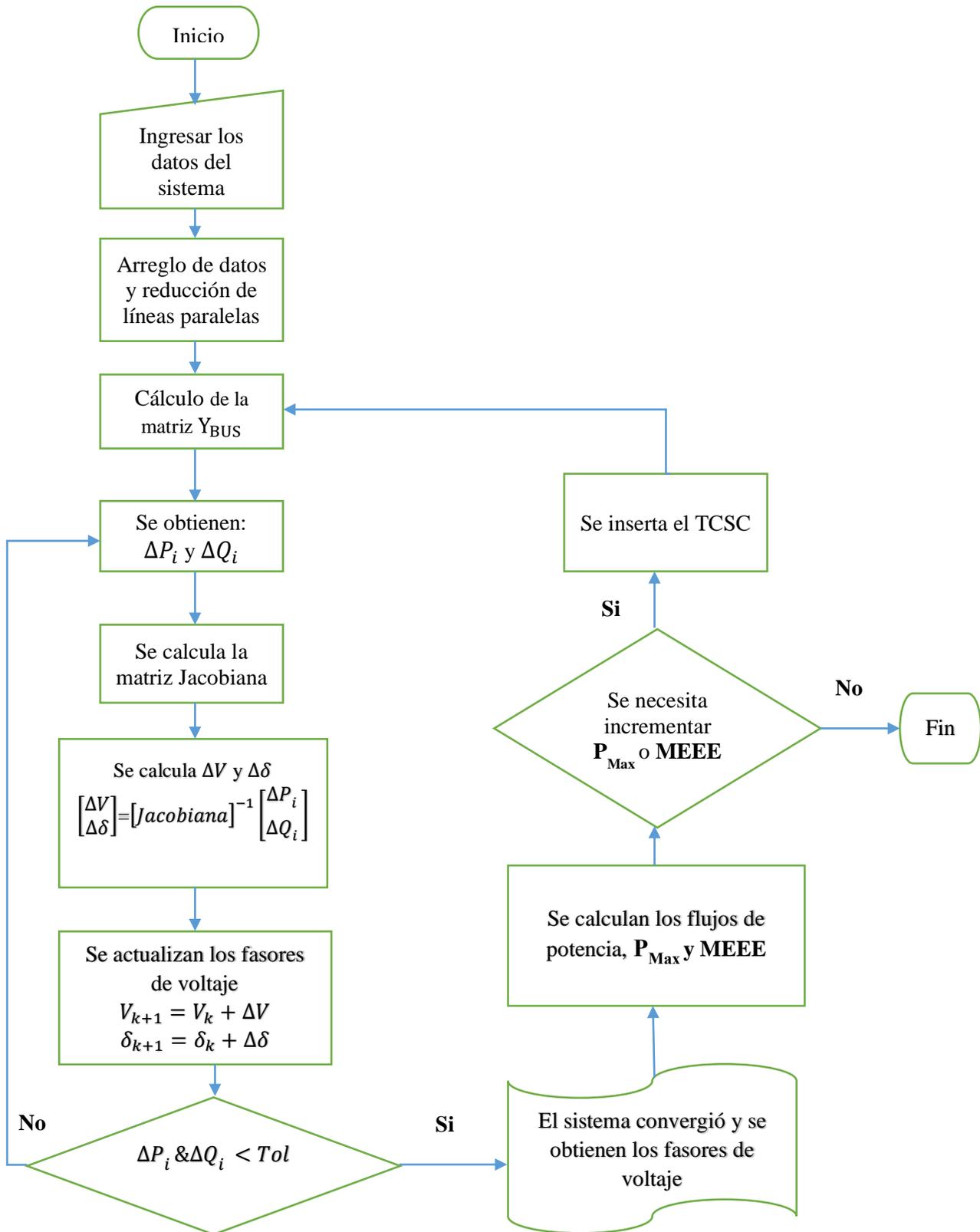


Figura 2.1. Diagrama de flujo del programa en MATLAB.

2.3. PROCEDIMIENTO PARA FLUJOS DE CARGA.

Para tener una operación exitosa de los sistemas de potencia en condiciones normales balanceadas de estado estable trifásico, se requiere lo siguiente:

1. La generación abastece la demanda (carga) más las pérdidas.
2. Las magnitudes de voltaje en las barras permanecen cercanas a sus valores nominales.
3. Los generadores operan dentro de límites especificados de potencia real y reactiva.
4. Las líneas de transmisión y los transformadores no están sobrecargados.

El estudio de flujos de potencia (conocido como flujos de carga) es la herramienta básica para investigar estos requerimientos, cuya finalidad es calcular la magnitud del voltaje y el ángulo de fase en cada bus de un sistema de potencia en condiciones de estado estable trifásico. Como subproducto de este cálculo, se pueden calcular flujos de potencia real y reactiva en equipo como líneas de transmisión y transformadores, así como pérdidas de equipo. Son de interés tanto los elementos del sistema de potencia como los cambios propuestos, incluyendo la nueva generación y transmisión para satisfacer el crecimiento de la carga proyectada.

A partir del diagrama unifilar del sistema de potencia se pueden obtener los datos de entrada para las soluciones por computadora. Los datos de entrada consisten en datos de buses, datos de líneas de transmisión y de los transformadores.

El análisis nodal común, o de mallas, no es adecuado para estudios de flujos de potencia porque los datos de entrada para las cargas por lo general se dan en términos de potencia, no de impedancia. Asimismo, se considera a los generadores como fuentes de potencia, no fuentes de voltaje o corriente. El problema de flujos de potencia, por lo tanto, se formula como un conjunto de ecuaciones algebraicas no lineales adecuado para resolverlo por computadora y existen varios métodos para realizar este estudio, los cuáles basan su convergencia en distintas variables.

Puesto que se suponen condiciones balanceadas de estado estable trifásico, solo se emplean redes de secuencia positiva. Los datos de entrada y salida se usan en por unidad esto para reducir errores por redondeo y facilitar el análisis de los resultados.

2.3.1. Tipos de Buses.

Dentro de las variables que componen el sistema se tienen cuatro cantidades potencialmente desconocidas que se asocian con cada bus son P_i , Q_i , el ángulo de voltaje δ_i y la magnitud del voltaje $|V_i|$. La práctica general en los estudios de flujos de potencia es identificar tres tipos de buses en la red. En cada bus se especifican dos de los cuatro valores antes mencionados y se calculan los dos restantes. Los valores especificados se seleccionan de acuerdo con el tipo de bus:

- *Bus de compensación.* También llamado *bus slack*, el ángulo de voltaje en este bus, sirve como referencia para los ángulos de todos los demás voltajes en los buses. Aquí se especifican la magnitud y el ángulo de voltaje: $|V_i|$ y δ_i . En este bus P_i y Q_i no son especificadas, ya que no se cuenta con las pérdidas por I^2R e I^2X que deben ser sumadas a las potencias totales P_i y Q_i , y estas pérdidas no se pueden calcular debido a que la corriente es calculada hasta que se obtengan la magnitud y el ángulo de voltaje.
- *Bus de carga.* En este bus se tiene registro de los valores P_i y Q_i que son tomados del sistema por la carga, y las dos cantidades desconocidas son $|V_i|$ y δ_i .
- *Bus de voltaje controlado.* Cualquier bus del sistema que mantiene su magnitud de voltaje controlado es llamado de voltaje controlado. En los buses que tienen un generador conectado se pueden controlar la generación de megawatts por medio del ajuste de la fuente de energía mecánica y la magnitud del voltaje puede ser controlada por medio de la excitación del generador. Por lo tanto en este bus se especifican los valores de P_i y $|V_i|$. El valor del ángulo de voltaje δ_i no es conocido, y la potencia reactiva del generador Q_i para mantener el voltaje controlado $|V_i|$ no se puede conocer hasta que el problema de flujos de potencia sea resuelto.

2.3.2. Matriz Y_{BUS} .

Dentro del análisis de sistemas eléctricos, la tarea inicial es disponer de todos los datos para realizar estudios que permitan determinar sus condiciones de operación.

Se pueden tomar dos consideraciones para el cálculo de la Y_{bus} :

1. Los elementos de la diagonal Y_{ii} son iguales a la suma de las admitancias (incluidas las admitancias en derivación) que están directamente conectadas al nodo i .
2. Los elementos fuera de la diagonal Y_{ij} son iguales al negativo de la admitancia total conectada entre los nodos i y j .

Las líneas de transmisión se representan por su equivalente π . Los valores numéricos para la impedancia serie Z y la admitancia total de la carga de la línea Y son necesarios para cada línea de manera que la computadora pueda determinar todos los elementos de la matriz de admitancias de $N \times N$ buses, de la que un típico elemento Y_{ij} tiene la forma:

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \theta = |Y_{ij}| \cos \theta + j|Y_{ij}| \sin \theta = G_{ij} + jB_{ij} \quad (2.1)$$

2.4. MÉTODO DE NEWTON RAPHSON PARA FLUJOS DE CARGA.

Este método obtiene los valores de las variables de estado mediante la siguiente secuencia:

1. Se declaran dos vectores de fasores iniciales, uno que contenga la magnitud y otro que contenga el ángulo (flat start= $1\angle 0^\circ$). Los buses de voltaje controlado se indicaran con el valor de voltaje dado por el sistema.

$$|V_i| = \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} ; \angle V_i = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

2. Se obtienen los valores de $P_{i,sch}$ y $Q_{i,sch}$ como se muestra.

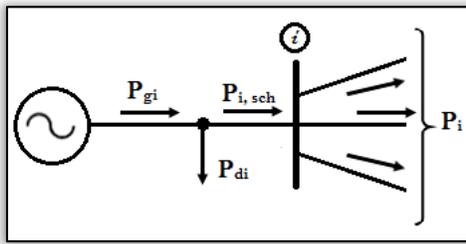


Figura 2.2. Potencia Activa programa del bus.

$$P_{i,sch} = P_{gi} - P_{di} \quad (2.2)$$

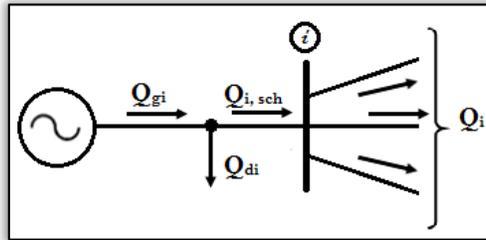


Figura 2.3. Potencia Reactiva programa del bus.

$$Q_{i,sch} = Q_{gi} - Q_{di} \quad (2.3)$$

3. Se calculan la Potencia Activa y Potencia Reactiva en los buses, mediante los siguientes algoritmos.

$$P_{i,calc} = |V_i|^2 G_{ii} + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N |V_i V_n Y_{in}| \cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (2.4)$$

$$Q_{i,calc} = -|V_i|^2 B_{ii} - \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N |V_i V_n Y_{in}| \sin(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (2.5)$$

Donde:

V_i = voltaje en el extremo de envío

V_n = voltaje en el extremo receptor

G_{ii} = parte real de el elemento ii de la matriz Y_{Bus}

θ_{in} = ángulo del elemento in de la matriz Y_{Bus}

δ_n = ángulo de voltaje en el extremo receptor

δ_i = ángulo de voltaje en el extremo de envío

4. Se obtienen los valores de ΔP_i y ΔQ_i mediante:

$$\Delta P_i = P_{i,sch} - P_{i,calc} \quad (2.6)$$

$$\Delta Q_i = Q_{i,sch} - Q_{i,calc} \quad (2.7)$$

5. Se calcula la matriz Jacobiana.

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_N} & \vdots & |V_2| \frac{\partial P_2}{\partial |V_2|} & \dots & |V_N| \frac{\partial P_2}{\partial |V_N|} \\ \vdots & J_{11} & \vdots & \vdots & \vdots & J_{12} & \vdots \\ \frac{\partial P_N}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_N}{\partial \delta_N} & \vdots & |V_2| \frac{\partial P_N}{\partial |V_2|} & \dots & |V_N| \frac{\partial P_N}{\partial |V_N|} \\ \hline \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_N} & \vdots & |V_2| \frac{\partial Q_2}{\partial |V_2|} & \dots & |V_2| \frac{\partial Q_2}{\partial |V_N|} \\ \vdots & J_{21} & \vdots & \vdots & \vdots & J_{22} & \vdots \\ \frac{\partial Q_N}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_N}{\partial \delta_N} & \vdots & |V_2| \frac{\partial Q_N}{\partial |V_2|} & \dots & |V_2| \frac{\partial Q_N}{\partial |V_N|} \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

Elementos fuera de la diagonal principal de J11:

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = -|V_i V_j Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (2.9)$$

Elementos de la diagonal principal de J11:

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = -Q_{i,calc} - |V_i|^2 B_{ii} \quad (2.10)$$

Elementos fuera de la diagonal principal de J21:

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} = -|V_i V_j Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (2.11)$$

Elementos de la diagonal principal de J21:

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = P_{i,calc} - |V_i|^2 G_{ii} \quad (2.12)$$

Elementos fuera de la diagonal principal de J12:

$$|V_j| \frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} = -\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} \quad (2.13)$$

Elementos de la diagonal principal de J12:

$$|V_i| \frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} + 2|V_i|^2 G_{ii} \quad (2.14)$$

Elementos fuera de la diagonal principal de J22:

$$|V_j| \frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} = \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} \quad (2.15)$$

Elementos de la diagonal principal de J22:

$$|V_i| \frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = -\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} - 2|V_i|^2 B_{ii} \quad (2.16)$$

6. Se obtienen los errores de las variables de estado.

$$\begin{bmatrix} \Delta V \\ \Delta \delta \end{bmatrix} = [\text{Jacobiano}]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P_i \\ \Delta Q_i \end{bmatrix} \quad (2.17)$$

7. Se actualizan las variables de estado, y se obtiene el nuevo fasor de voltaje que será usado en la nueva iteración.

$$V_{k+1} = V_k + \Delta V \quad (2.18)$$

8. Se verifica si ΔP_i & ΔQ_i son menores que una tolerancia establecida. Si se cumple se habrán obtenido los fasores de voltaje, si no se cumple se regresa al punto 3 hasta que se logre caer dentro de la tolerancia.

No se pueden incluir los errores para el bus slack porque ΔP_1 y ΔQ_1 están indefinidos cuando P_1 y Q_1 no se programan.

En el caso de los buses de voltaje controlado, el valor de ΔQ_i no se conoce, puesto que no se tiene el valor de $Q_{i,calc}$ para mantener el voltaje, y la magnitud de voltaje tiene un valor constante especificado, por lo tanto de la matriz Jacobiana se elimina la fila y la columna en que se tiene implicada la multiplicación por cero.

2.5. FLUJO DE POTENCIA ENTRE BUSES.

Con los valores de magnitud y ángulo de voltaje es posible determinar la potencia activa y reactiva que se tiene entre cada bus de sistema.

$$S = V \times I^* = V_i \times ((Y_{ij}) \times (V_i - V_j))^* = P + jQ \quad (2.19)$$

El valor de Y_{ij} se refiere a la admitancia de cada línea considerando que se pudieran tener más de una línea entre cada bus o transformadores en paralelo.

Sabiendo que los megavars de carga varían en relación con el cuadrado del voltaje, en este caso se toma la mitad de los Mvar totales de carga, por lo que los Mvar que son aportados por el efecto capacitivo en cada bus son:

$$\text{Carga en Mvar} = \frac{\text{Mvar}_{\text{Totales}}}{2} \times V_{\text{Bus}}^2 \quad (2.20)$$

La potencia reactiva por el efecto capacitivo se considera positiva y se suma a la potencia reactiva ya obtenida.

2.6. POTENCIA MÁXIMA Y MARGEN DE ESTABILIDAD EN ESTADO ESTABLE (MEE).

Con los resultados obtenidos, se encuentran los valores de potencia máxima de acuerdo a:

$$P_{\text{máx}} = \frac{|V_i| |V_j|}{X_{LT}} \times \sin \delta \quad (2.21)$$

Donde:

$\delta = 90^\circ$ (máximo ángulo de transferencia de potencia).

El margen de estabilidad en estado estable (MEEE) se define como la diferencia, en por ciento, entre la potencia máxima ($P_{m\acute{a}x}$) que teóricamente se puede transmitir y el nivel de operación (P_N).

$$MEE = \frac{P_{MAX} - P_N}{P_{MAX}} * 100 \quad (2.22)$$

Este margen es seleccionado de manera que se pueda garantizar una operación estable de la línea ante la presencia de diferentes disturbios, tales como: maniobras de apertura y cierre en líneas adyacentes, cambios importantes en la carga, cambios de generación, pérdidas de generación, fallas en elementos del sistema que produzcan cambios de topología, etc.

El nivel del margen se basa en el buen juicio y en la experiencia de los sistemas existentes, así como en los criterios de planificación que se siguen, específicamente los referentes a la confiabilidad con que se planifican los sistemas.

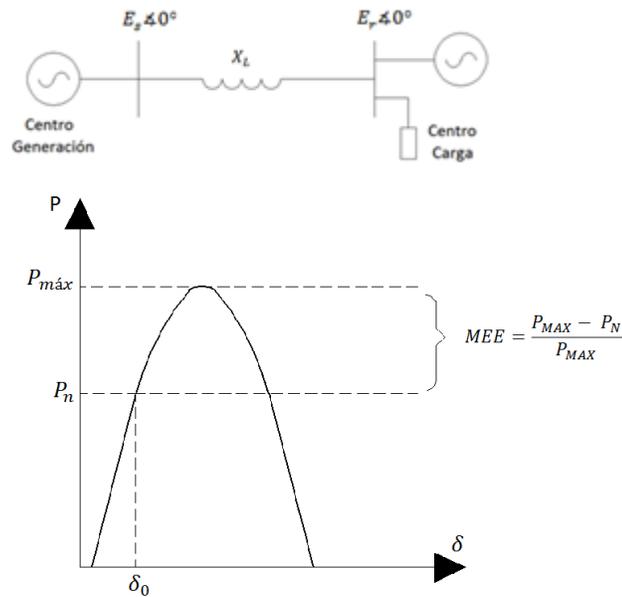


Figura 2.4. Margen de estabilidad de estado estable.

Generalmente, se utiliza un margen del 30 % al 35%, lo que significa una separación angular entre V_i y V_j de 44° - 40° . La separación angular se refiere al sistema completo; esto es, desde la fuente de voltaje equivalente en el extremo receptor hasta la fuente de voltaje equivalente en el extremo de envío.

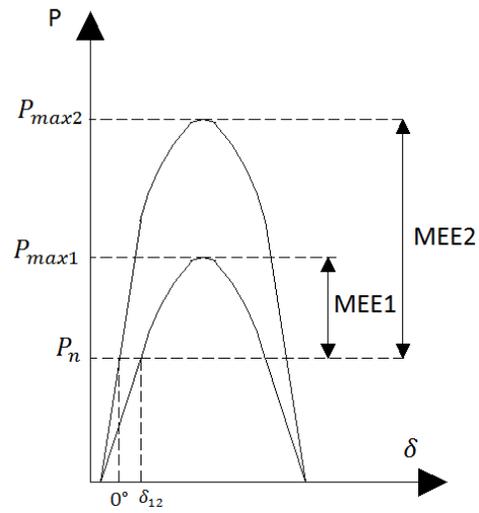


Figura 2.5. Incremento del MEE al conectar un capacitor serie.

donde:

MEE1= Margen de estabilidad sin capacitor serie.

MEE2= Margen de estabilidad con capacitor serie.

Sistemas de Transmisión Flexibles de C.A. (FACTS)

En este capítulo se analiza la importancia de los Sistemas de Transmisión Flexibles de corriente alterna (FACTS). Se mencionan algunos de los dispositivos más importantes y se muestra el análisis y modelado del Capacitor Serie Controlado por Tiristores.

3.1. INTRODUCCIÓN A LOS FACTS.

Como un resultado del crecimiento de los sistemas y de la desregulación, surgieron problemáticas que han causado serias perturbaciones en los sistemas, que generan requerimientos adicionales para el control de flujo de carga y para suplir con confiabilidad todo el sistema. Esto ha estimulado a las compañías que desarrollan equipos de control para SEP's, a diseñar esquemas de protección del sistema contra inestabilidad de voltaje, inestabilidad angular, inestabilidad de frecuencia, con el fin de incrementar propiedades de amortiguamiento o para otros propósitos específicos como evitar la apertura de líneas en cascada.

Existen diferentes dispositivos de control utilizados para garantizar la operación estable de los sistemas eléctricos de potencia. Los controles convencionales utilizados para estos efectos hacen uso de teorías avanzadas de control que actúan sobre variables críticas de las máquinas generadoras y que permiten, bajo ciertas condiciones, incrementar los límites de estabilidad y por tanto, controlar el amortiguamiento de las oscilaciones que puedan aparecer en el sistema. Sin embargo, este tipo de controladores que actúan sobre la máquina síncrona, por sí solos no permiten realizar manejo de la congestión del SEP, y con el incremento en el suministro de energía a grandes distancias se podrían tener condiciones severas en la transmisión, bajo las cuales estos controles convencionales pueden, en algunos casos, no suministrar amortiguamiento suficiente ante la presencia de oscilaciones tipo inter-área.

Así, bajo ciertas condiciones de operación del SEP, estos controladores convencionales no pueden evitar la pérdida de estabilidad. Con el objeto de superar estas circunstancias e incrementar el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas, además de otros objetivos de control en la operación de la red, son necesarios otros equipos efectivos como apoyo auxiliar a los dispositivos convencionales. Los dispositivos FACTS, por sus características de versatilidad de control, y de velocidad de respuesta ante las perturbaciones, son el mejor dispositivo adicional de control en un SEP.

Los FACTS son sistemas de transmisión de corriente alterna que tienen incorporados controladores basados en electrónica de potencia y otros controladores estáticos para mejorar su operación

Los sistemas eléctricos actuales son en su mayoría controlados electromecánicamente lo cual hace inflexible el cambio de parámetros ante cambios de configuración de la red.

La tecnología FACTS es hoy una opción para incrementar la potencia transmitida y mejorar el control de los parámetros que gobiernan la operación cambiándolos de manera flexible.

Esta tecnología no consiste de un solo controlador electrónico para varias aplicaciones sino un conjunto de controladores que proporcionan un universo de soluciones, algunas en aplicación hoy en día y otras en estudio.

Dentro de las primeras aplicaciones de electrónica de potencia en las redes eléctricas destaca el Compensador Estático de VARs, CEV o SVC por sus siglas en inglés, instalado para el control de voltaje.

Los FACTS actúan sobre las limitantes del sistema, las cuales pueden ser de estado transitorio o de estado estacionario. Aquí se muestran algunas:

Limitantes sobre la Capacidad de Transmisión Instalada de estado dinámico:

- Estabilidad transitoria y dinámica
- Oscilaciones subsíncronas
- Sobre voltaje y bajo-voltajes dinámicos
- Colapso de voltaje
- Colapso de frecuencia

Limitantes sobre la Capacidad de Transmisión Instalada de estado estacionario:

- Flujo de potencia desigual
- Flujos excesivos de potencia reactiva
- Capacidad de voltaje
- Capacidad térmica

3.2. FACTS APLICADOS A SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.

Independientemente de la estructura de un sistema de potencia, la energía que fluye a través de toda la red está en función de la impedancia distribuida de la línea de transmisión; una línea de transmisión de baja impedancia permite mayor flujo de potencia que el que permite una línea de transmisión con una alta impedancia. Esto no es siempre el resultado más deseable, porque muy a menudo da lugar a la aparición de problemas operativos; el trabajo del operador del sistema es intervenir para tratar de lograr la redistribución de flujos de potencia, pero con un éxito limitado.

Ejemplos de problemas operativos que los flujos de potencia activa y reactiva no regulados pueden dar lugar son: pérdida de la estabilidad del sistema, bucles de flujo de potencia, pérdidas de transmisión de alta tensión, violaciones de límites de voltaje, la incapacidad para utilizar la capacidad de las línea de transmisión hasta el límite térmico, y el disparo en cascada.

A largo plazo, esos problemas han sido tradicionalmente resueltos mediante la construcción de nuevas centrales eléctricas y líneas de transmisión, una solución que es costosa de implementar y que implica largos tiempos de construcción. Una solución a esos problemas de funcionamiento se basará en la mejora de los actuales equipos de transmisión utilizando los últimos métodos y equipos electrónicos de potencia, una nueva mentalidad tecnológica que viene bajo el título genérico de FACTS - un acrónimo para sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna.

Varios tipos de controladores FATCS se han aplicado en diversas partes del mundo. Los más populares son: cambiadores de tap bajo carga, reguladores de ángulo de fase, compensadores estáticos de VAR (CEV's), compensadores serie controlados por tiristores, compensadores estáticos, controladores interfásicos de potencia (IPC), y controladores unificados de flujo de potencia (UPFC).

La mayoría de ellos cumplen un papel útil durante la operación el estado estacionario y transitorio, pero algunos están específicamente diseñados para funcionar sólo bajo las condiciones transitorias, por ejemplo, como amortiguador de la resonancia subsíncrona (SSR).

Controladores destinados al funcionamiento en estado estable son:

- Cambiador de fase controlado por tiristores (Thyristor-controlled phase shifter (PS)): este controlador es un transformador de desplazamiento de fase electrónico ajustado por tiristores conmutadores para proporcionar una rápida variación del ángulo de fase.
- Cambiador de TAP bajo carga (Load TAP changer (LTC)): este puede ser considerado un controlador FACTS si el cambio de TAP es controlado por tiristores conmutadores.
- Reactor controlado por tiristores (Thyristor-controlled reactor (TCR)): este es un dispositivo conectado en paralelo, la reactancia efectiva del TCR es variada de manera continua por una conducción parcial de los tiristores.
- Capacitor serie controlado por tiristores (Thyristor-controlled series capacitor (TCSC)): este control consiste de un capacitor serie en paralelo con un reactor controlado por tiristores con el fin de proveer una compensación serie variable y que se ajuste de manera adecuada.
- Controlador Interfásico de potencia (Interphase power controller (IPC)): este es un controlador conectado en serie que comprende dos ramas paralelas, una inductiva y otra capacitiva, sometidas a voltajes de fase desfasados independientes. La potencia activa es ajustada por un control independiente o coordinado de las dos fuentes desfasadas y de las dos reactancias variables. El control de potencia reactiva es independiente de la potencia activa.
- Compensador estático síncrono (Static compensator (STATCOM)): este es un condensador síncrono de estado sólido conectado en paralelo con el sistema de corriente alterna. La corriente de salida se ajusta para controlar la magnitud del voltaje nodal o la potencia reactiva inyectada en el bus.
- Controlador serie síncrono de estado sólido (Solid-state series controller (SSSC)): este controlador es similar al STATCOM pero es conectado en serie con el sistema de corriente alterna. La corriente de salida se ajusta para controlar o la magnitud del

voltaje nodal o la potencia reactiva inyectada en una de las terminales del transformador conectado en serie

- Controlador unificado de flujo de potencia (Unified power flow controller (UPFC)): este consiste de un compensador serie síncrono estático (SSSC) y un STATCOM, conectados de tal manera que comparten un capacitor en corriente directa. Es capaz de controlar simultáneamente o de forma selectiva la impedancia de la línea de transmisión, la magnitud de voltaje nodal y el flujo de potencia activa y reactiva a través de él. También puede proporcionar compensación reactiva shunt controlable de forma independiente.

La Electrónica de potencia y la tecnología de control han sido aplicadas a los sistemas de energía eléctrica durante varias décadas. Enlaces de HVDC y compensadores estáticos de VAR son ejemplos de madurez de tecnología:

- Compensador estático de VAR's (Static VAR compensator (SVC)): este es una fuente estática de reactivos conectada en paralelo.
- Enlaces de alto voltaje de corriente directa (High-voltage direct-current (HVDC)): este es un controlador integrado por una estación rectificadora y otra inversora, unidos espalda con espalda o a través de un cable de corriente directa. Los convertidores pueden usar tiristores convencionales o la nueva generación de dispositivos semiconductores tales como los GTO's (Gate turn-off thyristors) o los IGBT's (Insulated gate bipolar transistors).

La aplicación de los controladores FACTS a la solución de problemas de operación de estado estable se indica en la siguiente tabla 3.1.

Tabla 3.1. Aplicación de controladores FACTS en la operación de sistemas de potencia.

Problema operativo	Acción correctiva	Controlador FACTS
<i>Bajo voltaje con carga alta</i>	Suministro de potencia reactiva	STATCOM, SVC
<i>Alto voltaje con carga baja</i>	Absorción de potencia reactiva	STATCOM, SVC, TCR
<i>Alto voltaje tras un evento</i>	Absorción de potencia reactiva	STATCOM, SVC, TCR
<i>Bajo voltaje tras un evento</i>	Suministro de potencia reactiva	STATCOM, SVC
<i>Sobrecarga de los equipos de transmisión</i>	Reducir la sobrecarga	TCSC, SSSC, IPC, PS
<i>Disparo de circuitos paralelos</i>	Limitar la carga del circuito	TCSC, SSSC, IPC, PS
<i>Compartir la carga de líneas paralelas</i>	Ajustar la reactancia serie	IPC, SSSC, UPFC, TCSC, PS
<i>Repartición de flujo de potencia después de una falla</i>	Reorganizar la red o usar los límites térmicos	IPC, SSSC, UPFC, TCSC, PS
<i>Inversión de la dirección del flujo de potencia</i>	Ajustar el ángulo de fase	IPC, SSSC, UPFC, PS

3.2.1. Controlador Unificado de Flujos de Potencia (UPFC).

Por medio de este dispositivo se puede regular la tensión en un bus y controlar el flujo de potencia activa y reactiva entre buses, estas acciones se pueden implementar simultáneamente. El esquema de construcción básico del UPFC consta de dos inversores de potencia en conexión espalda con espalda. Los inversores están acoplados a través de un enlace de corriente continua por medio de un capacitor y unidos a la línea de transmisión mediante transformadores de acoplamiento, uno en paralelo y otro en serie con la línea de transmisión, como se muestra en la figura 3.1.

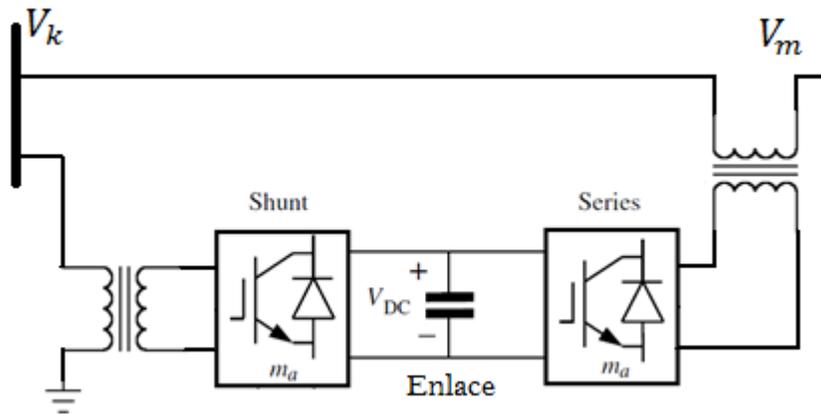


Figura 3.1. Estructura básica del UPFC.

De acuerdo a la estructura del UPFC y como ya se mencionó se tiene que es la combinación de dos dispositivos compensadores, uno es un dispositivo de conexión en paralelo (STATCOM) y uno de conexión serie (SSSC).

3.2.2. Compensador estático Síncrono (STATCOM).

Este es un dispositivo de compensación y control de potencia activa y reactiva, su conexión es en paralelo. Permite obtener un ajuste rápido y continuo en el nodo de conexión.

Su estructura consta de un inversor tipo fuente de tensión (voltaje-source inverter (VSI)), conectado en paralelo a la red por medio de un transformador de acoplamiento. El VSI tiene conectado en el lado de corriente continua un condensador que representa una fuente de tensión; los transformadores de acople son los encargados de compatibilizar los niveles de impedancia del condensador y el sistema de potencia de corriente alterna. Estos transformadores también son utilizados para amortiguar el contenido de armónicos de voltaje en el inversor.

La idea básica del STATCOM consiste en mantener un valor de magnitud de tensión en el nodo al que se conecta por medio del inversor de potencia a la frecuencia fundamental del sistema, el inversor cuenta con 4 componentes principales que son: alimentación en CD,

transformador de acoplamiento al sistema, el inversor y su sistema de control, el cual es parte integral de éste y se encarga de controlar la secuencia de conmutación de los dispositivos semiconductores con el fin de obtener a la salida una forma de onda que sea lo más cercana posible a una senoide y además asegurar que las pérdidas por conmutación sean mínimas.

