

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**Solución a problemas prácticos en estado estable
del Sistema Eléctrico de Transmisión de El Salvador
utilizando el software PSS/E-Xplorer versión 33.**

PRESENTADO POR:

JONATHAN ALONZO COTO PORTILLO

KEVIN ROLANDO PÉREZ HENRÍQUEZ

EVER ATILIO VÁSQUEZ PORTILLO

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

CIUDAD UNIVERSITARIA, SEPTIEMBRE DE 2015

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR :

ING. MARIO ROBERTO NIETO LOVO

SECRETARIA GENERAL :

DRA. ANA LETICIA ZAVALA DE AMAYA

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

DECANO :

ING. FRANCISCO ANTONIO ALARCÓN SANDOVAL

SECRETARIO :

ING. JULIO ALBERTO PORTILLO

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DIRECTOR :

MSc. e ING. JOSÉ WILBER CALDERÓN URRUTIA

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Título :

**Solución a problemas prácticos en estado estable
del Sistema Eléctrico de Transmisión de El
Salvador utilizando el software PSS/E-Xplorer
versión 33.**

Presentado por :

JONATHAN ALONZO COTO PORTILLO

KEVIN ROLANDO PÉREZ HENRÍQUEZ

EVER ATILIO VÁSQUEZ PORTILLO

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor :

MSc. e ING. LUIS ROBERTO CHÉVEZ PAZ

San Salvador, Septiembre de 2015

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor :

MSc. e ING. LUIS ROBERTO CHÉVEZ PAZ

ACTA DE CONSTANCIA DE NOTA Y DEFENSA FINAL

En esta fecha, Jueves 10 de septiembre de 2015, en la Sala de Lectura de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, a las 5:00 p.m. horas, en presencia de las siguientes autoridades de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

1. MSc. e Ing. José Wilber Calderón Urrutia
Director

Firma: Wilber Calderón

2. MSc. e Ing. Salvador de Jesús Germán
Secretario

Firma: [Firma]



Y, con el Honorable Jurado de Evaluación integrado por las personas siguientes:

1- Msc. Luís Roberto Chávez Paz

2- Ing. Armando Martínez Calderón

3- Ing. José Miguel Hernández

Firma: [Firma]
[Firma]
[Firma]

Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de Graduación:

Solución a problemas prácticos en estado estable del Sistema Eléctrico de Transmisión de El Salvador utilizando el software PSS/E-Xplorer versión 33.

A cargo de los Bachilleres:

- Coto Portillo Jonathan Alonzo
- Pérez Henríquez Kevin Rolando
- Vásquez Portillo Ever Atilio

Habiendo obtenido en el presente Trabajo una nota promedio de la defensa final: 8.2

(Ocho punto dos)

DEDICATORIA

A DIOS. Quien ha estado en todo momento a mi lado, quien me ha dado la sabiduría y quien abrió todas las posibilidades para iniciar y terminar mis estudios.

A MIS PADRES. GILBERTO DEL TRANSITO COTO ARCE Y ANGELA RAFAELA DE COTO. por todo el apoyo moral y económico, por todos sus sacrificios y por todas sus oraciones, ánimos y consejos.

A MI HERMANA KARINA LISSETE COTO PORTILLO. por todo el amor y el apoyo que me ha demostrado a lo largo de mi vida, por estar siempre a mi lado ayudándome. Gracias hermana, mi segunda madre.

A MI ESPOSA SANDRA CAROLINA CARCAMOY MI HIJA EMILY VALERIA COTO CARCAMO. por el gran apoyo incondicional, por sus palabras de ánimo, paciencia y desvelos que pasamos juntos. Gracias...

A MI TIA VICTORIA PORTILLO. por su ayuda y apoyo en todo momento de mi carrera que DIOS la bendiga siempre.

A TODOS MIS PROFESORES Y COMPAÑEROS. que me transmitieron de su sabiduría e inteligencia, compañeros que siempre estuvieron dando ánimo, ayudándome en lo que pudieron gracias y que DIOS los bendiga

QUE DIOS LOSBENDIGA EN ABUNDANCIAY MULTIPLIQUE TODAS SUS OBRAS.

JONATHAN ALONZO COTO PORTILLO.

AGRADECIMIENTOS Y DEDICATORIA

Agradezco infinitamente a Dios por permitirme coronar mi carrera y culminar esta etapa de mi vida.

A mis padres Ana Mirian y Rolando que con esfuerzo y esperanzas lograron apoyarme en todo sentido durante estos años. A mí amada madre en especial que partió de este camino de la vida con la satisfacción de haber formado un ingeniero con valores y una persona de bien. A mi hermana por sus ánimos, a los tíos/as, abuelos y demás familiares que creyeron en mis sueños.

A todos mis amigos y compañeros de la EIE y de la IEEE, a ustedes muchachos gracias por compartir experiencias, comida, sudor y lágrimas, triunfos y fracasos. Sin su amistad y compañía no se hubiera logrado el reto. A cada una de las personas que de una u otra forma fueron parte de la Zona Pi, en la que pasamos nuestros mejores años.

Por último y no menos importante a todos los docentes que a lo largo de estos años forjaron en mis competencias para lograr convertirme en un profesional de utilidad a la sociedad.

Y a todo aquel que me acompañó en este grandioso viaje que emprendí ya hace seis años
GRACIAS!!

Kevin Rolando Pérez Henríquez.

DEDICATORIA Y AGRADECIMIENTOS

A MIS PADRES. EDITH ELIZABETH PORTILLO GÓMEZ Y JOSÉ ATILIO VÁSQUEZ CHICA. La luz y la fortaleza en mi camino.

A MIS ABUELOS. ANTONIA CHICA Y RODOLFO VÁSQUEZ (FINADO). La esperanza y la ilusión de mi presente y mi destino.

A TODOS LOS HÉROES Y MÁRTIRES CONOCIDOS Y DESCONOCIDOS DE LA FAMILIA Y EL PROCESO EN GENERAL. Pues más que un logro individual, este diminuto paso colectivo es un éxito para todas las personas que día a día construyeron el mundo en el que esta situación es posible. A todos y cada uno de ellos infinitas gracias (!)

EVER ATILIO VÁSQUEZ PORTILLO.

ÍNDICE DE CONTENIDOS.

Capítulo	Página
INTRODUCCIÓN GENERAL	1
I. INTRODUCCIÓN.	
1.1. Descripción del tema.....	2
1.2. Alcances.....	2
1.3. Antecedentes.....	3
1.4. Planteamiento del problema.....	3
1.5. Justificación.....	4
1.6. Glosario.....	4
1.7. Acrónimos.....	6
1.8. Referencias Bibliográficas.....	7
II. MODELADO Y ANÁLISIS DE SISTEMAS DE POTENCIA.	
2.1. Representación de la red.....	8
2.2. Líneas de transmisión aéreas.....	9
2.2.1. Circuito equivalente de líneas de transmisión.....	10
2.3. Transformadores.....	10
2.3.1. Transformadores de dos devanados.....	11
2.3.2. Transformadores de tres devanados.....	12
2.4. Generadores.....	12
2.4.1. Reactancias de una máquina síncrona.....	13
2.4.2. Modelo equivalente de un generador.....	14
2.4.3. Límites de capacidad de los generadores.....	14
2.5. Cargas.....	15
2.5.1. Modelado de una carga.....	15
2.6. Elementos en derivación.....	16
2.7. Estudios de flujos de potencia.....	17
2.7.1. El problema de flujos de potencia.....	17
2.7.2. Cálculos de flujos de potencia.....	18
2.7.3. Preparación de la red para el análisis de flujos de potencia.....	19
2.8. Curvas PV y VQ.....	20
2.8.1. Descripción de las curvas P-V.....	21
2.8.2. Descripción de las curvas Q-V.....	22
2.9. Análisis de contingencias.....	23
2.9.1. Contingencias múltiples y simples.....	23
2.10. Referencias bibliográficas.....	24

III: Fundamentos de PSS/E.

3.1. Power Systems Simulation for Engineering (PSS/E).....	26
3.1.1. Actividades.....	26
3.1.2. Tipos de archivos.....	27
3.2. Generalidades.....	27
3.2.1. Categorías de datos en el estudio de flujos de potencia.....	27
3.2.2. Categorías de datos en análisis de cortocircuito.....	29
3.3. Modelado de los componentes del sistema de potencia en PSS/E.....	29
3.3.1. Barras.....	30
3.3.2. Compensación en derivación fija.....	31
3.3.3. Derivación Switchable (bancos de capacitores).....	31
3.3.4. Cargas.....	33
3.3.5. Generadores y plantas.....	35
3.3.6. Líneas de transmisión.....	39
3.3.7. Transformadores.....	41
3.4. Análisis de cortocircuito en PSS/E.....	44
3.5. Análisis de flujos de potencia en PSS/E.....	45
3.5.1. Métodos de Newton Raphson.....	45
3.6. Capacidad máxima de elementos en PSS/E Xplore versión 33.....	47
3.7. Otros programas en el mercado disponibles para el análisis de sistemas de potencia.....	49
3.8. Referencias bibliográficas.....	51

IV: MODELADO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA DE EL SALVADOR EN PSS/E XPLORE V33 ESTUDIANTIL.

4.1. El sistema eléctrico de potencia de El Salvador.....	52
4.2. Modelado del sistema eléctrico de potencia de El Salvador en PSS/E Xplore para estudios de flujos de potencia.....	56
4.2.1. Barras del sistema.....	57
4.2.2. Reducciones y consideraciones para la creación de la primera base de datos en PSS/E.....	59
4.3. Obtención de equivalentes.....	64
4.3.1. Equivalentes.....	64
4.3.2. Actividad EEQV.....	65
4.4. Diagrama equivalente final.....	66
4.4.1. Resumen de reducciones aplicadas.....	67
4.5. Referencias Bibliográficas.....	69

V: ANÁLISIS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA DE EL SALVADOR EN ESTADO ESTABLE.

5.1. Flujos de potencia para los distintos escenarios de demanda del año 2014.....	71
5.1.1. Perfil de generación para el año 2014.....	71
5.1.2. Perfil de demanda para el año 2014.....	72
5.1.3. Resultados de los flujos de potencia para los distintos escenarios.....	73
5.1.4. Perfiles de tensión y ángulos.....	74
5.1.5. Comparación con el modelo creado en PSAT.....	75
5.2. Resultados de contingencias.....	77
5.3. Resultados de las curvas P-V.....	81

5.4. Resultados de las curvas Q-V.....	86
5.5. Flujos de potencia DC para estudios de límites de transmisión.....	90
5.5.1. Límites de transmisión Nodo de Acajutla.....	90
5.6. Soluciones y recomendaciones.....	91
5.7. Referencias Bibliográficas.....	92
VI: ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA DE EL SALVADOR.	
6.1. Herramientas para el análisis de fallas en PSS/E.....	93
6.1.1. Interpretación en el programa de los elementos del modelo.....	93
6.2. Reducciones y consideraciones del modelo para análisis de cortocircuito.	94
6.2.1. Modelo de la red utilizado en PSS/E.....	94
6.3. Obtención de las corrientes de cortocircuito trifásica y monofásica en las barras de 115kV.....	95
6.4. Obtención de los equivalentes Thevenin en las barras de 115kV.....	95
6.5. Comportamiento de la red ante fallas monofásicas.....	96
6.5.1. Objetivos del aterrizamiento del neutro.....	96
6.5.2. Tipos de Aterrizamiento del Neutro.	97
6.5.3. Características de las clases de aterrizaje.....	97
6.5.4. Coeficientes de aterrizaje.	98
6.6. Especificación del transformador de tierra.....	99
6.6.1. Propósito de un transformador de puesta a tierra.....	99
6.6.2. Potencia momentánea del transformador zigzag.....	100
6.6.3. Corriente de neutro momentánea.....	101
6.6.4. Corriente de neutro continua.....	101
6.6.5. Datos necesarios para dimensionar un transformador de tierra.	102
6.7. Especificación del transformador de puesta a tierra de la subestación Ateos.....	103
6.7.1. Falla trifásica y monofásica en la barra de 46kV.....	104
6.7.2. Diseño del transformador de puesta a tierra zigzag a 46kV según la norma IEEE C62.92.4.....	105
6.7.3. Simulación del transformador de tierra en PSS/E.....	107
6.7.4. Determinación del COG.....	108
6.7.5. Elección de la especificación final.....	109
6.8. Referencias bibliográficas.....	110
VII: ESTUDIO BÁSICO DE ESTABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA Y SIMULACIÓN EN PSS/E XPLORE.	
7.1. Dinámica del rotor y ecuación de oscilación.....	112
7.2. Simulación dinámica en PSS/E.....	116
7.2.1. Modelos del rotor de los generadores.....	119
7.2.2. Modelos de gobernadores.....	121
7.3. Ejemplo de simulación dinámica.....	123
7.4. Resultados simulación dinámica.....	129
7.5. Análisis de resultados.	134
7.6. Referencias bibliográficas.....	135
Conclusiones y recomendaciones.....	136
ANEXO A1.	
ANEXO A2.	

ANEXO A3.

LISTAS DE FIGURAS.

Figura 2.1 Representación de una red por medio de su diagrama unifilar.....	9
Figura 2.2 Modelo Π equivalente de una línea de transmisión.....	10
Figura 2.3 Circuito equivalente estándar en por unidad de un transformador.....	11
Figura 2.4 Circuito equivalente de un transformador de tres devanados.....	12
Figura 2.5. Diagrama esquemático de una máquina síncrona trifásica.....	13
Figura 2.6 Modelo equivalente del generador síncrono.....	14
Figura 2.7 Ejemplo de la curva de capacidad de un generador.....	14
Figura 2.8 Los tres tipos de carga a modelar, Potencia, Corriente e Impedancia constante, Cuyademanda se representa por las letras P, Q y W respectivamente.....	16
Figura 2.9. Demanda de potencia creada por “un kilowatt” de cada uno de los tres tipos De cargas, como una función de la tensión de la barra a la que están conectadas..	16
Figura 2.10. Diferentes tipos de barras que componen un sistema de potencia.....	19
Figura 2.11. Curvas P-V normalizadas para una fuente infinita y reactancia de la red.....	22
Figura 2.12. Márgenes de potencia reactiva.....	23
Figura 3.1. Categoría de datos para flujos de potencia en PSS/E.....	28
Figura 3.2. Categorías de datos para análisis de cortocircuitos en PSS/E.....	29
Figura 3.3. Cuadro de diálogo Barras.....	30
Figura 3.4. Compensación fija.....	31
Figura 3.5. Elementos de compensación automática para el control de la tensión.....	32
Figura 3.6. Compensación automática.....	32
Figura 3.7. Cuadro de diálogo cargas, flujos de potencia y cortocircuito.....	34
Figura 3.8. Características de una carga de potencia constante.....	35
Figura 3.9. Cuadro de diálogo Máquina (Generador), resaltando la opción Datos Del Transformador.....	36
Figura 3.10. Configuración implícita del transformador elevador, especificado como parte Del generador.....	36
Figura 3.11. Configuración explícita del transformador elevador, especificado separado Al generador.....	37
Figura 3.12. Generadores múltiples en una sola planta.....	38
Figura 3.13. Cuadro de diálogo líneas, flujos de potencia y cortocircuito.....	40
Figura 3.14. Cuadro de diálogo transformador de dos devanados, flujos de potencia Y cortocircuito.....	41
Figura 3.15. Cuadro de diálogo transformador de tres devanados, flujos de potencia.....	42
Figura 3.16. Combinaciones de fallas disponibles dentro del cuadro de diálogo fallas Múltiples simultáneas.....	45
Figura 3.17. Métodos Newton-Raphson en PSS/E.....	47
Figura 4.1. Red de transmisión y ubicación de las centrales de generación de El Salvador.....	53
Figura 4.2. Código para la numeración de las barras del sistema de potencia de El Salvador....	57
Figura 4.3. Circuito equivalente para transformadores de 3 devanados.....	61
Figura 4.4. Transformador resultante de tres devanados de la subestación 15 De Septiembre.....	63
Figura 4.5. Carga de la subestación Opicomodelada en el lado de 115kV.....	63
Figura 4.6. Generador conectado a la barra oscilante.....	64
Figura 4.7. Retención de barras frontera.....	66
Figura 4.8. Contornos de tensión del sistema.....	66
Figura 4.9. Diagrama de sobrecargas de los elementos en base al RATE A.....	67
Figura 4.10. Ejemplo del equivalente de las barras de carga (El Pedregal).....	67
Figura 4.11. Ejemplo del equivalente del transformador elevador de los	