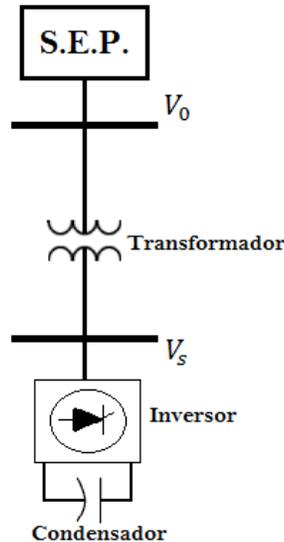


Figura 3.2. Estructura básica del STATCOM.

3.3. CAPACITOR SERIE CONTROLADO POR TIRISTORES (TCSC).

La respuesta de estado estable del TCSC puede ser calculada mediante la solución de ecuaciones diferenciales que describen su comportamiento eléctrico, usando un método de integración numérico adecuado.

Este enfoque involucra la integración de las ecuaciones diferenciales durante varios ciclos hasta que la respuesta transitoria cese. Este método de solución es rico en información, ya que nos da el comportamiento desde la respuesta transitoria hasta la operación en estado estable, pero implica muchos recursos computacionales, particularmente cuando se tienen circuitos ligeramente amortiguados.

Otra opción es que las ecuaciones diferenciales del TCSC sean expresadas en forma algebraica y luego en forma fasorial resolverlas.

Dos opciones diferentes emergen del enfoque fasorial:

1. La operación de estado estable del TCSC puede ser determinada eficientemente mediante el uso de los fasores de frecuencias armónicas y el de frecuencia fundamental, acomodado en el marco de referencia de dominio armónico. Este método mantiene toda la información de la frecuencia fundamental y frecuencias armónicas de los parámetros del TCSC pero la información de estado transitorio no está disponible.

- Una expresión de impedancia equivalente no lineal se deriva para el TCSC y se resuelve por iteración. Este método es preciso y tiene una buena convergencia hacia la solución, pero solo mantiene la información de la frecuencia fundamental de la solución de estado estacionario.

Un módulo básico del TCSC consiste de un TCR en paralelo con un capacitor fijo. Un TCSC actual está compuesto de uno o más módulos.

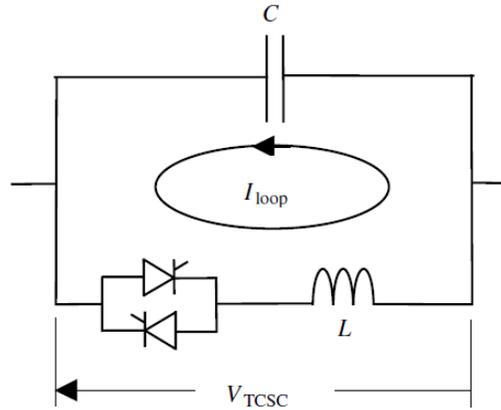


Figura 3.3. Estructura básica del TCSC.

El TCR logra su estado operativo de frecuencia fundamental a expensas de la generación de corrientes armónicas, las cuáles están en función del ángulo de conducción de los tiristores. Sin embargo, contrario a la aplicación del CEV donde las corrientes armónicas generadas por el TCR tienden a escapar hacia la red, en el TCSC las corrientes armónicas del TCR son atrapadas dentro del TCSC debido a la baja impedancia del capacitor comparada con la impedancia equivalente de la red. Esto es, al menos, el caso para los TCSC bien diseñados operando en modo capacitivo.

Cabe señalar que existe un escaso incentivo para operar el TCSC en modo inductivo ya que esto aumentaría la longitud eléctrica de la línea de transmisión compensada, con consecuencias adversas en los márgenes de estabilidad y las pérdidas adicionales.

Para los estudios de flujos de potencia, la topología del TCSC mostrada en la figura 3.3, puede ser considerado como el equivalente de un TCR en paralelo con un capacitor equivalente.

El circuito equivalente mostrado tiene una reactancia equivalente asociada, la cual está en función de las señales de disparo de los tiristores.

3.3.1. Análisis y modelado del TCSC.

Las ecuaciones de corriente del TCSC, que nos dan el comportamiento del dispositivo, pueden ser obtenidas con referencia del circuito mostrado en la figura 3.4, usando la transformada de Laplace.

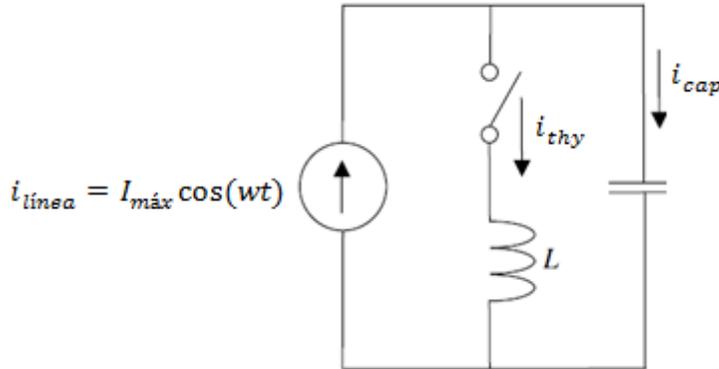


Figura 3.4. Circuito equivalente del TCSC.

Se considera que la corriente de línea como una fuente de corriente sinusoidal.

$$i_{línea} = I_{máx} \cos(\omega t) \quad (3.1)$$

La corriente que circula por el TCR está dada en intervalos de tiempo definidos por el disparo de los tiristores y se obtiene a partir de la siguiente fórmula:

$$i = \begin{cases} \frac{\sqrt{2}V}{X_L} (\cos \alpha - \cos \omega t) & \alpha \leq \omega t \leq \alpha + \sigma \\ 0 & \alpha + \sigma \leq \omega t \leq \alpha + \pi \end{cases} \quad (3.2)$$

donde:

V= Voltaje RMS (de fase)

$X_L = \omega_0 L$, es la reactancia del reactor en ohms a la frecuencia fundamental

$\omega_0 = 2\pi f_0$

α = ángulo de disparo

Se obtuvieron las representaciones gráficas de la corriente en el TCR en función de distintos ángulos de disparo, dichas gráficas fueron obtenidas resultado de ingresar la ecuación (3.2) en MATLAB.

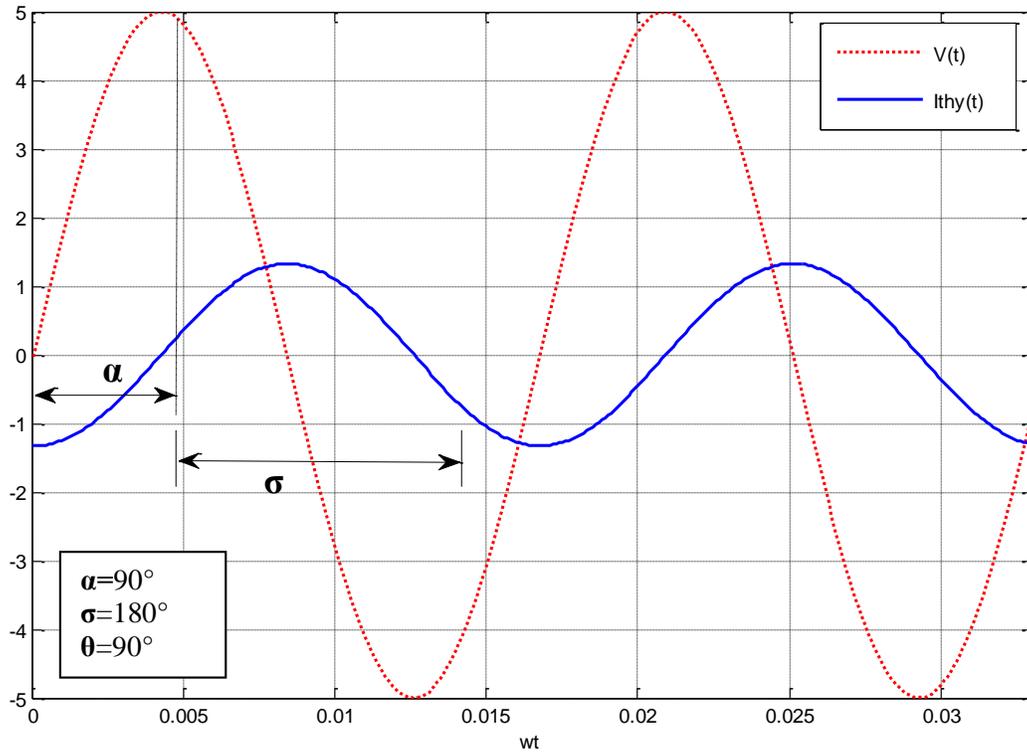


Figura 3.5. Corriente del TCR a un ángulo de disparo de 90° .

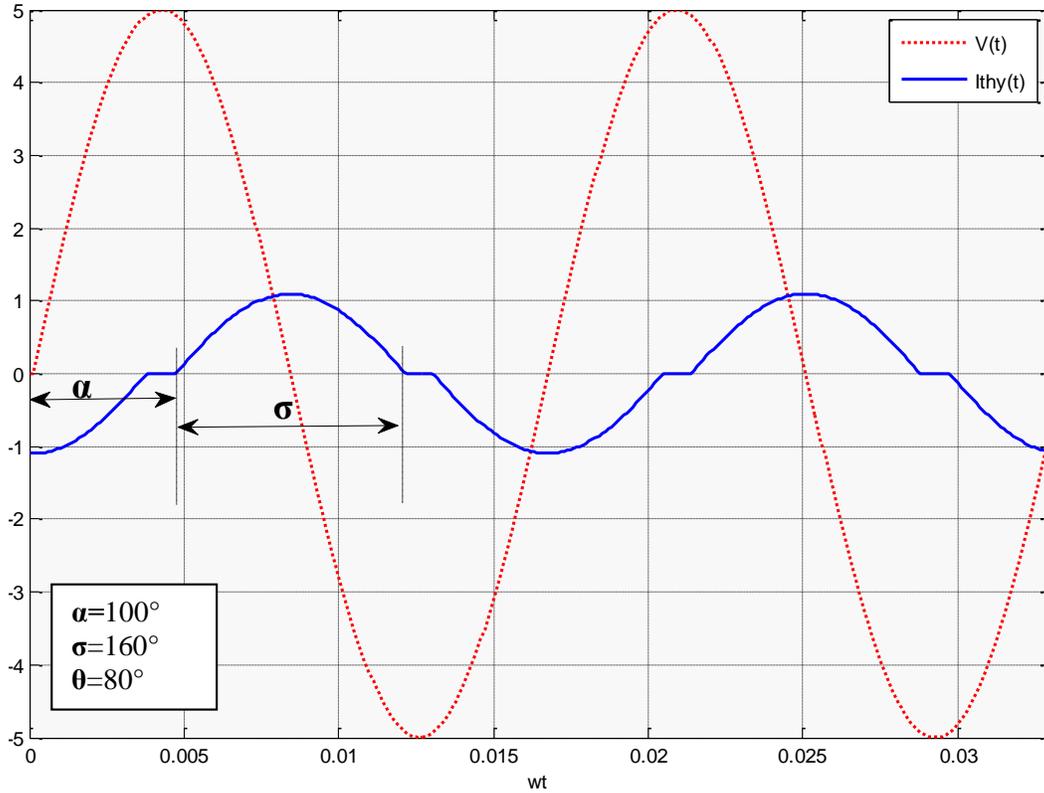


Figura 3.6. Corriente del TCR a un ángulo de disparo de 100° .

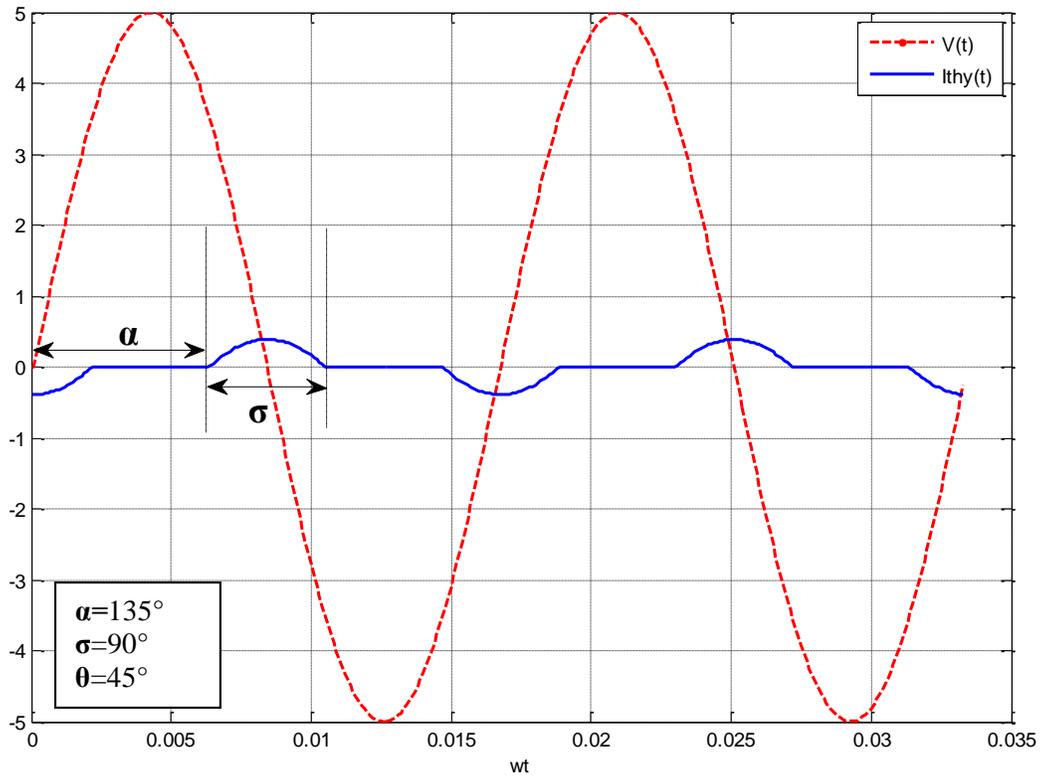


Figura 3.7. Corriente del TCR a un ángulo de disparo de 135° .

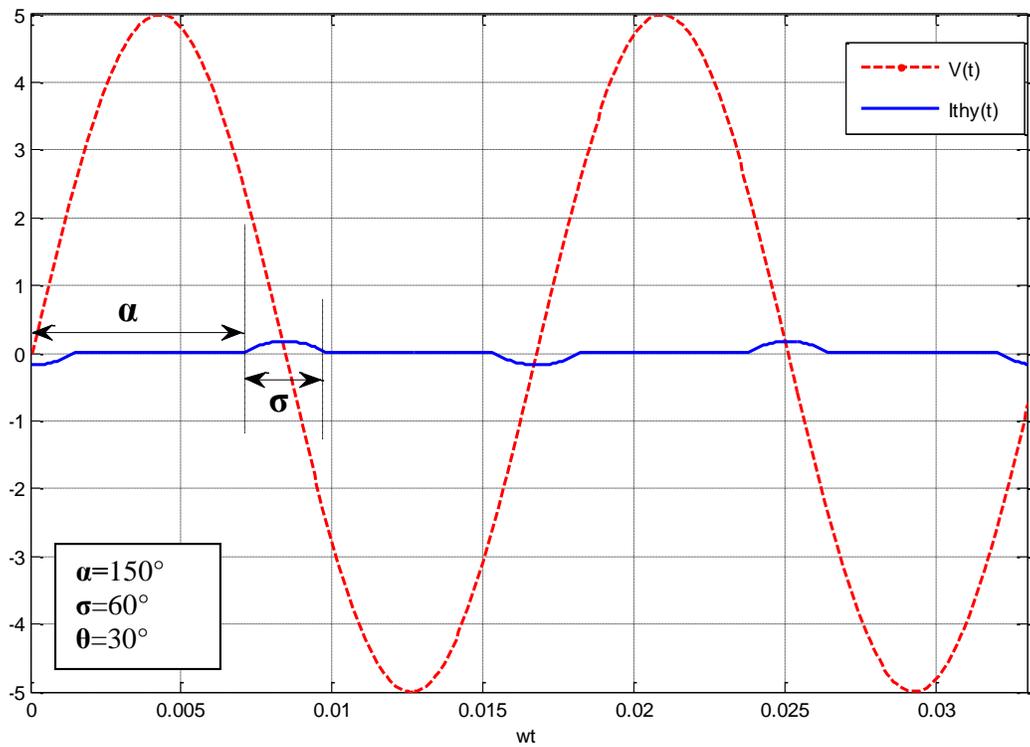


Figura 3.8. Corriente del TCR a un ángulo de disparo de 150° .

Prestando atención en las figuras anteriores y en la que a continuación se muestra, se resalta el hecho que la conducción de los tiristores empieza antes del cruce por cero, por lo que se declara una variable de tiempo t' que incluya este ángulo de conducción, para que nuestro análisis considere la conducción completa, pero ahora con un desfaseamiento dado por este medio semi-ciclo de conducción.

$$t' = t + \frac{\theta}{\omega} \quad (3.3)$$

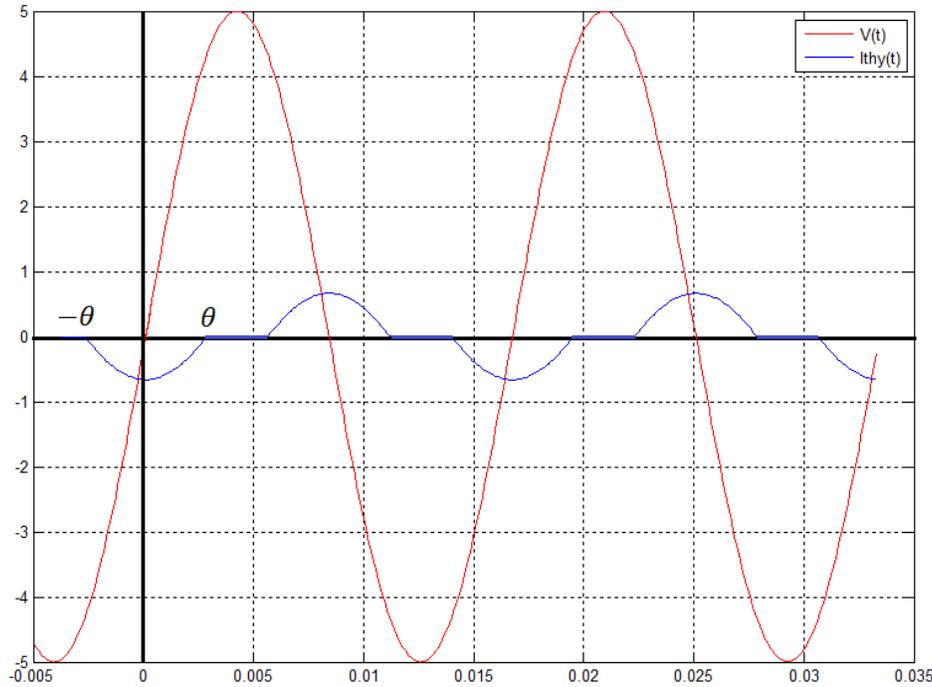


Figura 3.9. Corriente del TCR.

De lo anterior la corriente de línea ahora estará dada por

$$t = t' - \frac{\theta}{\omega} \quad (3.4)$$

$$i_{línea}(t) = I_{máx} \cos(\omega t' - \theta) = I_{máx} \cos(\omega t') \cos(\theta) + I_{máx} \sin(\omega t') \sin(\theta) \quad (3.5)$$

Donde θ es igual a $\pi - \alpha$ (el medio semiciclo de conducción del TCR) o $\alpha/2$.

Se puede concluir que el efecto de reducir el ángulo de disparo es reducir la componente fundamental de la corriente. Esto equivale a un incremento en la inductancia del reactor, lo que equivale a modificar la reactancia equivalente del TCSC.

Dado que durante el periodo de conducción de los tiristores, el inductor y el capacitor están en paralelo, los voltajes en estos elementos son iguales:

$$V_{thy}(t) = V_{cap}(t) \quad (3.6)$$

En base a esta expresión y analizando el circuito equivalente del TCSC tenemos:

$$L \frac{d}{dx} i_{thy}(t) = \frac{1}{C} \int_0^{t'} i_{cap}(t) dt + V_{cap}^+ \quad (3.7)$$

Donde V_{cap}^+ es el voltaje en el capacitor cuando los tiristores entran en conducción.

Aplicando LCK a la figura 3.4, tenemos:

$$i_{línea}(t) = i_{cap}(t) + i_{thy}(t) \quad (3.8)$$

Ahora aplicando transformada de Laplace a las ecuaciones (3.7) y (3.8), tenemos:

$$I_{línea}(s) = I_{máx} \cos(\theta) \frac{s}{s^2 + w^2} + I_{máx} \sin(\theta) \frac{w}{s^2 + w^2} \quad (3.9)$$

$$sL I_{thy} = \frac{1}{C} \frac{1}{s} I_{cap} + \frac{V_{cap}^+}{s} \quad (3.10)$$

$$I_{cap}(s) = s^2 LC I_{thy} - C V_{cap}^+ \quad (3.11)$$

Sustituyendo las ecuaciones (3.9) y (3.11) para obtener la corriente en los tiristores, tenemos:

$$I_{thy} = \left(I_{máx} \cos(\theta) \frac{s}{s^2 + w^2} + I_{máx} \sin(\theta) \frac{w}{s^2 + w^2} \right) - (s^2 LC I_{thy} - C V_{cap}^+) \quad (3.12)$$

$$I_{thy}(1 + s^2 LC) = I_{máx} \cos(\theta) \frac{s}{s^2 + w^2} + I_{máx} \sin(\theta) \frac{w}{s^2 + w^2} + C V_{cap}^+ \quad (3.13)$$

$$I_{thy} = I_{máx} \cos(\theta) \frac{s}{s^2 + s^4 LC + w^2 + w^2 s^2 LC} + I_{máx} \sin(\theta) \frac{w}{s^2 + s^4 LC + w^2 + w^2 s^2 LC} + \frac{C V_{cap}^+}{1 + s^2 LC} \quad (3.14)$$

Para poder adecuar esta expresión de manera que se le pueda aplicar transformada inversa de Laplace, se define:

$$w_0^2 = \frac{1}{LC} \quad (3.15)$$

Multiplicando la ecuación (3.14) por w_0^2 , tenemos:

$$I_{thy} = \left(I_{m\acute{a}x} \cos(\theta) \frac{s}{s^2 + s^4 LC + w^2 + w^2 s^2 LC} + I_{m\acute{a}x} \sin(\theta) \frac{w}{s^2 + s^4 LC + w^2 + w^2 s^2 LC} + \frac{C V_{cap}^+}{1 + s^2 LC} \right) * \left(\frac{w_0^2}{w_0^2} \right) \quad (3.16)$$

$$I_{thy}(s) = I_{m\acute{a}x} w_0^2 \cos(\theta) \frac{s}{(s^2 + w_0^2)(s^2 + w^2)} + I_{m\acute{a}x} w_0^2 \sin(\theta) \frac{w}{(s^2 + w_0^2)(s^2 + w^2)} + \frac{w_0^2 C V_{cap}^+}{w_0^2 + s^2} \quad (3.17)$$

Ahora se aplica transformada inversa de Laplace a la ecuación anterior y tenemos:

$$\begin{aligned} \mathcal{L}^{-1} \left\{ \frac{s}{(s^2 + w_0^2)(s^2 + w^2)} \right\} &= \frac{\cos(wt')}{(w_0 + w)(w_0 - w)} - \frac{\cos(w_0 t')}{(w_0 + w)(w_0 - w)} \\ \mathcal{L}^{-1} \left\{ \frac{1}{(s^2 + w_0^2)(s^2 + w^2)} \right\} &= \frac{\sin(wt')}{w(w_0 + w)(w_0 - w)} - \frac{\sin(w_0 t')}{w_0(w_0 + w)(w_0 - w)} \\ \mathcal{L}^{-1} \left\{ \frac{w_0}{s^2 + w_0^2} \right\} &= \sin(w_0 t') \end{aligned}$$

Sustituyendo las transformadas inversas anteriores en la ecuación (3.17), obtenemos la corriente en los tiristores en el dominio del tiempo.

$$\begin{aligned} i_{thy}(t) &= I_{m\acute{a}x} \frac{w_0^2}{w_0^2 - w^2} \cos(\theta) \cos(wt') - I_{m\acute{a}x} \frac{w_0^2}{w_0^2 - w^2} \cos(\theta) \cos(w_0 t') \\ &\quad + I_{m\acute{a}x} \frac{w_0^2}{w_0^2 - w^2} \sin(\theta) \sin(wt') \\ &\quad - I_{m\acute{a}x} \frac{w_0 w}{w_0^2 - w^2} \sin(\theta) \sin(w_0 t') + w_0 C V_{cap}^+ \sin(w_0 t') \end{aligned} \quad (3.18)$$

Desarrollando algebraicamente la ecuación (3.18) obtenemos la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} i_{thy}(t) &= A I_{m\acute{a}x} \cos(wt' - \theta) - A I_{m\acute{a}x} \cos(\theta) \cos(w_0 t') \\ &\quad - B I_{m\acute{a}x} \sin(\theta) \sin(w_0 t') + D V_{cap}^+ \sin(w_0 t') \end{aligned} \quad (3.19)$$

donde:

$$A = \frac{w_0^2}{w_0^2 - w^2}$$

$$B = \frac{w_0 w}{w_0^2 - w^2}$$

$$D = w_0 C$$

Ahora para obtener la expresión anterior en coordenadas originales aplicamos la expresión (3.3) en la ecuación (3.19) para obtener:

$$\begin{aligned} i_{thy}(t') = & AI_{m\acute{a}x} \cos(wt) \\ & + [-AI_{m\acute{a}x} \cos(\theta) \cos(\varpi\theta) \\ & - BI_{m\acute{a}x} \sin(\theta) \sin(\varpi\theta) + DV_{cap}^+ \sin(\varpi\theta)] \cos(w_0 t) \\ & + [AI_{m\acute{a}x} \cos(\theta) \sin(\varpi\theta) \\ & - BI_{m\acute{a}x} \sin(\theta) \cos(\varpi\theta) + DV_{cap}^+ \cos(\varpi\theta)] \sin(w_0 t) \end{aligned} \quad (3.20)$$

donde

$$\varpi = \frac{w_0}{w}$$

La ecuación (3.20) es válida en el rango donde $-\theta < wt < \theta$, y contiene las componentes de estado estable y transitorio, aunque falta obtener el voltaje del capacitor en estado estable.

Para calcular el voltaje del capacitor, se considera que durante el periodo de conducción el TCR está en paralelo con el capacitor, por lo que la tensión del capacitor se obtiene usando la ecuación (3.19):

$$V_{cap}^+(t') = L \frac{d}{dt} i_{thy}(t) \quad (3.21)$$

$$\begin{aligned} V_{cap}^+(t') = & -L A I_{m\acute{a}x} w \sin(wt' - \theta) + L A I_{m\acute{a}x} w_0 \cos(\theta) \sin(w_0 t') \\ & - L B I_{m\acute{a}x} w_0 \sin(\theta) \cos(w_0 t') + L D V_{cap}^+ w_0 \cos(w_0 t') \end{aligned} \quad (3.22)$$

Con la ecuación (3.22) podemos obtener el voltaje del capacitor en estado estable, el cual es alcanzado cuando los pulsos de corriente son iguales. Esta condición ocurre cuando el voltaje del capacitor V_{cap} toma un valor cero. Analizando la figura 3.9 vemos que esto ocurre cuando la variable auxiliar de tiempo t' es igual a θ , o lo que es lo mismo evaluado en el tiempo θ/w . Con lo anterior tendremos:

$$\begin{aligned} 0 = & L A I_{m\acute{a}x} w_0 \cos(\theta) \sin(\varpi\theta) - L B I_{m\acute{a}x} w_0 \sin(\theta) \cos(\varpi\theta) \\ & + L D V_{cap}^+ w_0 \cos(\varpi\theta) \end{aligned} \quad (3.23)$$

De la ecuación despejamos V_{cap}^+ el cuál es el voltaje en estado estacionario.

$$V_{cap}^+ = -\frac{A}{D} I_{m\acute{a}x} \cos(\theta) \tan(\varpi\theta) + \frac{B}{D} I_{m\acute{a}x} \sin(\theta) \quad (3.24)$$

Ahora sustituimos la expresión (3.24) en la ecuación (3.20) para finalmente obtener la corriente en los tiristores.

$$\begin{aligned} i_{thy}(t') = & AI_{m\acute{a}x} \cos(\omega t) \\ & + \left[-AI_{m\acute{a}x} \cos(\theta) \cos(\varpi\theta) \right. \\ & - BI_{m\acute{a}x} \sin(\theta) \sin(\varpi\theta) + D \left(-\frac{A}{D} I_{m\acute{a}x} \cos(\theta) \tan(\varpi\theta) \right. \\ & \left. \left. + \frac{B}{D} I_{m\acute{a}x} \sin(\theta) \right) \sin(\varpi\theta) \right] \cos(\omega_0 t) \\ & + \left[AI_{m\acute{a}x} \cos(\theta) \sin(\varpi\theta) \right. \\ & - BI_{m\acute{a}x} \sin(\theta) \cos(\varpi\theta) + D \left(-\frac{A}{D} I_{m\acute{a}x} \cos(\theta) \tan(\varpi\theta) \right. \\ & \left. \left. + \frac{B}{D} I_{m\acute{a}x} \sin(\theta) \right) \cos(\varpi\theta) \right] \sin(\omega_0 t) \end{aligned} \quad (3.25)$$

Desarrollando y aplicando identidades trigonométricas se obtiene la expresión para la corriente en los tiristores:

$$i_{thy}(t') = AI_{m\acute{a}x} \cos(\omega t) - AI_{m\acute{a}x} \frac{\cos(\theta)}{\cos(\varpi\theta)} \cos(\varpi\omega t) \quad (3.26)$$

Con referencia a la figura 3.9 se observa que la ecuación (3.26) es simétrica y válida en el intervalo $-\theta < \omega t < \theta$ y en el intervalo $(2\pi-\theta) < \omega t < (2\pi+\theta)$. Una ecuación similar a la ecuación (3.26), válida para el intervalo $(\pi-\theta) < \omega t < (\pi+\theta)$ se puede obtener asumiendo que el segundo disparo en la figura 3.9 ocurre π radianes después del primer disparo, produciendo un flujo de corriente a través de los tiristores con polaridad opuesta a la corriente dada por la ecuación 3.26:

$$i_{thy}(t') = AI_{m\acute{a}x} \cos(\omega t) + AI_{m\acute{a}x} \frac{\cos(\theta)}{\cos(\varpi\theta)} \cos(\varpi(\omega t - \pi)) \quad (3.27)$$

En el intervalo $(\theta) < \omega t < (\pi-\theta)$ no hay conducción, por lo que la corriente es:

$$i_{thy}(t') = 0 \quad (3.28)$$

Las expresiones para el voltaje en el capacitor del TCSC durante el periodo de conducción son obtenidas al sustituir las ecuaciones (3.26) y (3.27) en:

$$v_{cap}^{on} = L \frac{d}{dt} i_{thy}(t') \quad (3.29)$$

La solución de sustituir las ecuaciones indicadas en la ecuación (3.29) arrojan el voltaje en el capacitor en los intervalos $-\theta < \omega t < \theta$ y $(\pi-\theta) < \omega t < (\pi+\theta)$:

$$v_{cap}^{on} = -AI_{m\acute{a}x}X_L \sin(\omega t) + AI_{m\acute{a}x}\omega X_L \frac{\cos(\theta)}{\cos(\omega\theta)} \sin(\omega\theta) \quad (3.30)$$

$$v_{cap}^{on} = -AI_{m\acute{a}x}X_L \sin(\omega t) - AI_{m\acute{a}x}\omega X_L \frac{\cos(\theta)}{\cos(\omega\theta)} \sin(\omega(\omega t - \pi)) \quad (3.31)$$

Donde X_L es la reactancia inductiva dada por el producto ωL .

Cuando los tiristores no conducen, el circuito de la figura 3.4 se reduce a un capacitor en serie con una fuente de voltaje de corriente directa (v_{cap}^{on-off}), la cual representa el voltaje del capacitor en el momento de la conmutación de los tiristores.

$$v_{cap}^{off} = \frac{1}{C} \int_{\frac{\theta}{\omega}}^t I_{m\acute{a}x} \cos(\omega t) dt + v_{cap}^{on-off} \quad (3.32)$$

v_{cap}^{on-off} es el voltaje del capacitor justo en el momento cuando los tiristores dejan de conducir (por ejemplo en θ/ω). Este valor puede ser obtenido de la ecuación (3.30) sustituyendo $t = \theta/\omega$:

$$\begin{aligned} v_{cap}^{on-off} &= -AI_{m\acute{a}x}X_L \sin(\theta) + AI_{m\acute{a}x}\omega X_L \frac{\cos(\theta)}{\cos(\omega\theta)} \sin(\omega\theta) \\ &= -AI_{m\acute{a}x}X_L \sin(\theta) + AI_{m\acute{a}x}\omega X_L \cos(\theta) \tan(\omega\theta) \end{aligned} \quad (3.33)$$

Sustituyendo la ecuación (3.33) en la ecuación (3.32) obtenemos la solución de v_{cap}^{off} en los intervalos $-\theta < \omega t < \theta$ y $(\pi-\theta) < \omega t < (\pi+\theta)$:

$$v_{cap}^{off} = \frac{I_{m\acute{a}x}}{X_C} [\sin(\omega t) - \sin(\theta)] - AI_{m\acute{a}x}X_L [\sin(\theta) + \omega \cos(\theta) \tan(\omega\theta)] \quad (3.34)$$

$$v_{cap}^{off} = \frac{I_{m\acute{a}x}}{X_C} [\sin(\omega t) + \sin(\theta)] + AI_{m\acute{a}x}X_L [\sin(\theta) + \omega \cos(\theta) \tan(\omega\theta)] \quad (3.35)$$

Donde X_C es la reactancia capacitiva definida por $1/\omega C$.

Las señales de corriente en el TCR dada por las ecuaciones (3.26), (3.27) y (3.28) así como de voltaje en el mismo dado por las ecuaciones (3.30) y (3.31) en los intervalos indicados se muestran en la figura 3.10.

Las señales de voltaje y corriente en el capacitor se muestran en la figura 3.11. Para la corriente en el capacitor se ve que al momento de conducción la corriente está dada por:

$$i_{cap} = i_{línea} - i_{thy} \quad (3.36)$$

Mientras que para la señal de voltaje se tienen las ecuaciones (3.30) y (3.31) durante el periodo de conducción, y las ecuaciones 3.34 y 3.35 para cuando se tiene en serie al capacitor con la fuente.

Las gráficas corresponden a un TCSC instalado en la subestación Kayenta, donde se disparan los tiristores a un ángulo de 150° y tiene un valor de reactancia inductiva de 2.56Ω y una reactancia capacitiva de 15Ω , a una frecuencia de 60Hz.

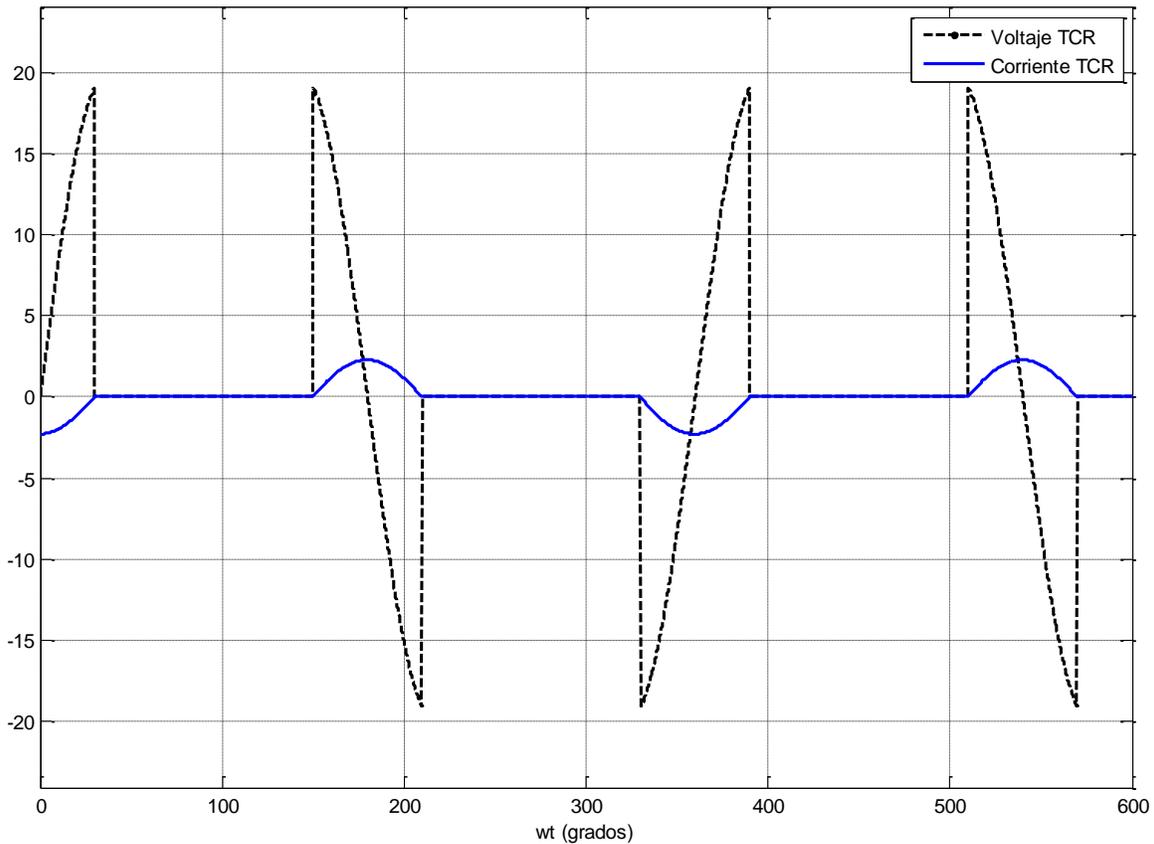


Figura 3.10. Corriente y Voltaje en el TCR.

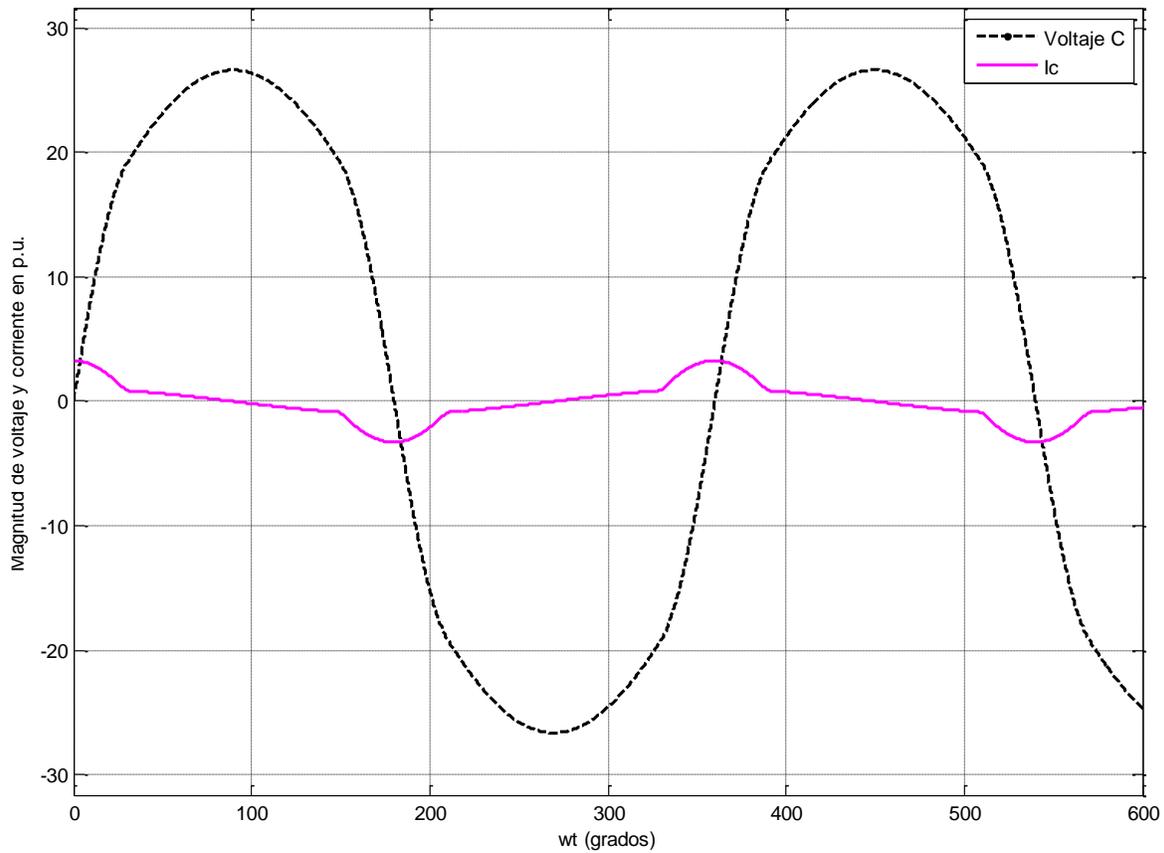


Figura 3.11. Corriente y Voltaje en el Capacitor.

En la figura 3.10 se observa que la corriente en el inductor no es senoidal, es periódica y contiene armónicas. Para obtener la componente de frecuencia fundamental se aplica análisis de Fourier a la ecuación (3.26), tomando en cuenta que es una señal par y que en la figura representa un cuarto de ciclo de la corriente cuando los tiristores conducen, esto es:

$$\begin{aligned}
 I_{thy(1)} &= \frac{2I_{m\acute{a}x}}{\frac{1}{4}T} \int_0^{\theta} \left[A \cos(\omega t) - A \frac{\cos(\theta)}{\cos(\omega\theta)} \cos(\omega\omega t) \right] \cos(\omega t) d\omega t \\
 &= I_{m\acute{a}x} \left\langle A \left[\frac{2\theta + \sin(2\theta)}{\pi} \right] - \frac{4A \cos^2(\theta)}{\omega^2 - 1} \left[\frac{\omega \tan(\omega\theta) - \tan(\theta)}{\pi} \right] \right\rangle
 \end{aligned} \quad (3.37)$$

De la figura 3.4 se observa que la impedancia del TCSC se puede expresar como:

$$Z_{TCSC} = R_{TCSC} - jX_{TCSC} = \frac{V_{TCSC}}{I_{\acute{a}nea}} \quad (3.38)$$

Donde V_{TCSC} es el voltaje de frecuencia fundamental en el TCSC, el cual es igual al voltaje a frecuencia fundamental en el capacitor. La corriente de línea representa la magnitud de la señal dada en la ecuación (3.1).

De lo anterior y tomando en cuenta que la corriente en el capacitor está dada por $i_{cap} = i_{línea} - i_{thy}$, la impedancia a frecuencia fundamental del TCSC puede ser expresada como:

$$\begin{aligned} Z_{TCSC(1)} &= \frac{V_{cap(1)}}{I_{línea}} = \frac{-jX_C \cdot I_{cap(1)}}{I_{línea}} = \frac{-jX_C \cdot (I_{línea} - I_{thy(1)})}{I_{línea}} \\ &= -jX_C + \frac{jX_C \cdot I_{thy(1)}}{I_{línea}} \end{aligned} \quad (3.39)$$

Donde la resistencia no es considerada.

Al sustituir la ecuación (3.37) en (3.39) y poniendo la expresión en función del ángulo de disparo (α) mediante la expresión:

$$\theta = \pi - \alpha \quad (3.40)$$

Se obtiene la reactancia del TCSC a frecuencia fundamental.

$$\begin{aligned} X_{TCSC(1)} &= -X_C + \frac{X_C^2}{(X_C - X_L)\pi} \{2(\pi - \alpha) + \sin[2(\pi - \alpha)]\} \\ &\quad - \frac{4X_C^2 X_L}{(X_C - X_L)^2 \cdot \pi} \cos^2(\pi - \alpha) \{\varpi \tan[\varpi(\pi - \alpha)] - \tan(\pi - \alpha)\} \end{aligned} \quad (3.41)$$

Si graficamos el comportamiento de la reactancia X_{TCSC} obtenemos la figura 3.12.

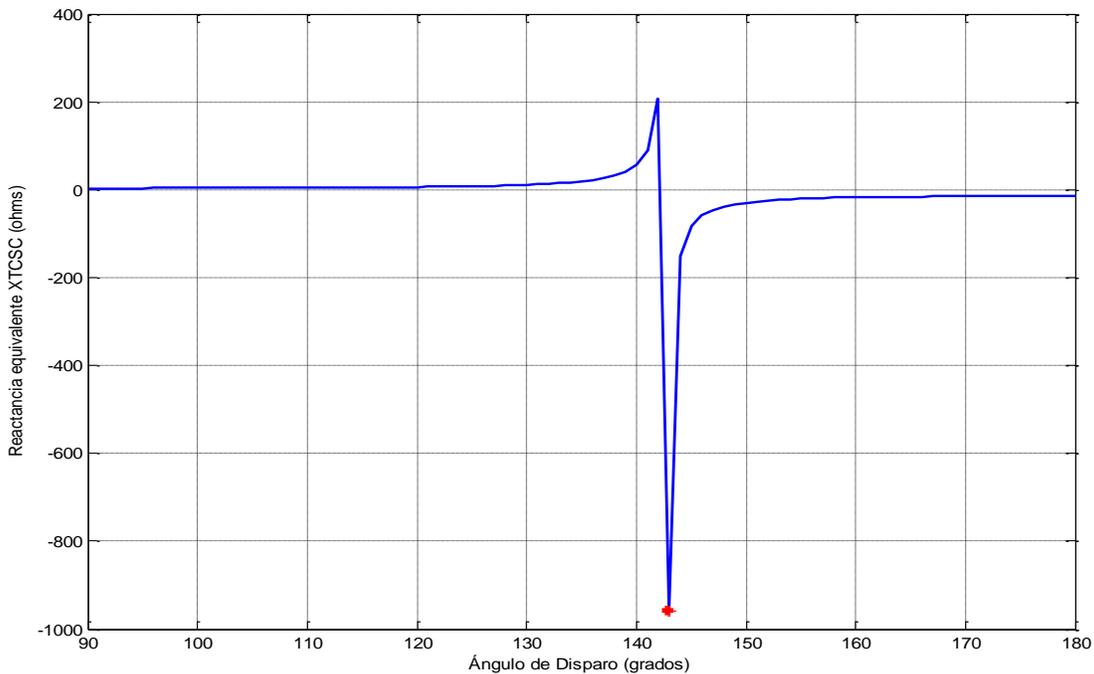


Figura 3.12. Respuesta de la reactancia X_{TCSC}

De la figura 3.12 observamos la parte en que la reactancia adquiere valores muy grandes, esta parte de la gráfica refleja la zona de resonancia del TCSC. El punto de resonancia se encuentra mediante la siguiente ecuación:

$$\alpha_{TCSC} = \pi \left[1 - \frac{(2n-1)w(\sqrt{LC})}{2} \right], \quad \text{donde } n = 1, 2, 3, \dots \quad (3.42)$$

Dando como respuesta $\alpha_{TCSC} = 142.81$, lo que define la transición de la región inductiva a la región capacitiva, por lo que debemos cuidar no operar el dispositivo cerca de esta región. Otro aspecto importante es que este dispositivo para lograr su cometido se debe operar en la región capacitiva por lo que se obtiene una nueva gráfica donde se muestran las regiones en que puede operar este dispositivo.

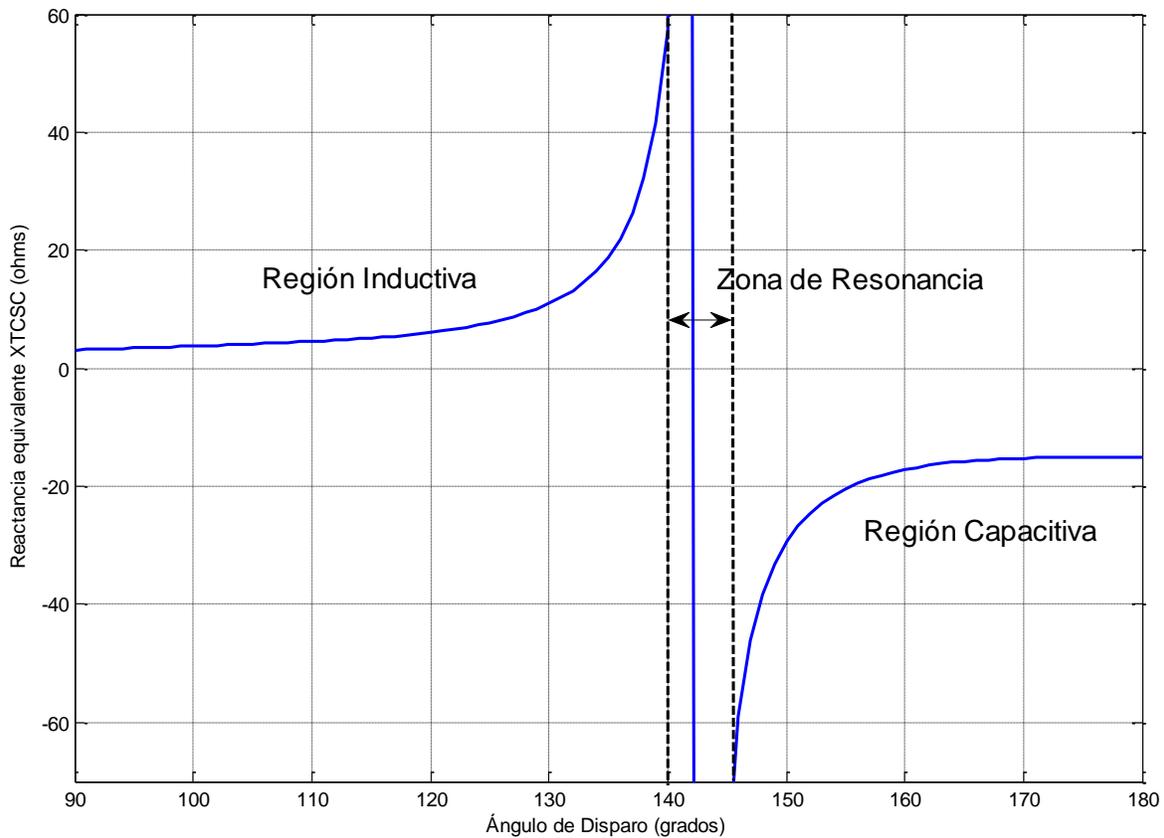


Figura 3.13. Respuesta de la reactancia X_{TCSC} por regiones.

Podremos decir que la correcta operación de este dispositivo ocurre disparando los tiristores de 143° a 180° .

Capítulo

4

Funcionamiento del programa en MATLAB.

En este capítulo se muestra cómo funciona el programa en el entorno de MATLAB, explicando cada paso realizado durante la simulación. Primero se realiza un estudio de flujos de carga con los datos del sistema y en base a los resultados se determina si es conveniente la instalación del TCSC y entre que buses se colocará.

4.1. INTRODUCCIÓN AL MATLAB.

MATLAB es una de las muchas sofisticadas herramientas de computación disponibles en el comercio para resolver problemas de matemáticas, tales como Maple, Mathematica y MathCad. A pesar de lo que afirman sus defensores, ninguna de ellas es “la mejor”. Todas tienen fortalezas y debilidades. Cada una permitirá efectuar cálculos matemáticos básicos, pero difieren en el modo como manejan los cálculos simbólicos y procesos matemáticos más complicados, como la manipulación de matrices. Por ejemplo, MATLAB es superior en los cálculos que involucran matrices, mientras que Maple lo supera en los cálculos simbólicos. El nombre mismo de MATLAB es una abreviatura de Matrix Laboratory, laboratorio matricial.

En un nivel fundamental, se puede pensar que estos programas son sofisticadas calculadoras con base en una computadora. Son capaces de realizar las mismas funciones que una calculadora científica, y muchas más. Si usted tiene una computadora en su escritorio, descubrirá que usará MATLAB en lugar de su calculadora incluso para la más simple de sus aplicaciones matemáticas, por ejemplo para el balance de su chequera. En muchas clases de ingeniería, la realización de cálculos con un programa de computación matemático como MATLAB sustituye la programación de computadoras más tradicional. Esto no significa que el lector no deba aprender un lenguaje de alto nivel como C++ o FORTRAN, sino que los programas como MATLAB se han convertido en una herramienta estándar para ingenieros y científicos.

Dado que MATLAB es tan fácil de usar, muchas tareas de programación se llevan a cabo con él. Sin embargo, MATLAB no siempre es la mejor herramienta para usar en una tarea de programación. El programa destaca en cálculos numéricos, especialmente en los relacionados con matrices y gráficas, pero usted no querrá escribir un programa de procesamiento de palabras en MATLAB. C++ y FORTRAN son programas de propósito general y serían los programas de elección para aplicaciones grandes como los sistemas operativos o el software de diseño. (De hecho, MATLAB, que es un programa grande de aplicación, se escribió originalmente en FORTRAN y después se reescribió en C, precursor de C++).

Por lo general, los programas de alto nivel no ofrecen acceso fácil a la graficación, que es una aplicación en la que destaca MATLAB. El área principal de interferencia entre MATLAB y los programas de alto nivel es el “procesamiento de números”: programas que requieren cálculos repetitivos o el procesamiento de grandes cantidades de datos. Tanto MATLAB como los programas de alto nivel son buenos en el procesamiento de números.

Por lo general, es más fácil escribir un programa que “procese números” en MATLAB, pero usualmente se ejecutará más rápido en C++ o FORTRAN. La única excepción a esta regla son los cálculos que involucran matrices: puesto que MATLAB es óptimo para matrices, si un problema se puede formular con una solución matricial, MATLAB lo ejecuta sustancialmente más rápido que un programa similar en un lenguaje de alto nivel.

4.2. FUNCIONAMIENTO DEL PROGRAMA EN MATLAB.

Para el funcionamiento adecuado se elaboraron 7 programas principales, que son llamados según sea requerido. Las consideraciones que se hicieron para el ingreso de los datos en el programa es llevar a cabo estudios reales y de análisis, un ejemplo de esto es que se pide el nombre de los buses, otro aspecto que se tomó en cuenta es para cualquier caso se considera una línea larga, esto porque no se ve una variación considerable al usar el modelo pi, esta decisión se tomó después de ver que es de esta manera como se consideran las líneas para el estudio de flujos llevado en el programa PSS/E (*Power System Simulator for Engineering*).

Al inicio del programa se pregunta si se quiere trabajar con una base de datos previamente cargada, o ir insertando los datos conforme avanza el programa, esto se hizo para acelerar el proceso de simulación en el caso que se quiera hacer alguna modificación al sistema y analizar los resultados. En este caso las redes de estudio son las mostradas en el capítulo 5.

Para el primer caso, la base de datos es un archivo con extensión .m acomodado de la siguiente manera:

- **T**=Número de buses;
- **A**={La matriz con la estructura indicada en la figura 4.1 };
- **Equipos_shunt=0**). Cuando no se tienen elementos en derivación en el sistema.

1). Cuando si se tienen elementos en derivación en el sistema.

En caso de tener un elemento en derivación:

- **Vector_shunt=zeros(T,1)**; se crea un vector del tamaño de buses del sistema, y se especifica el valor de la susceptancia de cada elemento en paralelo.
- **V(1:T,1)=1**; Se declara el vector de voltajes de inicio plano para el estudio.

SI se tienen buses de voltaje controlado:

- **Vcontrolado=1**;
- **Num_controlado**=Número de buses de voltaje controlado;
- **Vector_controlado**=[La numeración de forma ascendente de los buses de voltaje controlado].
- **P_generación=zeros(T,1)**; Se crea un vector que indica la potencia activa que está siendo aportada a los buses de voltaje controlado, y se especifica cada aportación de las máquinas.

Si No se tienen buses de voltaje controlado:

- **Vcontrolado=2**;
- **P_generación=zeros(T,1)**;

Se ingresan los valores de carga en los buses:

- **P_carga**=[Se ingresa la potencia de carga en MW de cada bus acomodado de acuerdo a la numeración dada para el estudio]
- **Q_carga**=[Se ingresa la potencia de carga en MVAR de cada bus acomodado de acuerdo a la numeración dada para el estudio]

En caso de no cargar la base de datos la segunda opción nos va indicando de qué manera se deben ingresar los datos conforme avanza el programa.

4.2.1. Inserción de los datos.

Para realizar el estudio se requiere tener los datos que se piden de la manera en que se indica, para el correcto funcionamiento, para esto se deberá ya tener la numeración asignada para cada bus. Al momento de ejecutar el programa en Matlab se pide ingresar una matriz con los datos, en la forma:

Datos de entrada de la red							
Nombre del bus de donde sale la línea	Nº de bus	Nombre del bus a donde llega la línea	Nº de Bus	Resistencia	Reactancia	Suceptancia en derivación*	TAP
A = {'GUE-400'	1	'GUE-115'	2	R(1,2)	X(1,2)	Xs(1,2)	TAP(1)
'GUE-400'	1	'GUE-115'	3	R(1,3)	X(1,3)	Xs(1,3)	TAP(2)
.
.
.
m	m	m	n	R(m,n)	X(m,n)	Xs(m,n)	TAP(n) }

*Suceptancia en derivación total de la línea

Figura 4.1. Datos del sistema.

Se observa que la matriz es requerida con llaves ({ }), ya que esta nos permite ingresar los nombres de cada bus en forma de cadena (string), los cuáles indican la nomenclatura de la subestación seguido del nivel de tensión, esta es la forma en que son reconocidas las subestaciones del Sistema Eléctrico Nacional dentro de la Comisión Federal de Electricidad.

La nomenclatura de las subestaciones es dada según las siguientes normas:

- La abreviatura del nombre de la instalación más conocida, por ejemplo:
Querétaro QRO
- Las tres primeras letras del nombre, por ejemplo:
Pitirera PIT
- Las iniciales de las tres primeras sílabas, ejemplo:
Mazatepec MZT

- Para los nombres de dos palabras se utilizarán las dos primeras letras de la primera palabra, y la primera letra de la segunda palabra, o la primera letra de la primera palabra y las dos primeras de la segunda; ejemplo:

Rio Bravo RIB
Pto. Escondido PES

- Se tomarán otras letras para evitar repeticiones en el caso de agotarse las posibilidades anteriores, ejemplo:

Manzanillo MNZ

También se observa en la figura 4.1 que la suceptancia en derivación se pide en forma total de la línea. El estudio es en p.u. por lo que se asigna una base de 100MVA. En este caso para los buses de voltaje controlado se considera un generador síncrono sin límites.

4.2.2. Arreglo de la matriz.

Dada la complejidad de las redes actuales y su cantidad de datos, el organizar la información de manera que se pueda obtener la matriz de admitancias Y_{BUS} es algo que requiere tiempo. Este aspecto es absorbido por el programa, permitiendo al usuario ingresar los datos en el orden en que le sea más cómodo. De tener una matriz con los datos en el orden indicado de esta matriz (datos de la red de zona Victoria indicada en el capítulo 5).

$$A = \begin{pmatrix} \text{De} & \text{N}^\circ & \text{A} & \text{N}^\circ & \text{R en p.u.} & \text{X en p.u.} & \text{Ys en p.u.} \\ \text{'SOT-115'} & 13 & \text{'VDC-115'} & 12 & 0.0709 & 0.25064 & 0.03155 \\ \text{'LBT-115'} & 17 & \text{'VRA-115'} & 14 & 0.00194 & 0.01055 & 0.0014 \\ \text{'NST-115'} & 9 & \text{'RBD-115'} & 10 & 0.02129 & 0.0456 & 0.00497 \\ \text{'GUE-115'} & 2 & \text{'TNA-115'} & 3 & 0.0221 & 0.04735 & 0.00516 \\ \text{'TNA-115'} & 3 & \text{'BET-115'} & 4 & 0.02844 & 0.06093 & 0.00664 \\ \text{'JIM-115'} & 5 & \text{'FDO-115'} & 6 & 0.08651 & 0.30582 & 0.0385 \\ \text{'GUE-115'} & 2 & \text{'OVO-115'} & 7 & 0.01377 & 0.04869 & 0.00613 \\ \text{'GUE-115'} & 2 & \text{'OVO-115'} & 7 & 0.01077 & 0.05844 & 0.00776 \\ \text{'OVO-115'} & 7 & \text{'BIC-115'} & 8 & 0.00116 & 0.00629 & 0.00084 \\ \text{'NST-115'} & 9 & \text{'BIC-115'} & 8 & 0.00297 & 0.0161 & 0.00214 \\ \text{'RBU-115'} & 11 & \text{'RBD-115'} & 10 & 0.024 & 0.05142 & 0.0056 \\ \text{'RBU-115'} & 11 & \text{'VDC-115'} & 12 & 0.01812 & 0.03881 & 0.00423 \\ \text{'GUE-400'} & 1 & \text{'GUE-115'} & 2 & 0 & 0.0746 & 0 \\ \text{'GUE-115'} & 2 & \text{'VRA-115'} & 14 & 0.02338 & 0.12683 & 0 \\ \text{'NST-115'} & 9 & \text{'VRA-115'} & 14 & 0.01008 & 0.05471 & 0.00727 \\ \text{'NST-115'} & 9 & \text{'NHS-115'} & 15 & 0.00077 & 0.0027 & 0.00034 \\ \text{'GUE-400'} & 1 & \text{'GUE-115'} & 2 & 0 & 0.04502 & 0 \\ \text{'LBT-115'} & 17 & \text{'KWM-115'} & 18 & 0.00193 & 0.00682 & 0.00086 \\ \text{'VDC-115'} & 12 & \text{'ODT-115'} & 16 & 0.01785 & 0.06311 & 0.00795 \\ \text{'GUE-115'} & 2 & \text{'LBT-115'} & 17 & 0.03623 & 0.07762 & 0.00846 \end{pmatrix} \quad (4.1)$$

El programa la acomoda de manera que se obtiene la siguiente matriz:

$$A = \begin{pmatrix} \text{DE} & \text{N}^\circ & \text{A} & \text{N}^\circ & \text{R en p. u.} & \text{X en p. u.} & \text{Ys en p. u.} \\ \text{'GUE - 400'} & 1 & \text{'GUE - 115'} & 2 & 0 & 0.0746 & 0 \\ \text{'GUE - 400'} & 1 & \text{'GUE - 115'} & 2 & 0 & 0.0450 & 0 \\ \text{'GUE - 115'} & 2 & \text{'TNA - 115'} & 3 & 0.0221 & 0.0474 & 0.0052 \\ \text{'GUE - 115'} & 2 & \text{'JIM - 115'} & 5 & 0.0805 & 0.2845 & 0.0358 \\ \text{'GUE - 115'} & 2 & \text{'OVO - 115'} & 7 & 0.0138 & 0.0487 & 0.0061 \\ \text{'GUE - 115'} & 2 & \text{'OVO - 115'} & 7 & 0.0108 & 0.0584 & 0.0078 \\ \text{'GUE - 115'} & 2 & \text{'VRA - 115'} & 14 & 0.0234 & 0.1268 & 0.0168 \\ \text{'GUE - 115'} & 2 & \text{'LBT - 115'} & 17 & 0.0362 & 0.0776 & 0.0085 \\ \text{'TNA - 115'} & 3 & \text{'BET - 115'} & 4 & 0.0284 & 0.0609 & 0.0066 \\ \text{'JIM - 115'} & 5 & \text{'FDO - 115'} & 6 & 0.0865 & 0.3058 & 0.0385 \\ \text{'OVO - 115'} & 7 & \text{'BIC - 115'} & 8 & 0.0012 & 0.0063 & 0.0008 \\ \text{'NST - 115'} & 9 & \text{'BIC - 115'} & 8 & 0.0030 & 0.0161 & 0.0021 \\ \text{'NST - 115'} & 9 & \text{'RBD - 115'} & 10 & 0.0213 & 0.0456 & 0.0050 \\ \text{'NST - 115'} & 9 & \text{'VRA - 115'} & 14 & 0.0101 & 0.0547 & 0.0073 \\ \text{'NST - 115'} & 9 & \text{'NHS - 115'} & 15 & 0.0008 & 0.0027 & 0.0003 \\ \text{'RBU - 115'} & 11 & \text{'RBD - 115'} & 10 & 0.0240 & 0.0514 & 0.0056 \\ \text{'RBU - 115'} & 11 & \text{'VDC - 115'} & 12 & 0.0181 & 0.0388 & 0.0042 \\ \text{'VDC - 115'} & 12 & \text{'ODT - 115'} & 16 & 0.0179 & 0.0631 & 0.008 \\ \text{'SOT - 115'} & 13 & \text{'VDC - 115'} & 12 & 0.0709 & 0.2506 & 0.0316 \\ \text{'LBT - 115'} & 17 & \text{'VRA - 115'} & 14 & 0.0019 & 0.0106 & 0.0014 \\ \text{'LBT - 115'} & 17 & \text{'KWM - 115'} & 18 & 0.0019 & 0.0068 & 0.0009 \end{pmatrix} \quad (4.2)$$

Esta parte es muy importante ya que nos permite obtener la matriz de admitancias Ybus.