Generadores (Termopuerto).....	68
Figura 4.12. Equivalente de la subestación Guajoyo.....	69
Figura 5.1. Perfil de generación por escenario de demanda, época seca 2014.....	71
Figura 5.2. Perfil de generación por escenario de demanda, época húmeda 2014.....	72
Figura 5.3. Demanda de potencia activa año 2014, época seca.....	72
Figura 5.4. Demanda de potencia activa año 2014, época húmeda.....	73
Figura 5.5. Perfiles de tensión y ángulos obtenidos del análisis de flujos de potencia en PSS/E, época seca, demanda media.....	74
Figura 5.6. Transformador ATEOS sobrecargado.....	75
Figura 5.7. Perfil de tensión y ángulos de las barras de 115kV y 230kV.....	76
Figura 5.8. Perfil de tensión y ángulos de las barras de 46kV y 23kV.....	76
Figura 5.9. Instrucción AC contingencySolution.....	77
Figura 5.10. Ejemplo del reporte de contingencias.....	77
Figura 5.11. Caso Base, nodos AHUA-230, 15SE-230 y NEJA-230.....	81
Figura 5.12. Caso base curvas PV, nodos SOYA-115, SMIG-115, SANA-115, NEJA-115, TECO-115 y OZAT-115.....	82
Figura 5.13. Caso base curvas PV, nodos SMAR-115, STOM-115, PEDR-115 y LUNI-115.....	82
Figura 5.14. Curvas PV para disparo de la línea AHUA-NEJA, nodos AHUA-230, 15SE-230 Y NEJA-230.....	83
Figura 5.15. Curvas PV para disparo de la línea AHUA-NEJA nodos SOYA-115, SMIG-115, SANA-115, NEJA-115, TECO-115 y OZAT 115.....	83
Figura 5.16. Curvas PV para disparo de la línea AHUA-NEJA nodos SMAR-115, STOM-115, PEDR-115 y LUNI-115.....	84
Figura 5.17. Curvas PV para disparo de la línea 15SE-NEJA, nodos AHUA-230, 15SE-230 Y NEJA-230.....	84
Figura 5.18. Curvas PV para disparo de la línea 15SE-NEJA, nodos SOYA-115, SMIG-115, SANA-115, NEJA-115, TECO-115 y OZAT-115.....	85
Figura 5.19. Curvas PV para disparo de la línea 15SE-NEJA, nodos SMAR-115, STOM-115, PEDR-115 y LUNI-115.....	85
Figura 5.20. Curvas PV para disparo de la línea AHUA-SANA, nodos SOYA-115, SMIG-115, SANA-115, NEJA-115, TECO-115 y OZAT-115.....	86
Figura 5.21. Curvas PV para disparo de las dos líneas 15SE-NEJA, nodos AHUA-230, 15SE-230, NEJA-230.....	86
Figura 5.22. Curva QV nodo TECO-115, caso base.....	87
Figura 5.23. Curva QV nodo PEDR-115, caso base.....	88
Figura 5.24. Curva QV nodo OZAT-115, caso base.....	88
Figura 5.25. Curva QV nodo STOM-115, caso base.....	89
Figura 5.26. Reporte de capacidad máxima de generación en Acajutla.....	90
Figura 5.27. Elementos limitadores del nodo de Acajutla.....	90
Figura 6.1. Diagrama del sistema de potencia de El Salvador para el análisis de cortocircuito..	94
Figura 6.2. Sistemas Aterrizados.....	97
Figura 6.3. Red equivalente de componentes simétricas, que se usa para el cálculo en los diferentes tipos de falla.....	98
Figura 6.4 Curva de análisis de los coeficientes de aterrizaje.....	99
Figura 6.5. Placa del transformador de puesta a tierra de la subestación Nejapa.....	103
Figura 6.6. Diagrama utilizado en PSS/E para el análisis subestación Ateos.....	104
Figura 6.7. Diagrama de impedancias.....	106
Figura 6.8. Conexión del transformador de tierra.....	107
Figura 6.9. Impedancia de secuencia cero del transformador.....	107
Figura 6.10. Relación X/R de un transformador.....	108
Figura 6.11. Ejemplo del reporte de impedancias obtenido en PSS/E [2].....	108

Figura 6.12. Determinación del COG por el método gráfico.....	109
Figura 7.1. Diagrama fasorial de un generador sincrónico alimentando a una carga ZL.....	115
Figura 7.2. Circuito equivalente del generador, representado por su equivalente Norton y Unafuente de corriente equivalente.....	117
Figura 7.3. Simulación PSS/E explore.....	117
Figura 7.4. Cuadro de diálogo para convertir cargas y generadores.....	118
Figura 7.5. Creación del archivo .DYR a partir del árbol de trabajo.....	118
Figura 7.6. Hoja de datos del archivo .DYR.....	119
Figura 7.7. Modelos de generadores disponibles en las librerías de PSS/E Xplore.....	120
Figura 7.8. Ejemplo de selección de modelos de generadores dentro de las librerías De PSS/E Xplore.....	120
Figura 7.9. Ejemplo del ingreso de constantes de los modelos de generadores.....	121
Figura 7.10. Modelos de gobernadores disponibles en las librerías de PSS/E Xplore.....	122
Figura 7.11. Ejemplo de selección de modelos de gobernadores dentro de las librerías De PSS/E Xplore.....	122
Figura 7.12. Red eléctrica sobre la cual se desarrollara el análisis dinámico, archivo SAVNW de los ejemplos de PSS/E.....	123
Figura 7.13 Cuadro de dialogo para la selección de los parámetros a graficar.....	124
Figura 7.14. Cuadro de diálogo para inicializar el análisis dinámico.....	124
Figura 7.15. Selección de un disturbio.....	125
Figura 7.16. Selección de la línea a la que se le aplicará el disturbio.....	125
Figura 7.17. Selección de la línea de la barra 202 (EAST500) a la 203 (EAST230).....	125
Figura 7.18. Progreso del análisis dinámico observado en la barra de salida.....	126
Figura 7.19. Menú para cerrar una línea.....	126
Figura 7.20. Creación de una nueva plantilla 'PLOTBOOK'.....	127
Figura 7.21. Nuevo canal creado de la opción 'PLOTBOOK'.....	127
Figura 7.22. Pasos para cargar los archivos de salida .OUT.....	128
Figura 7.23. Canales creados para graficar los distintos archivos .OUT.....	128
Figura 7.24. Gráfico del ángulo del rotor versus el tiempo.....	129
Figura 7.25. Potencia real de la barra 101 (NUC_B) de 0 a 2 segundos.....	129
Figura 7.26. Potencia real de la barra 101 (NUC_B) de 2 a 10 segundos.....	130
Figura 7.27. ETERM de la barra 211 (HYDRO_G) de 0 a 2 segundos.....	130
Figura 7.28. ETERM de la barra 211 (HYDRO_G) de 2 a 10 segundos.....	131
Figura 7.29. EFD de la barra 3018 (CATDOG_G) de 0 a 2 segundos.....	131
Figura 7.30. VOLT de la barra 205 (SUB230) de 2 a 10 segundos.....	132
Figura 7.31. VOLT de la barra 205 (SUB230) de 0 a 2 segundo.....	132
Figura 7.32. SPD de la barra 205 (CATDOG_G) de 2 a 10 segundos.....	133
Figura 7.33.SPD de la barra 205 (CATDOG_G) de 2 a 10segundos.	133
Figura 7.34.SPD de la barra 205 (CATDOG_G) de 0 a 2segundos.....	134

LISTAS DE TABLAS.

Tabla 2.2 Descripción de las barras que componen un sistema de potencia.....	19
Tabla 3.1 Parámetros y datos de las barras.....	30
Tabla 3.2 Parámetros y datos de compensación fija	31
Tabla 3.3 Parámetros y datos de compensación automática.....	33
Tabla 3.4 Parámetros y datos de cargas, flujos de potencia.....	34
Tabla 3.5 Parámetros y datos de cargas, cortocircuito.....	35
Tabla 3.6 Parámetros y datos de generadores, flujos de potencia.....	38
Tabla 3.7 Parámetros y datos de generadores, cortocircuito.....	39

Tabla 3.8 Parámetros y datos de líneas, flujos de potencia.....	40
Tabla 3.9 Parámetros y datos de líneas, cortocircuito.....	40
Tabla 3.10 Parámetros y datos de transformadores, flujos de potencia.....	42
Tabla 3.11 Parámetros y datos de transformadores, cortocircuito.....	43
Tabla 3.12. Capacidad máxima de PSS/E, versión de 50 barras (gratis) y 1000 barras.....	48
Tabla 4.1. Capacidad instalad de las unidades generadores del país.....	53
Tabla 4.2. Subestaciones en las que se modela la demanda de potencia activa.....	55
Tabla 4.3. Resumen de la cantidad de elementos que conforman el sistema de potencia de El Salvador.....	56
Tabla 4.4. Código de país para las barras de Centroamérica.....	57
Tabla 4.5. Código de tensión para las barras de El Salvador.....	58
Tabla 4.6. Id de las subestaciones de El Salvador.....	58
Tabla 4.7. Datos de las máquinas de la planta uno de Nejapa.....	60
Tabla 4.8. Datos de la máquina equivalente de la planta uno de Nejapa.....	60
Tabla 4.9. Impedancias de los transformadores de tres devanados de la subestación 15 De Septiembre.....	61
Tabla 4.10. Transformador equivalente en paralelo de tres devanados de la subestación 15 De Septiembre.....	62
Tabla 4.11. Impedancias resultantes del transformador equivalente de 3 devanados.	62
Tabla 4.12. Barras de carga del sistema de las cuales se obtuvo un equivalente.....	68
Tabla 5.1. Resultados de flujos de potencia, época seca.....	73
Tabla 5.2. Resultados de flujos de potencia, época húmeda.....	73
Tabla 5.3. Resultados de flujos de potencia, época seca en PSAT.....	75
Tabla 5.4. Resultados de flujos de potencia, época húmeda, PSAT.....	75
Tabla 5.5. Resultados de contingencias para la zona occidental.....	78
Tabla 5.6. Resultados de contingencias para la zona central.....	79
Tabla 5.7. Resultados de contingencias para la zona oriental.....	80
Tabla 5.8. Voltajes de colapso y reserva para los nodos analizados.....	89
Tabla 6.1. Corrientes de falla monofásica y trifásica a nivel de 115kv.....	95
Tabla 6.2. Equivalentes Thevenin a nivel de 115kv.....	95
Tabla 6.3. Características de aterrizaje.....	98
Tabla 6.4. Factor k para el cálculo de la potencia momentánea del transformador.....	100
Tabla 6.5 Corriente continuacomo porcentaje de la corriente momentánea.....	101
Tabla 6.6. Corriente trifásica en ATEO-46.....	104
Tabla 6.7. Corriente monofásica en ATEO-46.....	104
Tabla 6.8. Corriente monofásica con el transformador de tierra.....	108
Tabla 6.9. Especificación final.....	110

INTRODUCCION

El Sistema Eléctrico de Potencia de El Salvador a través del conjunto de elementos que conforman la red eléctrica (generación, transmisión y distribución) ha tenido la responsabilidad desde su creación, dotar de energía a los diferentes sectores que componen el total de la carga en el país. Mantener un sistema funcional, confiable y con entrega ininterrumpida de energía de calidad, engloba un sin número de estrategias, cálculos y pruebas de diseño; pero sobre todo, un extenso trabajo de análisis a la red es un sus diferentes escenarios, o posibles eventualidades que afecten el debido funcionamiento del sistema de transporte y entrega de energía, desde las centrales de generación hasta sus respectivos nichos de consumo. Es por tal motivo que nace la inherente necesidad de monitorear y estudiar constantemente la red eléctrica, a fin de prevenir colapsos en los sistemas que abastecen la demanda nacional.

Actualmente para desarrollar dicha tarea se ha optado por la asistencia de herramientas informáticas que ayuden a los ingenieros al encomendado de simular sistemas de potencia con la complejidad que estos puedan llegar a presentar. Algunos de estos simuladores dotados con funciones de estudios que abarcan desde la resolución de flujos de potencia hasta estudios completos de análisis dinámico.

PSS/E resulta ser el software por excelencia que muchos de los operadores de la red y del sistema a lo largo de la región americana, están echando mano para sus estudios de: despacho económico, cargabilidad de líneas y equipo, traslado de carga, estudios de contingencias, confiabilidad etc. Así mismo también se hace uso de este virtuoso software en el diseño de expansión de la red, cálculo de elementos de protección y otros análisis de estabilidad. Por todas éstas características, es que se decidió realizar bajo la versión Explorer 33 del PSS/E, un estudio de la situación actual acerca del comportamiento que presenta la red nacional de transmisión, incluyendo las líneas de interconexión Centroamericana, y poner bajo la lupa todas las virtudes y deficiencias que muestre el sistema, dotando de recomendaciones para abonar a la solución práctica de los escenarios más críticos que se puedan llegar a presentar.

El reto de poder analizar la red de transmisión de El Salvador con una versión de prestaciones limitadas, va volviendo más interesante el tema, ya que se hizo uso de las distintas técnicas de reducción y conversión de circuitos equivalentes, para lograr modelar cada uno de los elementos que forman parte de nuestro sistema eléctrico de potencia.

CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN.

1.1. DESCRIPCIÓN DEL TEMA.

La aplicación del Programa PSS/E al sistema eléctrico de potencia de El Salvador, va orientado a obtener una solución en estado estable, considerando escenarios de demanda mínima, media y máxima para determinar los flujos de potencia, regulación de tensión, niveles de corriente de cortocircuito y equivalentes Thevenin en cualquiera de los nodos de la red de El Salvador. Como parte del aporte que se pretende dejar con este documento, se visualiza obtener una idea integrada del estado actual de la red nacional de transmisión, mediante la identificación de las subestaciones con niveles de funcionamiento fuera de los valores aceptados, puntos de colapso de los diferentes nodos, análisis de los distintos tipos de falla, solución práctica al problema de seguridad, identificación de fallas en la subestación Ateos y estudios de contingencia en las barras que se vean más afectados por los distintos escenarios, a los que se vean sometidos durante el análisis.

La versión utilizada del software es PSS/E-Xplore versión 33, la cual puede ser obtenida directamente de la página web de Siemens [1], con restricciones en el número de elementos que se pueden modelar en un sistema, por lo tanto se hará uso de los conceptos de análisis de sistemas de potencia para realizar las reducciones pertinentes.

1.2. ALCANCES

Este trabajo desarrolla el análisis de flujos de potencia, cortocircuitos, análisis de contingencias, curvas P-V & V-Q y estudios de estabilidad utilizando el software PSS/E acompañándolo de otras herramientas de apoyo como MatLab y PSAT.

El capítulo dos se centra en el modelado de los componentes del sistema de potencia, describiendo los circuitos equivalentes que representan los elementos en el software.

El tercer capítulo es una breve introducción al entorno de PSS/E, detallando los parámetros requeridos para una correcta simulación de un sistema.

Por su parte el cuarto capítulo es un análisis del sistema de potencia de El Salvador, los diferentes elementos que lo componen, la construcción de dicha red en PSS/E y su pertinente reducción para así poder superar las limitantes de la versión de PSS/E con la que cuenta la Escuela de Ingeniería Eléctrica (EIE) de la Universidad de El Salvador (UES).

Los capítulos posteriores, son un análisis los diferentes escenarios a los que se ve expuesta la red ante flujos de potencia para demandas mínima, media y máxima. Además de análisis de cortocircuito, la especificación de un transformador de puesta a tierra para la subestación de ATEOS, también se plasma un estudio de estabilidad de las subestaciones con mayor riesgo

de colapso durante una emergencia. Por último se ilustran mediante la creación de las curvas PV- QV los diferentes puntos críticos del sistema así como las situaciones más adversas que deba soportar la red a través de contingencias singulares y múltiples. Como recomendación, el capítulo siete es una breve introducción a la simulación dinámica en PSS/E.

En los anexos se contara con una validación de los datos, mediante el software libre PSAT, montado sobre la base de MatLab y una introducción a la automatización de los estudios por medio del lenguaje Phyton.

Ya que la base de datos del sistema de potencia de El Salvador es de libre acceso, la principal limitante es poder simular esos datos en la versión gratuita de PSS/E con la que cuenta actualmente la Universidad de El Salvador, la cual tiene una limitante de 50 barras.

1.3. ANTECEDENTES

La optimización de flujo de potencia no es otra cosa que obtener las condiciones óptimas de operación en régimen permanente de un sistema de energía eléctrica, determinar los perfiles de tensión, la carga y el nivel de utilización de los circuitos. El flujo de potencia se usa para varios fines: calcular la distribución de la potencia activa y reactiva en el sistema de transmisión, evaluar las diferentes pérdidas dentro de la producción, también para proponer y planificar cambios en el diseño o especificaciones en sistema de potencia dado, tales como nuevos sitios de generación diferentes al estudiado, estimación del crecimiento de la carga, evaluaciones de contingencias en el sistema, entre otros. Existen también una gran variedad de publicaciones que plantean diferentes investigaciones relacionadas con el flujo de carga y cortocircuito de la red de transmisión de El Salvador, sobre todo por la Unidad de Transacciones (UT) [2] los cuales están bajo el formato de archivos con extensiones propias de PSS/E y pueden ser descargados por todo el público.

1.4. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Hoy en día, el estudio de los sistemas de potencia está teniendo un realce debido a los avances tecnológicos, ya que cada vez son más exactos los modelos de sistemas reales analizados por computadora. Una de estas poderosas herramientas es PSS/E, la cuál es muy utilizada en el sector eléctrico de El Salvador. Muchas veces nos encontramos con la interrogante de qué modelos o parámetros se adecuan más a un estudio en particular, de ahí surge la necesidad de establecer un plan de trabajo que se encamine a investigar los distintos componentes de un sistema de potencia (líneas, transformadores, generadores, etc.) para analizar problemas reales del sistema eléctrico nacional como lo son flujos de potencia y análisis de cortocircuito en el sistema de transmisión nacional y problemas ante fallas monofásicas en el sistema de subtransmisión a 46kV, ante esta situación también se debe tener un esquema claro para el cálculo de los equivalentes del sistema de transmisión en cualquier punto que desee analizarse, pues actualmente en El Salvador a nivel de subtransmisión se producen fallas a tierras que son difíciles de localizar y/o discriminar, incrementándose los efectos nocivos en los activos eléctricos con el apareamiento de la ferresonancia.

Actualmente la Universidad de El Salvador solamente cuenta con software gratuito, dificultando el estudio de sistemas grandes, por ello surge la necesidad de una campaña en pro del estudio de sistemas de potencia, para incentivar a los estudiantes a profundizar en el estudio de este vasto sector.