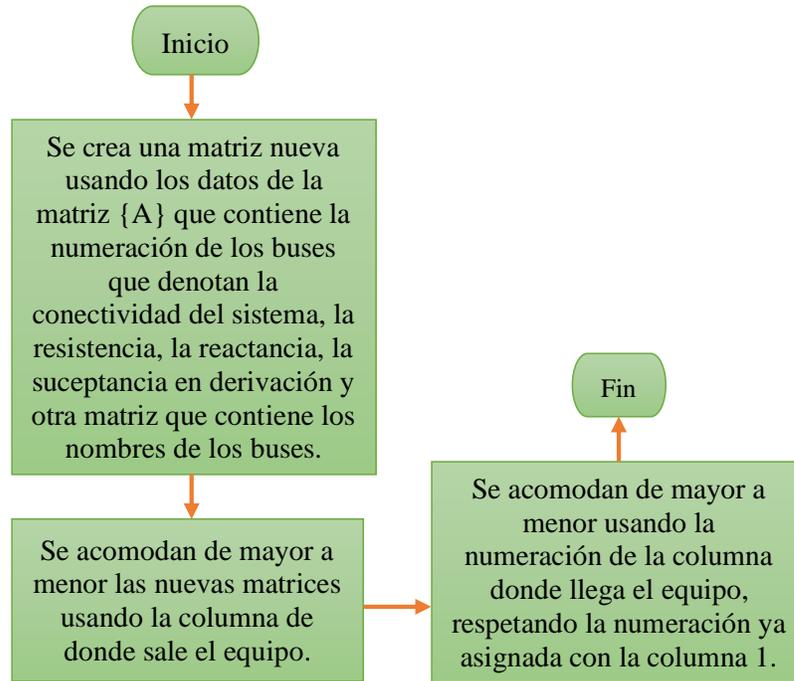


Figura 4.2. Diagrama de flujo del programa que ordena los datos de entrada.

4.2.3. Reducción de equipos paralelos.

Puesto que en la topología de la red se pudiera contar con líneas o transformadores en paralelo, también es tarea del programa reducir los equipos en paralelo en el caso que se tengan de manera que puedan ser ingresados en la matriz Y_{BUS} como una sola impedancia. Con el programa anterior formamos dos nuevas matrices que tienen la forma:

$$A = \begin{matrix} \left[\begin{array}{ccccc} \text{N}^\circ & \text{N}^\circ & \text{R en p. u.} & \text{X en p. u.} & \text{Ys en p. u.} \\ 1 & 2 & 0 & 0.0746 & 0 \\ 1 & 2 & 0 & 0.0450 & 0 \\ 2 & 3 & 0.0221 & 0.0474 & 0.0052 \\ 2 & 5 & 0.0805 & 0.2845 & 0.0358 \\ 2 & 7 & 0.0138 & 0.0487 & 0.0061 \\ 2 & 7 & 0.0108 & 0.0584 & 0.0078 \\ 2 & 14 & 0.0234 & 0.1268 & 0.0168 \\ 2 & 17 & 0.0362 & 0.0776 & 0.0085 \\ 3 & 4 & 0.0284 & 0.0609 & 0.0066 \\ 5 & 6 & 0.0865 & 0.3058 & 0.0385 \\ 7 & 8 & 0.0012 & 0.0063 & 0.0008 \\ 9 & 8 & 0.0030 & 0.0161 & 0.0021 \\ 9 & 10 & 0.0213 & 0.0456 & 0.0050 \\ 9 & 14 & 0.0101 & 0.0547 & 0.0073 \\ 9 & 15 & 0.0008 & 0.0027 & 0.0003 \\ 11 & 10 & 0.0240 & 0.0514 & 0.0056 \\ 11 & 12 & 0.0181 & 0.0388 & 0.0042 \\ 12 & 16 & 0.0179 & 0.0631 & 0.008 \\ 13 & 12 & 0.0709 & 0.2506 & 0.0316 \\ 17 & 14 & 0.0019 & 0.0106 & 0.0014 \\ 17 & 18 & 0.0019 & 0.0068 & 0.0009 \end{array} \right] \end{matrix} \quad A_names = \left\{ \begin{array}{cc} \text{DE} & \text{A} \\ \text{'GUE - 400'} & \text{'GUE - 115'} \\ \text{'GUE - 400'} & \text{'GUE - 115'} \\ \text{'GUE - 115'} & \text{'TNA - 115'} \\ \text{'GUE - 115'} & \text{'JIM - 115'} \\ \text{'GUE - 115'} & \text{'OVO - 115'} \\ \text{'GUE - 115'} & \text{'OVO - 115'} \\ \text{'GUE - 115'} & \text{'VRA - 115'} \\ \text{'GUE - 115'} & \text{'LBT - 115'} \\ \text{'TNA - 115'} & \text{'BET - 115'} \\ \text{'JIM - 115'} & \text{'FDO - 115'} \\ \text{'OVO - 115'} & \text{'BIC - 115'} \\ \text{'NST - 115'} & \text{'BIC - 115'} \\ \text{'NST - 115'} & \text{'RBD - 115'} \\ \text{'NST - 115'} & \text{'VRA - 115'} \\ \text{'NST - 115'} & \text{'NHS - 115'} \\ \text{'RBU - 115'} & \text{'RBD - 115'} \\ \text{'RBU - 115'} & \text{'VDC - 115'} \\ \text{'VDC - 115'} & \text{'ODT - 115'} \\ \text{'SOT - 115'} & \text{'VDC - 115'} \\ \text{'LBT - 115'} & \text{'VRA - 115'} \\ \text{'LBT - 115'} & \text{'KWM - 115'} \end{array} \right. \quad (4.3)$$

Aplicando este programa a las matrices indicadas en (4.3) se obtiene

$$A = \left\{ \begin{array}{ccccccc} \text{DE} & \text{N}^\circ & \text{A} & \text{N}^\circ & \text{R en p. u.} & \text{X en p. u.} & \text{Ys en p. u.} \\ \text{'GUE - 400'} & 1 & \text{'GUE - 115'} & 2 & 0 & 0.0280 & 0 \\ \text{'GUE - 115'} & 2 & \text{'TNA - 115'} & 3 & 0.0221 & 0.0474 & 0.0052 \\ \text{'GUE - 115'} & 2 & \text{'JIM - 115'} & 5 & 0.0805 & 0.2845 & 0.0358 \\ \text{'GUE - 115'} & 2 & \text{'OVO - 115'} & 7 & 0.0063 & 0.0266 & 0.0139 \\ \text{'GUE - 115'} & 2 & \text{'VRA - 115'} & 14 & 0.0234 & 0.1268 & 0.0168 \\ \text{'GUE - 115'} & 2 & \text{LBT - 115'} & 17 & 0.0362 & 0.0776 & 0.0085 \\ \text{'TNA - 115'} & 3 & \text{'BET - 115'} & 4 & 0.0284 & 0.0609 & 0.0066 \\ \text{'JIM - 115'} & 5 & \text{'FDO - 115'} & 6 & 0.0865 & 0.3058 & 0.0385 \\ \text{'OVO - 115'} & 7 & \text{'BIC - 115'} & 8 & 0.0012 & 0.0063 & 0.0008 \\ \text{'NST - 115'} & 9 & \text{'BIC - 115'} & 8 & 0.0030 & 0.0161 & 0.0021 \\ \text{'NST - 115'} & 9 & \text{'RBD - 115'} & 10 & 0.0213 & 0.0456 & 0.0050 \\ \text{'NST - 115'} & 9 & \text{'VRA - 115'} & 14 & 0.0101 & 0.0547 & 0.0073 \\ \text{'NST - 115'} & 9 & \text{'NHS - 115'} & 15 & 0.0008 & 0.0027 & 0.0003 \\ \text{'RBU - 115'} & 11 & \text{'RBD - 115'} & 10 & 0.0240 & 0.0514 & 0.0056 \\ \text{'RBU - 115'} & 11 & \text{'VDC - 115'} & 12 & 0.0181 & 0.0388 & 0.0042 \\ \text{'VDC - 115'} & 12 & \text{'ODT - 115'} & 16 & 0.0179 & 0.0631 & 0.008 \\ \text{'SOT - 115'} & 13 & \text{'VDC - 115'} & 12 & 0.0709 & 0.2506 & 0.0316 \\ \text{'LBT - 115'} & 17 & \text{'VRA - 115'} & 14 & 0.0019 & 0.0106 & 0.0014 \\ \text{'LBT - 115'} & 17 & \text{'KWM - 115'} & 18 & 0.0019 & 0.0068 & 0.0009 \end{array} \right. \quad (4.4)$$

El funcionamiento del programa a manera de diagrama de flujo para obtener la matriz (4.4) es el siguiente:

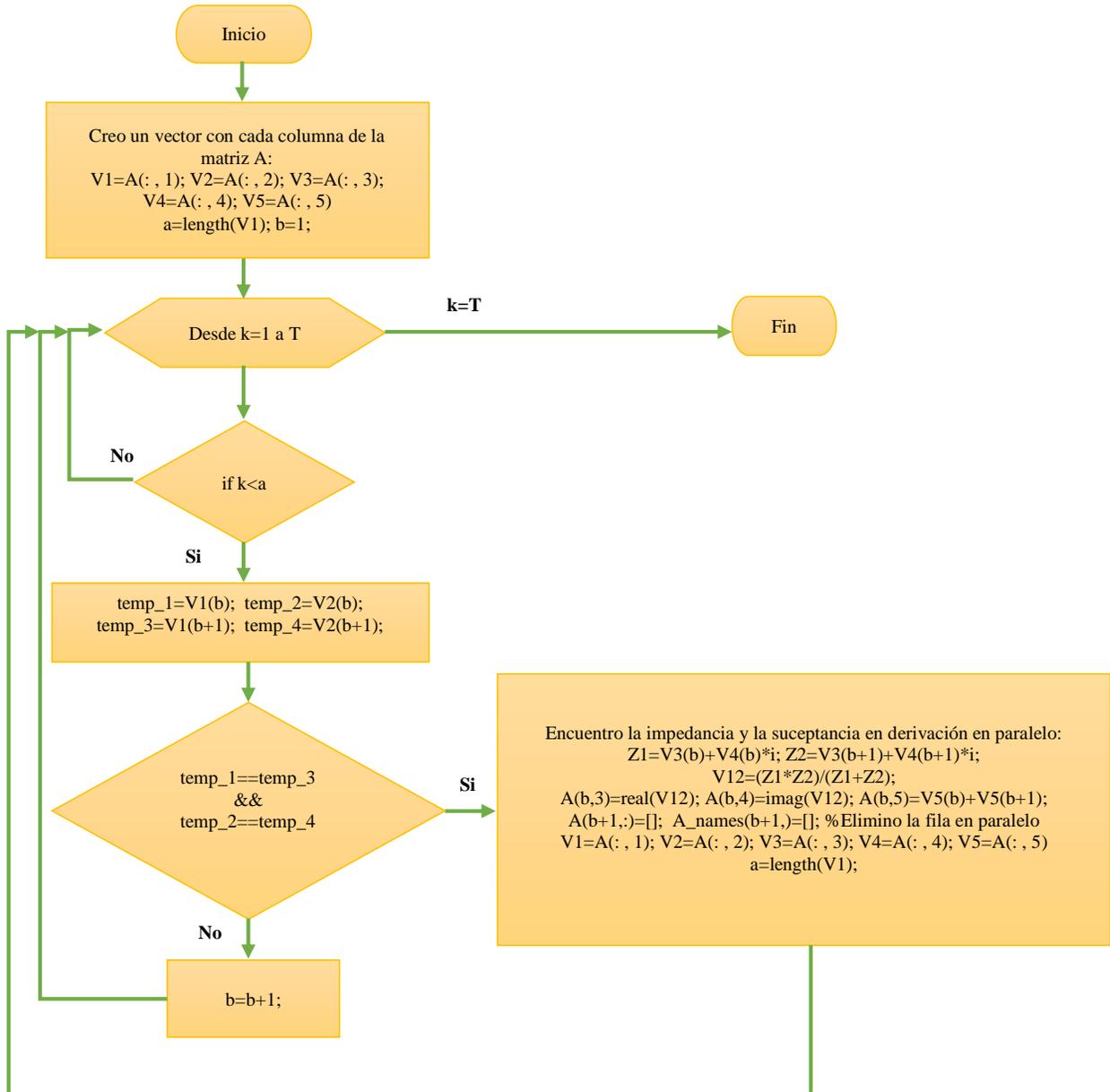


Figura 4.3. Diagrama de flujo del programa que reduce líneas paralelas.

Toda la información que sirve para cálculos posteriores y que va siendo modificada, va siendo respaldada en variables auxiliares.

4.2.4. Función Ybus.

Una vez que los datos de la red fueron acomodados, para posteriormente reducir equipos en paralelo en el caso que existan, mediante una función creada para obtener la matriz Ybus, se obtiene la matriz de admitancias del sistema, en este caso se muestra la matriz para un sistema de 18 nodos, recordando que el programa es capaz de trabajar con un sistema de n nodos.

$$Y_{BUS} = \begin{bmatrix} Y_{1,1} & -Y_{1,2} & -Y_{1,3} & -Y_{1,4} & -Y_{1,5} & \dots & -Y_{1,18} \\ -Y_{2,1} & Y_{2,2} & -Y_{2,3} & -Y_{2,4} & -Y_{2,5} & \dots & -Y_{2,18} \\ -Y_{3,1} & -Y_{3,2} & Y_{3,3} & -Y_{3,4} & -Y_{3,5} & \dots & -Y_{3,18} \\ -Y_{4,1} & -Y_{4,2} & -Y_{4,3} & Y_{4,4} & -Y_{4,5} & \dots & -Y_{4,18} \\ -Y_{5,1} & -Y_{5,2} & -Y_{5,3} & -Y_{5,4} & Y_{5,5} & \dots & -Y_{5,18} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ -Y_{18,1} & -Y_{18,2} & -Y_{18,3} & -Y_{18,4} & -Y_{18,5} & \dots & Y_{18,18} \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

4.2.5. Programa de Newton Raphson para flujos de potencia.

Con la matriz Ybus obtenida y los datos requeridos se procede a ingresar al programa que realiza el estudio de flujos de potencia usando el método de Newton Raphson.

El programa fue creado para resolver cualquier red, por lo que, tomando en cuenta que se pudieran tener n buses de voltaje controlado, en caso de no tener una base de datos en un archivo .m con las especificaciones ya indicadas, durante el inicio del programa se pregunta cuantos buses de voltaje controlado tiene el sistema, cuál fue la numeración asignada, la cantidad de potencia reactiva que está siendo inyectada y la magnitud de voltaje indicada en el bus, para guardarlas en distintos vectores, a los que se accederá al momento de actualizar las variables de estado, esto por el hecho que los buses de voltaje controlado modifican la matriz jacobiana, eliminando la fila y columna de dicho bus, y deben conservar la magnitud de voltaje que se indica.

El proceso para considerar los buses de voltaje controlado es el siguiente:

- ¿Cuántos buses de voltaje controlado se tienen?

R= n

Se creará dos vector de n filas, en uno se introducirá la numeración asignada al bus de voltaje controlado, y en el otro la magnitud de voltaje del bus.

- Indique de manera ascendente la numeración asignada al bus de voltaje controlado

$$x = \begin{bmatrix} N^{\circ} 2 \\ N^{\circ} 4 \\ N^{\circ} 5 \\ \vdots \\ N^{\circ} n \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

En el vector x se guarda el número de bus que corresponde al bus de voltaje controlado.

- Al mismo tiempo que se guarda la numeración de los buses de voltaje controlado se pide ingresar la magnitud de cada bus

$$|V| = \begin{bmatrix} |V|_2 \\ |V|_4 \\ |V|_5 \\ \vdots \\ |V|_n \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

Usando el procedimiento ya indicado para el método de Newton Raphson para flujos de carga, se obtiene:

$$\begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta V \end{bmatrix} = [\text{Jacobiano}]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P_i \\ \Delta Q_i \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

La eliminación de las filas y columnas de la Jacobiana se hace según:

$$\begin{aligned} \text{Delete} &= \text{Numero de nodos del sistema} \\ &+ \text{Número de bus de voltaje controlado} - 2 \end{aligned} \quad (4.9)$$

Así hasta el último bus de voltaje controlado.

Para el caso anterior donde se indica que los buses de voltaje controlado son 2, 4 y 5, supongamos un sistema de 8 nodos, entonces según la fórmula anterior se eliminaran las filas y columnas 8, 10 y 11.

Algo similar se aplica para la eliminación de las filas del vector que contiene ΔQ_i , en este caso, la eliminación se lleva a cabo según:

$$\text{Delete} = \text{Numero del bus de voltaje controlado} - 1 \quad (4.10)$$

Ahora con la ΔQ_i , ya modificada se forma el nuevo vector $\begin{bmatrix} \Delta P_i \\ \Delta Q_i \end{bmatrix}$

Así en cada iteración para de esta manera obtener las variables de estado ΔV y $\Delta\delta$.

4.2.6 Flujo de potencia entre buses.

Con las variables de estado, se procede a obtener la potencia entre buses. Aquí se hace uso de las variables auxiliares las cuales guardaron los valores de impedancia de cada equipo, en caso que estos hayan sido modificados resultado de paralelarlo con otro(s).

La forma en que se obtienen las potencias de salida como las entrantes en cada bus, es la siguiente.

Las variables de estado son obtenidas en forma rectangular, por lo que dentro del código para el cálculo de flujo entre buses se convierte a polar. Para el cálculo de potencia entre buses se requiere tanto el flujo de salida como el de entrada, por lo que la matriz con los datos completos del sistema (indicada en la matriz 4.2) es guardada y se usa para el cálculo de flujo de potencia del bus en un sentido, y se crea una matriz dispuesta para calcular la potencia del bus en el otro sentido, como lo muestra la matriz (4.11).

$$A_2 = \left(\begin{array}{ccccccc} \mathbf{A} & \mathbf{N}^\circ & \mathbf{DE} & \mathbf{N}^\circ & \mathbf{R \text{ en p. u.}} & \mathbf{X \text{ en p. u.}} & \mathbf{Ys \text{ en p. u.}} \\ \text{'GUE - 115'} & 2 & \text{'GUE - 400'} & 1 & 0 & 0.0746 & 0 \\ \text{'GUE - 115'} & 2 & \text{'GUE - 400'} & 1 & 0 & 0.0450 & 0 \\ \text{'TNA - 115'} & 3 & \text{'GUE - 115'} & 2 & 0.0221 & 0.0474 & 0.0052 \\ \text{'JIM - 115'} & 5 & \text{'GUE - 115'} & 2 & 0.0805 & 0.2845 & 0.0358 \\ \text{'OVO - 115'} & 7 & \text{'GUE - 115'} & 2 & 0.0138 & 0.0487 & 0.0061 \\ \text{'OVO - 115'} & 7 & \text{'GUE - 115'} & 2 & 0.0108 & 0.0584 & 0.0078 \\ \text{'VRA - 115'} & 14 & \text{'GUE - 115'} & 2 & 0.0234 & 0.1268 & 0.0168 \\ \text{'LBT - 115'} & 17 & \text{'GUE - 115'} & 2 & 0.0362 & 0.0776 & 0.0085 \\ \text{'BET - 115'} & 4 & \text{'TNA - 115'} & 3 & 0.0284 & 0.0609 & 0.0066 \\ \text{'FDO - 115'} & 6 & \text{'JIM - 115'} & 5 & 0.0865 & 0.3058 & 0.0385 \\ \text{'BIC - 115'} & 8 & \text{'OVO - 115'} & 7 & 0.0012 & 0.0063 & 0.0008 \\ \text{'BIC - 115'} & 8 & \text{'NST - 115'} & 9 & 0.0030 & 0.0161 & 0.0021 \\ \text{'RBD - 115'} & 10 & \text{'NST - 115'} & 9 & 0.0213 & 0.0456 & 0.0050 \\ \text{'VRA - 115'} & 14 & \text{'NST - 115'} & 9 & 0.0101 & 0.0547 & 0.0073 \\ \text{'NHS - 115'} & 15 & \text{'NST - 115'} & 9 & 0.0008 & 0.0027 & 0.0003 \\ \text{'RBD - 115'} & 10 & \text{'RBU - 115'} & 11 & 0.0240 & 0.0514 & 0.0056 \\ \text{'VDC - 115'} & 12 & \text{'RBU - 115'} & 11 & 0.0181 & 0.0388 & 0.0042 \\ \text{'ODT - 115'} & 16 & \text{'VDC - 115'} & 12 & 0.0179 & 0.0631 & 0.008 \\ \text{'VDC - 115'} & 12 & \text{'SOT - 115'} & 13 & 0.0709 & 0.2506 & 0.0316 \\ \text{'VRA - 115'} & 14 & \text{'LBT - 115'} & 17 & 0.0019 & 0.0106 & 0.0014 \\ \text{'KWM - 115'} & 18 & \text{'LBT - 115'} & 17 & 0.0019 & 0.0068 & 0.0009 \end{array} \right) \quad (4.11)$$

Con las formula (2.19) se calcula la potencia aparente entre cada bus y se separa parte real e imaginaria para tener potencia activa y reactiva respectivamente, conforme se van calculando se van guardando en la matriz (4.2) en una nueva columna para disponer de una fila con la información completa y necesaria. La potencia reactiva se ve modificada por lo indicado en la formula (2.20).

Dentro de las tareas anteriores, se obtienen también las pérdidas o requerimientos del sistema efecto de transportar energía eléctrica, aplicando, I^2R e I^2X .

Lo mismo se aplica para obtener la potencia en sentido opuesto usando la matriz (4.11).

4.2.7 Obtención de la Potencia Máxima y MEEE.

La potencia máxima y el Margen de estabilidad en estado estable son dos valores que determinaran el uso del TCSC. Para obtenerlas se hace uso de los resultados ya adquiridos mediante la corrida de flujos y se aplican las ecuaciones (2.21) y (2.22).

La potencia máxima de envío está limitada principalmente por la distancia eléctrica de la línea, y puede ser aumentada modificando este parámetro, ya que los conductores regularmente pueden transmitir mayor energía de la que normalmente circula a través de ellos. Otra manera de incrementar la potencia máxima es elevando el nivel de voltaje del sistema, método que resulta un tanto difícil, por lo que la mejor opción es la mencionada anteriormente.

El margen de estabilidad es el resultado de incrementar el posible envío de potencia máxima, usando este incremento como un margen de seguridad ante posibles disturbios de la red.

Ambos valores son calculados y mostrados a manera de tabla contando con la posibilidad de modificarlos mediante el uso del Capacitor Serie Controlado por Tiristores.

4.3. INSERCIÓN DEL TCSC.

La inserción del TCSC al sistema se puede manejar tomando a este dispositivo como una reactancia variable que va variando su valor con el fin de ajustar el flujo de potencia activa entre buses a un valor específico, con esto la reactancia del TCSC se convertiría en una variable de estado del sistema de potencia cuyo valor puede ser determinado dentro del algoritmo de Newton Raphson para flujos de carga.

Además de esta nueva variable de estado aparece una variable de control, que es el flujo que se desea obtener entre dos buses.

Otra forma de considerar al TCSC es como un modelo que depende del ángulo de disparo de los tiristores del TCR, el cual varía en base al ángulo en que son disparados. Dado que este modelo se apega más a la operación real del dispositivo, es usado para nuestro análisis, donde la variable de estado es el ángulo de disparo que determina la reactancia del TCSC. Este ángulo se calcula y se actualiza en cada iteración.

Con el ingreso de este dispositivo a la red se añade un bus al sistema como se muestra en la figura 4.4.

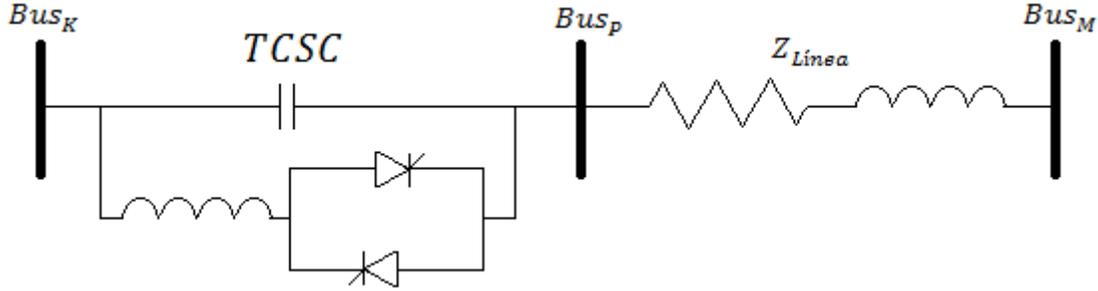


Figura 4.4. Conexión del TCSC entre dos buses.

Dentro del programa, una vez que se realiza el estudio de flujos de carga se pregunta si se quiere insertar el TCSC y si es así entre que buses, la potencia que se requiere y el nivel de tensión base entre estos buses. Se elige el valor de reactancia de acuerdo al punto de resonancia que se calculó con la expresión (3.42), que en este caso fue en 142.81° y para asegurarnos de no operar en una zona cercana al punto de resonancia se elige el valor de la reactancia en $142.81^\circ + 2^\circ = 145^\circ$. El valor de la reactancia obtenido con la ecuación (3.41) está en ohms, por lo que se pasa a por unidad aplicando:

$$Z_{pu} = \frac{Z_{real}}{Z_{base}} \quad (4.12)$$

Donde la Z_{base} se determina usando $Z_{base} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}}$.

Las modificaciones en el Jacobiano producto de la inserción del TCSC en la red, considerando el modelo de reactancia dependiente del ángulo de disparo de los tiristores se muestra en la ecuación (4.12) considerando lo mostrado en la figura 4.4.

$$\begin{bmatrix} \Delta\delta_k \\ \Delta\delta_p \\ \Delta\delta_m \\ \frac{\Delta|V_k|}{|V_k|} \\ \frac{\Delta|V_p|}{|V_p|} \\ \frac{\Delta|V_m|}{|V_m|} \\ \Delta\alpha_{TCSC} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_k}{\partial \delta_k} & \frac{\partial P_k}{\partial \delta_p} & \frac{\partial P_k}{\partial \delta_m} & \frac{\partial P_k}{\partial |V_k|} |V_k| & \frac{\partial P_k}{\partial |V_p|} |V_p| & \frac{\partial P_k}{\partial |V_m|} |V_m| & \frac{\partial P_k}{\partial \alpha} \\ \frac{\partial P_p}{\partial \delta_k} & \frac{\partial P_p}{\partial \delta_p} & \frac{\partial P_p}{\partial \delta_m} & \frac{\partial P_p}{\partial |V_k|} |V_k| & \frac{\partial P_p}{\partial |V_p|} |V_p| & \frac{\partial P_p}{\partial |V_m|} |V_m| & \frac{\partial P_p}{\partial \alpha} \\ \frac{\partial P_m}{\partial \delta_k} & \frac{\partial P_m}{\partial \delta_p} & \frac{\partial P_m}{\partial \delta_m} & \frac{\partial P_m}{\partial |V_k|} |V_k| & \frac{\partial P_m}{\partial |V_p|} |V_p| & \frac{\partial P_m}{\partial |V_m|} |V_m| & \frac{\partial P_m}{\partial \alpha} \\ \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_p} & \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_m} & \frac{\partial Q_k}{\partial |V_k|} |V_k| & \frac{\partial Q_k}{\partial |V_p|} |V_p| & \frac{\partial Q_k}{\partial |V_m|} |V_m| & \frac{\partial Q_k}{\partial \alpha} \\ \frac{\partial Q_p}{\partial \delta_k} & \frac{\partial Q_p}{\partial \delta_p} & \frac{\partial Q_p}{\partial \delta_m} & \frac{\partial Q_p}{\partial |V_k|} |V_k| & \frac{\partial Q_p}{\partial |V_p|} |V_p| & \frac{\partial Q_p}{\partial |V_m|} |V_m| & \frac{\partial Q_p}{\partial \alpha} \\ \frac{\partial Q_m}{\partial \delta_k} & \frac{\partial Q_m}{\partial \delta_p} & \frac{\partial Q_m}{\partial \delta_m} & \frac{\partial Q_m}{\partial |V_k|} |V_k| & \frac{\partial Q_m}{\partial |V_p|} |V_p| & \frac{\partial Q_m}{\partial |V_m|} |V_m| & \frac{\partial Q_m}{\partial \alpha} \\ \frac{\partial P_{k-p}^{\alpha TCSC}}{\partial \delta_k} & \frac{\partial P_{k-p}^{\alpha TCSC}}{\partial \delta_p} & \frac{\partial P_{k-p}^{\alpha TCSC}}{\partial \delta_m} & \frac{\partial P_{k-p}^{\alpha TCSC}}{\partial |V_k|} |V_k| & \frac{\partial P_{k-p}^{\alpha TCSC}}{\partial |V_p|} |V_p| & \frac{\partial P_{k-p}^{\alpha TCSC}}{\partial |V_m|} |V_m| & \frac{\partial P_{k-p}^{\alpha TCSC}}{\partial \alpha} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta P_p \\ \Delta P_m \\ \Delta Q_k \\ \Delta Q_p \\ \Delta Q_m \\ \Delta P_{k-p}^{\alpha TCSC} \end{bmatrix} \quad (4.13)$$

Donde:

$\Delta P_{k-p}^{\alpha TCSC} = P_{k-p}^{\alpha, requerida} - P_{k-p}^{\alpha, calculada}$, es la diferencia del flujo requerido menos el calculado.

$\Delta \alpha_{TCSC} = \alpha^i - \alpha^{i-1}$, es el cambio incremental en el ángulo de disparo del TCSC, y la actualización de la variable de estado α se realiza de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\alpha^i = \alpha^{i-1} + \Delta \alpha_{TCSC}^i \quad (4.14)$$

El valor de $P_{k-p}^{\alpha, calculada}$ se obtiene de acuerdo a:

$$P_{k-p}^{\alpha, calculada} = -|V_k||V_p|B_{kp(1)} \sin(\delta_k - \delta_p) \quad (4.15)$$

La variable B_{kp} es la susceptancia en p.u. del TCSC en un ángulo de 145° , que es el valor que se toma como partida para iniciar el estudio, y en este caso introduce el signo negativo a la ecuación.

Y $P_{k-p}^{\alpha, requerida}$, es el flujo de potencia deseado (variable de control) entre los buses k y p, y por lo tanto será también el flujo de potencia en la línea de transmisión donde se instala el TCSC.

Las nuevas derivadas parciales del Jacobiano con el modelo de reactancia respecto al ángulo de disparo son:

$$\frac{\partial P_k}{\partial \alpha} = \frac{\partial P_{k-p}}{\partial \alpha} = \frac{\partial}{\partial \alpha} \left[\frac{|V_k||V_p| \sin(\delta_k - \delta_p)}{X_{TCSC}} \right] = P_{k-p} B_{TCSC} \frac{\partial X_{TCSC}}{\partial \alpha} \quad (4.16)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial \alpha} = Q_{k-p} B_{TCSC} \frac{\partial X_{TCSC}}{\partial \alpha} \quad (4.17)$$

$$\frac{\partial B_{TCSC}}{\partial \alpha} = B_{TCSC}^2 \frac{\partial X_{TCSC}}{\partial \alpha} \quad (4.18)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial X_{TCSC}}{\partial \alpha} = & -2C_1[1 + \cos(2\alpha)] + C_2 \sin(2\alpha) \{ \varpi \tan[\varpi(\pi - \alpha)] - \tan(\alpha) \} \\ & + C_2 \left\{ \varpi^2 \frac{\cos^2(\pi - \alpha)}{\cos^2[\varpi(\pi - \alpha)]} - 1 \right\} \end{aligned} \quad (4.19)$$

Con todo lo anterior una vez que se decide ingresar un TCSC a la red se realiza nuevamente una corrida de flujos pero ahora con las modificaciones indicadas en el Jacobiano de la ecuación (4.13)

Capítulo

5

Análisis de resultados.

En este capítulo se muestran los resultados obtenidos durante las simulaciones, se analizan varios casos y distintas situaciones con objeto de comparar las respuestas.

5.1. CONSIDERACIONES DEL PROGRAMA.

Si bien el programa está diseñado para resolver cualquier tipo de red, su estructura tiene un enfoque dirigido a la red Nacional de Transmisión.

En CFE se realizan diariamente estudios de flujos de carga para conocer como responderá el sistema ante modificaciones de la red, como desconexiones de líneas, desconexiones de transformadores, inserción de equipos en paralelo y situaciones que puedan presentarse resultado de maniobras de mantenimiento rutinarias o de emergencia para mantener el equipo funcionando en óptimas condiciones.

Si bien se quisiera realizar un estudio de flujos de carga para un caso, no sería tan complicado pero si se necesita invertir tiempo para llevarlo a cabo, y sabiendo que diariamente se hacen miles de libranzas a nivel nacional, el resultado es miles de horas dedicadas a este aspecto. En la actualidad se tienen varias herramientas que permiten hacer estos estudios, pero en su mayoría no son viables económicamente para una microempresa o para uso personal.

En CFE se apoyan del programa PSS/E (*Power System Simulator for Engineering*), este programa cuenta con más herramientas que permiten realizar diversos estudios, en estado estacionario y dinámico.

Uno de los aspectos más destacados del programa realizado en MATLAB, es que se considera tanto la numeración como los nombres de las subestaciones en que se encuentran las conexiones de los equipos, esto permite una mejor visualización de los resultados y rápidamente identificar el punto de interés del estudio. Como ya se mencionó añadido a la herramienta de flujos de carga, se cuenta con la posibilidad de insertar el dispositivo FACTS TCSC, lo cual puede aumentar de manera significativa la cantidad de instrucciones dentro de las rutinas para obtener los resultados de buena manera y con una interfaz sencilla de utilizar.

Dentro de las simulaciones hechas se tienen: las redes dadas en dos libros de texto, la red de 14 Nodos de la IEEE y dos redes con datos reales, una es la Zona Victoria y la otra la Zona Valles. Si bien la Red Nacional de Transmisión se encuentra ampliamente interconectada, tanto la Zona Victoria como la Zona Valles se dan como modelos reducidos de la red, esto considerando al bus slack como un Nodo que tiene interconexión con otras partes del SEN (Sistema Eléctrico Nacional).

Todos los resultados fueron comparados con los libros de texto, con estudios realizados anteriormente y con la respuesta del programa PSS/E. La inserción del TCSC se muestra en la red de 14 Nodos de la IEEE.

5.2. ESTUDIOS DE FLUJOS DE CARGA APLICADOS A DIFERENTES REDES.

Como se indicó, el programa fue diseñado para funcionar con cualquier red, por lo que se presentan varios casos en donde dicho estudio. Los resultados son extraídos de una hoja de Excel donde al final del estudio en Matlab son guardadas las respuestas.

a) Estudio aplicado a redes de 4, 5 y 14 nodos.

La red que se muestra en la figura 5.1 corresponde al sistema de 4 nodos.

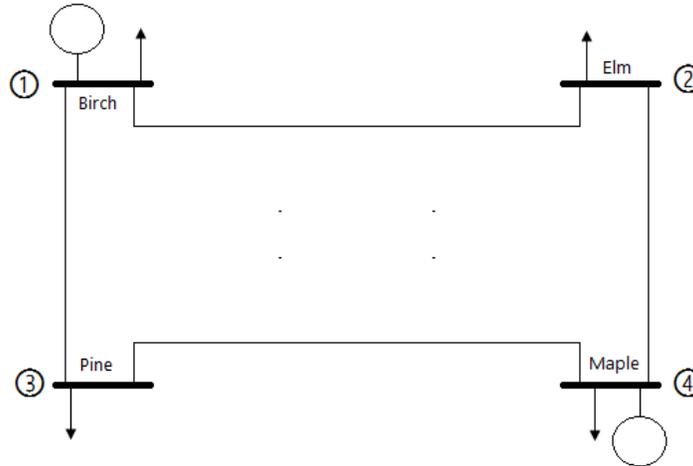


Figura 5.2. Red de 4 nodos.

Los valores para esta red son mostrados en las tablas 5.1 y 5.2, mientras de las respuestas se encuentran en las tablas 5.3, 5.4 y 5.5.

Tabla 5.1. Datos de línea de la red de 4 nodos.

Línea Bus a Bus	R p.u.	X p.u.	G p.u.	B p.u.	Carga total Mvar	Y _{shunt} p.u.
1-2	0.01008	0.05040	3.815629	-19.078144	10.25	0.1025
1-3	0.00744	0.03720	5.169561	-25.847809	7.75	0.0775
2-4	0.00744	0.03720	5.169561	-25.847809	7.75	0.0775
3-4	0.01272	0.06360	3.023705	-15.118528	12.75	0.1275

Tabla 5.2. Datos de buses para la red de 4 nodos.

Bus	Generación		Carga		V, por unidad	Característica
	P, Mw	Q, Mvar	P, Mw	Q, Mvar		
1	-	-	50	30.99	1.00∠0°	Bus Slack
2	0	0	170	105.35	1.00∠0°	Bus de carga
3	0	0	200	123.94	1.00∠0°	Bus de carga
4	318	-	80	49.58	1.02∠0°	Bus de Voltaje controlado

Tabla 5.3. *Perfiles de voltaje para la red de 4 nodos.*

Nombre del bus	Número	Volts (p.u.)	Ángulo (grados)	Generación	
				MW	Mvar
Abedul	1	1.00	0.000	186.81	114.50
Olmo	2	0.98	-0.976	0.00	0.00
Pino	3	0.97	-1.872	0.00	0.00
Arce	4	1.02	1.523	318.00	181.43

Tabla 5.4. *Flujos de potencia para la red de 4 nodos.*

Nombre del bus	Número	Nombre del bus	Número	Flujo de potencia	
				MW	Mvar
Abedul	1	Olmo	2	38.69	22.30
Olmo	2	Abedul	1	-38.46	-31.24
Abedul	1	Pino	3	98.12	61.21
Pino	3	Abedul	1	-97.09	-63.57
Olmo	2	Arce	4	-131.54	-74.11
Arce	4	Olmo	2	133.25	74.92
Pino	3	Arce	4	-102.91	-60.37
Arce	4	Pino	3	104.75	56.93

Tabla 5.5. *Pmax y MEEE para la red de 4 nodos.*

Nombre del bus	Número	Nombre del bus	Número	Potencia Máxima	MEEE
				MW	%
Abedul	1	Olmo	2	1949.25	98.02
Abedul	1	Pino	3	2604.85	96.23
Arce	4	Olmo	2	2693.74	95.05
Arce	4	Pino	3	1554.06	93.26

La red que se muestra en la figura 5.2 corresponde al sistema de 5 nodos.

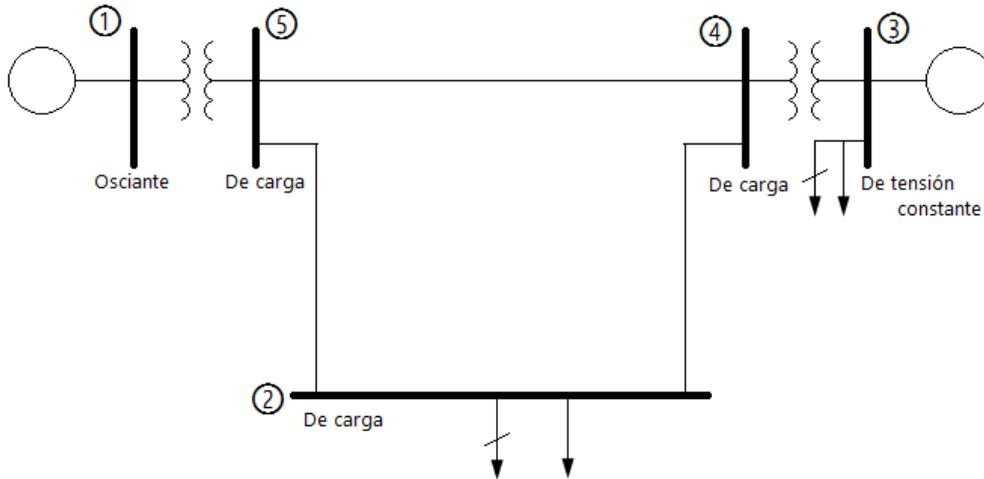


Figura 5.2. Red de 5 nodos.

Los valores para esta red son mostrados en las tablas 5.6 y 5.7, mientras de las respuestas se encuentran en las tablas 5.8, 5.9 y 5.10.

Tabla 5.6. Datos de línea de la red de 5 Nodos.

Línea Bus a Bus	R p.u.	X p.u.	G p.u.	B p.u.	Carga total Mvar	Y _{shunt} p.u.
2-4	0.0090	0.100	0.89276	-9.91965	172	1.72
2-5	0.0045	0.050	1.78553	-19.8393	88	0.88
4-5	0.00225	0.025	3.57107	-39.6786	44	0.44
1-5	0.00150	0.02	3.72902	-49.7203	0	0
3-4	0.00075	0.01	7.45804	-99.4406	0	0

Tabla 5.7. Datos de buses para la red de 5 Nodos.

Bus	Generación		Carga		V, por unidad	Característica
	P, Mw	Q, Mvar	P, Mw	Q, Mvar		
1	-	-	0	0	1.00∠0°	Bus Slack
2	0	0	800	280	1.00∠0°	Bus de carga
3	-	520	80	40	1.05∠0°	Bus de Voltaje controlado
4	0	0	0	0	1.00∠0°	Bus de carga
5	0	0	0	0	1.00∠0°	Bus de carga

Tabla 5.8. *Perfiles de voltaje para la red de 5 nodos.*

Nombre del bus	Número	Volts (p.u.)	Ángulo (grados)	Generación	
				MW	Mvar
Oscilante	1	1.000	0.000	366.774	-58.909
De carga	2	0.949	-10.239	520.000	0.000
Voltaje Controlado	3	1.050	-6.950	0.000	158.268
De carga	4	1.039	-6.483	0.000	0.000
De carga	5	1.009	-4.219	0.000	0.000

Tabla 5.9. *Flujos de potencia para la red de 5 nodos.*

Nombre del bus	Número	Nombre del bus	Número	Flujo de potencia	
				MW	Mvar
Oscilante	1	De carga	5	366.77	-58.91
De carga	5	Oscilante	1	-364.70	86.51
De carga	2	De carga	4	-71.57	-154.96
De carga	4	De carga	2	72.68	-2.93
De carga	2	De carga	5	-208.43	-125.04
De carga	5	De carga	2	210.97	68.86
Voltaje Controlado	3	De carga	4	-80.00	118.27
De carga	4	Voltaje Controlado	3	80.14	-116.42
De carga	4	De carga	5	-152.82	119.34
De carga	5	De carga	4	153.73	-155.36

Tabla 5.10. *Pmax y MEEE para la red de 5 nodos.*

Nombre del bus	Número	Nombre del bus	Número	Potencia Máxima	MEEE
				MW	%
Oscilante	1	De carga	5	5045.07	92.73
De carga	4	De carga	2	985.83	92.63
De carga	5	De carga	2	1914.14	88.98
De carga	4	Voltaje Controlado	3	10913.09	99.27
De carga	5	De carga	4	4194.85	96.34

La red que se muestra en la figura 5.3 corresponde al sistema de 14 nodos.

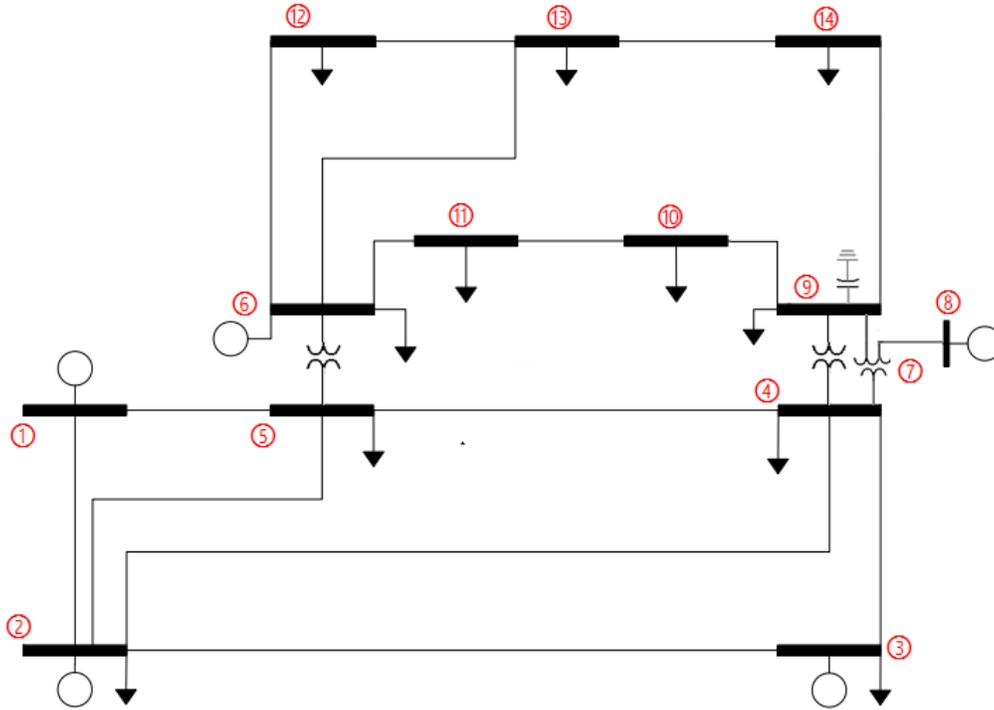


Figura 5.3. Red de 14 nodos.

Los valores para esta red son mostrados en las tablas 5.11 y 5.12, mientras de las respuestas se encuentran en las tablas 5.13, 5.14 y 5.15.

Tabla 5.11. Datos de línea de la red de 14 Nodos.

Línea Bus a Bus	R p.u.	X p.u.	G p.u.	B p.u.	Carga total Mvar	Y _{shunt} p.u.
1 - 2	0.0194	0.0592	4.99871	-15.25380	5.2800	0.0528
1 - 5	0.0540	0.2230	1.02573	-4.23591	4.9200	0.0492
2 - 3	0.0470	0.1980	1.13490	-4.78110	4.3800	0.0438
2 - 4	0.0581	0.1763	1.68614	-5.11647	3.4000	0.0340
2 - 5	0.0570	0.1739	1.70198	-5.19256	3.4600	0.0346
3 - 4	0.0670	0.1710	1.19863	-5.06967	1.2800	0.0128
4 - 5	0.0134	0.0421	6.86485	-2.15679	0	0
4 - 7	0	0.2091	0	-4.78240	0	0
4 - 9	0	0.5562	0	-1.79791	0	0
5 - 6	0	0.2520	0	-3.96825	0	0
6 - 11	0.0950	0.1989	1.95528	-4.09375	0	0
6 - 12	0.1229	0.2558	1.52598	-3.17613	0	0
6 - 13	0.0662	0.1303	3.00917	-6.10003	0	0
7 - 8	0	0.1762	0	-5.67536	0	0
7 - 9	0	0.1100	0	-9.09090	0	0
9 - 10	0.0318	0.0845	3.90112	-10.3662	0	0
9 - 14	0.1271	0.2704	1.42376	-3.02899	0	0
10 - 11	0.0820	0.1921	1.87959	-4.40329	0	0
12 - 13	0.2209	0.1999	2.48882	-2.25222	0	0
13 - 14	0.1709	0.3480	1.13697	-2.31520	0	0

Tabla 5.12. Datos de buses para la red de 14 Nodos.

Bus	Generación		Carga		V, por unidad	Característica
	P, Mw	Q, Mvar	P, Mw	Q, Mvar		
1	-	-	1.0600	0	1.0600	Bus Slack
2	440	-	1.0450	12.00	1.0450	Bus de Voltaje controlado
3	0	-	1.0100	19.00	1.0100	Bus de Voltaje controlado
4	0	0	1.0000	-3.90	1.0000	Bus de carga
5	0	0	1.0000	1.60	1.0000	Bus de carga
6	0	-	1.0700	7.50	1.0700	Bus de Voltaje controlado
7	0	0	1.0000	0	1.0000	Bus de carga
8	0	-	1.0900	0	1.0900	Bus de Voltaje controlado
9	0	0	1.0000	16.60	1.0000	Bus de carga
10	0	0	1.0000	5.80	1.0000	Bus de carga
11	0	0	1.0000	1.80	1.0000	Bus de carga
12	0	0	1.0000	1.60	1.0000	Bus de carga
13	0	0	1.0000	5.80	1.0000	Bus de carga
14	0	0	1.0000	5.00	1.0000	Bus de carga

Tabla 5.13. Perfiles de voltaje para la red de 14 nodos.

Nombre del bus	Número	Volts (p.u.)	Ángulo (grados)	Generación	
				MW	Mvar
UNO	1	1.06	0	232.383	-23.423
DOS	2	1.045	-4.952	39.999	27.757
TRES	3	1.01	-12.617	0	18.224
CUATRO	4	1.029	-10.414	0	0
CINCO	5	1.034	-8.954	0	0
SEIS	6	1.07	-14.692	0	41.271
SIETE	7	1.054	-13.542	0	0
OCHO	8	1.09	-13.542	0	21.825
NUEVE	9	1.047	-15.158	0	0
DIEZ	10	1.043	-15.360	0	0
ONCE	11	1.053	-15.151	0	0
DOCE	12	1.054	-15.536	0	0
TRECE	13	1.049	-15.591	0	0
CATORCE	14	1.030	-16.356	0	0

Tabla 5.14. *Flujos de potencia para la red de 14 nodos.*

Nombre del bus	Número	Nombre del bus	Número	Flujo de potencia	
				MW	Mvar
UNO	1	DOS	2	155.96	-20.19
DOS	2	UNO	1	-151.71	27.30
UNO	1	CINCO	5	76.42	-3.23
CINCO	5	UNO	1	-73.61	9.43
DOS	2	TRES	3	72.54	3.63
TRES	3	DOS	2	-70.26	1.35
DOS	2	CUATRO	4	55.99	-8.14
CUATRO	4	DOS	2	-54.30	9.61
DOS	2	CINCO	5	41.49	-7.74
CINCO	5	DOS	2	-40.57	6.79
TRES	3	CUATRO	4	-23.94	-2.13
CUATRO	4	TRES	3	24.32	1.76
CUATRO	4	CINCO	5	-62.17	7.07
CINCO	5	CUATRO	4	62.66	-5.51
CUATRO	4	SIETE	7	28.32	-11.82
SIETE	7	CUATRO	4	-28.32	13.68
CUATRO	4	NUEVE	9	16.03	-2.71
NUEVE	9	CUATRO	4	-16.03	4.10
CINCO	5	SEIS	6	43.92	-12.31
SEIS	6	CINCO	5	-43.92	17.21
SEIS	6	ONCE	11	7.19	5.55
ONCE	11	SEIS	6	-7.12	-5.41
SEIS	6	DOCE	12	7.82	2.76
DOCE	12	SEIS	6	-7.75	-2.61
SEIS	6	TRECE	13	17.70	8.24
TRECE	13	SEIS	6	-17.48	-7.81
SIETE	7	OCHO	8	0.00	-21.12
OCHO	8	SIETE	7	0.00	21.83
SIETE	7	NUEVE	9	28.32	7.44
NUEVE	9	SIETE	7	-28.32	-6.59
NUEVE	9	DIEZ	10	5.41	2.26
DIEZ	10	NUEVE	9	-5.40	-2.24
NUEVE	9	CATORCE	14	9.45	2.35
CATORCE	14	NUEVE	9	-9.34	-2.12
DIEZ	10	ONCE	11	-3.60	-3.56
ONCE	11	DIEZ	10	3.62	3.61
DOCE	12	TRECE	13	1.65	1.01
TRECE	13	DOCE	12	-1.64	-1.00
TRECE	13	CATORCE	14	5.63	3.01
CATORCE	14	TRECE	13	-5.56	-2.88

Tabla 5.15. *Pmax y MEEE para la red de 14 nodos.*

Nombre del bus	Número	Nombre del bus	Número	Potencia Máxima	MEEE
				MW	%
UNO	1	DOS	2	1872.06	91.67
UNO	1	CINCO	5	491.72	84.46
DOS	2	TRES	3	533.14	86.39
DOS	2	CUATRO	4	609.94	90.82
DOS	2	CINCO	5	621.81	93.33
CUATRO	4	TRES	3	607.75	96.00
CINCO	5	CUATRO	4	2528.60	97.52
SEIS	6	ONCE	11	566.65	98.73
SEIS	6	DOCE	12	441.08	98.23
SEIS	6	TRECE	13	861.74	97.95
NUEVE	9	DIEZ	10	1293.96	99.58
NUEVE	9	CATORCE	14	399.03	97.63
ONCE	11	DIEZ	10	572.50	99.37
DOCE	12	TRECE	13	553.51	99.70
TRECE	13	CATORCE	14	310.53	98.19

b) Estudio aplicado a la red de Zona Victoria.

La red que se muestra en la figura 5.4 corresponde al diagrama unifilar de Zona Victoria, los datos son reales y fueron proporcionados por la Zona de Operación de Transmisión Huasteca.

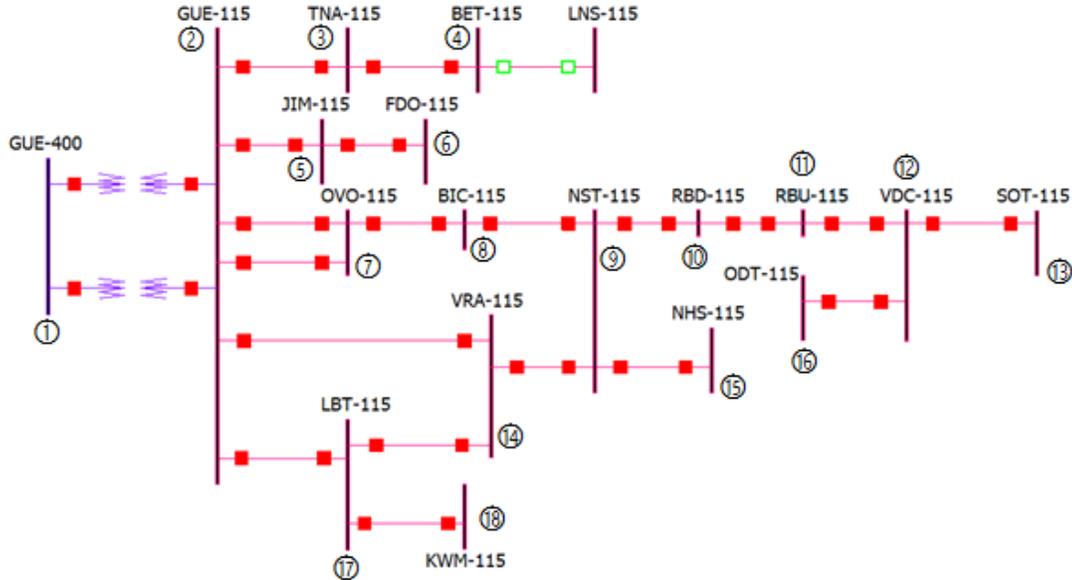


Figura 5.4. Red de Zona Victoria.

Los valores para esta red son mostrados en las tablas 5.16 y 5.17, mientras de las respuestas se encuentran en las tablas 5.18, 5.19 y 5.20.

Tabla 5.16. Datos de línea de la red de Zona Victoria.

Línea Bus a Bus	R p.u.	X p.u.	G p.u.	B p.u.	Carga total Mvar	Y _{shunt} p.u.
1 - 2	0	0.0746	0	-13.4048	0	0
1 - 2	0	0.0450	0	-22.2222	0	0
2 - 3	0.0221	0.0474	8.0799	-17.3298	0.5160	0.0052
2 - 5	0.0805	0.2845	0.9208	-3.25438	3.5820	0.0358
2 - 7	0.0138	0.0487	5.38861	-19.0076	0.6130	0.0061
2 - 7	0.0108	0.0584	3.06191	-16.5570	0.7760	0.0078
2 - 14	0.0234	0.1268	1.40745	-7.62670	1.6840	0.0168
2 - 17	0.0362	0.0776	4.93712	-10.5834	0.8460	0.0085
3 - 4	0.0284	0.0609	6.28962	-13.4872	0.6640	0.0066
5 - 6	0.0865	0.3058	0.85647	-3.02784	3.8500	0.0385
7 - 8	0.0012	0.0063	29.1757	-153.172	0.0840	0.0008
9 - 8	0.0030	0.0161	11.1852	-60.0275	0.2140	0.0021
9 - 10	0.0213	0.0456	8.4088	-18.0020	0.4970	0.0050
9 - 14	0.0101	0.0547	3.2642	-17.6788	0.7270	0.0073
9 - 15	0.0008	0.0027	100.88	-340.479	0.0340	0.0003
11 - 10	0.0240	0.0514	7.4581	-15.9728	0.5600	0.0056
11 - 12	0.0181	0.0388	9.8742	-21.1669	0.4230	0.0042
12 - 16	0.0179	0.0631	4.1608	-14.6675	0.7950	0.0080
13 - 12	0.0709	0.2506	1.0453	-3.6946	3.1550	0.0316
17 - 14	0.0019	0.0106	16.383	-91.402	0.1400	0.0014
17 - 18	0.0019	0.0068	38.114	-136.40	0.0860	0.0009

Tabla 5.17. Datos de buses para la red de Zona Victoria.

Bus	Generación		Carga		V,por unidad	Característica
	P,Mw	Q,Mvar	P,Mw	Q,Mvar		
1	-	-	0	0	1.00∠0°	Bus Slack
2	0	0	0	0	1.00∠0°	Bus de carga
3	0	0	6.6999	1.2175	1.00∠0°	Bus de carga
4	0	0	5.6443	0.6896	1.00∠0°	Bus de carga
5	0	0	5.4403	0.8314	1.00∠0°	Bus de carga
6	0	0	9.2536	2.6095	1.00∠0°	Bus de carga
7	0	0	20.9452	3.1566	1.00∠0°	Bus de carga
8	0	0	4.7603	0.5013	1.00∠0°	Bus de carga
9	0	0	8.9901	2.2202	1.00∠0°	Bus de carga
10	0	0	1.2347	0.7990	1.00∠0°	Bus de carga
11	0	0	2.4683	1.5979	1.00∠0°	Bus de carga
12	0	0	0	0	1.00∠0°	Bus de carga
13	0	0	3.0602	0.0788	1.00∠0°	Bus de carga
14	0	0	24.7096	3.3661	1.00∠0°	Bus de carga
15	0	0	6.8000	2.5000	1.00∠0°	Bus de carga
16	0	0	1.9739	0.7990	1.00∠0°	Bus de carga
17	0	0	20.3996	4.4959	1.00∠0°	Bus de carga
18	0	0	6.2999	2.0772	1.00∠0°	Bus de carga

Tabla 5.18. Perfiles de voltaje para la red de Zona Victoria.

Nombre del bus	Número	Volts(p.u.)	Ángulo(grados)	Generación	
				MW	Mvar
GUE-400	1	1.000	0.0000	129.668	16.269
GUE-115	2	0.996	-2.0945	0	0
TNA-115	3	0.993	-2.4204	0	0
BET-115	4	0.991	-2.6146	0	0
JIM-115	5	0.988	-4.6241	0	0
FDO-115	6	0.977	-6.2640	0	0
OVO-115	7	0.990	-2.9065	0	0
BIC-115	8	0.989	-3.0259	0	0
NST-115	9	0.988	-3.2879	0	0
RBD-115	10	0.987	-3.5442	0	0
RBU-115	11	0.986	-3.8003	0	0
VDC-115	12	0.986	-3.9492	0	0
SOT-115	13	0.988	-4.4614	0	0
VRA-115	14	0.986	-3.4044	0	0
NHS-115	15	0.988	-3.2976	0	0
ODT-115	16	0.985	-4.0183	0	0
LBT-115	17	0.985	-3.3857	0	0
KWM-115	18	0.985	-3.4087	0	0

Tabla 5.19. *Flujos de potencia para la red de Zona Victoria.*

Nombre del bus	Número	Nombre del bus	Número	Flujo de potencia	
				MW	Mvar
GUE-400	1	GUE-115	2	48.80	6.12
GUE-115	2	GUE-400	1	-48.80	-4.32
GUE-400	1	GUE-115	2	80.87	10.15
GUE-115	2	GUE-400	1	-80.87	-7.16
GUE-115	2	TNA-115	3	12.39	0.84
TNA-115	3	GUE-115	2	-12.35	-1.27
GUE-115	2	JIM-115	5	14.95	-2.88
JIM-115	5	GUE-115	2	-14.77	0.00
GUE-115	2	OVO-115	7	29.77	3.46
OVO-115	7	GUE-115	2	-29.65	-3.62
GUE-115	2	OVO-115	7	24.94	5.17
OVO-115	7	GUE-115	2	-24.87	-5.55
GUE-115	2	VRA-115	14	18.63	4.23
VRA-115	14	GUE-115	2	-18.54	-5.41
GUE-115	2	LBT-115	17	28.98	0.66
LBT-115	17	GUE-115	2	-28.68	-0.83
TNA-115	3	BET-115	4	5.65	0.06
BET-115	4	TNA-115	3	-5.64	-0.69
JIM-115	5	FDO-115	6	9.33	-0.83
FDO-115	6	JIM-115	5	-9.25	-2.61
OVO-115	7	BIC-115	8	33.57	6.01
BIC-115	8	OVO-115	7	-33.56	-6.02
NST-115	9	BIC-115	8	-28.77	-5.59
BIC-115	8	NST-115	9	28.80	5.52
NST-115	9	RBD-115	10	8.79	-1.89
RBD-115	10	NST-115	9	-8.77	1.45
NST-115	9	VRA-115	14	4.20	2.79
VRA-115	14	NST-115	9	-4.19	-3.49
NST-115	9	NHS-115	15	6.80	2.47
NHS-115	15	NST-115	9	-6.80	-2.50
RBU-115	11	RBD-115	10	-7.52	1.73
RBD-115	10	RBU-115	11	7.53	-2.25
RBU-115	11	VDC-115	12	5.05	-3.33
VDC-115	12	RBU-115	11	-5.04	2.93
VDC-115	12	ODT-115	16	1.97	0.03
ODT-115	16	VDC-115	12	-1.97	-0.80
SOT-115	13	VDC-115	12	-3.06	-0.08
VDC-115	12	SOT-115	13	3.07	-2.96
LBT-115	17	VRA-115	14	1.98	-5.66
VRA-115	14	LBT-115	17	-1.98	5.53
LBT-115	17	KWM-115	18	6.30	2.00
KWM-115	18	LBT-115	17	-6.30	-2.08

Tabla 5.20. *Pmax y MEEE para la red de Zona Victoria.*

Nombre del bus	Número	Nombre del bus	Número	Potencia Máxima	MEEE
				MW	%
GUE-115	2	TNA-115	3	2088.64	99.41
GUE-115	2	JIM-115	5	345.92	95.68
GUE-115	2	OVO-115	7	2025.83	98.53
GUE-115	2	OVO-115	7	1687.85	98.52
GUE-115	2	VRA-115	14	774.01	97.59
GUE-115	2	LBT-115	17	1264.01	97.71
TNA-115	3	BET-115	4	1614.81	99.65
JIM-115	5	FDO-115	6	315.72	97.04
OVO-115	7	BIC-115	8	15577.29	99.78
BIC-115	8	NST-115	9	6070.15	99.53
NST-115	9	RBD-115	10	2136.93	99.59
VRA-115	14	NST-115	9	1779.20	99.76
NST-115	9	NHS-115	15	36126.91	99.98
RBD-115	10	RBU-115	11	1891.38	99.60
RBU-115	11	VDC-115	12	2504.69	99.80
VDC-115	12	ODT-115	16	1539.78	99.87
VDC-115	12	SOT-115	13	388.53	99.21
LBT-115	17	VRA-115	14	9201.05	99.98
LBT-115	17	KWM-115	18	14221.39	99.96

c) Estudio aplicado a la red de Zona Valles.