1.5. JUSTIFICACIÓN

La importancia del conocimiento del funcionamiento del sistema de la red de transmisión es vital para las empresas eléctricas de El Salvador tanto generadoras como transmisoras. Surge a partir del momento en que dos o más unidades de generación deben de alimentar varias cargas eléctricas, obligando al operador a decidir cómo repartir las cargas de forma óptima entre las distintas unidades de generación además conocer donde y cuando se necesita expandir el sistemas, conocer los valores cortocircuito en ciertos puntos de la red para una adecuada operación de protecciones. Por lo tanto se necesitan los estudios indicados para calcular los valores de tensiones de las barras, potencia activa y reactivas, lo cual hace que se deba conocer y aplicar la modelación de los elementos que intervienen en dichos sistemas para luego crear una base de datos para un programa que nos respalde con los valores obtenidos, en esta investigación se utilizara el programa PSS/E-Xplore 33 versión estudiantil [1] para satisfacer todas las necesidades de la red de transmisión de El Salvador.

1.6. GLOSARIO

ALTA TENSION: Voltaje igual o superior a 115 kV.

ATERRIZADO: Sistema, circuito o aparato provisto de una tierra (o varias), con el propósito de establecer un circuito de retorno a tierra y mantener su potencial aproximadamente al potencial de la Tierra física o su equivalente.

BIL: (Nivel Básico de Aislamiento al Impulso), por sus siglas en inglés, Basic Impulse Level.

CAPACIDAD DISPONIBLE: Es la potencia eléctrica que realmente es capaz de suministrar una máquina o central generadora en un momento determinado.

CAPACIDAD INSTALADA: Es la potencia eléctrica de los equipos generadores tal y como se especifica por el fabricante en los datos de placa.

CENTRAL GENERADORA: Es el conjunto de equipos utilizados directa e indirectamente para la generación de energía eléctrica, incluidos los edificios y obras civiles necesarias.

CONEXIÓN: Es el enlace que permite a un usuario final recibir energía eléctrica de una red de transmisión o distribución.

CONTINGENCIA: Se define una contingencia como el evento que ocurre cuando un elemento de la red es retirado o sale de servicio por causas imprevistas o programadas.

CORRIENTE NOMINAL: Corriente rms que pueden transportar los equipos continuamente sin exceder sus limitaciones.

CORTOCIRCUITO: se define como una conexión de relativamente baja resistencia o impedancia, entre dos o más puntos de un circuito que están normalmente a tensiones diferentes.

DEMANDA: Es el consumo de potencia en las barras que sirven como puntos de entrega.

DISTRIBUIDOR: Es la entidad poseedora y operadora de instalaciones, cuya finalidad es la entrega de energía eléctrica en redes de media y baja tensión.

ENERGIA INYECTADA: Aquella que un operador entrega a la red o que ingresa a la red a través de una interconexión.

FLUJO DE POTENCIA: Importante herramienta que involucra análisis numérico aplicado a un sistema de potencia.

GENERADOR: Es la entidad poseedora de una o más centrales de producción de energía eléctrica, que comercializa su producción en forma total o parcial.

INTERCONEXION: Es el enlace que permite a dos operadores la transferencia de energía eléctrica entre sus instalaciones.

LÍNEA DE TRANSMISION: Línea eléctrica que sirve para transportar electricidad desde una fuente generadora a un punto de distribución del sistema, en un nivel de tensión igual o mayor que 115 kV.

NIVEL DE AISLAMIENTO: El nivel de aislamiento es el valor de la raíz cuadrada media de la tensión de baja frecuencia que en determinadas condiciones, puede ser aplicado sin causar flameo o perforación.

OPERADOR: Es cualquier entidad generadora, transmisora, distribuidora o comercializadora de energía eléctrica.

PERDIDAS EN TRANSMISION: Diferencia entre la energía o potencia neta de entrada al sistema de transmisión y la salida de dicho sistema.

POTENCIA NOMINAL: Es la potencia aparente máxima (VA) que puede suministrar el transformador de manera continua.

SISTEMA DE TRANSMISION: Es el conjunto integrado de equipos de transporte de energía eléctrica en alta tensión. Está conformado por el conjunto de líneas que se inicia en la salida de las plantas generadoras o puntos de entrega de energía y termina en barras de entrada de las subestaciones de potencia para distribución; para el sistema nacional los voltajes utilizados son 115 kV y 230 kV.

SOBRECARGA: Funcionamiento de un equipo excediendo su capacidad nominal, de plena carga o de un conductor que excede su capacidad de conducción de corriente nominal.

SUBESTACION: Es el conjunto de equipos instalados en un lugar, y las obras civiles en el mismo, para la conversión, transformación o control de la energía eléctrica, y para la conexión entre dos o más circuitos.

TENSIONES ELECTRICAS O VOLTAJES PRIMARIO Y SECUNDARIO: El voltaje del circuito que alimenta al transformador se denomina primario; para diferenciarlo del voltaje de salida denominado voltaje secundario.

TENSIÓN NOMINAL: Valor convencional del voltaje con la que se denomina un sistema o instalación y para los que ha sido previsto su funcionamiento y aislamiento.

TIERRA: Conexión conductora, ya sea intencional o accidental, por la que un circuito eléctrico o equipo es conectado a la Tierra física o a algún cuerpo conductor de extensión relativamente grande que puede sustituir a la Tierra física.

TRANSFORMADOR DE TIERRA: transformador cuya función es la de brindar una referencia a tierra y un camino de retorno a tierra de baja impedancia.

TRANSMISOR: Es la entidad poseedora de instalaciones destinadas al transporte de energía eléctrica en redes de alta tensión, que comercializa sus servicios.

VOLTAJE DE COLAPSO: Proceso por el cual la secuencia de eventos que acompañan a la inestabilidad de tensión conduce a un perfil de tensión inaceptablemente bajo en una parte significativa del sistema de potencia.

USUARIO FINAL: Es quien compra la energía eléctrica para uso propio.

1.7. ACRÓNIMOS

CEL: Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa.

ETESAL: Empresa Transmisora de El Salvador, S.A. de C.V.

IEEE: (Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos), por sus siglas en inglés, Institute of Electrical and Electronics Engineers.

PSAT: Power System Analysis Toolbox ((Herramienta de Análisis de Sistemas de Potencia).

PSS/E: Power Systems Simulation for Engineering.

SEP: Sistema Eléctrico de Potencia.

SIGET: Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones.

UT: Unidad de Transacciones, S.A. de C.V.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Siemens Power Technologies International, Power Systems Simulation for Engineering PSS/E Xplore v33.5.2, versión gratuita de 50 barras, puede obtenerse en: <http://w3.usa.siemens.com/smartgrid/us/en/transmission-grid/products/grid-analysis-tools/transmission-system-planning/pages/university-order.aspx>
- [2] (2015) Información del Sistema de Potencia (SEP) Unidad de Transacciones. [Online]. Las bases de datos publicas utilizadas en este proyecto están disponibles en: <http://www.ut.com.sv/web/guest/13>

CAPITULO II. MODELADO Y ANÁLISIS DE SISTEMAS DE POTENCIA

INTRODUCCIÓN

En este capítulo, se desarrollan los modelos matemáticos que normalmente utiliza un software para realizar distintos tipos de simulaciones, tales como flujos de potencia, análisis de cortocircuito, estabilidad de tensión, análisis dinámico, entre otros.

El objetivo principal de este capítulo es sentar las bases teóricas que debe tener todo ingeniero en potencia para realizar distintos tipos de estudios a una red, entendiendo que asunciones se pueden tomar como aceptables en la construcción de un modelo representado por un diagrama unifilar.

2.1. REPRESENTACIÓN DE LA RED

Para analizar cualquier circuito, se utilizan como referencia aquellos puntos que son eléctricamente distintos, es decir, que existe una impedancia entre ellos capaz de sostener una diferencia de tensión. Estos puntos de referencia se llaman **Nodos**. Cuando se representa un sistema de potencia a gran escala, los nodos son llamados **Barras**, debido a que representan una barra física en donde diferentes componentes del sistema se encuentran interconectados. Una barra es eléctricamente equivalente a un punto en un circuito y marca el lugar en el que un generador inyecta potencia ó una carga consume potencia de la red [1].

En el análisis de sistemas de potencia a gran escala, las **cargas** conectadas a las barras representan agregados de pequeñas cargas ó grandes cargas industriales. Aunque es posible hacer un estudio a niveles más detallados y de menor tensión, en el presente capítulo se enfatiza a la escala de transmisión, debido a su importancia política y económica.

Las barras se conectan por **líneas de transmisión**. A gran escala, no se distingue entre las fases de una línea de transmisión AC. Debido a esto, se asume que sucede lo mismo en las tres fases, por lo tanto se pueden condensar en una sola línea, formando el llamado **diagrama unifilar**. Además, una línea entre dos barras puede representar más de un circuito trifásico. Aún así, para este análisis todas las características importantes de los conductores se pueden condensar en una única cantidad, la impedancia de la línea.

Un **transformador** es el enlace entre los generadores del sistema de potencia, las líneas de transmisión y entre líneas de diferentes niveles de tensión. Los transformadores proveen pequeños ajustes en la magnitud de la tensión, generalmente en el rango $\pm 5\%$ a $\pm 10\%$ a través de sus taps, además cambian el ángulo de fase de las tensiones de línea que afectan a

la red eléctrica. Entre sus parámetros podemos encontrar la reactancia de dispersión, la relación de transformación y su capacidad expresada en MVA.

Un **Generador** es una máquina eléctrica con capacidad de inyectar potencia activa y potencia reactiva al sistema de potencia que está conectado. Además de inyectar puede consumir potencia reactiva del sistema. Su importancia en el estudio de flujo de potencia es importante ya que es la fuente de energía del sistema. Entre sus parámetros se incluyen la reactancia subtransitoria, los límites de potencia real y reactiva y sus constantes de tiempo.

En las siguientes secciones se analizarán los distintos parámetros básicos de estos componentes, que normalmente son requeridos por todo software de simulación, para realizar un estudio de flujos de potencia y cortocircuito.

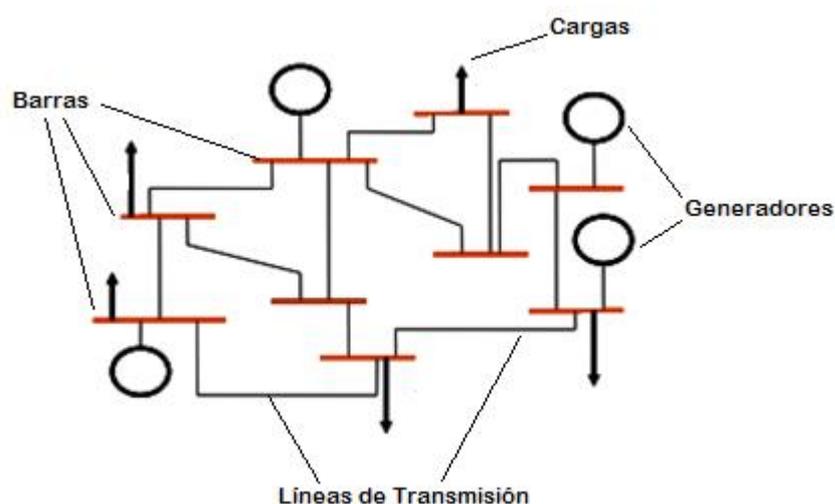


Figura 2.1. Representación de una red por medio de su diagrama unifilar.

2.2. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREAS

Una línea de transmisión en estado estacionario puede ser representada mediante un circuito equivalente de parámetros concentrados (por unidad de distancia), o a través de los parámetros distribuidos (para una distancia de línea específica), mediante cálculos en papel o mediante un software especial que calcule las diferentes matrices de impedancia y admitancia de la línea. Los parámetros distribuidos dependen de las siguientes cantidades[2]:

- **Resistencia serie R:** es la resistividad del conductor debido al trenzado y efecto piel, los cuales por lo general son determinados mediante tablas especificadas por el fabricante.
- **Conductancia en derivación G:** representa las corrientes de fuga entre las fases y tierra, es decir, las pérdidas debido a corrientes de fuga a lo largo de los distintos dispositivos de protección o aislamiento, como por ejemplo las cadenas de aisladores. En la mayoría de las líneas, el efecto es pequeño y usualmente es despreciado.

- **Inductancia serie L:** es el campo magnético que rodea los conductores, depende del flujo parcial en las uniones dentro de la sección transversal del conductor y el flujo externo en las uniones.
- **Capacitancia en derivación C:** se debe al campo eléctrico entre conductores, la diferencia de potencial entre los conductores de una línea de transmisión causa que los conductores se carguen. Cuando se aplican tensiones alternas a los conductores, una corriente de carga fluye debido a la constante carga y descarga de las capacitancias.

2.2.1. Circuito equivalente de líneas de transmisión

Los elementos pasivos, que en este caso son las líneas de transmisión, se representan con el modelo equivalente π de parámetros concentrados, el cual consta de una impedancia en serie entre las dos barras que interconectan la línea y una admitancia en derivación en cada extremo de la línea modelada, como se muestra en la figura 2.2.

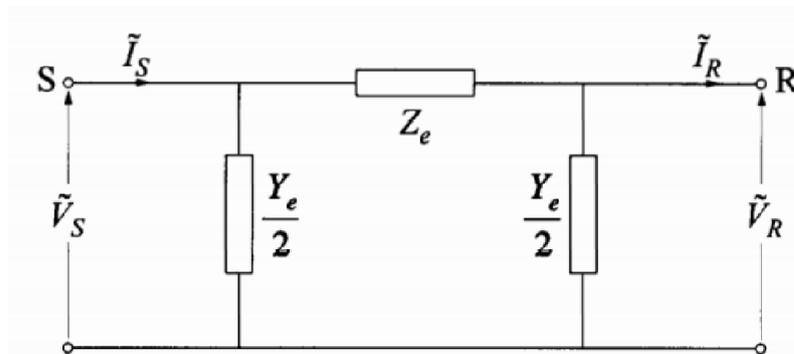


Figura 2.2. Modelo π equivalente de una línea de transmisión [3].

En la mayoría de las herramientas de simulación (por ejemplo en PSS/E) el modelo básico de líneas de transmisión es el modelo π equivalente conectado entre las barras de la red.

La figura 2.2 muestra los parámetros requeridos en las bases de datos que comprende el modelo π equivalente de parámetros concentrados:

- Impedancia serie compleja Z_e , $Z_e=R+jX$.
- Dos ramas de admitancias $Y_e/2$, $Y_e=B_c/G$.

El parámetro conductancia (representado por G en las ramas de admitancia) normalmente se desprecia porque las corrientes de fuga son de muy poca magnitud, debido a la alta resistividad de los conductores y entre conductores y tierra. Además es muy difícil de aproximar porque depende de condiciones ambientales. Es un parámetro utilizado únicamente en estudios muy puntuales, como coordinación de aislamiento [4].

2.3. TRANSFORMADORES

Los transformadores permiten la utilización de diferentes niveles de tensión a través del sistema. Desde el punto de vista de la eficiencia, las tensiones de transmisión deben ser altas, pero no es práctico generar y consumir a estos niveles. En sistemas de potencia modernos, la

potencia transmitida experimenta de cuatro a cinco transformaciones entre los generadores y los consumidores finales. Consecuentemente, la capacidad total en MVA de todos los transformadores en un sistema de potencia, es alrededor de cinco veces la capacidad total en MVA de todos los generadores [5]. Los transformadores pueden cambiar manualmente o automáticamente su razón de transformación a través de los denominados taps. El cambio de relación de los transformadores es muy importante en el momento del análisis de flujo de potencia, por esta razón el modelo matemático incluye el efecto de los taps.

2.3.1. Transformador de dos devanados.

Uno de los parámetros más importantes de un transformador es su reactancia de dispersión, la cual tiene unidades de inductancia. Esta representa los flujos que quedan fuera del núcleo y no eslabonan ambos devanados [2]. Dichas reactancias pueden representarse de la siguiente manera.

La forma más ampliamente utilizada del equivalente en por unidad de un transformador es el de la figura 2.3, el cual se rige por las siguientes relaciones [6]:

$$t = \frac{t_i}{t_j} = \frac{n_1}{n_2} \times \frac{n_{b2}}{n_{b1}} \quad (2.1)$$

$$x_{eq} = |t_j|^2 (x'_i + x'_j) \quad (2.2)$$

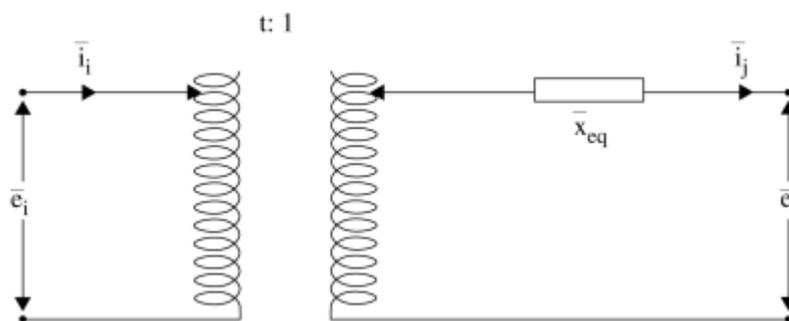


Figura 2.3. Circuito equivalente estándar en por unidad de un transformador [6].

El circuito equivalente de la figura 2.3 es el modelo estándar de secuencia positiva de un transformador, reconocido por la gran mayoría de las bases de datos y por el Formato Común para Intercambio de Casos Resueltos de Flujos de Potencia de la IEEE.