La red que se muestra en la figura 5.5 corresponde al diagrama unifilar de Zona Valles

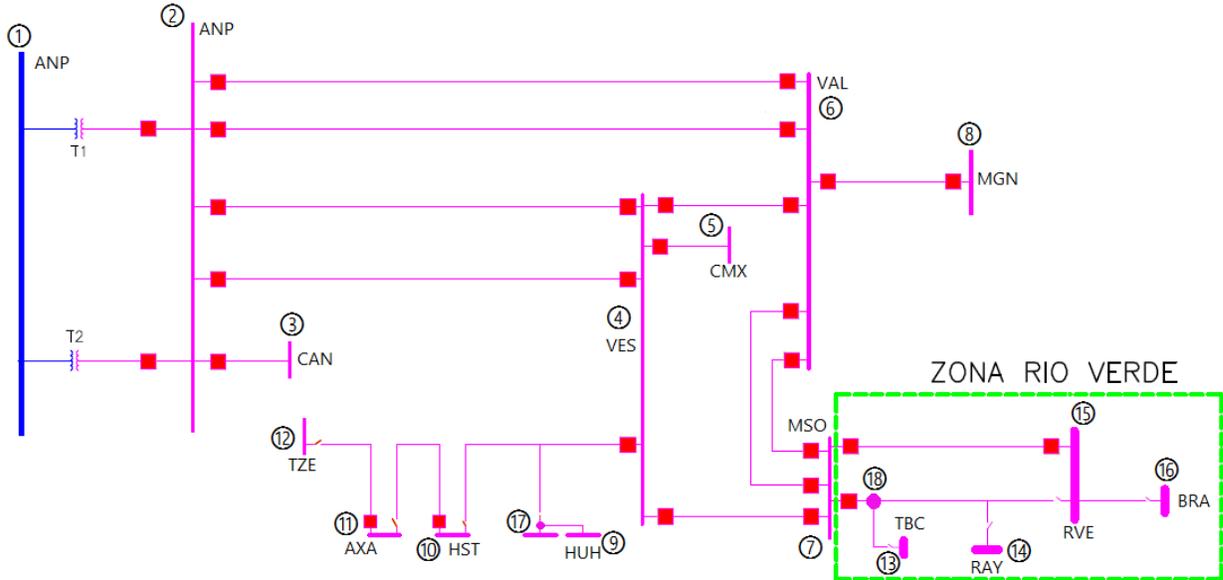


Figura 5.5. Red de Zona Valles.

Los valores para esta red son mostrados en las tablas 5.21 y 5.22, mientras de las respuestas se encuentran en las tablas 5.23, 5.24 y 5.25.

Tabla 5.21. Datos de línea de la red de Zona Valles.

Línea Bus a Bus	R p.u.	X p.u.	G p.u.	B p.u.	Carga total Mvar	Yshunt p.u.
1 - 2	0	0.0450	0	-22.2222	0	0
1 - 2	0	0.0450	0	-22.2222	0	0
2 - 3	0.0032	0.0112	23.5849	-82.5471	0.1410	0.0014
2 - 4	0.0114	0.0621	2.85974	-15.5780	0.8240	0.0082
2 - 4	0.0113	0.0614	2.89918	-15.7530	0.8160	0.0082
2 - 6	0.0117	0.0633	2.82350	-15.2759	0.8410	0.0084
2 - 6	0.0117	0.0633	2.82350	-15.2759	0.8410	0.0084
4 - 5	0.0101	0.0264	12.6412	-33.0425	0.3020	0.0030
4 - 6	0.0029	0.0155	11.6625	-62.3341	0.2050	0.0021
4 - 7	0.0072	0.0253	10.4056	-36.5643	0.3190	0.0032
4 - 17	0.0908	0.2374	1.40549	-3.67472	2.7170	0.0272
6 - 7	0.0078	0.0422	4.23526	-22.9138	0.5600	0.0056
6 - 7	0.0078	0.0422	4.23526	-22.9138	0.5600	0.0056
6 - 8	0.1158	0.3093	1.06164	-2.83563	3.5630	0.0356
7 - 15	0.0671	0.3639	0.49004	-2.65764	4.8330	0.0483
7 - 18	0.0325	0.1148	2.28305	-8.06446	1.4460	0.0145
10 - 11	0.0140	0.0753	2.38659	-12.8364	0.9830	0.0098
11 - 12	0.0263	0.0689	4.83553	-12.6680	0.7880	0.0079
14 - 15	0.0377	0.1331	1.97001	-6.95514	1.6750	0.0168
15 - 16	0.0050	0.0177	14.7802	-52.3219	0.2230	0.0022
17 - 9	0.0006	0.0016	205.479	-547.945	0.0180	0.0002

Tabla 5.22. Datos de buses para la red de Zona Valles.

Bus	Generación		Carga		V, por unidad	Característica
	P, Mw	Q, Mvar	P, Mw	Q, Mvar		
1	-	-	0	0	1.00∠0°	Bus Slack
2	0	0	5.5000	-4.3000	1.00∠0°	Bus de carga
3	0	0	27.0000	11.9998	1.00∠0°	Bus de carga
4	0	0	15.0000	4.7199	1.00∠0°	Bus de carga
5	0	0	7.2000	3.1000	1.00∠0°	Bus de carga
6	0	0	15.2600	3.1000	1.00∠0°	Bus de carga
7	0	0	6.0000	2.1000	1.00∠0°	Bus de carga
8	0	0	8.1000	0.2000	1.00∠0°	Bus de carga
9	0	0	2.0900	0.4000	1.00∠0°	Bus de carga
10	0	0	5.1000	1.4000	1.00∠0°	Bus de carga
11	0	0	9.6000	1.9800	1.00∠0°	Bus de carga
12	0	0	9.3000	2.1000	1.00∠0°	Bus de carga
13	0	0	4.8000	1.3000	1.00∠0°	Bus de carga
14	0	0	3.4000	0.9400	1.00∠0°	Bus de carga
15	0	0	10.5400	1.0000	1.00∠0°	Bus de carga
16	0	0	8.0700	1.2000	1.00∠0°	Bus de carga
17	0	0	0	0	1.00∠0°	Bus de carga
18	0	0	0	0	1.00∠0°	Bus de carga

Tabla 5.23. Perfiles de voltaje para la red de Zona Valles.

Nombre del bus	Número	Volts (p.u.)	Ángulo(grados)	Generación	
				MW	Mvar
ANP-400	1	1	0	138.5580767	18.54586011
ANP-115	2	0.99631	-1.7939	0	0
CAN-115	3	0.99411	-1.9467	0	0
VES-115	4	0.99176	-2.7675	0	0
CMX-115	5	0.99023	-2.8610	0	0
VAL-115	6	0.99247	-2.7135	0	0
MSO-115	7	0.99158	-2.9645	0	0
MGN-115	8	0.98741	-4.2825	0	0
HUH-115	9	0.95680	-6.3617	0	0
HST-115	10	0.95059	-6.9882	0	0
AXA-115	11	0.94528	-7.8706	0	0
TZE-115	12	0.94138	-8.2533	0	0
TBC-115	13	0.98779	-4.0407	0	0
RAY-115	14	0.98578	-4.7792	0	0
RVE-115	15	0.98409	-5.3782	0	0
BRA-115	16	0.98348	-5.4597	0	0
TAP HUH	17	0.95682	-6.3598	0	0
TAP TBC	18	0.98780	-4.0398	0	0

Tabla 5.24. *Flujos de potencia para la red de Zona Valles.*

Nombre del bus	Número	Nombre del bus	Número	Flujo de potencia	
				MW	Mvar
ANP-400	1	ANP-115	2	69.28	9.27
ANP-115	2	ANP-400	1	-69.28	-7.07
ANP-400	1	ANP-115	2	69.28	9.27
ANP-115	2	ANP-400	1	-69.28	-7.07
ANP-115	2	CAN-115	3	27.03	11.96
CAN-115	3	ANP-115	2	-27.00	-12.00
ANP-115	2	VES-115	4	27.51	2.07
VES-115	4	ANP-115	2	-27.42	-2.40
ANP-115	2	VES-115	4	27.79	2.10
VES-115	4	ANP-115	2	-27.70	-2.42
ANP-115	2	VAL-115	6	25.36	1.16
VAL-115	6	ANP-115	2	-25.29	-1.58
ANP-115	2	VAL-115	6	25.36	1.16
VAL-115	6	ANP-115	2	-25.29	-1.58
VES-115	4	CMX-115	5	7.21	2.82
CMX-115	5	VES-115	4	-7.20	-3.10
VES-115	4	VAL-115	6	-6.61	-3.44
VAL-115	6	VES-115	4	6.62	3.25
VES-115	4	MSO-115	7	12.55	-3.00
MSO-115	7	VES-115	4	-12.54	2.72
VES-115	4	TAP HUH	17	26.98	3.73
TAP HUH	17	VES-115	4	-26.29	-4.49
VAL-115	6	MSO-115	7	10.26	-0.06
MSO-115	7	VAL-115	6	-10.25	-0.45
VAL-115	6	MSO-115	7	10.26	-0.06
MSO-115	7	VAL-115	6	-10.25	-0.45
VAL-115	6	MGN-115	8	8.18	-3.08
MGN-115	8	VAL-115	6	-8.10	-0.20
MSO-115	7	RVE-115	15	11.33	-2.18
RVE-115	15	MSO-115	7	-11.24	-2.06
MSO-115	7	TAP TBC	18	15.72	-1.74
TAP TBC	18	MSO-115	7	-15.63	0.62
HST-115	10	AXA-115	11	18.98	2.87
AXA-115	11	HST-115	10	-18.93	-3.45
AXA-115	11	TZE-115	12	9.33	1.47
TZE-115	12	AXA-115	11	-9.30	-2.10
RAY-115	14	RVE-115	15	7.39	-1.61
RVE-115	15	RAY-115	14	-7.37	0.06
RVE-115	15	BRA-115	16	8.07	1.00
BRA-115	16	RVE-115	15	-8.07	-1.20
TAP HUH	17	HUH-115	9	2.09	0.38
HUH-115	9	TAP HUH	17	-2.09	-0.40
TAP HUH	17	HST-115	10	24.196	4.106
HST-115	10	TAP HUH	17	-24.084	-4.275
TAP TBC	18	TBC-115	13	4.800	1.295
TBC-115	13	TAP TBC	18	-4.800	-1.300
TAP TBC	18	RAY-115	14	10.834	-1.911
RAY-115	14	TAP TBC	18	-10.795	0.670

Tabla 5.25. *Pmax y MEEE para la red de Zona Valles.*

Nombre del bus	Número	Nombre del bus	Número	Potencia Máxima	MEEE
				MW	%
ANP-115	2	CAN-115	3	8859.08	99.69
ANP-115	2	VES-115	4	1592.17	98.27
ANP-115	2	VES-115	4	1608.50	98.27
ANP-115	2	VAL-115	6	1562.35	98.38
ANP-115	2	VAL-115	6	1562.35	98.38
VES-115	4	CMX-115	5	3718.55	99.81
VAL-115	6	VES-115	4	6362.54	99.90
VES-115	4	MSO-115	7	3883.91	99.68
VES-115	4	TAP HUH	17	399.72	93.25
VAL-115	6	MSO-115	7	2332.57	99.56
VAL-115	6	MSO-115	7	2332.57	99.56
VAL-115	6	MGN-115	8	316.84	97.42
MSO-115	7	RVE-115	15	268.14	95.78
MSO-115	7	TAP TBC	18	852.99	98.16
HST-115	10	AXA-115	11	1192.69	98.41
AXA-115	11	TZE-115	12	1292.29	99.28
RAY-115	14	RVE-115	15	728.96	98.99
RVE-115	15	BRA-115	16	5455.62	99.85
TAP HUH	17	HUH-115	9	57577.44	100.00
TAP HUH	17	HST-115	10	2055.00	98.82
TAP TBC	18	TBC-115	13	271038.79	100.00
TAP TBC	18	RAY-115	14	866.25	98.75

- d) Estudio aplicado a la red de Zona Victoria, eliminando una de las líneas que van del nodo 2 (Subestación Güemes) al nodo 7 (Subestación Olivo).

Para realizar el estudio quitando un equipo de conexión entre los buses (línea o transformador) lo que se hace es poner los valores de impedancia del equipo muy altos, lo que simula el equipo abierto.

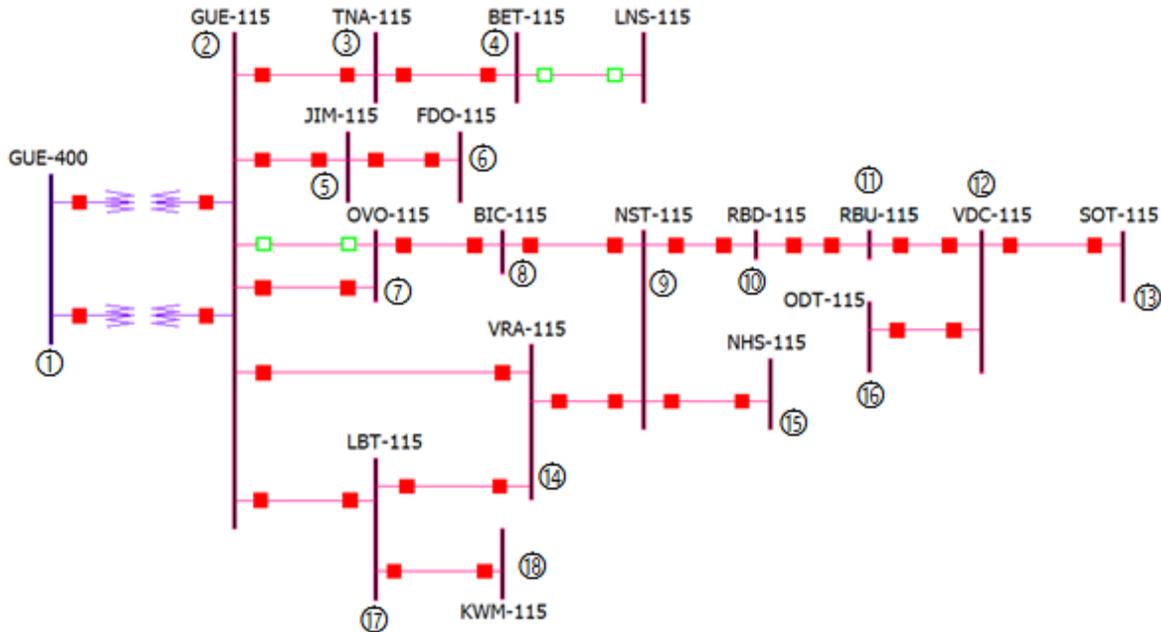


Figura 5.6. Red de Zona Victoria con una línea abierta.

Tabla 5.26. Perfiles de voltaje para la red de la figura 5.6.

Nombre del bus	Número	Volts (p.u.)	Ángulo(grados)	Generación	
				MW	Mvar
GUE-400	1	1.000	0.000	129.855	17.193
GUE-115	2	0.996	-2.098	0	0
TNA-115	3	0.993	-2.424	0	0
BET-115	4	0.991	-2.618	0	0
JIM-115	5	0.988	-4.629	0	0
FDO-115	6	0.977	-6.270	0	0
OVO-115	7	0.986	-3.596	0	0
BIC-115	8	0.985	-3.683	0	0
NST-115	9	0.984	-3.862	0	0
RBD-115	10	0.983	-4.119	0	0
RBU-115	11	0.982	-4.377	0	0
VDC-115	12	0.982	-4.527	0	0
SOT-115	13	0.984	-5.042	0	0
VRA-115	14	0.983	-3.687	0	0
NHS-115	15	0.984	-3.871	0	0
ODT-115	16	0.982	-4.596	0	0
LBT-115	17	0.983	-3.635	0	0
KWM-115	18	0.982	-3.658	0	0

Tabla 5.27. Flujos de potencia para la figura 5.6.

Nombre del bus	Número	Nombre del bus	Número	Flujo de potencia	
				MW	Mvar
GUE-400	1	GUE-115	2	48.87	6.47
GUE-115	2	GUE-400	1	-48.87	-4.66
GUE-400	1	GUE-115	2	80.98	10.72
GUE-115	2	GUE-400	1	-80.98	-7.72
GUE-115	2	TNA-115	3	12.39	0.84
TNA-115	3	GUE-115	2	-12.35	-1.27
GUE-115	2	JIM-115	5	14.95	-2.88
JIM-115	5	GUE-115	2	-14.77	0.00
GUE-115	2	OVO-115	7	0.00	0.00
OVO-115	7	GUE-115	2	0.00	0.00
GUE-115	2	OVO-115	7	45.58	8.59
OVO-115	7	GUE-115	2	-45.35	-8.08
GUE-115	2	VRA-115	14	22.53	5.27
VRA-115	14	GUE-115	2	-22.40	-6.23
GUE-115	2	LBT-115	17	34.40	0.86
LBT-115	17	GUE-115	2	-33.97	-0.76
TNA-115	3	BET-115	4	5.65	0.06
BET-115	4	TNA-115	3	-5.64	-0.69
JIM-115	5	FDO-115	6	9.33	-0.83
FDO-115	6	JIM-115	5	-9.25	-2.61
OVO-115	7	BIC-115	8	24.40	5.22
BIC-115	8	OVO-115	7	-24.40	-5.26
NST-115	9	BIC-115	8	-19.62	-4.90
BIC-115	8	NST-115	9	19.64	4.76
NST-115	9	RBD-115	10	8.79	-1.85
RBD-115	10	NST-115	9	-8.77	1.41
NST-115	9	VRA-115	14	-4.95	2.06
VRA-115	14	NST-115	9	4.96	-2.75
NST-115	9	NHS-115	15	6.80	2.47
NHS-115	15	NST-115	9	-6.80	-2.50
RBU-115	11	RBD-115	10	-7.52	1.70
RBD-115	10	RBU-115	11	7.53	-2.21
RBU-115	11	VDC-115	12	5.05	-3.30
VDC-115	12	RBU-115	11	-5.04	2.91
VDC-115	12	ODT-115	16	1.97	0.04
ODT-115	16	VDC-115	12	-1.97	-0.80
SOT-115	13	VDC-115	12	-3.06	-0.08
VDC-115	12	SOT-115	13	3.07	-2.94
LBT-115	17	VRA-115	14	7.27	-5.74
VRA-115	14	LBT-115	17	-7.27	5.61
LBT-115	17	KWM-115	18	6.30	2.00
KWM-115	18	LBT-115	17	-6.30	-2.08

Tabla 5.28. *P_{max} y MEEE para la figura 5.6.*

Nombre del bus	Número	Nombre del bus	Número	Potencia Máxima	MEEE
				MW	%
GUE-115	2	TNA-115	3	2087.56	99.41
GUE-115	2	JIM-115	5	345.73	95.67
GUE-115	2	OVO-115	7	0.00	0.00
GUE-115	2	OVO-115	7	1680.15	97.29
GUE-115	2	VRA-115	14	771.95	97.08
GUE-115	2	LBT-115	17	1260.75	97.27
TNA-115	3	BET-115	4	1613.97	99.65
JIM-115	5	FDO-115	6	315.54	97.04
BIC-115	8	OVO-115	7	15445.93	99.84
NST-115	9	BIC-115	8	6022.21	99.67
NST-115	9	RBD-115	10	2120.81	99.59
VRA-115	14	NST-115	9	1768.23	99.72
NST-115	9	NHS-115	15	35855.42	99.98
RBD-115	10	RBU-115	11	1877.02	99.60
RBU-115	11	VDC-115	12	2485.58	99.80
VDC-115	12	ODT-115	16	1528.01	99.87
VDC-115	12	SOT-115	13	385.56	99.20
LBT-115	17	VRA-115	14	9157.57	99.92
LBT-115	17	KWM-115	18	14155.51	99.96

Comparando los resultados con la línea fuera con los obtenidos con todas las líneas dentro del sistema, se observa cómo se afecta el perfil de voltaje en ese nodo y en algunos otros, y que el flujo en la línea paralela a la desconectada absorbió el flujo total que debía circular entre esos buses.

e) Inserción del capacitor serie TCSC en la red de 14 nodos.

El modelo del TCSC es usado en la red de 14 Nodos para tener una potencia de envío mayor entre los nodos 13 y 15.

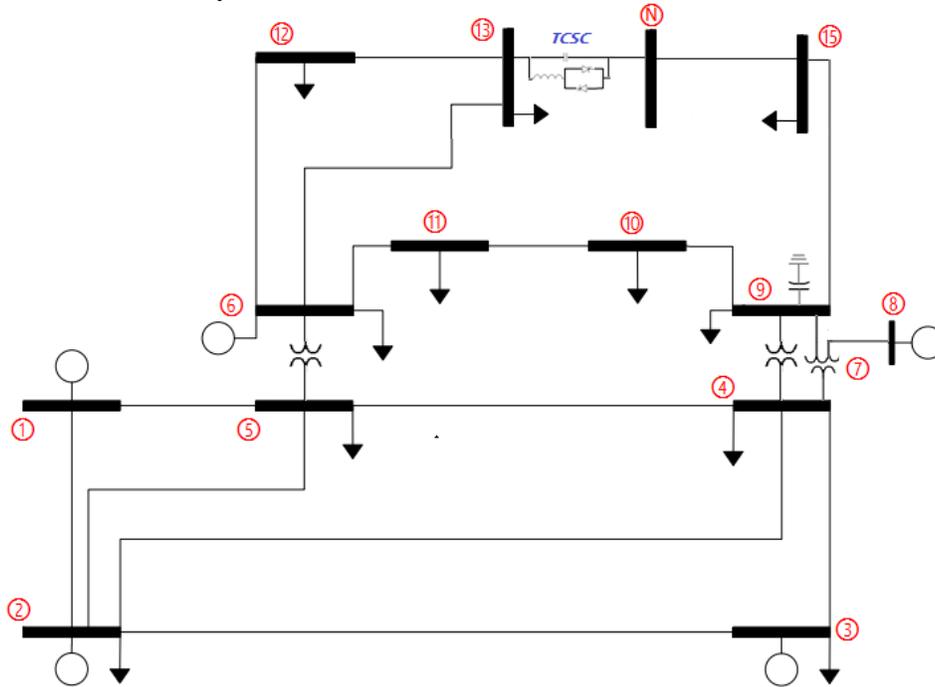


Figura 5.7. Red de 14 nodos con el TCSC insertado.

Como se mencionó en el capítulo 4, cuando se inserta el TCSC en la red se añade una nueva barra al sistema entre los nodos en donde se instala. Digamos que se quiere mantener un flujo en esta parte de la red de 7.6 MW. El TCSC se dispara a 145° como valor inicial, sabiendo que en este punto no se está en la zona de resonancia, en este punto la reactancia del capacitor, tiene un valor de -0.836 p.u. Ω . Resolviendo para mantener la potencia de 7.6 MW, se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 5.29. Perfiles de voltaje para la red de 14 nodos con el TCSC insertado.

Nombre del bus	Número	Volts (p.u.)	Ángulo(grados)	Generación	
				MW	Mvar
UNO	1	1.0600	0	232.396	-23.960
DOS	2	1.0450	-4.945	40.000	26.217
TRES	3	1.0100	-12.591	0	17.448
CUATRO	4	1.0304	-10.402	0	0
CINCO	5	1.0359	-8.986	0	0
SEIS	6	1.0700	-14.198	0	41.753
SIETE	7	1.0558	-13.213	0	0
OCHO	8	1.0900	-13.213	0	21.165
NUEVE	9	1.0494	-14.731	0	0
DIEZ	10	1.0456	-14.921	0	0
ONCE	11	1.0542	-14.686	0	0
DOCE	12	1.0545	-15.103	0	0
TRECE	13	1.0487	-15.219	0	0
CATORCE	14	1.0330	-15.604	0	0
QUINCE	15	1.0533	-14.432	0	0

Tabla 5.30. Flujos de potencia para la red de 14 nodos con el TCSC insertado.

Nombre del bus	Número	Nombre del bus	Número	Flujo de potencia	
				MW	Mvar
UNO	1	DOS	2	155.76	-20.14
DOS	2	UNO	1	-151.52	27.22
UNO	1	CINCO	5	76.64	-3.82
CINCO	5	UNO	1	-73.81	10.07
DOS	2	TRES	3	72.36	3.65
TRES	3	DOS	2	-70.10	1.29
DOS	2	CUATRO	4	55.77	-8.84
CUATRO	4	DOS	2	-54.09	10.28
DOS	2	CINCO	5	41.69	-8.51
CINCO	5	DOS	2	-40.76	7.60
TRES	3	CUATRO	4	-24.10	-2.84
CUATRO	4	TRES	3	24.49	2.49
CUATRO	4	CINCO	5	-60.51	6.69
CINCO	5	CUATRO	4	60.98	-5.22
CUATRO	4	SIETE	7	26.68	-12.41
SIETE	7	CUATRO	4	-26.68	14.04
CUATRO	4	NUEVE	9	15.63	-3.15
NUEVE	9	CUATRO	4	-15.63	4.41
CINCO	5	SEIS	6	45.99	-14.06
SEIS	6	CINCO	5	-45.99	18.78
SEIS	6	ONCE	11	7.25	5.07
ONCE	11	SEIS	6	-7.19	-4.93
SEIS	6	DOCE	12	8.21	2.59
DOCE	12	SEIS	6	-8.13	-2.42
SEIS	6	TRECE	13	19.33	7.82
TRECE	13	SEIS	6	-19.08	-7.33
SIETE	7	OCHO	8	0.00	-20.50
OCHO	8	SIETE	7	0.00	21.16
SIETE	7	NUEVE	9	26.68	6.46
NUEVE	9	SIETE	7	-26.68	-5.72
NUEVE	9	DIEZ	10	5.34	2.74
DIEZ	10	NUEVE	9	-5.33	-2.71
NUEVE	9	CATORCE	14	7.47	2.90
CATORCE	14	NUEVE	9	-7.40	-2.74
DIEZ	10	ONCE	11	-3.67	-3.09
ONCE	11	DIEZ	10	3.69	3.13
DOCE	12	TRECE	13	2.03	0.82
TRECE	13	DOCE	12	-2.02	-0.81
TRECE	13	QUINCE	15	7.60	2.34
QUINCE	15	TRECE	13	-7.60	-2.46
QUINCE	15	CATORCE	14	7.60	2.46
CATORCE	14	QUINCE	15	-7.50	-2.26

Se observa que el flujo requerido es logrado, el TCSC dispara a un ángulo de 155.5° donde la reactancia es -0.1997 p.u. Ω . En la figura 5.8 se muestra el punto en donde debe disparar el TCSC para lograr el flujo requerido.

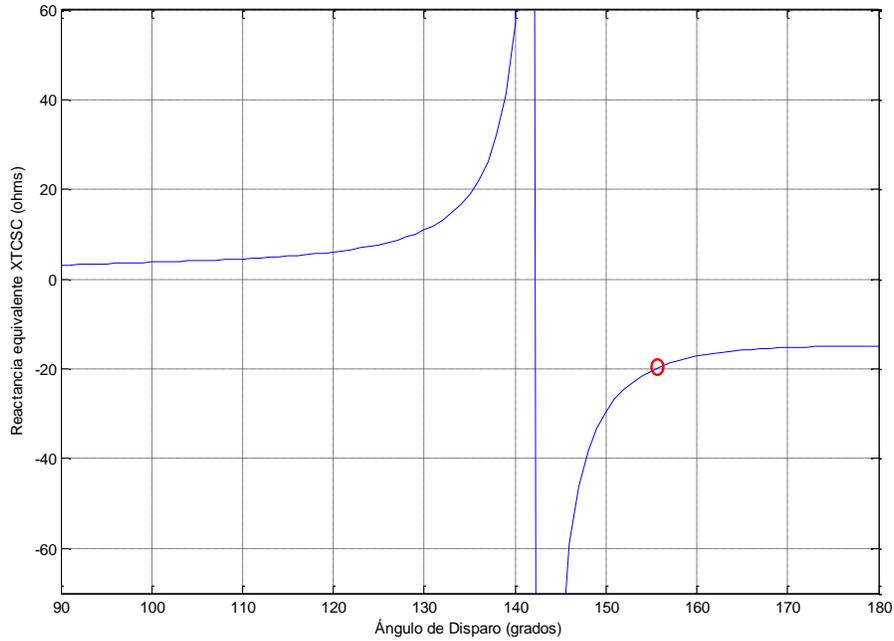


Figura 5.8. Ángulo de disparo calculado para la red de 14 nodos con e TCSC insertado.

f) Inserción del capacitor serie TCSC en la red de Zona Victoria.

Ahora el modelo del TCSC es utilizado entre los buses 9 y 14 para incrementar la potencia de envío.

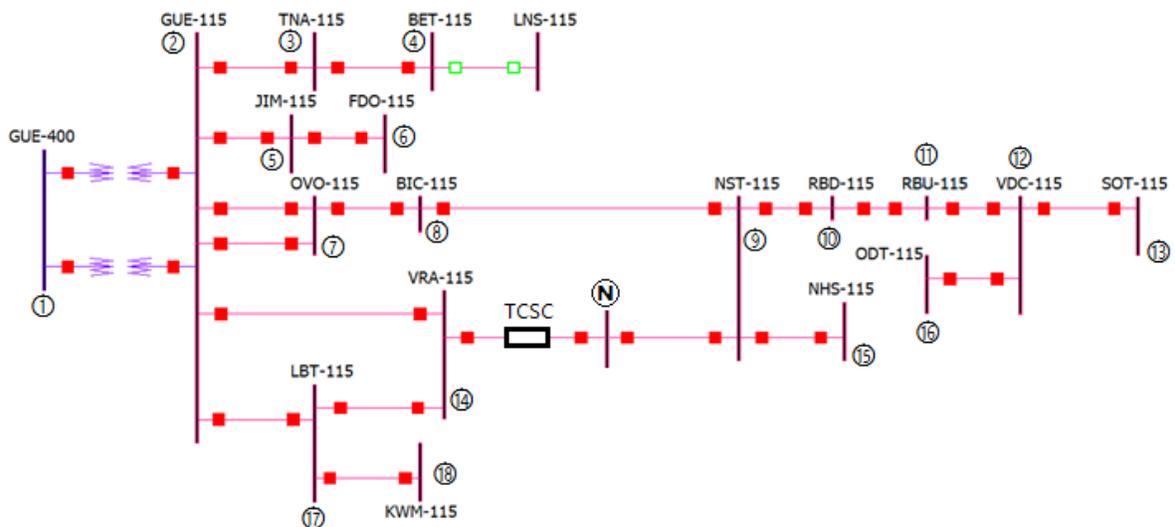


Figura 5.9. Red de Zona Victoria con el TCSC insertado.

Se inserta un nuevo bus entre la barra 9 y 14, y se requiere mantener un flujo de 4.8MW. De igual forma que en el caso anterior el primer disparo del TCSC es a 145°.