Para un sistema, se deben realizar los siguientes cálculos para normalizar para todo el transformador la reactancia equivalente y la razón nominal de taps. Teniendo los datos de placa de un transformador, lo que por lo general es la base para realizar el estudio, se puede proceder a aplicar la ecuación 2.3, la cual normalizará las impedancias y el tap nominal de dicho transformador para poder aplicar el circuito equivalente de la figura 2.3.

$$x_{eq} = t_j^2 \left(\frac{x \text{ en base propia (\%)}}{100} \right) \left(\frac{V_j \text{ de placa}}{V_j \text{ base}} \right) \left(\frac{MVA \text{ base del sistema}}{MVA \text{ de placa}} \right) \quad (2.3)$$

$$t = \frac{t_i}{t_j} \left(\frac{V_i \text{ de placa}}{V_i \text{ base}} \right) \left(\frac{V_j \text{ base}}{V_j \text{ de placa}} \right) \quad (2.4)$$

En cuanto a las impedancias de secuencia negativa y cero, si no se tienen valores específicos ni mayores detalles, se pueden asumir iguales a la de secuencia positiva.

2.3.2. Transformador de tres devanados.

La figura 2.4 muestra el circuito equivalente de un transformador de tres devanados, en el cual se desprecia el efecto de la reactancia de magnetización. El transformador es representado por tres impedancias conectadas en estrella. El punto común de la estrella es ficticio y no se relaciona con el neutro del sistema.

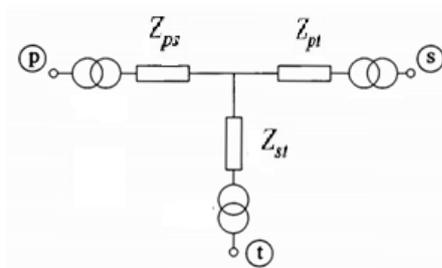


Figura 2.4. Circuito equivalente de un transformador de tres devanados [2].

Donde:

- Z_{ps} Impedancia de dispersión medida en el primario, con el secundario cortocircuitado y el terciario abierto
- Z_{pt} Impedancia de dispersión medida en el primario, con el terciario cortocircuitado y el secundario abierto
- Z_{st} Impedancia de dispersión medida en el secundario, con el terciario cortocircuitado y el primario abierto

Cada una de las tres ramas del transformador de tres devanados pueden tener diferentes capacidades de potencia, pero las impedancias deben estar en la misma base.

2.4. GENERADORES

El modelo del generador que se utiliza para calcular la corriente de cortocircuito se conoce como máquina de dos ejes, el cual emplea un sistema de coordenadas d-q el cual reemplaza los devanados físicos de la armadura por un circuito de eje directo y un eje en cuadratura.

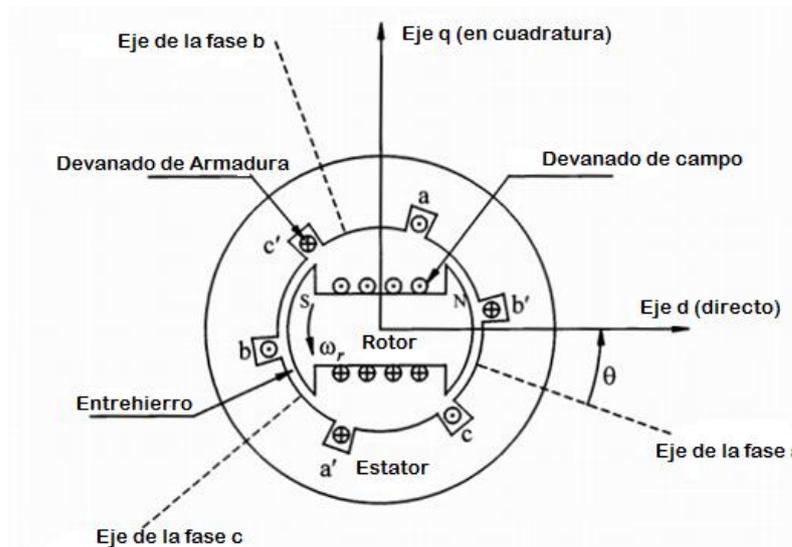


Figura 2.5. Diagrama esquemático de una máquina síncrona trifásica [7].

2.4.1. Reactancias de una máquina síncrona.

Las reactancias se pueden definir como la parte imaginaria de la impedancia en cualquier circuito de potencia. Existen muchas reactancias y constantes de tiempo que contribuyen a la selección del sistema de control y el esquema de protección de cualquier generador [8].

Reactancia de Dispersión (X_L): Es la reactancia base de una máquina síncrona, se utiliza para determinar la corriente de excitación en carga y las variaciones de tensión, así como también, la amplitud máxima de la corriente transitoria de cortocircuito.

Reactancia Síncrona directa y en cuadratura (X_d y X_q): Es la relación entre el flujo rotante y la corriente que lo produce.

Reactancia Transitoria directa y en cuadratura (X_d' y X_q'): Es necesaria debido a que las reactancias síncronas determinan completamente cualquier funcionamiento en régimen permanente y aparecen en todas las expresiones relativas a tal régimen, pero no dicen nada del régimen transitorio, es decir como la máquina varía frente a variaciones imprevistas de carga, tensión o corriente de excitación.

Reactancia Subtransitoria directa y en cuadratura (X_d'' y X_q''): Debido a que la reactancia de cortocircuito no está dada por una expresión simple como la de la reactancia transitoria, se recurre a equivalentes más complejos, que tomen en cuenta los flujos de dispersión, de armadura y de campo.

Reactancia de Secuencia Negativa (X_2): Es la reactancia que sirve para estudiar el desequilibrio de carga o asimetría del sistema de tensiones de la red a la cual la máquina está conectada, ya que durante este período, la máquina se encuentra sujeta también a un sistema de corrientes y tensiones de secuencia negativa o inversa, que producen un flujo que gira respecto al rotor con un deslizamiento igual a 2, es decir, un flujo que ya no es sincrónico con el rotor.

Reactancia de Secuencia Cero (X_0): Es la reactancia que responde al efecto de las corrientes de secuencia cero.

2.4.2. Modelo equivalente de un generador.

El modelo a utilizar para estudios de flujos de potencia y cortocircuito es el de la figura 2.6, en el cual se prioriza la reactancia subtransitoria, asumiendo que su valor es idéntico para el eje en cuadratura y el eje directo. En este modelo se desprecia el efecto de la resistencia de armadura, ya que por lo general es pequeña comparada con la reactancia.

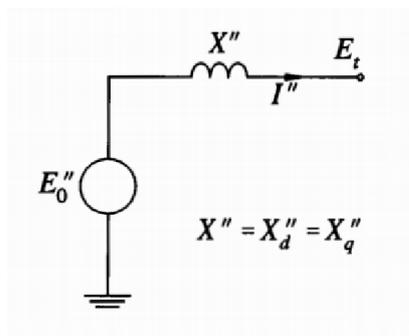


Figura 2.6. Modelo equivalente del generador síncrono [9].

2.4.3. Límites de capacidad de los generadores.

Entre los límites de capacidad de una máquina síncrona se encuentran el límite de corriente del estator, límite de corriente del rotor, entre otros. De estos depende uno de los parámetros más importantes de la máquina síncrona para estudios de flujos de potencia, el límite de potencia reactiva.

Los límites de potencia reactiva se obtienen del gráfico de capacidad de la máquina, también llamado gráfico D, del cual se extraen los límites máximo y mínimo de potencia reactiva en función del factor de potencia y la potencia activa de la máquina.

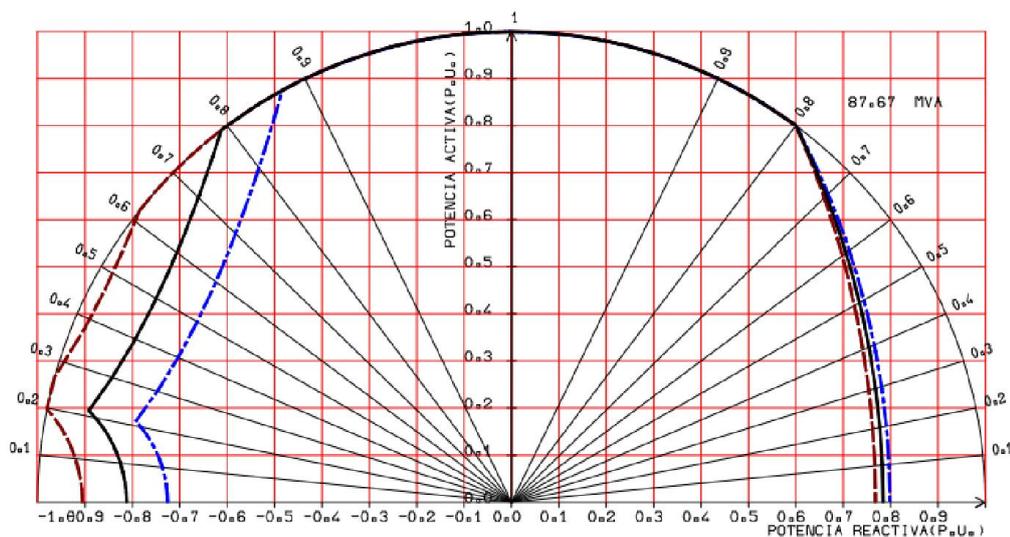


Figura 2.7. Ejemplo de la curva de capacidad de un generador [10].

Para el ejemplo de la figura 2.7, si el factor de potencia al que trabaja la máquina es 0.8, debe encontrarse el punto en el que intercepta la curva de capacidad del generador (la curva en negrita) y luego, desde este punto, trazar una línea recta al eje de las abscisas para encontrar la potencia reactiva, la cual está dada en por unidad con la potencia base de la máquina. La intercepción de esta línea con el eje de las abscisas es la capacidad máxima de potencia reactiva de la máquina, para este ejemplo, sería de aproximadamente 0.6 en por unidad.

2.5. CARGAS

En estudios de flujos de potencia se considera a la carga concentrada en las subestaciones de transmisión. Esta carga está compuesta por toda la diversidad de consumidores que están conectados a los circuitos de distribución, es decir, representa toda la demanda de potencia activa y reactiva de los usuarios del sistema de potencia.

La carga concentrada en la subestación de transmisión debe modelar una serie de comportamientos propios de cada usuario conectado a la red de distribución. Por esta razón para estudios de flujos de potencia de respuesta inercial y estudios de estabilidad se utiliza un modelo de carga que aproxime las principales características de la carga.

El modelo de carga es de mucha importancia cuando se analiza la dinámica del sistema de potencia cuando ocurre una contingencia que cause variaciones de tensión. Por lo general, sus parámetros básicos son la Potencia Real (P) y la Potencia Reactiva (Q) demandada.

2.5.1. Modelado de una carga.

La mayoría del software disponible en el mercado modela las cargas de una forma estática, para dicho modelo, se establecen tres tipos de cargas:

Cargas de potencia constante: para este tipo de modelo, la potencia demandada por la carga se mantiene constante independientemente del valor de la tensión de la barra en la que está conectada. Por lo general representa motores eléctricos, suministros reguladores de potencia, entre otros. Es decir, básicamente si la tensión cae, estos dispositivos se recuperan de esa pérdida drenando más corriente. Es el modelo más utilizado por ser el más sencillo y representativo.

Cargas de corriente constante: para este modelo, la potencia demandada varía linealmente con respecto a la tensión (en por unidad). Representa unidades de soldadura, fundición y galvanoplastia. Por lo general este modelo es poco utilizado.

Cargas de impedancia constante: en este modelo, la potencia demandada es proporcional a la tensión al cuadrado (en por unidad). Representa luminaria incandescente, calentadores resistivos, estufas y hornos.

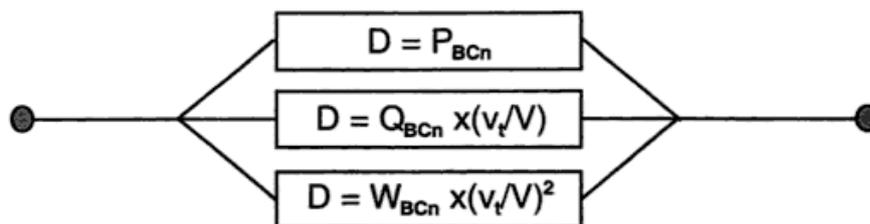


Figura 2.8. Los tres tipos de carga a modelar, Potencia, Corriente e Impedancia constante, cuya demanda se representa por las letras P, Q y W respectivamente [11].

Por lo general, las cargas se diseñan como una mezcla por defecto de Potencia e Impedancia constante. En ausencia de datos medibles, la regla general recomendada es usar una proporción de 60/40 de potencia/impedancia constante para picos de carga en verano y 40/60 para invierno. Las mezclas con corriente constante son muy pocas en un sistema de potencia, sin embargo, son utilizadas debido a que representan el comportamiento agregado de una mezcla de potencia e impedancia constante, tal y como se puede observar en la figura 2.9, en la cual se ejemplifica el comportamiento de las cargas para 1kW de demanda de potencia activa.

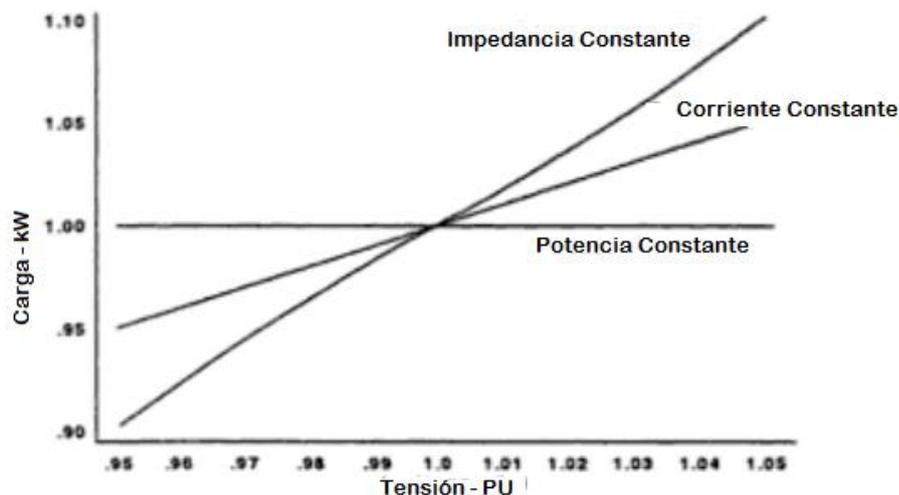


Figura 2.9. Demanda de potencia creada por “un kilowatt” de cada uno de los tres tipos de cargas, como una función de la tensión de la barra a la que están conectadas [11].

2.6. ELEMENTOS EN DERIVACIÓN (BANCOS DE CAPACITORES)

Los elementos en derivación son utilizados para estabilizar la tensión en las barras del sistema, los más comunes son los bancos de capacitores. Dichos bancos pueden ser fijos o conmutables.

Si la tensión en la subestación se fija a la tensión nominal, los consumidores al final del alimentador experimentan una tensión muy baja durante los picos de demanda. Si la tensión se fija de manera que los consumidores al final del alimentador experimentan la tensión nominal durante grandes demandas, los consumidores cerca de la subestación experimentan

una tensión demasiado alta, además la tensión es demasiado alta para los consumidores en demanda baja.

Por lo tanto, la tensión se debe fijar de tal manera que tenga un nivel aceptable para todos los consumidores independientemente de la demanda, además la caída de tensión en las líneas debe ser aceptablemente baja durante todas las condiciones de demanda. Sin embargo, estos compromisos no siempre son posibles para todas las condiciones de demanda, por ello otros medios de regulación de tensión son ideados para esas condiciones.

Debido a que la mayoría de las cargas están en atraso y la reactancia de las líneas es mucho más grande que la resistencia, elementos de compensación automática a través de la línea pueden incrementar la tensión al reducir los VARS inductivos drenados.

En general, los bancos de capacitores se instalan cerca de puntos de carga. Si sólo se instalan capacitores del tipo fijo, las distribuidoras pueden experimentar un excesivo factor de potencia en atraso y la tensión aumenta en ese alimentador. Por ello, algunos de estos bancos de capacitores se instalan como conmutables para que puedan salir de línea durante condiciones de baja demanda [12]. Debido a esto, los capacitores fijos se dimensionan para baja demanda y conexión permanente. Los capacitores conmutables pueden ser conmutados como un bloque o en varios pasos consecutivos a medida la carga reactiva se incrementa de un nivel de baja demanda a un nivel de demanda alta, dimensionados como corresponde a ello.

En general, el parámetro básico que se requiere de un banco de capacitores es su potencia en MVAR.

2.7. ESTUDIOS DE FLUJOS DE POTENCIA

Los estudios de flujo de potencia son de gran importancia en la planeación y diseño de la expansión futura de los sistemas, así como también en la determinación de las mejores condiciones de operación de los sistemas existentes. La información principal que se obtiene de un estudio de flujo de potencia es la magnitud y ángulo de fase de la tensión de cada barra y las potencias real y reactiva que fluyen en cada línea [3].

2.7.1. El problema de Flujos de Potencia

La simulación más común para un sistema de potencia es el cálculo de flujos de potencia, descrito por la siguiente pregunta:

“Teniendo la potencia consumida por las cargas en todos las barras del sistema y la generación de potencia producida por cada planta, ¿Cuál es el flujo de potencia en cada línea y transformador en el sistema de interconexión?” [13]

Las respuestas calculadas para esta pregunta son las bases con las cuales un sistema de potencia es ingeniado para servir su carga. El SEP debe operar sin sobrecargas en las líneas de transmisión o en los transformadores, permanecer bajo unos límites de tensión

aceptables en todas las barras y mantener la potencia reactiva de los generadores bajo límites aceptables.