Resolviendo para mantener la potencia requerida, se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 5.31. *Perfiles de voltaje para la red de Zona Victoria con el TCSC insertado.*

Nombre del bus	Número	Volts (p.u.)	Ángulo(grados)	Generación	
				MW	Mvar
GUE-400	1	1.000	0	129.664	16.266
GUE-115	2	0.996	-2.094	0	0
TNA-115	3	0.993	-2.420	0	0
BET-115	4	0.991	-2.615	0	0
JIM-115	5	0.988	-4.624	0	0
FDO-115	6	0.977	-6.264	0	0
OVO-115	7	0.990	-2.915	0	0
BIC-115	8	0.989	-3.037	0	0
NST-115	9	0.988	-3.304	0	0
RBD-115	10	0.986	-3.560	0	0
RBU-115	11	0.986	-3.817	0	0
VDC-115	12	0.986	-3.966	0	0
SOT-115	13	0.987	-4.478	0	0
VRA-115	14	0.986	-3.387	0	0
NHS-115	15	0.987	-3.314	0	0
ODT-115	16	0.985	-4.035	0	0
LBT-115	17	0.985	-3.371	0	0
KWM-115	18	0.985	-3.394	0	0
NUEVO	19	0.988	-3.253	0	0

Tabla 5.32. *Flujos de potencia para la red de Zona Victoria con el TCSC insertado.*

Nombre del bus	Número	Nombre del bus	Número	Flujo de potencia	
				MW	Mvar
GUE-400	1	GUE-115	2	48.80	6.12
GUE-115	2	GUE-400	1	-48.80	-4.32
GUE-400	1	GUE-115	2	80.86	10.14
GUE-115	2	GUE-400	1	-80.86	-7.15
GUE-115	2	TNA-115	3	12.39	0.84
TNA-115	3	GUE-115	2	-12.35	-1.27
GUE-115	2	JIM-115	5	14.95	-2.88
JIM-115	5	GUE-115	2	-14.77	0.00
GUE-115	2	OVO-115	7	30.11	3.56
OVO-115	7	GUE-115	2	-29.98	-3.72
GUE-115	2	OVO-115	7	25.22	5.28
OVO-115	7	GUE-115	2	-25.14	-5.66
GUE-115	2	VRA-115	14	18.38	4.11
VRA-115	14	GUE-115	2	-18.29	-5.30
GUE-115	2	LBT-115	17	28.62	0.56
LBT-115	17	GUE-115	2	-28.32	-0.75
TNA-115	3	BET-115	4	5.65	0.06
BET-115	4	TNA-115	3	-5.64	-0.69
JIM-115	5	FDO-115	6	9.33	-0.83
FDO-115	6	JIM-115	5	-9.25	-2.61
OVO-115	7	BIC-115	8	34.18	6.22
BIC-115	8	OVO-115	7	-34.16	-6.22
NST-115	9	BIC-115	8	-29.38	-5.78
BIC-115	8	NST-115	9	29.40	5.72
NST-115	9	RBD-115	10	8.79	-1.89
RBD-115	10	NST-115	9	-8.77	1.45
NST-115	9	NHS-115	15	6.80	2.47
NHS-115	15	NST-115	9	-6.80	-2.50
NST-115	9	NUEVO	19	4.80	2.98
NUEVO	19	NST-115	9	-4.80	-2.99
RBU-115	11	RBD-115	10	-7.52	1.73
RBD-115	10	RBU-115	11	7.53	-2.25
RBU-115	11	VDC-115	12	5.05	-3.33
VDC-115	12	RBU-115	11	-5.04	2.93
VDC-115	12	ODT-115	16	1.97	0.03
ODT-115	16	VDC-115	12	-1.97	-0.80
SOT-115	13	VDC-115	12	-3.06	-0.08
VDC-115	12	SOT-115	13	3.07	-2.96
LBT-115	17	VRA-115	14	1.62	-5.74
VRA-115	14	LBT-115	17	-1.62	5.61
LBT-115	17	KWM-115	18	6.30	2.00
KWM-115	18	LBT-115	17	-6.30	-2.08
NUEVO	19	VRA-115	14	4.800	2.9901
VRA-115	14	NUEVO	19	-4.797	-3.679

Para lograr esta potencia de envío, el programa encuentra que el TCSC debe ser disparado a un ángulo de 158.23° , donde la reactancia tiene un valor de -0.01823 p.u. Ω .

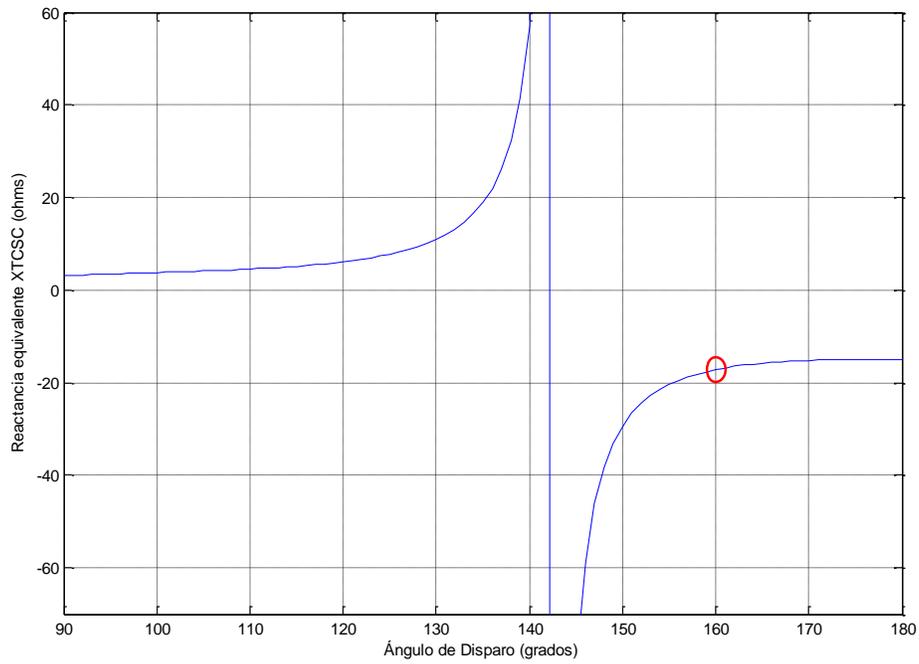


Figura 5.10. Ángulo de disparo calculado para la red de Zona Victoria con e TCSC insertado.

Capítulo

6

Conclusiones.

En este capítulo se analizan los resultados obtenidos de las simulaciones, haciendo también recomendaciones para mejorar el programa.

6.1. CONCLUSIONES.

Los estudios anteriores demostraron que el programa trabaja adecuadamente para redes con distintas topologías, tomando un tiempo de simulación no mayor a 0.3 segundos en la mayoría de los casos.

Comparando los resultados antes y después de incluir el TCSC en los casos donde aplique, se mostró que se logra incrementar la potencia al nivel deseado, obteniendo el ángulo de disparo correspondiente.

Las comparaciones son hechas en la red de 14 nodos entre los buses 13 y 14, y en la red de Zona Victoria entre los buses 9 y 14.

Tabla 6.1. Resultados de la red de 14 nodos.

POTENCIA ANTES DE INSERTAR EL TCSC					
TRECE	13	CATORCE	14	5.63 MW	3.01 MVAR
CATORCE	14	TRECE	13	-5.56 MW	-2.88 MVAR
POTENCIA CON EL TCSC ENTRE LOS BUSES 13 Y 14					
TRECE	13	CATORCE	14	7.60 MW	2.46 MVAR
CATORCE	14	TRECE	13	-7.50 MW	-2.26 MVAR

Tabla 6.2. Resultados de la red de Zona Victoria.

POTENCIA ANTES DE INSERTAR EL TCSC					
NST-115	9	VRA-115	14	4.20 MW	2.79 MVAR
VRA-115	14	NST-115	9	-4.19 MW	-3.49 MVAR
POTENCIA CON EL TCSC ENTRE LOS BUSES 13 Y 14					
NST-115	9	VRA-115	14	4.800 MW	2.9901 MVAR
VRA-115	14	NST-115	9	-4.797 MW	-3.679 MVAR

Como ya se mencionó al agregar el TCSC a la red se añade la potencia que se requiere entre dos buses como variable de control con lo cual se permite obtener el valor que el TCSC (variable de estado) debe obtener para cumplir con este requerimiento de potencia. Esto modifica los flujos de potencia de la red de una manera no tan notable.

Es de resaltar que aunque el TCSC puede operar tanto en la región inductiva como en la capacitiva, en este caso se fijó solo a llevar la tarea de funcionar en la región capacitiva para incrementar el flujo de potencia entre dos puntos, cuidando no operar en la zona de resonancia.

6.2. RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS.

Para crear un programa más completo, se pueden añadir distintos dispositivos FACTS para mejorar la operatividad del sistema, modificando distintas características. Esto permitiría tener una base para realizar distintos estudios que determinen la operatividad del sistema según sea requerido.

Apéndice

A

Códigos del programa en MATLAB.

En esta sección se anexan los códigos creados para el funcionamiento del programa, los cuales son llamados conforme son requeridos.

A.1. ARREGLO DE LOS DATOS.

```

%Este programa es para ordenar la matriz A de manera deseada
temp_1=A(:,1);temp_2=A(:,2);temp_3=A(:,3);temp_4=A(:,4);
temp_5=A(:,5);temp_6=A(:,6);temp_7=A(:,7);

As=A; %Guardo la matriz original en As
A=[]; %Reinicio A
%nombres de los buses
A_names=[temp_1 temp_3];
for k=1:length(temp_1)
    A(k,1)=temp_2{k}; A(k,2)=temp_4{k}; A(k,3)=temp_5{k};
A(k,4)=temp_6{k};
    A(k,5)=temp_7{k};
end
% ORDENAMIENTO DEL VECTOR 1 DE LA MATRIZ A
temp_V1=A(:,1)';
for i = 1 : length(temp_V1)
    [Valor_minimo_del_vector,posicion_del_valor_minimo]=min(temp_V1);
    A2(i,:)=A(posicion_del_valor_minimo,:);
    A_names1(i,:)=A_names(posicion_del_valor_minimo,:);
    temp_V1(posicion_del_valor_minimo) = +Inf;
end

temp_V1=A2(:,1)';temp_V2=A2(:,2)';temp_V3=[temp_V1,temp_V2];temp_a2=0;

for i = 1:max(temp_V3);
    temp_a=0;
    temp_an=0;
    temp_V=[];

    for l=1:length(temp_V1)
        temp_an=temp_an+1;
        a1=temp_V1(l);
        if a1==i;
            temp_a=temp_a+1;
            temp_V(temp_a,:)=A2(temp_an,:);
            temp_Names(temp_a,:)=A_names1(temp_an,:);
        end

    end

    if length(temp_V)>1
        temp_Vc2=temp_V(:,2)';
    for p = 1 : length(temp_Vc2)
        [Valor_minimo_del_vector,posicion_del_valor_minimo]=min(temp_Vc2);
        A3(p+temp_a2,:)=temp_V(posicion_del_valor_minimo,:);
        A_names2(p+temp_a2,:)=temp_Names(posicion_del_valor_minimo,:);
        temp_Vc2(posicion_del_valor_minimo) = +Inf ;
    end

    end

    temp_a1=size(A3);
    temp_a2=temp_a1(1);
end
A=A3;A_names=A_names2;
temp=size(A);temp_1=temp(1); temp_V1=A(:,5);

```

```

for k=1:temp_1
    A(k,6)=temp_V1(k)*P_base;
end

A_save=A; %Matriz con datos completos de la red
A_names_save=A_names;
temp_V1=A(:,1); temp_1=A_names(:,1);
temp_V2=A(:,2); temp_2=A_names(:,2);
A_save2=A;      A_names_save2=A_names;
A_save2(:,1)=temp_V2; A_save2(:,2)=temp_V1;  A_names_save2(:,1)=temp_2;
A_names_save2(:,2)=temp_1;

```

A.2. REDUCCIÓN DE LÍNEAS PARALELAS.

```

%Este programa reduce "n" número de líneas paralelas
V1=A(:,1); V2=A(:,2); V3=A(:,3); V4=A(:,4); V5=A(:,5);
a=length(V1); %todos los vectores son del mismo tamaño
b=1;
for k=1:a
    if k<a
        temp_1=V1(b); temp_2=V2(b);
        temp_3=V1(b+1); temp_4=V2(b+1);
        if temp_1==temp_3 && temp_2==temp_4
            Z1=V3(b)+V4(b)*1i; Z2=V3(b+1)+V4(b+1)*1i;%impedancia z1 e
impedancia z2
            V_shunt=Z1*Z2/(Z1+Z2);%reduzco líneas paralelas
            V3_n=real(V_shunt); V4_n=imag(V_shunt);
            V5_n=V5(b)+V5(b+1); %reduzco admitancias en derivación
            A(b,3)=V3_n;
            A(b,4)=V4_n;
            A(b,5)=V5_n;
            A(b+1,:)=[];
            A_names(b+1,:)=[];
            V1=A(:,1);V2=A(:,2); V3=A(:,3);V4=A(:,4);V5=A(:,5);
            a=length(V1); %Actualizo el número de líneas de la matriz
        else
            b=b+1; %Va checando cuando no se tengan líneas paralelas, se
pueden tener 2 o más
        end
    end
end

b=[A(:,1) A(:,2)];temp_1=A_names(:,1);
temp_2=A_names(:,2);temp_3=length(temp_1);A_names_buses={};
for k=1:T
    a=find(b==k); %Find nos da la posición(indices) de el bus que
buscamos dentro de "b"
    temp=a(1);
    if temp<=temp_3
        A_names_buses(k)=temp_1(temp);
    else
        temp=temp-temp_3;
        A_names_buses(k)=temp_2(temp);
    end
end

```

```

    end
end
A_names_buses=A_names_buses';

```

A.3. CÁLCULO DE LA MATRIZ YBUS.

```

function Y_bus=Ybus(A)
temp_1=size(A); % Da el tamaño de la matriz de datos
temp_2=temp_1(1,1); %Guardo el número de filas, que es el numero de
conexiones entre buses
Y_bus=zeros(temp_2); %Creo una matriz del tamaño de número de conexiones
entre buses
Y_derivacion=zeros(temp_2); %Creo una matriz con las suceptacias en
derivacion

temp_3=A(:,1); % Vector que guarda el numero del bus del que sale la
linea
temp_4=A(:,2); % Vector que guarda el numero del bus al que llega la
linea
temp_5=A(:,3); % Vector que guarda el valor de resistencia de la línea
temp_6=A(:,4)*1i; % Vector que guarda el valor de reactancia de la línea

temp_7=A(:,5)/2*1i; % Vector que guarda el valor de suceptancia en
derivacion de la linea

for k=1:temp_2
    temp_9=temp_3(k,1); % Número del bus que sale la linea
    temp_10=temp_4(k,1); % Número del bus al que llega la linea
    temp_11=temp_5(k,1)+temp_6(k,1); % Valor de la impedancia de la
forma Z=R+jX
    temp_12=temp_7(k,1); % Valor de la suceptancia en derivacion

    %Los elementos fuera de la diagonal principal son:
    Y_bus(temp_9,temp_10)=-(1/temp_11); % Obtengo el elemento
(temp_9,temp_10)
    Y_bus(temp_10,temp_9)=Y_bus(temp_9,temp_10); % La matriz es
simétrica y hago Y_bus(k,l)=Y_bus(l,k)
    Y_derivacion(temp_9,temp_10)=temp_12; % Obtengo el elemento
(temp_9,temp_10)
    Y_derivacion(temp_10,temp_9)=temp_12; % La matriz es simétrica y
hago Y_derivacion(k,l)=Y_derivacion(l,k)
end

% La diagonal principal es la suma de los elementos que componen la fila
% de la matriz Y_bus y la matriz Y_derivacion
for k=1:temp_2
    Y_bus(k,k)=sum(-Y_bus(k,:))+sum(Y_derivacion(k,:));
%La instruccion (sum) suma toda la fila que se indica, se indica -Y_bus
%debido a que los elementos fuera de la diagonal principal, tienen el
signo
%cambiado
end
end

```

A.4. NEWTON RAPHSON PARA FLUJOS DE CARGA.

```

disp('%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%')
disp('%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%')
fprintf('  PROGRAMA PARA CÁLCULO DE POTENCIA MÁXIMA (Pmáx) Y MARGEN EN
ESTABILIDAD EN ESTADO ESTABLE (MEEE) \n')
disp('%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%')
disp('%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%')
pause(1)

% El Numero de ecuaciones de estado para resolver un sistema de N buses
% con Ng buses de voltaje controlado esta dado por:
%      (2N-Ng-2)
fprintf('\n Seleccione una de las siguientes opciones: \n\n')
fprintf(' 1). Trabajar con una base de datos. \n')
fprintf(' 2). Ingresar los datos. \n\n')
Inicio=input('');

P_base=100;% Asumiend una potencia de 100MVA;

if Inicio==1
    fprintf(' Con cual de las siguientes bases de datos desea trabajar:
\n')
    fprintf(' 1). Zona Victoria. \n')
    fprintf(' 2). Zona Valles. \n')
    fprintf(' 3). Datos Grainger. \n')
    fprintf(' 4). Datos Glover. \n')
    fprintf(' 5). 14 buses IEEE. \n')
    temp=input('');

    if temp==1
        Datos_victoria
    elseif temp==2
        Datos_valles
    elseif temp==3
        Datos_Grainger
    elseif temp==4
        Datos_Glover
    elseif temp==5
        IEEE_con_tcsc
    end

elseif Inicio==2

fprintf('\n\n ¿Cuantos buses tiene el sistema? \n\n N°_de_buses =')
T=input(''); %N°de buses
Tabladedatos

fprintf('\n\n Ingrese la matriz con los datos del sistema\n A = \n')
A=input('');

% flat start
V(1:T,1)=1.0+0*1j;
%Numero de buses
Buses=1:T;

```

```

fprintf('\n Ingrese el voltaje en p.u. del bus slack: \n\n V_slack =')
x1=input('');
V(1,1)=x1;

fprintf('\n ¿Tiene algún bus de voltaje controlado?:\n 1). Si \n 2). No
\n R =')
Vcontrolado=input('');

if Vcontrolado==1
    fprintf('\n Cuantos buses de voltaje controlado tiene el sistema: \n\n
N°_de_Buses_de_Voltaje_controlado = ')
    Num_controlado=input('');
    Vector_controlado=zeros(Num_controlado,1); % Se crea un vector
del tamaño de numero de buses
    P_generacion=zeros(T,1); % Se crea un vector del tamaño de numero de
buses
    for k=1:Num_controlado;
        fprintf('\n De manera asendente, indique el numero del bus de voltaje
controlado:\n\n N°_de_Bus_de_Voltaje_controlado =')
        temp=input(''); % Número del bus de voltaje controlado
        Vector_controlado(k,1)=temp; % Se guarda el numero de bus de
voltaje controlado en el vector de buses de voltaje controlado
        fprintf('\n Valor de voltaje V(%i) en p.u.: \n\n V(%i) =',temp)
        V(temp,1)=input(''); % Asigna el valor de voltaje para el bus de
voltaje controlado
        fprintf('\n Introducir el valor de la Potencia de generación P(%i) en
MW que estan siendo inyectados al Bus(%i): \n\n P_generacion(%i)
=',temp,temp)
        P_generacion(temp,1)=input('');
    end

elseif Vcontrolado==2
    Vector_controlado=0; % No se tiene ningun bus de voltaje controlado
    P_generacion=zeros(T,1);
end

fprintf('\n ¿Tiene conectado en algún bus ya sea un reactor o capacitor
conectado en paralelo ?:\n 1). Si \n 2). No \n R =')
Equipos_shunt=input('');
if Equipos_shunt==1
    fprintf('\n Cuantos equipos tiene en el sistema: \n\n
N°_de_Equipos_shunt = ')
    Num_equipos_shunt=input('');
    Vector_shunt=zeros(T,1); % Se crea un vector del tamaño de
numero de buses
    for k=1:Num_equipos_shunt;
        fprintf('\n De manera asendente, indique el numero del bus donde
tiene un equipo shunt:\n\n N°_de_Bus_con_Equipo_shunt =')
        temp=input(''); % Número del bus con equipo shunt
        fprintf('\n Valor de Reactancia X(%i) en p.u.: \n\n X(%i) =',temp)
        Vector_shunt(temp,1)=input('')*1i; % Asigna el valor de reactancia
del equipo shunt
    end
    Vector_shunt=1/Vector_shunt;
elseif Equipos_shunt==2

```

```

    Vector_shunt=0; % No se tiene ningun bbus de voltaje controlado
end

fprintf('\nIntroducir los valor de la Potencia de carga en MW que se
tienen del Bus(1) al bus Bus(%i)\n\n P_carga = \n',T)
P_carga=input('');
fprintf('\nIntroducir los valor de la Potencia de carga en Mvar que se
tienen del Bus(1) al bus Bus(%i)\n\n Q_carga = \n',T)
Q_carga=input('');
end

Arreglo_m
Lineas_paralelas
Ybus(A);
Y=ans;

%MODIFICANDO Y_bus CON LOS EQUIPOS SHUNT
if Equipos_shunt==1
for k=1:T
    Y(k,k)=Y(k,k)+Vector_shunt(k,1);
end
end

A=abs(Y);G=real(Y);B=imag(Y);H=angle(Y);

tic
P_generacion=P_generacion/P_base;
P_carga=P_carga/P_base;
Q_carga=1i*Q_carga/P_base;

P=P_generacion-P_carga;
Q=-Q_carga;

Vangulo=(angle(V)); % Angulo en radianes de V
tol=0.00001; %Tolerancia del error

for k=1:200

    V(1,k+1)=V(1,k); % El bus slack tendra el mismo valor de
magnitud
    Vangulo(1,k+1)=Vangulo(1,k); % y angulo de fase en cada iteración

    for ii=2:T

        Potencial1=0;
        Potencial2=0;

        for n=1:T
            if ii~=n
                % Sumatoria para obtener la potencia P(i)calc y Q(i)calc
            Potencial=Potencial+abs(V(ii,k)*V(n,k)*A(ii,n))*cos(H(ii,n)+Vangulo(n,k)-
Vangulo(ii,k));

```

```

Potencia2=Potencia2+abs(V(ii,k)*V(n,k)*A(ii,n))*sin(H(ii,n)+Vangulo(n,k)-
Vangulo(ii,k));
    end
end

% Calculo de la potencia total P(i)calc
Pcalc(ii-1,1)=(abs(V(ii,k))^2)*(G(ii,ii))+Potencia1;
% Calculo de la DeltaP(i)=P(i)schedule - P(i)calc
DeltaP(ii-1,1)=P(ii)-Pcalc(ii-1,1);

% Calculo de la potencia total Q(i)calc
Qcalc(ii-1,1)=-(abs(V(ii,k))^2)*(B(ii,ii))-Potencia2;
% Calculo de la DeltaQ(i)=Q(i)schedule - Q(i)calc
DeltaQ(ii-1,1)=imag(Q(ii))-Qcalc(ii-1,1);

end

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% CALCULO DE LA MATRIZ JACOBIANA %
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

% Calculo de la submatriz J1=J11
for ii=1:T-1
    for jj=1:T-1
        if ii==jj
            J1(ii,jj)=-Qcalc(jj,1)-(abs(V(jj+1,k)^2))*B(jj+1,jj+1);
        else
            J1(ii,jj)=-
abs(V(ii+1,k)*V(jj+1,k)*A(ii+1,jj+1))*sin(H(ii+1,jj+1)+Vangulo(jj+1,k)-
Vangulo(ii+1,k));
        end
    end
end

% Calculo de la submatriz J2=J21
for ii=1:T-1
    for jj=1:T-1
        if ii==jj
            J2(ii,jj)=Pcalc(ii,1)-(abs(V(jj+1,k)^2))*G(jj+1,jj+1);
        else
            J2(ii,jj)=-
abs(V(ii+1,k)*V(jj+1,k)*A(ii+1,jj+1))*cos(H(ii+1,jj+1)+Vangulo(jj+1,k)-
Vangulo(ii+1,k));
        end
    end
end

% Calculo de la submatriz J3=J12
for ii=1:T-1
    for jj=1:T-1
        if ii==jj
            J3(ii,jj)=J2(ii,jj)+2*(abs(V(ii+1,k)^2))*G(ii+1,ii+1);
        else
            J3(ii,jj)=-J2(ii,jj);
        end
    end
end

```

```

        end
    end
end

% Calculo de la submatriz J4=J22
for ii=1:T-1
    for jj=1:T-1
        if ii==jj
            J4(ii,jj)=-J1(ii,jj)-2*(abs(V(ii+1,k)^2))*B(ii+1,ii+1);
        else
            J4(ii,jj)=J1(ii,jj);
        end
    end
end

%MODIFICACIONES DEL JACOBIANO PARA BUSES DE VOLTAJE CONTROLADO
if Vcontrolado==1
    Buses_temp=zeros(1,T);

    %PONIENDO NUMERACION PARA SABER CUAL ELIMINAR

    temp=length(J1);
    J1_temp=zeros(temp+1);
    J1_temp((1:temp+1))=Buses_temp;
    J1_temp(1,(1:temp+1))=Buses_temp;
    J1_temp((2:temp+1),(2:temp+1))=[J1(1:temp,1:temp)];

    %PONIENDO NUMERACION PARA SABER CUAL ELIMINAR

    Buses_temp=1:T;
    Buses_temp(1,1)=0;

    temp=length(J3);
    J3_temp=zeros(temp+1);
    J3_temp(1,(1:temp+1))=Buses_temp;
    J3_temp((2:temp+1),(2:temp+1))=[J3(1:temp,1:temp)];
    J3_temp(:,1)=[];

    %PONIENDO NUMERACION PARA SABER CUAL ELIMINAR

    Buses_temp=zeros(1,T);
    temp=length(J2);
    J2_temp=zeros(temp+1);
    J2_temp((1:temp+1))=Buses_temp;
    J2_temp((2:temp+1),(2:temp+1))=[J2(1:temp,1:temp)];
    J2_temp(1,:)=[];

    J_temp=[J1_temp J3_temp;J2_temp J4];

    %HAGO CEROS LA FILA CORRESPONDIENTE DE DELTA Q
    temp=length(DeltaQ);
    Buses_temp=2:T;
    DeltaQ_temp=zeros(temp,2);

```

```

DeltaQ_temp((1:temp))=Buses_temp;
DeltaQ_temp((1:temp),2)=DeltaQ;

for kk=1:Num_controlado
    temp_1=Vector_controlado(kk,1);

    [z,b]=find(J_temp==temp_1);
    J_temp(:,b)=[];
    J_temp(b,:)=[];
end

for kk=1:Num_controlado
    temp_1=Vector_controlado(kk,1);

    [z,b]=find(DeltaQ_temp==temp_1);
    DeltaQ_temp(z,:)=[];
end

    J_temp(:,1)=[];J_temp(1,:)=[];
    J=J_temp;
    DeltaQ_temp;
    DeltaQ_temp(:,1)=[];
    DeltaQ=DeltaQ_temp;
else
    %Formando la matriz Jacobiana
    J=[J1 J3;J2 J4];
end

Matriz=[DeltaP;DeltaQ];
% Se calcula el vector de resultados
Delta=J\Matriz;

% Vector para calculo de angulo de voltaje actualizado
temp=length(DeltaP);
Deltatemp1=Delta(1:temp);

% Vector para calculo de magnitud de voltaje actualizado
temp2=length(DeltaQ);
Deltatemp2=Delta(temp+1:temp+temp2);

% Correcciones para los angulos de Voltaje
for ii=2:T
    Vangulo(ii,k+1)=Vangulo(ii,k)+Deltatemp1(ii-1,1);
end

% Correcciones para las magnitudes voltajes

a=1; % elemento para la CoRRecion de las magnitudes de voltaje sin tocar
los buses de voltaje controlado
for ii=2:T
    if ii~=Vector_controlado
        V(ii,k+1)=(V(ii,k)+Deltatemp2(a,1));
        a=a+1;
    end
end

```

```

else
    V(ii,k+1)=V(ii,k); % se mantienen las magnitudes de buses de
voltage controlado
end
end

% Calculando el error
EP=DeltaP;
EQ=DeltaQ;

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Verificando la convergencia de resultados %
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
convergiol=1;
convergio2=1;

temp=size(EQ); % Dimensión de los errores de Q
temp2=temp(1,1);

for n=1:temp2
    if EQ(n)>tol
        convergiol=0;
    end
end

temp=size(EP); % Dimensión de los errores de P
temp2=temp(1,1);

for n=1:temp2
    if EP(n)>tol
        convergio2=0;
    end
end

if convergiol==1 && convergio2==1
    break
end

end
iteracion=1:1:k;
V_flujos=V(:,k+1);
V_angulo_flujos=Vangulo(:,k+1); %en radianes

P_carga_total=sum(P_carga)*P_base;
Q_carga_total=imag(sum(Q_carga))*P_base;

% Cálculo de las potencias activa y reactiva totales en cada bus
Pcalc=zeros(T,1);%Crearlas fuera del for reduce el tiempo de simulación
Qcalc=zeros(T,1);%Crearlas fuera del for reduce el tiempo de simulación
for ii=1:T
    Potencial=0;
    Potencia2=0;
    for n=1:T
        if ii~=n
            % Sumatoria para obtener la potencia P(i)calc y Q(i)calc

```

```

Potencial=Potencial+abs(V_flujos(ii,1)*V_flujos(n,1)*A(ii,n))*cos(H(ii,n)
+V_angulo_flujos(n,1)-V_angulo_flujos(ii,1));

Potencia2=Potencia2+abs(V_flujos(ii,1)*V_flujos(n,1)*A(ii,n))*sin(H(ii,n)
+V_angulo_flujos(n,1)-V_angulo_flujos(ii,1));
    end
    end
    % Calculo de la potencia total P(i)calc
    Pcalc(ii,1)=(abs(V_flujos(ii,1))^2)*(G(ii,ii))+Potencial;
    % Calculo de la potencia total Q(i)calc
    Qcalc(ii,1)=- (abs(V_flujos(ii,1))^2)*(B(ii,ii))-Potencia2;
end

P_en_el_bus=Pcalc*P_base+P_carga*P_base;
Q_en_el_bus=Qcalc*P_base+imag(Q_carga)*P_base;
temp_ref=.1;
for k=1:length(P_en_el_bus)
    temp1=P_en_el_bus(k);
    temp2=Q_en_el_bus(k);

    if abs(temp1)<temp_ref
        P_en_el_bus(k)=0;
    end

    if abs(temp2)<temp_ref
        Q_en_el_bus(k)=0;
    end
end
end

```

A.5. FLUJOS DE POTENCIA.

```

%Flujos de Potencia
clc
clear all
close all

Newton
temp=length(V_flujos); %0 bien length del número de buses
X2=zeros(temp,1);Y2=zeros(temp,1);V2=zeros(temp,1);
for k=1:T
    %Convierto de polar a rectangular
    X2(k,1)=V_flujos(k,1)*cos(V_angulo_flujos(k,1));
    Y2(k,1)=V_flujos(k,1)*sin(V_angulo_flujos(k,1))*1i;
    V2(k,1)=X2(k,1)+Y2(k,1); %Voltaje en forma rectangular
end

% CALCULO DE POTENCIA APARENTE
temp=size(A_save);temp=temp(1);Flujos=zeros(temp*2,8);Perdidas=zeros(temp
,4);
for k=1:temp
    temp_1=A_save(k,1);
    temp_2=A_save(k,2);
    Y_temp=1/(A_save(k,3)+A_save(k,4)*1i);%Elijo la impedancia
correcta de la matriz A_save y obtengo la admitancia

```

```

        S_temp=V2(temp_1)*conj(Y_temp*(V2(temp_1)-V2(temp_2)));
        A_save(k,7)=real(S_temp)*P_base;
        Mvar_charging=(abs(V2(temp_1))^2)*A_save(k,6)/2;%Calculando
los mvar de carga    %V^2*(Ich(k,n)/2);
        if A_save(k,4)>=9999
            Mvar_charging=0;
        else
            Mvar_charging=-Mvar_charging;%Los Mvar que se inyectan por
efecto de la carga de la línea son negativos dado su dirección hacia ese
nodo.
        end
        A_save(k,8)=imag(S_temp)*P_base+Mvar_charging;%Potencia
rectiva considerando los mvar de carga
        % MW Y MVAR QUE NECESITA EL SISTEMA
        i_temp=abs(abs(Y_temp)*(V2(temp_1)-V2(temp_2)));
        perdidas_r=(i_temp^2)*A_save(k,3)*100;
        perdidas_x=(i_temp^2)*A_save(k,4)*100;
        Perdidas(k,:)=[A_save(k,1) A_save(k,2) perdidas_r perdidas_x
];
        Names_perdidas(k,:)=A_names_save(k,:);
        %Matriz de salida Flujos
        if k==1
            a=1;
        else
            a=a+2;
        end
        %Números impares
        Flujos(a,:)=A_save(k,:);
        Names_flujos(a,:)=A_names_save(k,:);
end
temp=size(A_save2);temp=temp(1);a=0;
for k=1:temp
    temp_1=A_save2(k,1); temp_2=A_save2(k,2);
    % Se crean las columnas 7 y 8 para guardar la potencia aparente, en
la
        % columna 9 se puede ingresar la distancia de la línea
        Y_temp=1/(A_save2(k,3)+A_save2(k,4)*1i);%Elijo la impedancia
correcta de la matriz A_save y obtengo la admitancia
        S_temp=V2(temp_1)*conj(Y_temp*(V2(temp_1)-V2(temp_2)));
        A_save2(k,7)=real(S_temp)*P_base; %Potencia Activa
        Mvar_charging=(abs(V2(temp_1))^2)*A_save2(k,6)/2;%Calculando
los mvar de carga    %V^2*(Ich(k,n)/2);
        if A_save(k,4)>=9999
            Mvar_charging=0;
        else
            Mvar_charging=-Mvar_charging;%Los Mvar que se inyectan por
efecto de la carga de la línea son negativos dado su dirección hacia ese
nodo.
        end

        A_save2(k,8)=imag(S_temp)*P_base+Mvar_charging; %Potencia
rectiva considerando los mvar de carga;
        %Matriz de salida
        a=a+2;
        %Números pares
        Flujos(a,:)=A_save2(k,:);
        Names_flujos(a,:)=A_names_save2(k,:);

```



```

        if i==1
fprintf(' %10s %6s %12s %8s %11s %11s \n '
,temp_5(i,:),temp_1(i,:),temp_6(i,:),temp_2(i,:),temp_3(i,:),temp_4(i,:))
;
        else
fprintf(' %9s %6s %12s %8s %11s %11s \n '
,temp_5(i,:),temp_1(i,:),temp_6(i,:),temp_2(i,:),temp_3(i,:),temp_4(i,:))
;
        end
end
disp('
_____')

```

```

%Pérdidas en el Sistema%

```

```

Perdidas; %SALIDA REAL

```

```

temp_1=num2str(Perdidas(:,1)); temp_2=num2str(Perdidas(:,2));

```

```

temp_3=num2str(Perdidas(:,3)); temp_4=num2str(Perdidas(:,4));

```

```

temp_5=char(Nombres_perdidas(:,1)); temp_6=char(Nombres_perdidas(:,2));

```

```

fprintf('\n \n PÉRDIDAS EN MW Y REQUERIMIENTO DE LOS EQUIPOS EN
MVAR\n\n')

```

```

disp('      Del Bus      N°      Al Bus      N°      I^2*r      I^2*x')
disp('
(Mvar)')

```

```

disp('
_____')

```

```


```

```

temp=size(temp_6);

```

```

temp=temp(1);

```

```

for i=1:temp

```

```

    if i==1

```

```

fprintf(' %10s %6s %12s %8s %11s %11s \n '

```

```

,temp_5(i,:),temp_1(i,:),temp_6(i,:),temp_2(i,:),temp_3(i,:),temp_4(i,:))

```

```

;

```

```

    else

```

```

fprintf(' %9s %6s %12s %8s %11s %11s \n '

```

```

,temp_5(i,:),temp_1(i,:),temp_6(i,:),temp_2(i,:),temp_3(i,:),temp_4(i,:))

```

```

;

```

```

    end

```

```

end

```

```

disp('
_____')

```

```


```

```

%CALCULO DE LA POTENCIA MÁXIMA Y MEEE

```

```

temp=length(Flujos_salida);

```

```

F_temp=zeros(temp/2,5);

```

```

c=0;

```

```

for k=1:temp

```

```

    a=Flujos_salida(k,3); b=Flujos_salida(k,4); %"b" no se usa, borrarla

```

```

    if a>=0 %Checo si es la potencia de operación(Potencia de envío) si
es mayor que 0 quiere decir que si la es

```

```

        c=c+1;% si es así se guardan los valores

```

```

        F_temp(c,:)=Flujos_salida(k,:);

```

```

        Names_temp(c,:)=Names_flujos(k,:);

```

```

        if Flujos_salida(k,5)>=9999

```

```

            F_temp(c,3)=0;F_temp(c,4)=0;

```

```

    end

```

```

elseif Flujos_salida(k,5)==0 %ELIMINANDO PMAX Y MEE PARA
TRANSFORMADORES R=0 O CASI CERO
    F_temp(c,:)=0;
    Names_temp(c,:)=[];
end
end
temp_1=F_temp(:,1); temp_2=F_temp(:,2);temp=length(temp_1);
Pmax=zeros(temp,1); MEEE=zeros(temp,1);d=0;
for k=1:temp
    a=temp_1(k); b=temp_2(k);
    if a~=0 %Esto tomando en cuenta que si tenemos transformadores esa
fila valdra cero

        Pmax(k-d,1)=(V_flujos(a)*V_flujos(b)/A_save(k,4))*100;
        MEEE(k-d,1)=(Pmax(k-d,1)-F_temp(k-d,3))/Pmax(k-d,1)*100;
        if Pmax(k-d,1)<=1
            Pmax(k-d,1)=0;
            MEEE(k-d,1)=0;
        end
        else %Cuando se tengan transformadores, no se quiere hacer el calculo
de Pmax ni MEEE
            c=find((F_temp==0)); %Eliminare la fila que tenga tranfos (fila=0)
            c=c(1); %localizo la fila
            F_temp(c,:)=[]; %la elimino
            Names_temp(c,:)=[];%elimino el nombre
            d=d+1; %creo esta variable para elegir el correcto F_temp en el
cálculo de MEEE
        end
    end

end
%Convierto a cadena los valores que serán mostrados
temp_1=num2str(F_temp(:,1)); temp_2=num2str(F_temp(:,2));
temp_3=num2str(Pmax); temp_4=num2str(MEEE);
temp_5=char(Names_temp(:,1)); temp_6=char(Names_temp(:,2));
fprintf('\n \n \t\t\t\t\tPotencia Máxima Y MEEE\n\n')
    disp('      Del Bus      N°      Al Bus      N°      Pmax      MEEE')
disp('                                (MW)      (%)')
disp(' _____')
for i=1:length(temp_1)
    if i==1
        fprintf(' %10s %6s %12s %8s %11s %11s \n '
,temp_5(i,:),temp_1(i,:),temp_6(i,:),temp_2(i,:),temp_3(i,:),temp_4(i,:))
;
        else
            fprintf(' %9s %6s %12s %8s %11s %11s \n '
,temp_5(i,:),temp_1(i,:),temp_6(i,:),temp_2(i,:),temp_3(i,:),temp_4(i,:))
;
        end
    end
end
disp(' _____')

disp('La potencia de carga total del sistema en MW es:')
disp(P_carga_total)
disp('La potencia de carga total del sistema en Mvar es:')
disp(Q_carga_total)

```

```

disp('Número de iteraciones:')
disp(max(iteracion))

toc

%TODO EL DESARROLO DEL TCSC ES PARA SABER ENTRE QUE BUSES SE CONECTARA Y
EN
%CASO DE QUE SE TENGAN VARIAS LPINEAS SABER EN CUAL SE INSTALARA
fprintf('\n\n ¿Desea insertar el TCSC en la red?: \n')
disp('1).Si')
disp('2).No')
TCSC=input('');

if TCSC==1
%   IEEE_XTCSC
T=T+1;
V=V(:,1);V(T,1)=1; Vector_shunt(T,1)=0;
P_generacion(T,1)=0; P_carga(T,1)=0;Q_carga(T,1)=0;

name_n={'NUEVO'};

        fprintf('\n ¿Entre que buses desea insertar el TCSC? \n')
        fprintf(' Entre el bus: ')
bus1=input('');
fprintf(' y el bus: ')
bus2=input('');
bus1_save=bus1;bus2_save=bus2; %se modifican bus1 y bus2

%MODIFICACIONES EN LA MATRIZ ORIGINAL As DADA LA INCERSION DEL TCSC
%Vector de numeros de salida de la matriz As
A1_temp=A_use(:,1)
%Vector de numeros de entrada de la matriz As
A2_temp=A_use(:,2)
pause()
%Verifico la lonitud de la matriz para saber donde isertar los nuevos
%valores dentro de la matriz As
temp=length(A1_temp);
%CREO UNA NUEVA FILA DADA LA INCERSIÓN DEL TCSC
As(temp+1,:)=0;
ciclo=0;
d=0;
temp1=0;temp2=0;
while ciclo<=2

        %BUS DE SALIDA          BUS DE LLEGADA
temp1_1=find(A1_temp==bus1);temp2_2=find(A2_temp==bus2);
for k=1:length(temp1_1)
    a=temp1_1(k);
    for l=1:length(temp2_2)
        b=temp2_2(l);
        %CREADO SOLO PARA UNA LÍNEA VER SI SE PUEDEN INGRESAR MÁS
        if a==b
            temp1=a;temp2=b;

```

```

                d=d+1;%CREADO SOLO PARA UNA LÍNEA VER SI SE PUEDEN INGRESAR
MÁS
        end
    end
end
if temp1==temp2 && temp1~=0 && d==1
    ciclo=1;
    %INGRESO LOS NUEVOS VALORES Y MODIFICACIONES A LA MATRIZ AS
    %Valores de la línea se mantienen
    name1_temp=As(temp1);% Guardo el Nombre del bus de salida
    As(temp1)=name_n; As(temp+temp1+1)={T};
    %NUEVA FILA
    %DANDO ENTRADA A LA NUEVA FILA DE As
    As(temp+1)=name1_temp;As(2*temp+2)={bus1};As(3*temp+3)=name_n;
    As(4*temp+4)={T};
    As_TCSC=6*temp+6;%Guardo la posición de la recatancia

    fprintf('\n Que potencia en MW es la que desea mantener entre los
buses %i y %i: \n',bus1,bus2)
    P_reg=input(')/100; %Todvia sin dividirlo entre P_base
    P_generacion(T,1)=0;%LO HAGO CERO PORQUE CREO QUE ES SOLO VARIABLE DE
CONTROL Y NO DE ENTRADA
    fprintf('\n ¿Cuál es el Voltaje base en esta parte del sistema? \n')
    fprintf('V_base=')
    V_base=input('');
    Z_base=V_base*V_base/P_base;
    %reactancia_XTCSC%CORRRO EL PROGRAMA DE LA RECTANCIA DEL TCSC
    Reactancia_angulos_pequenos
    XTCSC_pu=XTCSC/Z_base;%PASO LOS VALORES REALES A VALORES BASE
    Xtcsc=XTCSC_pu(temp_position); %SE DETERMINA EN BASE AL POLO OBTENIDO
EN EL PROGRAMA reactancia_XTCSC
    Btcsc=1/Xtcsc;
    alfa(1)=polos_temp;
    % COMO SE CREA UNA TEMP EN reactancia_XTCSC VOLVEMOS A CREAR LA TEMP
    % REQUERIDA PARA INTRODUCIR EL VALOR DE LA REACTANCIA EN LA MATRIZ As

    % temp=find(Names_t==salida_bus); %%%LUGARES DE LAS LÍNEAS EN LA
MATRIZ A_save%%%%
    As(As_TCSC)={Xtcsc};%REACTANCIA DEL TCSC
    A=As;%VUELVO A LLAMARLA A PARA PODER USARLA

save('Matrizdedatos.mat','C1','C2','wtestada','alfa','Btcsc','bus1_save',
'bus2_save','T','P_reg','A','P_base','P_carga','Q_carga','Vcontrolado','N
um_controlado','Vector_controlado','P_generacion','Equipos_shunt','Vector
_shunt','V','Xtcsc','angulo_temp','XTCSC','XTCSC_pu')
    clc
    clear all
    Newton_Raphson_con_TCSC
    %ver alfa
    %Dparcial=-
2*C1*(1+cos(2*alfa))+C2*sin(2*alfa)*(wtestada*tan(wtestada*(pi-alfa))-
tan(alfa))+C2*(wtestada*wtestada*((cos(pi-alfa)*cos(pi-
alfa)))/(cos(wtestada*(pi-alfa))*cos(wtestada*(pi-alfa))))-1);
    %M_b=[Btcsc -Btcsc;-Btcsc Btcsc];

```


A.6. NEWTON RAPHSON CON TCSC.

```

clear

load('Matrizdedatos.mat','C1','C2','wtestada','alfa','Btcsc','bus1_save',
'bus2_save','T','P_reg','A','P_base','P_carga','Q_carga','Vcontrolado','N
um_controlado','Vector_controlado','P_generacion','Equipos_shunt','Vector
_shunt','V','Xtcsc','angulo_temp','XTCSC','XTCSC_pu')
Arreglo_m %Acomodo de la matriz
Lineas_paralelas %Reducción de datos del sistema y matriz de nombres, en
el caso de que se tengan líneas paralelas
Ybus(A); %Calculo de la matriz Ybus
Y=ans;

%MODIFICANDO Y_bus CON LOS EQUIPOS SHUNT
if Equipos_shunt==1
for k=1:T
    Y(k,k)=Y(k,k)+Vector_shunt(k,1);
end
end

A=abs(Y);G=real(Y);B=imag(Y);H=angle(Y);

tic
P_generacion=P_generacion/P_base;
P_carga=P_carga/P_base;
Q_carga=1i*Q_carga/P_base;

P=P_generacion-P_carga;
Q=-Q_carga;

Vangulo=(angle(V)); % Angulo en radianes de V
tol=0.00001; %Tolerancia del error
Delta=0;
for k=1:200

    V(1,k+1)=V(1,k); % El bus slack tendra el mismo valor de
magnitud
    Vangulo(1,k+1)=Vangulo(1,k); % y angulo de fase en cada iteración

    for ii=2:T

        Potencial1=0;
        Potencia2=0;

        for n=1:T
            if ii~=n
                % Sumatoria para obtener la potencia P(i)calc y Q(i)calc
            end
        end

        Potencial=Potencial1+abs(V(ii,k)*V(n,k)*A(ii,n))*cos(H(ii,n)+Vangulo(n,k)-
Vangulo(ii,k));
    end
end

```

```

Potencia2=Potencia2+abs(V(ii,k)*V(n,k)*A(ii,n))*sin(H(ii,n)+Vangulo(n,k)-
Vangulo(ii,k));
    end
end

% Calculo de la potencia total P(i)calc
Pcalc(ii-1,1)=(abs(V(ii,k))^2)*(G(ii,ii))+Potencia1;
% Calculo de la DeltaP(i)=P(i)schedule - P(i)calc
DeltaP(ii-1,1)=P(ii)-Pcalc(ii-1,1);

% Calculo de la potencia total Q(i)calc
Qcalc(ii-1,1)=-(abs(V(ii,k))^2)*(B(ii,ii))-Potencia2;
% Calculo de la DeltaQ(i)=Q(i)schedule - Q(i)calc
DeltaQ(ii-1,1)=imag(Q(ii))-Qcalc(ii-1,1);

end

Dparcial=-
2*C1*(1+cos(2*alfa(k)))+C2*sin(2*alfa(k))* (wtestada*tan(wtestada*(pi-
alfa(k)))-tan(alfa(k)))+C2*(wtestada*wtestada*((cos(pi-alfa(k))*cos(pi-
alfa(k))))/(cos(wtestada*(pi-alfa(k)))*cos(wtestada*(pi-alfa(k)))))-1);

Matriz_modificadaPk=(V(bus1_save,k)*V(T,k)*sin(Vangulo(bus1_save,k)-
Vangulo(T,k)))/Xtcsc*Dparcial;
Matriz_modificadaPp=(V(T,k)*V(bus1_save,k)*sin(Vangulo(T,k)-
Vangulo(bus1_save,k)))/Xtcsc*Dparcial;

Matriz_modificadaQk=(V(bus1_save,k)^2)/Xtcsc-
(V(bus1_save,k)*V(T,k)*cos(Vangulo(bus1_save,k)-
Vangulo(T,k)))/Xtcsc*Dparcial;
Matriz_modificadaQp=(V(T,k)^2)/Xtcsc-
(V(T,k)*V(bus1_save,k)*cos(Vangulo(T,k)-
Vangulo(bus1_save,k)))/Xtcsc*Dparcial;

%CREO QUE ESTA BIEN
% FILA DE ABAJO
Pkp1=V(bus1_save,k)*V(T,k)*cos(Vangulo(bus1_save,k)-
Vangulo(T,k))/Xtcsc;
Pkp2=-V(bus1_save,k)*V(T,k)*cos(Vangulo(bus1_save,k)-
Vangulo(T,k))/Xtcsc;

PVk1=(V(bus1_save,k)*V(T,k)*sin(Vangulo(bus1_save,k)-
Vangulo(T,k)))/Xtcsc;
PVk2=(V(bus1_save,k)*V(T,k)*sin(Vangulo(bus1_save,k)-
Vangulo(T,k)))/Xtcsc;

Pkp=V(bus1_save,k)*V(T,k)*sin(Vangulo(bus1_save,k)-
Vangulo(T,k))/Xtcsc;
DeltaPkp=P_reg-Pkp;

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% CALCULO DE LA MATRIZ JACOBIANA %
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%Calculo de la submatriz J1=J11

```

```

for ii=1:T-1
    for jj=1:T-1
        if ii==jj && ii~=bus1_save && ii~=T-1
            J1(ii,jj)=-Qcalc(jj,1)-(abs(V(jj+1,k)^2))*B(jj+1,jj+1);

            elseif ii==jj && ii==bus1_save
                J1(ii,jj)=-Qcalc(jj,1)-
                (abs(V(jj+1,k)^2))*B(jj+1,jj+1)+(abs(V(ii+1,k)*V(T,k))*cos(Vangulo(ii+1,k)
                )-Vangulo(T,k)))/Xtcsc;

            elseif ii==jj && ii==T-1
                J1(ii,jj)=-Qcalc(jj,1)-
                (abs(V(jj+1,k)^2))*B(jj+1,jj+1)+(abs(V(ii+1,k)*V(bus1_save,k))*cos(Vangulo
                o(ii+1,k)-Vangulo(bus1_save,k)))/Xtcsc;

            else
                J1(ii,jj)=-
                abs(V(ii+1,k)*V(jj+1,k)*A(ii+1,jj+1))*sin(H(ii+1,jj+1)+Vangulo(jj+1,k)-
                Vangulo(ii+1,k));
            end
        end
    end

    % Calculo de la submatriz J2=J21
    for ii=1:T-1
        for jj=1:T-1
            if ii==jj && ii~=bus1_save && ii~=T-1
                J2(ii,jj)=Pcalc(ii,1)-(abs(V(jj+1,k)^2))*G(jj+1,jj+1);

                elseif ii==jj && ii==bus1_save
                    J2(ii,jj)=Pcalc(ii,1)-
                    (abs(V(jj+1,k)^2))*G(jj+1,jj+1)+(abs(V(ii+1,k)*V(T,k))*sin(Vangulo(ii+1,k)
                    )-Vangulo(T,k)))/Xtcsc;

                elseif ii==jj && ii==T-1
                    J2(ii,jj)=Pcalc(ii,1)-
                    (abs(V(jj+1,k)^2))*G(jj+1,jj+1)+(abs(V(ii+1,k)*V(bus1_save,k))*sin(Vangulo
                    o(ii+1,k)-Vangulo(bus1_save,k)))/Xtcsc;

                else
                    J2(ii,jj)=-
                    abs(V(ii+1,k)*V(jj+1,k)*A(ii+1,jj+1))*cos(H(ii+1,jj+1)+Vangulo(jj+1,k)-
                    Vangulo(ii+1,k));
                end
            end
        end

        % Calculo de la submatriz J3=J12
        for ii=1:T-1
            for jj=1:T-1
                if ii==jj && ii~=bus1_save && ii~=T-1
                    J3(ii,jj)=J2(ii,jj)+2*(abs(V(ii+1,k)^2))*G(ii+1,ii+1);

                    elseif ii==jj && ii==bus1_save

```

```
J3(ii,jj)=J2(ii,jj)+2*(abs(V(ii+1,k)^2))*G(ii+1,ii+1)+(abs(V(ii+1,k)*V(T,
k))*sin(Vangulo(ii+1,k)-Vangulo(T,k)))/Xtcsc;
```

```
elseif ii==jj && ii==T-1
```

```
J3(ii,jj)=J2(ii,jj)+2*(abs(V(ii+1,k)^2))*G(ii+1,ii+1)+(abs(V(ii+1,k)*V(bu
s1_save,k))*sin(Vangulo(ii+1,k)-Vangulo(bus1_save,k)))/Xtcsc;
```

```
else
```

```
J3(ii,jj)=-J2(ii,jj);
```

```
end
```

```
end
```

```
end
```

```
% Calculo de la submatriz J4=J22
```

```
for ii=1:T-1
```

```
for jj=1:T-1
```

```
if ii==jj && ii~=bus1_save && ii~=T-1
```

```
J4(ii,jj)=-J1(ii,jj)-2*(abs(V(ii+1,k)^2))*B(ii+1,ii+1);
```

```
elseif ii==jj && ii==bus1_save
```

```
J4(ii,jj)=-J1(ii,jj)-
```

```
2*(abs(V(ii+1,k)^2))*B(ii+1,ii+1)+(2*abs((V(ii+1,1))^2))/Xtcsc-
(abs(V(ii+1,k)*V(T,k))*cos(Vangulo(ii+1,k)-Vangulo(T,k)))/Xtcsc;
```

```
elseif ii==jj && ii==T-1
```

```
J4(ii,jj)=-J1(ii,jj)-
```

```
2*(abs(V(ii+1,k)^2))*B(ii+1,ii+1)+(2*abs((V(ii+1,1))^2))/Xtcsc-
(abs(V(ii+1,k)*V(bus1_save,k))*cos(Vangulo(ii+1,k)-
Vangulo(bus1_save,k)))/Xtcsc;
```

```
else
```

```
J4(ii,jj)=J1(ii,jj);
```

```
end
```

```
end
```

```
end
```

```
%MODIFICACIONES DEL JACOBIANO PARA BUSES DE VOLTAJE CONTROLADO
```

```
if Vcontrolado==1
```

```
Buses_temp=zeros(1,T);
```

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
```

```
%MODIFICACIONES DEL JACOBIANO
```

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
```

```
J3(bus1_save-1,T)=Matriz_modificadaPk;
```

```
J3(T-1,T)=Matriz_modificadaPp;
```

```
%J2=J21
```

```
J2(T,bus1_save-1)=Pkp1;
```

```
J2(T,T-1)=Pkp2;
```

```
%J4=J22
```

```
J4(bus1_save-1,T)=Matriz_modificadaQk;
```

```
J4(T-1,T)=Matriz_modificadaQp;
```

```
J4(T,bus1_save-1)=PVk1;
```

```

J4 (T,T-1)=PVk2;

%PONIENDO NUMERACION PARA SABER CUAL ELIMINAR

temp=length(J1);
J1_temp=zeros(temp+1);
J1_temp(1:temp+1)=Buses_temp;
J1_temp(1,(1:temp+1))=Buses_temp;
J1_temp((2:temp+1),(2:temp+1))=[J1(1:temp,1:temp)];

%PONIENDO NUMERACION PARA SABER CUAL ELIMINAR

Buses_temp=1:T+1;
Buses_temp(1,1)=0;

temp=size(J3);
temp1=temp(1);temp2=temp(2);
J3_temp=zeros(temp1+1,temp2+1);
J3_temp(1,(1:temp2+1))=Buses_temp;
J3_temp((2:temp1+1),(2:temp2+1))=[J3(1:temp1,1:temp2)];
J3_temp(:,1)=[];

%PONIENDO NUMERACION PARA SABER CUAL ELIMINAR

temp=size(J2);
temp1=temp(1);temp2=temp(2);
J2_temp=zeros(temp1+1,temp2+1);
J2_temp((2:temp1+1),(2:temp2+1))=[J2(1:temp1,1:temp2)];
J2_temp(1,:)=[];
J_temp=[J1_temp J3_temp;J2_temp J4];

%HAGO CEROS LA FILA CORRESPONDIENTE DE DELTA Q
temp=length(DeltaQ);
Buses_temp=2:T;
DeltaQ_temp=zeros(temp,2);
DeltaQ_temp(1:temp)=Buses_temp;
DeltaQ_temp(1:temp,2)=DeltaQ;
% Matriz=[DeltaP;DeltaQ];

for kk=1:Num_controlado
    temp_1=Vector_controlado(kk,1);

    [z,b]=find(J_temp==temp_1);
    J_temp(:,b)=[];
    J_temp(b,:)=[];
end

for kk=1:Num_controlado
    temp_1=Vector_controlado(kk,1);

    [z,b]=find(DeltaQ_temp==temp_1);
    DeltaQ_temp(z,:)=[];
end

```

```

    J_temp(:,1)=[];J_temp(1,:)=[];
    J=J_temp;
    DeltaQ_temp;
    DeltaQ_temp(:,1)=[];
    DeltaQ=DeltaQ_temp;
else
    %Formando la matriz Jacobiana

    %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
    %MODIFICACIONES DEL JACOBIANO
    %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
    %T esta bien porque el 1 no se considera
    %J3=J12
    J3(bus1_save-1,T)=Matriz_modificadaPk;
    J3(T-1,T)=Matriz_modificadaPp;
    %J2=J21
    J2(T,bus1_save-1)=Pkp1;
    J2(T,T-1)=Pkp2;
    %J4=J22
    J4(bus1_save-1,T)=Matriz_modificadaQk;
    J4(T-1,T)=Matriz_modificadaQp;
    J4(T,bus1_save-1)=PVk1;
    J4(T,T-1)=PVk2;

    J=[J1 J3;J2 J4];

en

    Matriz=[DeltaP;DeltaQ;DeltaPkp];
    % Se calcula el vector de resultados
    Delta=J\Matriz;

    %Corrijo el disparo de los tiristores
    temp=length(Delta);
    alfa(k+1)=alfa(k)+Delta(temp);

    %ELIGIENDO EL NUEVO VALOR DE REACTANCIA DADA POR EL NUEVO DISPARO DE
    LOS TIRISTORES
    alfa_temp=round(alfa(k+1)*10)/10;
    temp_position=find(angulo_temp==alfa_temp);
    Xtcsc=XTCSC_pu(temp_position);

    % Vector para calculo de angulo de voltaje actualizado
    temp=length(DeltaP);    Deltatemp1=Delta(1:temp);

    % Vector para calculo de magnitud de voltaje actualizado
    temp2=length(DeltaQ);

    Deltatemp2=Delta(temp+1:temp+temp2);

    % Correcciones para los angulos de Voltaje
    for ii=2:T

```

```

    Vangulo(ii,k+1)=Vangulo(ii,k)+Deltatemp1(ii-1,1);
end

a=1;

for ii=2:T
    if ii~=Vector_controlado % Se verifica que magnitud de
    voltajes son las que se deben corregir
        V(ii,k+1)=(V(ii,k)+Deltatemp2(a,1)); % a=Para sumarle el elemento
correcto del vector de resultados
        a=a+1; % Para seleccionar el elemento correcto del vector de
resultados
    else
        V(ii,k+1)=V(ii,k); % se mantienen las magnitudes de buses de
voltaje controlado
    end
end

% Calculando el error
EP=DeltaP;
EQ=DeltaQ;

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Verificando la convergencia de resultados %
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
convergiol=1;
convergio2=1;
convergio3=1;

temp=size(EQ); % Dimensión de los errores de Q
temp2=temp(1,1);

for n=1:temp2
    if EQ(n)>tol
        convergiol=0;
    end
end

temp=size(EP); % Dimensión de los errores de P
temp2=temp(1,1);

for n=1:temp2
    if EP(n)>tol
        convergio2=0;
    end
end

% DELTA CREADA POR LA INSERCIÓN DEL TCSC

if DeltaPkp>tol
    convergio3=0;
end

```

```

    if convergio1==1 && convergio2==1% && convergio3==1
        break
    end

end

iteracion=1:1:k;
V_flujos=V(:,k+1);
V_angulo_flujos=Vangulo(:,k+1); %en radianes

P_carga_total=sum(P_carga)*P_base;
Q_carga_total=imag(sum(Q_carga))*P_base;

% Cálculo de las potencias activa y reactiva totales en cada bus
Pcalc=zeros(T,1);%Crearlas fuera del for reduce el tiempo de simulación
Qcalc=zeros(T,1);%Crearlas fuera del for reduce el tiempo de simulación
for ii=1:T
    Potencial=0;
    Potencia2=0;
    for n=1:T
        if ii~=n
            % Sumatoria para obtener la potencia P(i)calc y Q(i)calc

Potencial=Potencial+abs(V_flujos(ii,1)*V_flujos(n,1)*A(ii,n))*cos(H(ii,n)
+V_angulo_flujos(n,1)-V_angulo_flujos(ii,1));

Potencia2=Potencia2+abs(V_flujos(ii,1)*V_flujos(n,1)*A(ii,n))*sin(H(ii,n)
+V_angulo_flujos(n,1)-V_angulo_flujos(ii,1));
        end
    end
    % Calculo de la potencia total P(i)calc
    Pcalc(ii,1)=(abs(V_flujos(ii,1))^2)*(G(ii,ii))+Potencial;
    % Calculo de la potencia total Q(i)calc
    Qcalc(ii,1)=- (abs(V_flujos(ii,1))^2)*(B(ii,ii))-Potencia2;
end

P_en_el_bus=Pcalc*P_base+P_carga*P_base;
Q_en_el_bus=Qcalc*P_base+imag(Q_carga)*P_base;
temp_ref=.1;
for k=1:length(P_en_el_bus)
    temp1=P_en_el_bus(k);
    temp2=Q_en_el_bus(k);

    if abs(temp1)<temp_ref
        P_en_el_bus(k)=0;
    end

    if abs(temp2)<temp_ref
        Q_en_el_bus(k)=0;
    end
end
end

```

A.7. REACTANCIA DEL TCSC.

```

f=60; w=2*pi*f;
Imax=1;
XL=2.56;XC=15;
C=1/(w*XC); L=XL/w;
wo=1/(sqrt(L*C));
wtestada=wo/w;

XLC=XC*XL/(XC-XL);
C1=(XC+XLC)/pi;
C2=(-4*XLC*XLC)/(XL*pi);
angulo(1)=90;
alfa=90*pi/180;
    XTCSC(1)=-XC+C1*(2*(pi-alfa)+sin(2*(pi-alfa)))+(C2*cos(pi-
alfa)*cos(pi-alfa))*(wtestada*tan(wtestada*(pi-alfa))-(tan(pi-alfa)));
h=0.1;
temp=0;
for k=1: 900

    angulo(k+1)=angulo(k)+h;
    alfa=angulo(k+1)*pi/180;
    XTCSC(k+1)=-XC+C1*(2*(pi-alfa)+sin(2*(pi-alfa)))+C2*cos(pi-
alfa)*cos(pi-alfa)*(wtestada*tan(wtestada*(pi-alfa))-(tan(pi-alfa)));

    if k<=90
        polos_temp=pi-(((2*(k)-1)*sqrt((L*C))*pi*w)/2);
        polos_temp=rad2deg(polos_temp);

        if polos_temp >= 90 && polos_temp <=180
            temp=temp+1;
            polos(temp)=polos_temp;
        end
    end
end

temp=length(polos);
angulo_temp=90:h:180;
for k=1:temp
    posicion=round(polos(k));
    posicion=find(angulo_temp==posicion);
    posicion(k)=XTCSC(posicion);
end

polos_temp=round(polos)+4; %le sumo 2 grados para alejarme de la zona de
resonancia le puedo sumar mas
temp_position=find(angulo_temp==polos_temp);%Saber a partir de donde
puedo disparar el TCSC sin peligro de estar en zona de resonancia

plot(angulo,XTCSC,polos,posicion,'+r')
grid on
xlabel('Ángulo de Disparo (grados)')
ylabel('Reactancia equivalente XTCSC (ohms)')

```

```
figure(2)
plot(angulo, XTCSC)
grid on
xlabel('Ángulo de Disparo (grados)')
ylabel('Reactancia equivalente XTCSC (ohms)')
axis([90 180 -70 60])
```

Referencias

- [1] John J. Grainger, William D. Stevenson Jr., *Análisis de sistemas de potencia*, (McGraw-Hill, Inc., USA), (2001).
- [2] J. Duncan Glover, Mulukutla S. Sarma, Thomas J. Overbye, *Power system analysis & design*, (Cengage Learning, USA), second edition, (2012).
- [3] Florencio Aboytes García, *Control de voltaje en sistemas eléctricos de potencia*, (CENACE, México), (1991).
- [4] Enrique Acha, Claudio R. Fuerte-Esquivel, Hugo Ambriz-Perez, Cesar Angeles Camacho, *FACTS: Modelling and Simulation in Power Networks*, John Wiley & Sons Ltd, (2004).
- [5] R. Stein, W.T. Hunt, Jr., *Electric Power System Components: Transformers and Rotating Machines*, Ed. Van Nostrand Reinhold, (1979).
- [6] Holly Moore, *MATLAB para Ingenieros*. Pearson education (2007).
- [7] Enrique Acha, Claudio R. Fuerte-Esquivel, Hugo Ambriz-Perez, *A Thyristor Controlled Series Compensator Model for the Power Flow Solution of Practical Power Networks*, IEEE Transaction of Power Systems, Vol.15, N°1, (February 2000).
- [8] Scott G. Helbing, G.G. Karady, *Investigations of an Advanced Form of Series Compensation*, IEEE Transaction on Power Delivery, Vol.9, N°2, (April 1994).