El estudio de flujo de potencia es utilizado ampliamente en la industria eléctrica para diferentes aplicaciones, que van desde estudios de planeación hasta operación de los sistemas. El principal objetivo del flujo de potencia es optimizar las condiciones de operación en estado estacionario de un sistema eléctrico de potencia.

Las variables que pueden ser ajustadas con el fin de encontrar la solución adecuada para el estudio y análisis de flujo de potencia son las siguientes:

- La potencia activa asignada a las unidades de generación.
- La potencia reactiva asignada a las unidades de generación.
- Magnitud de tensión de los nodos de generación (tensiones programadas).
- Posición del tap de los transformadores.
- Potencia reactiva de los capacitores.

Todas estas variables, fueron especificadas en los modelos descritos en las secciones anteriores.

2.7.2. Cálculos de Flujo de Potencia.

El problema de flujos de potencia pertenece a la operación balanceada en estado estable del sistema de potencia. Debido a esto, en los cálculos para flujos de potencia basta con ingresar el modelo de secuencia positiva de los componentes del sistema [14].

Los datos básicos que se deben conocer para los cálculos de flujos de potencia son los siguientes:

- Impedancias de las líneas de transmisión y las admitancias de carga.
- Impedancias de los transformadores y su respectiva relación de cambio de taps.
- Admitancias de los dispositivos conectados en derivación como capacitores estáticos y reactores.
- Consumo de potencia de las cargas en cada barra del sistema.
- Potencia real de salida de cada generador o planta generadora.
- Magnitud de tensión en cada barra generadora o potencia reactiva de salida de cada planta generadora.
- Máxima y mínima capacidad de potencia reactiva de cada planta generadora.

Las cantidades a ser determinadas son las siguientes:

- La magnitud de las tensiones en cada barra en donde no se especificó en los datos de entrada.
- La fase de la tensión en cada barra, con excepción de las barras oscilantes.
- La potencia real, reactiva y flujo de corriente en cada línea de transmisión y transformador.

El cálculo de flujos de potencia es un problema de solución de la red. La red de líneas de transmisión y transformadores es descrita por la siguiente ecuación lineal algebraica [14]:

$$I_n = Y_{nn}V_n \quad (2.29)$$

Donde:

I_n Vector de secuencia positiva de las corrientes que fluyen en los nodos de la red (barras)

V_n Vector de secuencia positiva de las tensiones en los nodos de la red (barras).

Y_{nn} Matriz de admitancias de la red.

Si I_n o V_n se conocen, el cálculo del flujo de potencia es sencillo. En la práctica, I_n y V_n se desconocen y la tarea del programa de flujo de potencia es idear sucesivos intentos de I_n y V_n hasta que ambas se satisfagan entre si y a todas las condiciones de las cargas y generadores especificadas en los datos del problema. Una vez V_n haya sido determinado, todos los flujos individuales en las líneas de transmisión y transformadores pueden obtenerse directamente desde sus ecuaciones individuales.

2.7.3. Preparación de la red para el análisis de flujos de potencia.

Luego, para analizar el problema de flujo de potencia se deben tener en cuenta los tipos de las barras que lo conforman, para empezar a calcular y resolver el caso. Ya que el análisis para las distintas barras del sistema determinara el punto de partida para el cálculo, estableciendo las variables conocidas del sistema y las que hay que calcular, tal y como se resume en la tabla 2.1 [3].

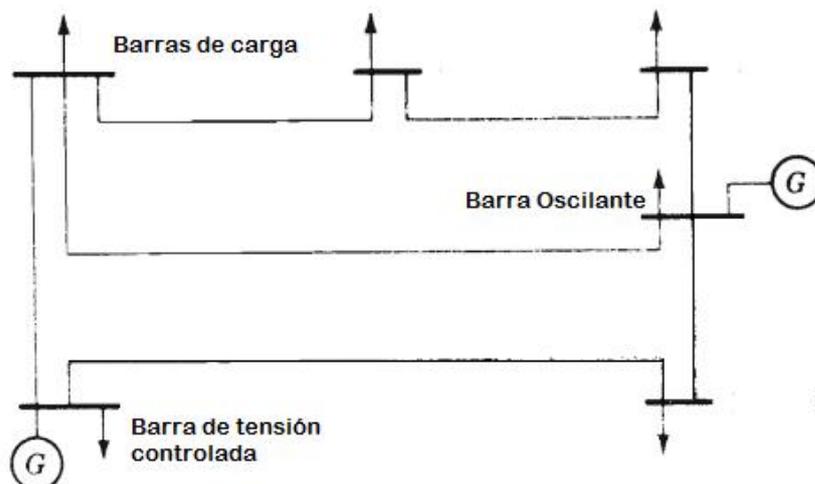


Figura 2.10. Diferentes tipos de barras que componen un sistema de potencia[15].

- I. **Barra de carga (PQ):** las barras que no tienen generación son llamadas barras de carga, en ellas la potencia reactiva y real de generación son cero. Las potencias real y reactiva demandadas por la carga con frecuencia se conocen. Es frecuente que una

barra de carga se le llame barra P-Q y las dos cantidades desconocidas que van a ser determinadas para la barra son el ángulo δ de fase y la magnitud de la tensión $|V|$

- II. **Barra de tensión controlada (PV):** cualquier barra del sistema en la que se mantiene constante la magnitud de la tensión se llama barra de tensión controlada. En las barras en las que hay un generador conectado se puede controlar la generación por medio de ajustes de la fuente de energía mecánica y la magnitud de la tensión puede ser controlada al ajustar la excitación del generador. Por lo tanto, en una barra de generación se puede especificar la potencia real con su respectiva tensión programada, la potencia reactiva del generador y el ángulo δ son las cantidades desconocidas y que se deben de determinar. A una barra de tensión controlada también se le llama barra PV. Ciertas barras sin generación pueden tener la capacidad de controlar la tensión, a tales barras se les llama también barras PV y la potencia real que generan es simplemente cero.
- III. **Barra Oscilante (Slack Bus):** esta es la barra de referencia del sistema, el ángulo de la tensión en la barra oscilante sirve como referencia para los ángulos de todas las demás tensiones en las barras restantes. El ángulo particular que se asigne a la tensión de la barra oscilante no es de importancia porque las diferencias tensión-ángulo determinan los valores calculados de la potencia real y reactiva. Por lo general se seleccionan los valores de 1.0 pu y 0° para la magnitud de la tensión y su fase. Es obligación que esta barra cuente con un generador de gran capacidad que actúe como una fuente infinita, ya que esta barra suplirá todas las pérdidas del sistema.

TABLA 2.2
DESCRIPCIÓN DE LAS BARRAS QUE COMPONEN UN SISTEMA DE POTENCIA

Tipos de barra	Variables Conocidas	Variables Desconocidas
Carga	P,Q	V, θ
Generación	P,V	Q, θ
Oscilante	V, θ	P,Q

2.8. CURVAS PV Y VQ

Las formas más lentas de estabilidad de voltaje son con frecuencia analizadas como problemas de estado estable; para este tipo de análisis, las simulaciones de flujos de potencia son el método primario de estudio. Con esta herramienta, son simulados puntos específicos de tiempo o fotografías del sistema, posteriores a una salida de línea o durante crecimientos de la carga. Además de esos flujos de potencia ante condiciones de postdisturbio, son también ampliamente utilizados otros dos métodos basados en los cálculos de flujos de potencia: a) las curvas P-V y, b) las curvas V-Q. Estos dos métodos determinan los límites de cargabilidad en estado estable los cuales a su vez, están

íntimamente relacionados con la estabilidad de tensión. Los programas convencionales de flujos de potencia pueden ser utilizados para la generación de las curvas mencionadas [16].

Los análisis PV / QV no ofrecen soluciones a un problema específico, pero funcionan como herramientas que, pueden ser dirigidas por el usuario para realizar el análisis en la solución de problemas asociados con la estabilidad en estado estacionario de tensión de los sistemas.

El objetivo de las curvas PV y VQ es determinar la capacidad de un sistema de potencia para mantener la estabilidad de la tensión en todas las barras del sistema, operando bajo el estado de condiciones de equilibrio normal y anormal. Dichas graficas son útiles, por ejemplo:

- Para mostrar el punto de colapso de tensión de las barras de la red del sistema de potencia.
- Estudiar la máxima transferencia de potencia entre barras justo antes de llegar al punto de colapso de tensión.
- Para dimensionar los dispositivos de compensación de potencia reactiva, que se requieren en las barras pertinentes, para evitar niveles de tensión por debajo del mínimo deseable bajo el efecto de una situación de desequilibrio.
- Para estudiar la influencia de generadores, cargas y dispositivos de compensación de potencia reactiva en la red.

Las curvas PV y VQ se obtienen a través de una serie de soluciones de flujo de potencia. La curva PV es una representación del cambio de tensión como resultado de una mayor transferencia de potencia entre dos sistemas, y la curva QV es una representación de la demanda de potencia reactiva por una barra o varias barras como cambios en los niveles de tensión.

2.8.1. Descripción de las Curvas P-V

Las curvas P-V son muy útiles para un análisis conceptual de la estabilidad de tensión y para el estudio de sistemas radiales. Este método es también utilizado para grandes redes malladas donde P es la carga total en un área y V es la tensión en una barra crítica o representativa. P puede ser también la potencia de transferencia a través de una línea de enlace o de interconexión. En estas curvas es posible graficar la tensión en varias barras [16].

Una desventaja en este tipo de curvas es que la simulación de flujos de potencia va a divergir en el punto cercano a la nariz o máximo punto de potencia sobre la curva.

Para el modelo elemental compuesto ahora por una fuente de voltaje y una carga puramente reactiva, la figura 2.11 muestra la familia de curvas P-V normalizadas para diferentes factores de potencia. En los factores de potencia con más adelanto, la potencia máxima es más alta (los factores de potencia en adelanto son obtenidos mediante la compensación en derivación). La tensión crítica en estos casos es también más alta lo cual, es un aspecto muy importante de la estabilidad de tensión.

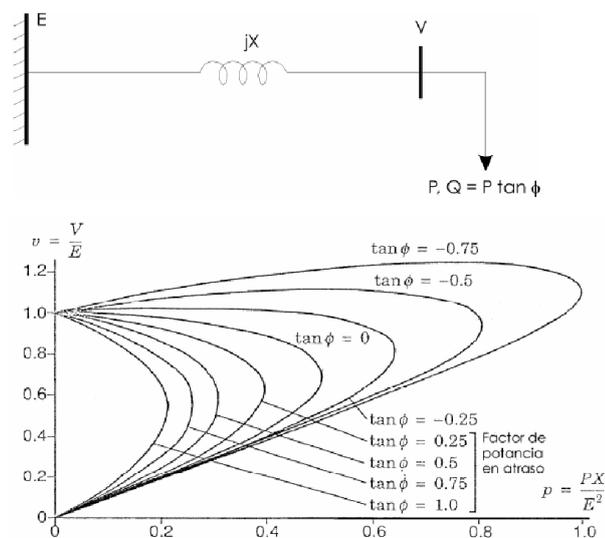


Figura 2.11. Curvas P-V normalizadas para una fuente infinita y reactancia de la red [17].

2.8.2. Descripción de las Curvas V-Q

Para grandes sistemas eléctricos de potencia, este tipo de curvas son obtenidas mediante una serie de simulaciones de flujos de potencia. Las curvas V-Q grafican en una barra crítica o de prueba, la tensión contra la potencia reactiva en la misma barra. La inyección de potencia reactiva es representada por medio de un condensador síncrono ubicado en la barra de prueba. Los cálculos de flujos de potencia son efectuados para una serie de magnitudes de tensión asignados al condensador síncrono y, de esta forma, la potencia reactiva entregada por el condensador es graficada contra las tensiones asignadas [16].

En estas curvas, la tensión es la variable independiente y es la variable que se ubica en el eje de las abscisas. La potencia reactiva es graficada en la dirección positiva del eje vertical. Sin la aplicación de compensación reactiva en derivación en la barra de prueba, el punto de operación se encuentra en el valor cero del eje vertical (cero reactivos) lo cual, corresponde a remover o eliminar el condensador síncrono ficticio.

Con frecuencia, estas curvas son conocidas como curvas Q-V sin embargo, es importante apuntar que al emplear la terminología V-Q se hace énfasis en que la variable independiente es la tensión. (Las curvas Q-V son producidas asignándole una serie de valores a la potencia reactiva de la carga en lugar de hacerlo a la tensión).

Entre las ventajas que presentan las curvas V-Q se pueden mencionar las siguientes:

- La seguridad de tensión está íntimamente relacionada a la potencia reactiva y, por medio de las curvas V-Q se obtiene el margen de potencia reactiva en la barra de prueba. En este caso, el margen de potencia reactiva es la distancia en MVAR desde el punto de operación hasta el fondo (rodilla) de la curva o bien, hasta un punto donde la característica de tensión al cuadrado de un capacitor aplicado, es tangente a la curva V-Q (ver figura 2.12b).

- Cuando la barra de prueba es seleccionada basándose en un criterio acertado, esta barra puede ser representativa de todas las barras que se encuentran dentro de un área de control de tensión (un área donde las magnitudes de tensión son coherentes).
- Pueden ser graficadas directamente sobre la curva V-Q, las características de compensación reactiva en derivación instalada en la barra de prueba (bancos de capacitores, compensadores estáticos de VARs, o condensadores síncronos). El punto de operación en este caso, es la intersección de la característica V-Q del sistema y la característica de la compensación reactiva (ver figura 2.12b). Este aspecto es muy útil ya que la compensación reactiva es con frecuencia, una buena solución a los problemas de estabilidad de tensión.
- Para un análisis más completo, la potencia reactiva de los generadores puede ser graficada sobre la misma curva. Cuando los generados más cercanos alcanzan sus límites de VARs, la inclinación de la curva V-Q tiende a ser menos pronunciada y el fondo de la curva está más próximo.

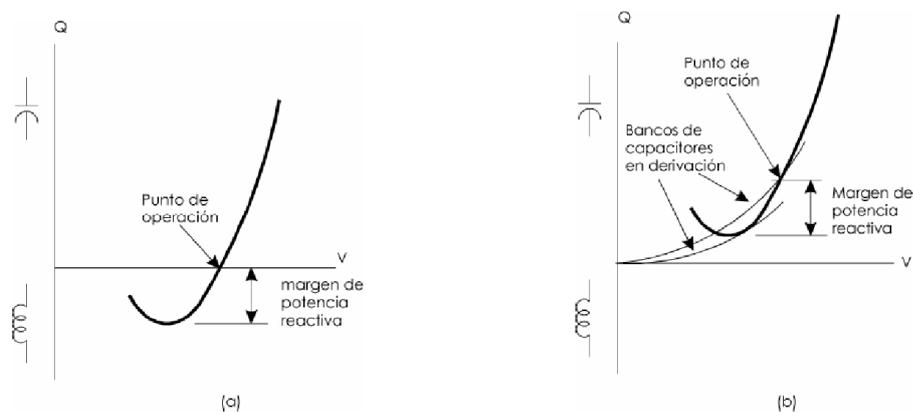


Figura 2.12. Márgenes de potencia reactiva [16].

2.9. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS [18]

Se define una contingencia como el evento que ocurre cuando un elemento de la red es retirado o sale de servicio por causas imprevistas o programadas. Cada vez que se presenta la salida de un elemento en el sistema, las corrientes en las líneas se redistribuyen a través de la red y las tensiones de las barras cambian.

2.9.1. Contingencias simples y múltiples [18]

En el análisis de sistemas eléctricos de potencia existen ciertos tipos de contingencias, los cuales se dividen en simples y múltiples ya que son muy diferentes uno del otro. Para las contingencias simples N-1 sólo se debe retirar un elemento a la vez sea una línea de transmisión o un transformador y se observa si el sistema tuvo alguna novedad al retirar dicho elemento.

En las contingencias múltiples N-2 pueden ser retirados dos o más elementos del sistema a la vez ya que pueden traer o no consecuencias de operación para la red; como puede que el

sistema siga operando normalmente como también se puede ocasionar una violación en los límites de tensión en los nodos y también sobrecargar los demás elementos con la salida simultánea de estos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Vonmeier, A., “Power Flow Analysis” en *Electric Power Systems a Conceptual Introduction*, IEEE Press Wiley Publication, Hoboken New Jersey, 2006.
- [2] Glover, J., Sarma, M., “Parámetros de Líneas de Transmisión” en *Análisis y Diseño de Sistemas de Potencia*, 3ra Edición, Ciencia e Ingeniería traducido en México.
- [3] Kundur, P., “AC Transmission” en *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill Publishing Company, New York, 1994.
- [4] Elgerd, O., “The High Energy Transmission Line” en *Electric Energy Systems Theory: An Introduction*, McGraw-Hill Publishing Company, TMH Edition, New York, 1971.
- [5] Degeneff, B. Chen, W., “Power Transformers” en *The Electrical Engineering Handbook*, Elsevier Academic Press, San Diego California, 2004.
- [6] Siemens Power Technologies International, “Transformers in the positive sequence” en *PSS/E 33.5 Program Application Guide V1*, Siemens Industries Inc., New York, Octubre 2013.
- [7] Kundur, P., “Synchronous Machine Theory and Modeling” en *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill Publishing Company, New York, 1994.
- [8] Khanum, S., Ratnakar, K., Ramesh, K., Ravi, R., “Reactances” en *Evaluation of reactances and time constants of synchronous generator*, International Journal of Research in Engineering and Technology, Karnataka, India, 2014.
- [9] Kundur, P., “Synchronous Machine Parameters” en *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill Publishing Company, New York, 1994.
- [10] Sancho, R., “Construcción de la base de datos para el módulo de flujos de carga del PSS/E” en *Curso: Uso del Software PSS/E*, Escuela de Ingeniería Eléctrica E.I.E de la Universidad de Costa Rica U.C.R., Enero de 2012.
- [11] Willis, H., “Consumer demand and electric load” en *Power Distribution Planning Reference Book*, Second Edition, CRC Press, 2004.
- [12] Gönen, T. Chen, W., “Power Distribution” en *The Electrical Engineering Handbook*, Elsevier Academic Press, San Diego California, 2004.
- [13] Siemens Power Technologies International, “Power Flow Data Entry, Modification and Display Activities” en *PSS/E 33.5 Program Automation Manual*, Siemens Industries Inc., New York, Octubre 2013.
- [14] Elgerd, O., “The Energy System in Steady State –System Modeling and Load Flow Analysis” en *Electric Energy Systems Theory: An Introduction*, McGraw-Hill Publishing Company, TMH Edition, New York, 1971.

- [15] Stagg, G., El-Abiad, A., "Load Flow Studies", en *Computer Methods in Power System Analysis*, McGraw-Hill Publishing Company, 1968.
- [16] Carson, T., "What is Voltage Stability" en *Power System Voltage Stability*, McGraw-Hill Publishing Company, New York, 1994.
- [17] Kundur, P., "Introduction to the Power System Stability Problem" en *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill Publishing Company, New York, 1994.
- [18] Stevenson, W., Grainger, J., "Métodos de Zbarra en el análisis de contingencias" en *Análisis de Sistemas de Potencia*, McGraw-Hill Publishing Company, EE. UU., Traducido en México por McGraw-Hill/Interamericana.

CAPITULO III. FUNDAMENTOS DE PSS/E

INTRODUCCIÓN

La función primaria de todo sistema de potencia es suplir la potencia real y reactiva demandada por las diferentes cargas conectadas al sistema. Simultáneamente, la frecuencia y las diferentes tensiones en las barras deben mantenerse bajo ciertos niveles de tolerancia específicos. De ahí la necesidad de utilizar una herramienta digital capaz de verificar todas estas funciones constantemente.

Después de analizar los modelos que se utilizan para simular un sistema de potencia, se procede a introducir la herramienta de simulación, para este caso PSS/E, y la forma en cómo dichos modelos deben ser ingresados en sus bases de datos.

3.1. POWER SYSTEM SIMULATION FOR ENGINEERING (PSS/E) [1]

La plataforma de simulación PSS/E de Siemens es una herramienta de software muy importante utilizada por los participantes de transmisión eléctrica en todo el mundo. Los análisis probabilísticos y las capacidades avanzadas de modelado dinámico que incluye este simulador proporcionan a los ingenieros de planificación y operaciones de transmisión una amplia gama de metodologías para su uso en el diseño y operación de redes confiables.

3.1.1. Actividades.

PSS/E es un programa integrado, interactivo, para simular, analizar y optimizar el rendimiento de los sistemas eléctricos de potencia, proporcionando al usuario los métodos más avanzados y probados en muchas áreas técnicas, esta herramienta posee las siguientes dos grandes áreas de simulación, las cuales son análisis en estado estable y análisis de estabilidad dinámica.

Análisis en estado estable: la cual comprende las siguientes actividades [1]:

- Flujos de potencia
- Flujos óptimos
- Análisis de cortocircuito trifásico y monofásico
- Obtención de equivalentes

Análisis de estabilidad dinámica y de largo término: la cual comprende las siguientes actividades [1]:

- Comportamiento de variables eléctricas y mecánicas
- Modelos del generador y de sus controles
- Comportamiento de relevadores de protección

- Arranque de motores

Con ese conglomerado de análisis, los principales estudios o investigaciones que pueden realizarse en un sistema como el de El Salvador, pueden listarse los siguientes:

- Sobrecargas de líneas y transformadores.
- Expansión de la generación.
- Instalación de elementos de compensación en derivación.
- Planeación de métodos de defensa ante contingencias.
- Establecimiento de los límites de transmisión.
- Evolución de las corrientes de cortocircuito.
- Impacto de las energías alternativas, entre otros.

3.1.2. Tipos de archivos.

PSS/E maneja una serie de archivos para todas las actividades descritas anteriormente, para el análisis de flujos de potencia algunos de los archivos principales son los siguientes [2]:

- SAV: es el caso grabado en formato binario de la base de datos de flujos de potencia.
- RAW: es un archivo que se guarda con los resultados y parámetros de la simulación de flujos de potencia, puede ser abierto y editado desde cualquier editor de texto (estos archivos están disponibles en la página web de la Unidad de Transacciones).
- SEQ: es el archivo donde se almacena la red de secuencia cero para el análisis de cortocircuito.
- SLD: archivo binario que almacena la información del diagrama unifilar.
- DRW: archivo de diagramas en línea en formato PSS/E.

3.2. GENERALIDADES

Una vez que descrita la estructura del programa, se detallara como se crea la base de datos que se requiere para realizar la simulación de flujos de potencia y cálculo de cortocircuitos, especificando para cada componente los datos necesarios a ser introducidos en cada archivo.

3.2.1. Categorías de datos en el estudio de flujos de potencia [3].

La representación de redes de potencia en PSS/E comprende 16 categorías de datos de la red y de los diferentes equipos, cada uno de estos requiere un tipo particular de datos. Las categorías de datos y el orden en el que deben ser ingresados se muestra en la siguiente figura 3.1.

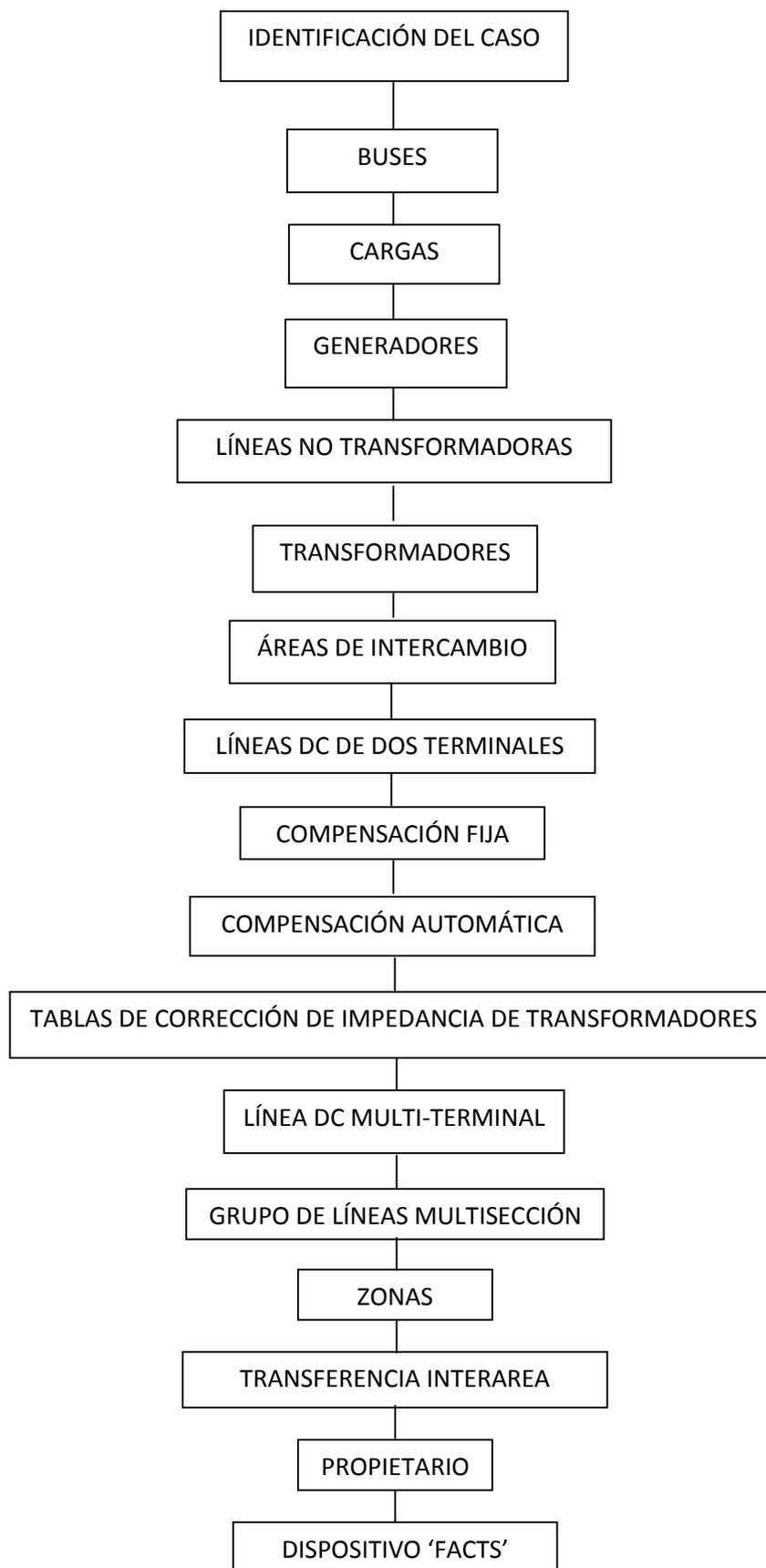


Figura 3.1. Categoría de datos para flujos de potencia en PSS/E [3].

3.2.2. Categorías de datos en análisis de cortocircuito [4].

Al igual que para flujos de potencia, el análisis de cortocircuito comprende diferentes categorías de datos, tal y como se muestra en la figura 3.2.



Figura 3.2. Categorías de datos para análisis de cortocircuitos en PSS/E [4].

3.3. MODELADO DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA DE POTENCIA EN PSS/E

En la siguiente sección hay información sobre cómo declarar los diferentes componentes del sistema (generadores, líneas, transformadores, elementos en derivación) para la resolución de flujos de potencia y cortocircuito, describiendo los datos tal y como se observan al llenarlos directamente desde el diagrama.

La obtención de los parámetros se estudió en el capítulo II, por lo que en esta sección sólo se indicará el lugar donde deben colocarse dichos parámetros más una breve interpretación adicional hecha por el programa. Se debe recordar que los parámetros deben estar ya en las bases del sistema, las cuales son:

$$MVA_{BASE} = 100MVA$$

$$KV_{BASE} = \text{Tensión Nomial de la barra a la que se conecta el elemento}$$

A partir de estas dos bases, el programa calcula el resto. En caso que no sea necesario hacer cálculos de cortocircuito, no es necesario incluir los datos que aparecen en las pestañas “Short-circuit”.

3.3.1. Barras.

Las casillas que son requerimientos básicos para realizar el estudio son el nombre y número de la barra, el código (tipo de barra) y la de kV base. La casilla de la tensión en pu y el ángulo se dejen en 1.0 y 0 respectivamente si no se tienen valores previos calculados, pues la resolución de flujos de potencia determinara estos valores.

Figura 3.3. Cuadro de diálogo Barras [1].

TABLA 3.1
PARÁMETROS Y DATOS DE LAS BARRAS

Nombre	Descripción	Unidades
Bus Number	Número de la barra (de 1 a 999999)	-
Bus Name	Nombre de la barra (12 caracteres)	-
Type code	Código de identificación de barras*	-
Base kV	Tensión base en la barra	kV
Voltage	Tensión de la barra	pu
Angle	Ángulo de la barra	º
Limit Data	Límites de tensión nominales y en emergencia	pu
Grouping Data	Área, zona y propietario	-

* El código de identificación de las barras corresponde con el tipo de barra para estudio de flujos de potencia, analizado en la sección 2.7.3. En esta casilla, se pueden seleccionar números del 1 al 4, lo que corresponde a los siguientes tipos:

- 1- Non-Generator Bus: si se selecciona esta opción, se declarara a dicha barra como una barra de carga.
- 2- Generator Bus: con este código se declaran las barras de generación.

- 3- Swing Bus: código utilizado para la barra oscilante del sistema.
- 4- Disconnected: para una barra aislada.

3.3.2. Compensación en derivación fija.

Estos elementos se tratan de bancos de capacitores fijos, es decir, siempre serán tomados en el cálculo de flujos de potencia, aún si no son necesarios. En el país no hay ninguno de estos elementos en la red de transmisión, por lo que su estudio será reducido.

Figura 3.4. Compensación fija [1].

TABLA 3.2
PARÁMETROS Y DATOS DE COMPENSACIÓN FIJA

Nombre	Descripción	Unidades
Bus Number	Número de la barra a la que se conecta	-
Bus Name	Nombre de la barra a la que se conecta	-
Fixed Shunt ID	Identificador previendo que exista más de uno de estos elementos	-
G-Shunt	Potencia Activa (positiva = inyección, negativa = absorción)	MW
B-Shunt	Potencia Reactiva	Mvar
GZero	Conductancia de secuencia cero (cortocircuito)	MW
BZero	Susceptancia de secuencia cero	Mvar

3.3.3. Derivación Switchable (bancos de capacitores).

Los elementos en derivación switchables (compensación automática) consisten en un subsistema de hasta 8 bloques de equipo reactivo, con cada bloque dividido hasta en 9 pasos. Dichos subsistemas pueden incluir reactores y bancos de capacitores mientras se incluyan en bloques separados, ya que por lo general los reactores se modelan en los primeros bloques. La forma en que PSS/E interpreta estos elementos se muestra en la figura 3.5.

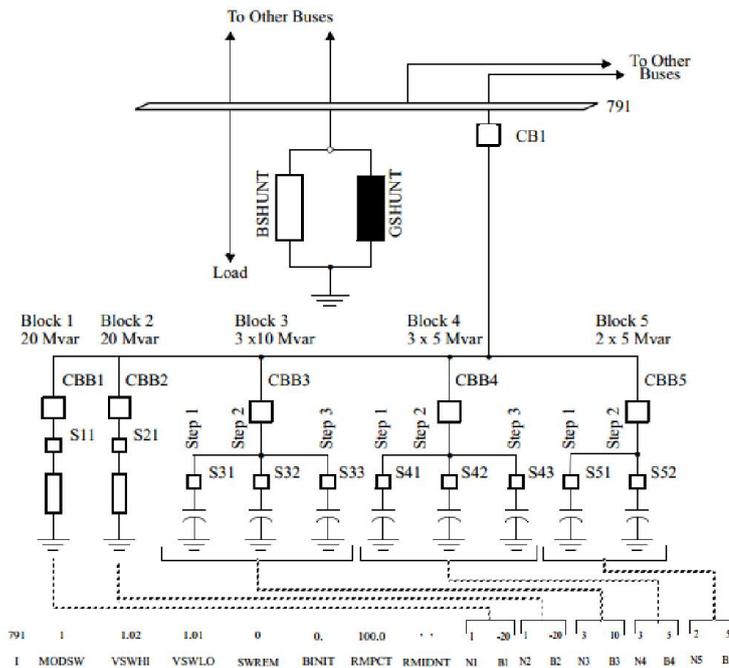


Figura 3.5. Elementos de compensación automática para el control de la tensión [3].

La posición inicial para el algoritmo de flujos de potencia la determina el parámetro BINIT, declarando la capacidad del elemento como bloque y no como capacidad, ya que si no se hace esto, en la primera corrida de flujos el elemento queda en línea.

Power Flow		Short Circuit	
Basic Data			
Bus Number	22301	Bus Name	SOYA-23 23,000
Remote Bus	0	Remote Bus Name	
<input checked="" type="checkbox"/> In Service		Control Mode	1 - Discrete, cntr voltage
VSC Name	None	Adjustment Method	1 - Nearest combination
Switched Shunt Data			
Vhi (pu)	1.0250	Vlo (pu)	0.9500
Contributed Vars (%)	100,00	Binit (Mvar)	0,00
Block 1 Steps	1	Block 1 Bstep (Mvar)	21,60
Block 2 Steps	2	Block 2 Bstep (Mvar)	10,80
Block 3 Steps	2	Block 3 Bstep (Mvar)	5,40
Block 4 Steps	0	Block 4 Bstep (Mvar)	0,00
Block 5 Steps	0	Block 5 Bstep (Mvar)	0,00

Figura 3.6. Compensación automática [1].

TABLA 3.3
PARÁMETROS Y DATOS DE COMPENSACIÓN AUTOMÁTICA

Nombre	Descripción	Unidades
Bus Number	Número de la barra a la que se conecta	-
Bus Name	Nombre de la barra a la que se conecta	-
Control Mode	Modo de control*	-
Remote Bus	Barra de tensión controlada remota	
Adjustement Method	Método de ajuste**	-
Vhi, Vlo	Rango de tensión deseada en la barra controlada	Pu
Binit	Admitancia en derivación inicial	Mvar
Block N Steps	Pasos de control de potencia reactiva	-
Nlock N Bstep	Potencia reactiva de cada bloque	Mvar
GZero, BZero	Conductancia y susceptancia de secuencia cero***	Mvar

*El modo de control incluye las siguientes opciones:

- 0. Locked: deja al elemento en línea permanentemente (fijo).
- 1. Discrete, cntr voltaje: para el switcheo automático.
- 2. Continuous, cntrl voltaje: para ajustar la potencia reactiva continuamente dentro del rango completo cubierto por las unidades switcheables.
- 3. Discrete, cntrl plant Mvar: para switcheo automático, controlando la potencia reactiva de salida de una planta localizada en la barra remota.
- 4. Discrete, cntrl VSC conv Mvar: para switcheo automático, controlando la potencia reactiva de salida del convertidor de una línea DC en la barra remota.
- 5. Discrete, cntrl remote sws Mvar: para switcheo automático, controlando la admitancia de la compensación automática en la barra remota.

** Método de ajuste secuencial (según orden de los bloques) o combinación más cercana.

*** Se deben ingresar datos de secuencia por bloque de compensación. Debe existir coherencia entre la cantidad de bloques utilizados en los datos de secuencia positiva y cero.

3.3.4. Cargas.

Las cargas representan la demanda de potencia activa y reactiva en la red, las cuales pueden ser potencia, corriente o admitancia constante como se describió en el capítulo 2.

Figura 3.7. Cuadro de diálogo cargas, flujos de potencia y cortocircuito [1].

TABLA 3.4
PARÁMETROS Y DATOS DE CARGAS, FLUJOS DE POTENCIA

Nombre	Descripción	Unidades
Bus Number	Número de la barra a la que se conecta	-
Bus Name	Nombre de la barra a la que se conecta	-
Load ID	Identificación para múltiples cargas	-
Pload	Potencia activa, carga potencia constante*	MW
Qload	Potencia reactiva, carga potencia constante *	MVar
IPload	Potencia activa, carga corriente constante*	MW
IQload	Potencia reactiva, carga corriente constante*	Mvar
YPload	Potencia activa, carga admitancia constante*	MW
YQload	Potencia reactiva, carga admitancia constante*	Mvar
Area, Owner, Zone	Área, propietario, zona	-

* Aunque estos parámetros son constantes dependiendo de la configuración, a tensiones demasiado bajas estos valores no son sostenibles. Por esa razón PSS/E establece el umbral PQBRAK (Establecido en las opciones de condiciones fronteras de PSS/E), que por defecto es de 0.6. Para valores de tensión en las barras debajo de PQBRAK, asume una configuración elíptica de corriente vs tensión. La figura 3.8 muestra el caso para una carga de características de potencia constante, para valores de PQBRAK de 0.6, 0.7 y 0.8.

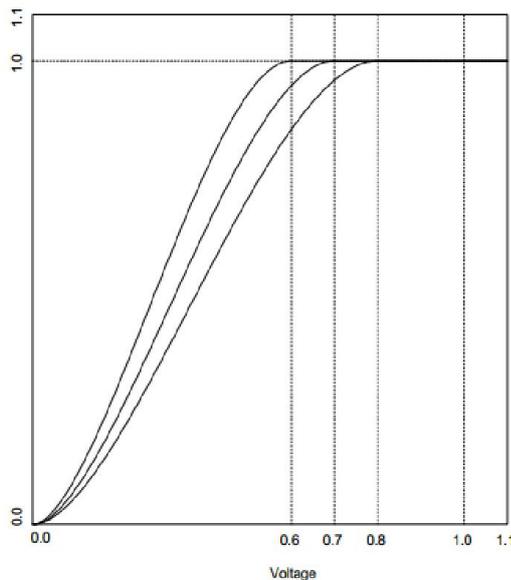


Figura 3.8. Características de una carga de potencia constante [3].

TABLA 3.5
PARÁMETROS Y DATOS DE CARGAS, CORTOCIRCUITO

Nombre	Descripción	Unidades
PNeg	Potencia activa de la carga en secuencia negativa, a 1.0 pu*	MW
QNeg	Potencia reactiva de la carga en secuencia negativa, a 1.0 pu*	MVar
PZero	Potencia activa de la carga en secuencia cero, a 1.0 pu**	MW
QZero	Potencia reactiva de la carga en secuencia cero, a 1.0 pu**	Mvar
Load is Grounding	Bandera que indica que una carga esta aterrizada	-

* Si PNeg/Qneg = 0 o no se especifica, entonces PNeg/QNeg es igual a los datos de secuencia positiva.

** Si PZero/QZero = 0 o no se especifica y se activa la bandera 'Load is Grounding', la carga es modelada con los datos de secuencia cero. Si la bandera no se activa, PZero y QZero se ignoran.

3.3.5. Generadores y plantas.

En PSS/E un generador puede ser simulado directamente en el lado de alta 115kV (por lo general), adjuntando los datos de su transformador elevador directamente dentro de sus propios datos, ya que cada máquina incluye la opción 'Transformer Data'.

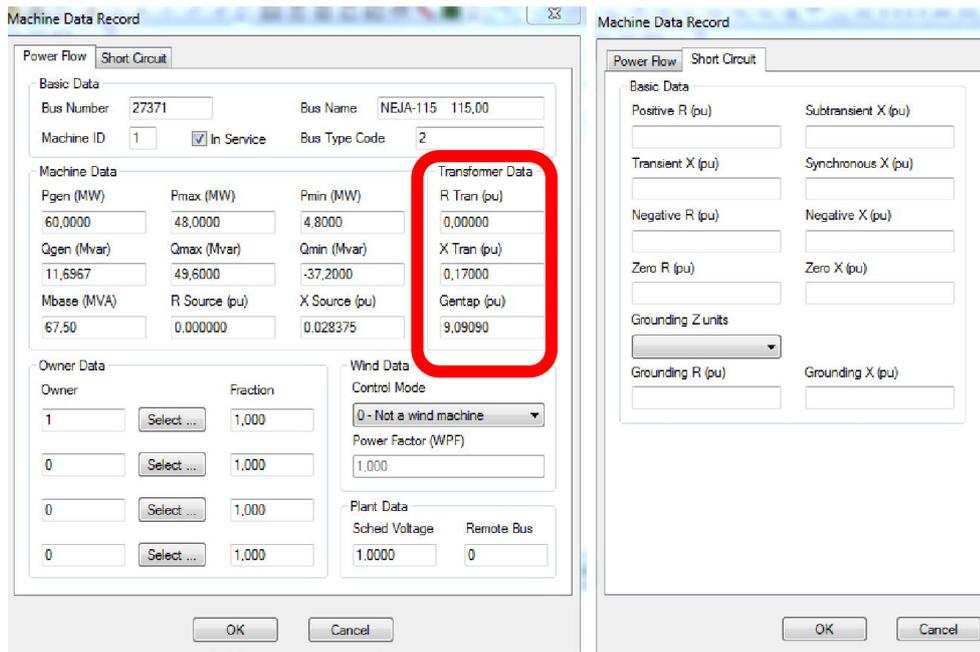


Figura 3.9. Cuadro de diálogo Máquina (Generador), resaltando la opción Datos del Transformador [1].

Antes de ingresar los datos de los generadores, es importante comprender los dos métodos por los cuales un generador y su transformador elevador asociado pueden ser representados.

El método implícito.

- Los datos del transformador forman parte de los datos del generador en la planilla de datos.
- El transformador no se representa como una rama transformadora.

La figura 3.10 indica que la barra K es una barra del tipo 2 (generación).

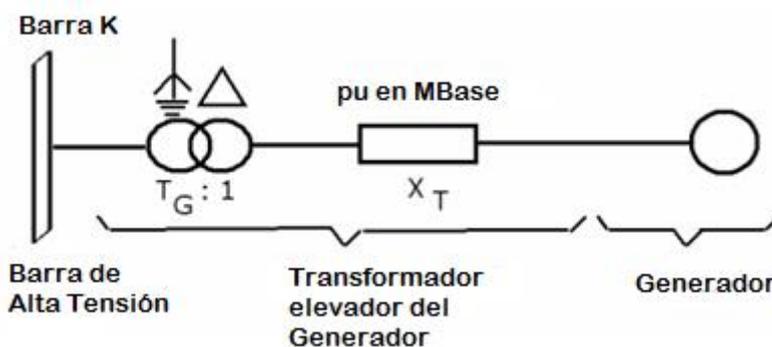


Figura 3.10. Configuración implícita del transformador elevador, especificado como parte del generador [3].

Si se utiliza el modelo con el transformador implícito, los datos que mínimamente deben ser ingresado son: la barra a la que se conectará la máquina, 'ID', PG, QT, QB, VS, RT, XT, GTAP, todos estos parámetros ingresados en la base de la máquina y no del sistema.

El método explícito.

En este método, los datos del transformador no aparecen dentro de los datos del generador. Dichos datos son ingresados de forma separada en la hoja de datos para transformadores en la planilla de datos. En la figura 3.11, se observa que hay una barra adicional que representa la terminal del generador, dicha barra es del tipo 2 (generación).

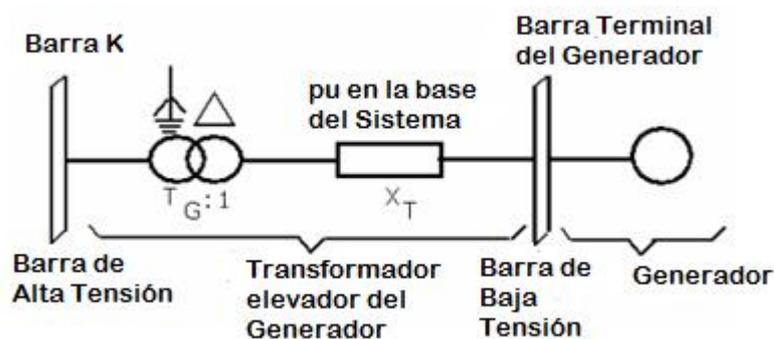


Figura 3.11. Configuración explícita del transformador elevador, especificado separado al generador [3].

Si el generador es simulado directamente en la barra de alta tensión, la potencia activa y reactiva en dicha barra sigue siendo correcta en la solución brindada por el PSS/E, la única diferencia existe al calcular la potencia reactiva del generador, ya que existe una absorción significativa de potencia reactiva en el transformador elevador del generador, además, la barra a la que se conecta el generador debe ser del tipo 2 (Generación), por lo tanto su tensión es fijada por la tensión de la máquina

Generadores múltiples.

Si una planta generadora contiene varias unidades, estas pueden ser representadas separadamente si se conectan a la misma barra del tipo 2 (generación), eso sí, teniendo en cuenta las limitantes en el número de máquinas que pueden ser ingresadas en la versión estudiantil de PSS/E.

La figura 3.12 muestra tres barras del tipo 2, cada una contiene dos unidades conectadas. Para los generadores del 1 al 4, el transformador elevador es representado explícitamente, mientras que para los generadores 5 y 6, el transformador elevador se representa de forma implícita.

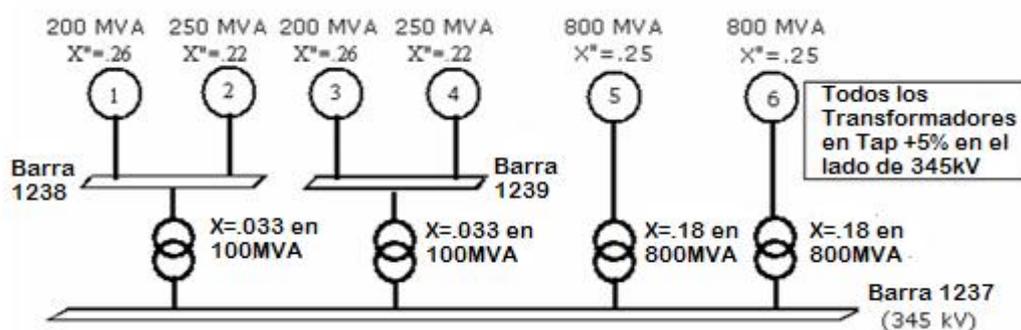


Figura 3.12. Generadores múltiples en una sola planta [3].

TABLA 3.6
PARÁMETROS Y DATOS DE GENERADORES, FLUJOS DE POTENCIA

Nombre	Descripción	Unidades
Bus Number	Número de la barra a la que se conecta	-
Bus Name	Nombre de la barra a la que se conecta	-
PGen	Potencia activa generada por la máquina	MW
QGen	Potencia reactiva generada por la máquina*	MVar
Pmax, Pmin	Valores límites de potencia activa	MW
Qmax, Qmin	Valores límites de potencia reactiva	MVar
MBase	Potencia Base de la Máquina	MVA
Rsource, Xsource	Impedancia del generador**	Pu
RTran, XTran	Impedancia del transformador	Pu
GTap	Tap del transformador elevador	Pu
Owner	Propietario	-
Control Mode	Modo de control***	-
Sched Voltage	Tensión programada	pu
Remote bus	Barra remota	-

* Este parámetro no debe ser ingresado, pues el programa asignará dicho valor cuando realiza el flujo de potencia.

** La parte reactiva de esta impedancia, expresada en la base de la máquina y la tensión de la barra a la que se conecta, debe ser igual a la reactancia subtransitoria de la máquina. Por su parte, la resistencia en la mayoría de los casos se desprecia.

*** El modo de control se selecciona de una lista desplegable, de la que se pueden escoger las siguientes opciones:

- 0- Not a Wind Machine: El más utilizado, con esta opción se fija la tensión.
- 1- Standard QT, QB Limits.
- 2- +, -Q limits based on WPF.
- 3- Fixed Q based on WPF.

TABLA 3.7
PARÁMETROS Y DATOS DE GENERADORES, CORTOCIRCUITO

Nombre	Descripción	Unidades
Positive R	Resistencia de secuencia positiva	Pu
Subtransient X	Reactancia Subtransitoria*	Pu
Transient X	Reactancia Transitoria	Pu
Synchronous X	Reactancia síncrona	Pu
Negative R,X	Impedancia de secuencia negativa	Pu
Zero R,X	Impedancia de secuencia cero**	Pu
Grounding Z units	Unidades de la impedancia de aterrizamiento (pu o Ohms)	-
Grounding R,Z	Impedancia de aterrizamiento***	Pu o Ω

* Para análisis de cortocircuito, la impedancia utilizada es Zpos. La parte real de Zpos siempre es 'Positive R', mientras que la parte imaginaria puede ser la reactancia subtransitoria, transitoria o síncrona, dependiendo cual se seleccione en las opciones de cálculo de cortocircuito.

** Aquella máquinas en las que el transformador se representa implícitamente (dentro de los datos del generador), ZZero no se utiliza en los cálculos de cortocircuito y el transformador se asume en una configuración delta-estrella.

*** PSS/E automáticamente multiplica la impedancia de aterrizamiento por 3 cuando realiza los cálculos de cortocircuito.

3.3.6. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.

Teniendo los datos de los parámetros distribuidos o concentrados de una línea de transmisión, son los elementos más fáciles de modelar en PSS/E. La única precaución a tener en cuenta es que todos los parámetros deben estar en por unidad, en la base del sistema (100MVA) y de la línea (115kV, 230kV o según sea el caso). La longitud de la línea no se utiliza en los cálculos por estar los parámetros en por unidad, pero PSS/E lo almacena a manera de registro.

Figura 3.13. Cuadro de diálogo líneas, flujos de potencia y cortocircuito [1].

TABLA 3.8
PARÁMETROS Y DATOS DE LÍNEAS, FLUJOS DE POTENCIA

Nombre	Descripción	Unidades
From/To Bus Number	Número de las barras que definen la línea	-
From/To Bus Name	Nombre de las barras que definen la línea	-
Line R	Resistencia de la línea*	Pu
Line X	Reactancia de la línea*	Pu
Charging B	Susceptancia de Carga*	Pu
Rate A/B/C	Capacidad de la línea	MVA
Line G/B from/to	Compensación en derivación en la línea	Pu
Length	Longitud de la línea	Km
Owner	Propietario	-

TABLA 3.9
PARÁMETROS Y DATOS DE LÍNEAS, CORTOCIRCUITO

Nombre	Descripción	Unidades
RZero	Resistencia de secuencia cero	Pu
XZero	Reactancia de secuencia cero	Pu
BZero	Susceptancia de secuencia cero	Pu
Zero seq G/B From/To	Secuencia cero de una compensación en derivación conectada en la línea	Pu
MOV Rated current	Corriente nominal de la protección de un capacitor serie*	kA
MOV Protection Mode	Modo de protección MOV**	-

* MOV (Metal-Oxide Varistor) es un elemento de protección para los capacitores serie contra sobretensiones excesivas que pueden ocurrir durante fallas.

** Modo de protección del MOV:

0. No hay protección, rama normal.
1. La protección del MOV está activa.
2. La protección del MOV está desactivada.
3. Protección Spark Gap activada (valor documental, no se utiliza en ningún cálculo).

3.3.7. TRANSFORMADORES.

Los transformadores de dos o tres devanados, se especifican mediante los cuadros de diálogos mostrados en las figuras 3.14 y 3.15.

The image displays two screenshots of a software interface for configuring a transformer. The left window, titled 'Power Flow Short Circuit', contains the following sections:

- Line Data:** From Bus Number (23441), To Bus Number (27441), From Bus Name (ATEO-34 34,500), To Bus Name (ATEO-115 115,00), Branch ID (1), Transformer Name, Vector Group (Dyn1), In Service (checked), Metered on From end (unchecked), Winding 1 on From end (unchecked).
- I/O Data:** Winding I/O Code (1 - Turns ratio (pu on bus base kV)), Impedance I/O Code (1 - Z.pu (winding kV system MVA)), Admittance I/O Code (1 - Y.pu (system base)).
- Transformer Impedance Data:** Specified R (pu) (0,018960), Specified X (pu) (0,467300), Magnetizing G (pu) (0,000000), Magnetizing B (pu) (0,000000), Impedance Table, R table corrected (pu) (0,01896), X table corrected (pu) (0,46730).
- Transformer Nominal Ratings Data:** Winding 1 Ratio (pu) (0,9566), Winding 1 Nominal kV (0,0000), Winding (1-2) Angle (degrees) (0,00), Winding 2 Ratio (pu) (1,0000), Winding 2 Nominal kV (0,0000), Winding MVA (100,0000), Rate A (MVA) (15,0), Rate B (MVA) (20,0), Rate C (MVA) (20,0).
- Control Data:** Controlled Bus Number (0), Controlled Bus Name, Control Mode (1 - Voltage), Auto Adjust (checked), Wnd Connect Angle (0,000000), Load Drop Comp Load Drop Comp R (pu) (0,000000), Load Drop Comp X (pu) (0,000000).
- Owner Data:** Owner (1, 0, 0, 0) and Fraction (1,000, 1,000, 1,000, 1,000).

The right window, also titled 'Power Flow Short Circuit', shows the 'Basic Data' section with fields for Connection Code, Leakage Impedance I/O Code, and Grounding Impedance I/O Code. Below these are fields for RG1 (pu), XG1 (pu), R01 (pu), X01 (pu), RG2 (pu), XG2 (pu), R02 (pu), X02 (pu), RNUTRL (pu), and XNUTRL (pu).

Figura 3.14. Cuadro de diálogo transformador de dos devanados, flujos de potencia y cortocircuito [1].

Figura 3.15. Cuadro de diálogo transformador de tres devanados, flujos de potencia [1].

TABLA 3.10
PARÁMETROS Y DATOS DE TRANSFORMADORES, FLUJOS DE POTENCIA

Nombre	Descripción	Unidades
Bus Number From/To	Número de la barra a la que se conecta	-
Bus Name From/To	Nombre de la barra a la que se conecta	-
ID	Identificador	
Winding I/O Code	Unidades de las tensiones: pu en base a la tensión de la barra, tensión nominal, pu en base a la tensión nominal.	-
Impedance I/O Code	Unidades de las impedancias: en base del sistema o del transformador	-
Specified R, X	Impedancia del transformador	Pu
Magnetizing G,B	Admitancia del transformador	Pu
Winding 1 Ratio	Relación de vueltas primario/secundario	Pu
Winding 1 Nominal	Tensión nominal del primario	kV
Winding 1-2 Angle	Desfase primario secundario	°
Winding MVA	Potencia del devanado	MVA
RATE A, B, C	Capacidades de potencia	MVA
Control Mode	Modo de control*	-
Controlled Bus	Nombre y número de la barra controlada	-

Tap Positions	Posiciones de Tap	-
R1max, R1min	Límites de los taps	Pu
Vmax, Vmin	Tensiones máxima y mínima	pu
Load Drop Comp	Compensador de carga	Pu

* Los parámetros a partir de este apartado sirven para modelar el cambiador de taps bajo carga (Under Load Tap Changer), los modos de control que presenta PSS/E en el modelo son los siguientes:

0. Ninguna.
1. Tensión.
2. MVar.
3. MW.
4. Línea DC.
5. MW asimétricos.

TABLA 3.11
PARÁMETROS Y DATOS DE TRANSFORMADORES, CORTOCIRCUITO

Nombre	Descripción	Unidades
Conecction Code	Código de la conexión del transformador*	-
Leakage Impedance I/O Code	Unidades de la impedancia de dispersión: en la base de la potencia del sistema o del devanado	-
Grounding Impedance I/O Code	Unidades de las impedancia de aterrizamiento: en la potencia del sistema, del devanado o en Ohms	-
RG1, XG1	Impedancia de aterrizamiento del devanado 1**	Pu
R01, X01	Impedancia de secuencia cero del devanado 1***	Pu
RG2, XG2	Impedancia de aterrizamiento del devanado 2	Pu
R02, X02	Impedancia de secuencia cero del devanado 2	PU
RG3, XG3	Impedancia de aterrizamiento del devanado 3****	PU
R03, X03	Impedancia de secuencia cero del devanado 3****	PU
RNUTRL, XNUTRL	Impedancia de aterrizamiento del neutro de secuencia cero	PU

* Los códigos de conexión se especifican en la documentación de PSS/E [1].

** Estas impedancias se utilizan principalmente para modelar un transformador de puesta a tierra.

*** Este valor puede ser:

- Para transformadores de 2 devanados: puede ser una impedancia específica de secuencia cero ó igual a la de secuencia positiva.
- Para transformadores de 3 devanados y códigos de conexión 11 o superior: puede ser igual a una impedancia específica de secuencia cero ó igual a la impedancia de secuencia positiva de la rama 1 a 2.
- Para transformadores de 3 devanados con códigos de conexión 1 a 9: puede ser igual a la impedancia equivalente de secuencia cero del circuito en estrella equivalente del devanado 1 ó igual a la impedancia de secuencia positiva del circuito en estrella equivalente del devanado 1.

**** Estas impedancias solamente se utilizan en transformadores de tres devanados.

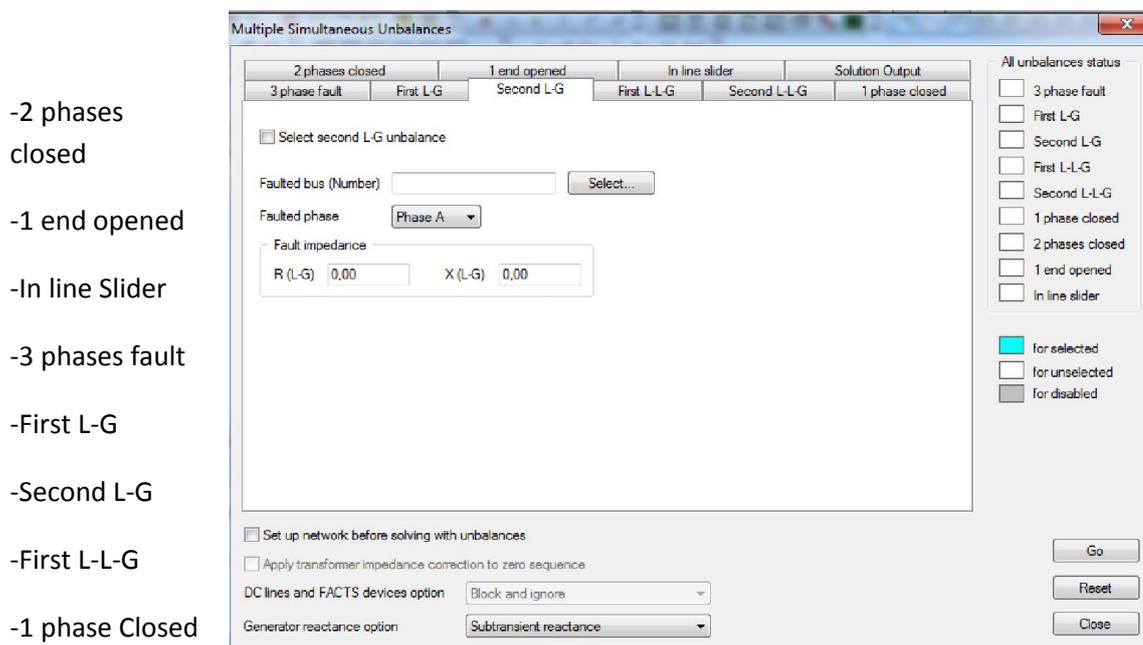
3.4. ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO EN PSS/E [4]

El análisis de cortocircuito en redes de transmisión es, junto al análisis de flujos de potencia, uno de los estudios más elementales que se pueden hacer a un sistema eléctrico de potencia para cualquier arreglo, expansión y cualquier otra modificación en el diseño de una red eléctrica. En general las corrientes de cortocircuito alcanzan magnitudes mucho mayores que los valores nominales de los generadores, transformadores y líneas. Si se permite que estas corrientes circulen por un período prolongado, pueden causar un serio daño térmico al equipo y problemas de estabilidad de funcionamiento en el sistema.

El apartado 'fallas' de PSS/E tiene un menú con diferentes maneras de resolución del análisis de cortocircuito, así como la gran mayoría del total de posibilidades de fallas en un sistema de potencia [14]. Entre los métodos podemos encontrar:

- Setup Network for Unbalanced Solution (SEQD)
- Setup for Special Fault Calculations (FLAT)
- ANSI Fault Calculation (ANSI)
- IEC 60909 Fault Calculation (IECS)
- Automatic Sequencing Fault Calculation (ASCC)
- Circuit Breaker Interrupting duty (BKDY)
- Separate Pole Circuit Breaker (SPCB)
- Solve and Report Network with unbalances (SCMU/SCOP)
- Unbalanced Network tabular output (SCOP)

Dentro de estos estudios se encuentran los diferentes tipos y combinaciones que se pueden llegar a dar y que son causantes de las fallas en el sistema, algunas de ellas como las presentadas en el método de resolución de fallas SCMU/SCOP



- 2 phases closed
- 1 end opened
- In line Slider
- 3 phases fault
- First L-G
- Second L-G
- First L-L-G
- 1 phase Closed

Figura 3.16. Combinaciones de fallas disponibles dentro del cuadro de diálogo fallas múltiples simultáneas [1].

3.5. ANÁLISIS DE FLUJOS DE POTENCIA EN PSS/E

El estudio de flujo de potencia en PSS/E posee múltiples opciones para el cálculo y la resolución de este tipo de análisis en una red eléctrica, sus principales fundamentos provienen de dos métodos numéricos: Gauss – Seidel y Newton – Raphson. De éstos, las opciones provenientes del Newton Raphson es la más utilizada en estudios de simulación de los Sistemas de Potencias por su menor número de iteraciones y mejor convergencia, además de su mayor exactitud en los cálculos. PSS/E posee tres opciones de solución basados en este método numérico que veremos a continuación [5].

3.5.1. Métodos Newton-Raphson [5]

La matriz Jacobiana utilizada se muestra en la ecuación 3.1.

$$\begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

- **Método Newton-Raphson completo**

Este método actualiza toda la matriz jacobiana hasta la última iteración. Es el más exacto de este grupo, pero cuando el sistema es muy complejo su convergencia se puede dificultar. En estos casos se recurre a una opción simplificada. Su principal debilidad es cuando la simulación realizada presenta un cambio de potencia reactiva de gran magnitud. Por lo general en estos casos el método diverge.

- **Newton-Raphson desacoplado**

Este método se fundamenta en la fuerte dependencia que existe entre la potencia activa y los ángulos de fase, y entre la potencia reactiva y la magnitud de las tensiones nodales. Este comportamiento de los sistemas de potencia causa que los elementos J_2 y J_3 de la matriz Jacobiana no sean tan dominantes en el sistema de ecuaciones y se pueden eliminar. De manera que el sistema de ecuaciones de la ecuación 3.1 se puede simplificar de la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} J_1 & 0 \\ 0 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

Este método se denomina desacoplado porque permite desacoplar el programa de flujos de potencia, específicamente desacopla la dependencia completa de la diferencia angular y la magnitud de la tensión, para realizar los cálculos de ΔP y ΔQ .

$$\begin{aligned} \Delta Q &= J_1 \cdot \Delta V \\ \Delta P &= J_4 \cdot \Delta\delta \end{aligned} \quad (3.3)$$

El método reduce la cantidad de cálculos debido a que sólo se deben invertir 2 términos del jacobiano en cada iteración. A pesar de la simplificación, el jacobiano sigue dando información de sensibilidad ya que se calcula en cada iteración. Los excesos o faltantes de potencia activa son absorbidos o entregados por la barra oscilante, de igual forma que en el método Newton Raphson completo.

Esta simplificación del método numérico Newton Raphson es de mucha utilidad cuando se está simulando una red eléctrica que sea de difícil convergencia.

- **Método Newton-Raphson desacoplado rápido o de pendiente constante**

Este método consiste en hacer la misma simplificación del método desacoplado, pero además de hacer cero las matrices J_2 y J_3 , considera que el jacobiano es constante, las diferencias angulares $\delta_{12} = \delta_1 - \delta_2$ de las tensiones entre dos barras (1 y 2) son, por lo general, tan pequeños que se cumplen las siguientes aproximaciones:

$$\begin{aligned} \cos\delta_{12} &= \cos(\delta_1 - \delta_2) \cong 1 \\ \sin\delta_{12} &= \sin(\delta_1 - \delta_2) \cong 0 \end{aligned} \quad (3.4)$$

Esta aproximación no es válida para sistemas en los cuales las líneas de transmisión están muy cargadas, de manera que las diferencias angulares entre barras son considerables.

Las susceptancias B_{12} y la reactancia X_{12} de las líneas de transmisión son mucho más grandes que las conductancias G_{12} y las resistencias R_{12} , por lo tanto:

$$\frac{R_{12}}{X_{12}} \sim \frac{G_{12}}{B_{12}} \ll 1 \quad (3.5)$$

Tomando en cuenta estas simplificaciones el método numérico se reduce a los siguientes sistemas de ecuaciones desacoplados:

$$B' \Delta\delta = \frac{\Delta P}{V}$$

$$B''\Delta V = \frac{\Delta Q}{V} \quad (3.6)$$

Donde las matrices de B' y B'' se calculan de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} B'_{ij} &= \frac{-1}{X_{ij}} & B''_{ij} &= -B_{ij} \\ B'_{ii} &= \sum_{ij} \frac{1}{X_{ij}} & B''_{ii} &= -B_{ii} \end{aligned} \quad (3.7)$$

Estas matrices son constantes y se calculan únicamente en la primera iteración, lo cual hace que este método sea de rápida convergencia. De igual forma que en los 2 métodos anteriores la barra oscilante es la que asume las pérdidas o excesos del sistema eléctrico.

Los métodos desacoplado y principalmente el desacoplado rápido se utilizan para resolver flujos de potencia que han divergido con el método Newton Raphson completo, o la primer vez que se intenta resolver el flujo de carga de una red eléctrica nueva. En estos casos se corre la simulación con el método simplificado para aproximar las variables a un valor cercano al resultado más exacto y posteriormente se vuelve a correr el Newton Raphson completo y se aproxima la solución con la tolerancia deseada.

Estos métodos numéricos se ubican en el módulo de flujos de carga del PSS/E en el menú de solución, tal como se muestra en la siguiente figura 3.17.

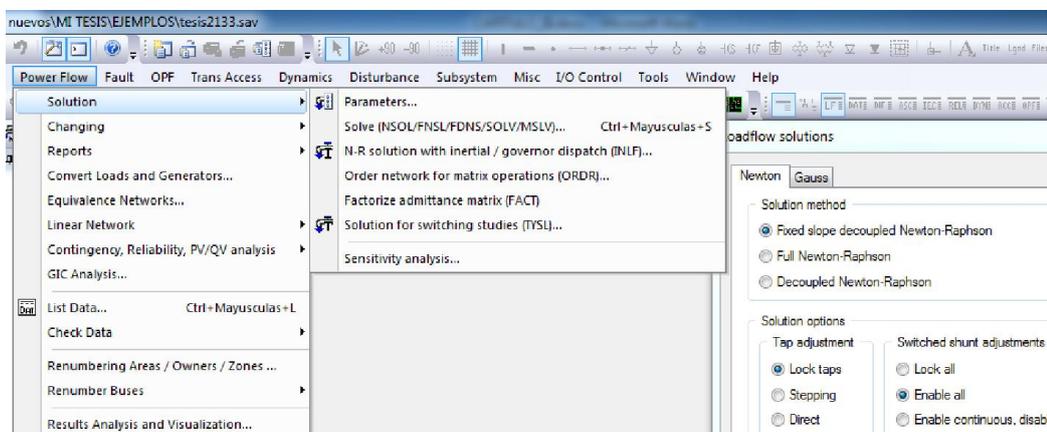


Figura 3.17. Métodos Newton-Raphson en PSS/E [1].

3.6. CAPACIDAD MÁXIMA DE ELEMENTOS EN PSS/E XPLORE VERSIÓN 33 [1].

La capacidad de elementos que es capaz de manejar PSS/E Xplore33 se lista en la tabla 3.12. A la vez se compara con la versión comercial de 1,000 barras [6].

Tabla 3.12. Capacidad máxima de PSS/E, versión de 50 barras (gratis) y 1000 barras [6].

	50 Barras	1,000 Barras
Componentes de la red de transmisión		
Barras (incluyendo los puntos centrales de la estrella de los transformadores de tres devanados)	50	1,000
Cargas	100	2,000
Plantas	15	300
Máquinas	18	360
Máquinas de viento	1	20
Máquinas de inducción	1	20
Compensación fija	50	1,000
Compensación automática	10	126
Ramas (incluye líneas de transmisión, transformadores y líneas de impedancia cero)	125	2,500
Transformadores de dos devanados (incluyendo miembros de tres devanados)	20	400
Transformadores de tres devanados	5	100
Tablas de corrección de impedancia de transformadores	1	16
Líneas de impedancia cero	25	500
Líneas DC VSC	1	10
Dispositivos FACTS	1	20
Áreas de control de intercambio	5	100
Transferencias inter área	15	300
Zonas	99	999
Propietarios	99	999
Especificaciones de propietario de máquinas	36	720
Especificaciones de propietarios de ramas	250	5,000
Secuencia cero de acoples mutuos	25	500
Elementos de simulación dinámica		
Máquinas síncronas	18	360
Parámetros constantes (CONS)	125	2,500
Variables algebraicas (VARs)	375	7,500
Variables de estado (STATEs)	250	5,000
Parámetros enteros (ICONS)	500	10,000
Canales de salida	40	750
Modelos definidos por el usuario	25	500
Entradas del modelo de la actividad CHAN/CHSB	25	500
Entradas de las tablas de modelos de cargas	50	1,000
Modelos de barras de carga	13	250
Modelos de carga de propietarios	99	999
Modelos de cargas de zonas	99	999
Modelos de cargas de áreas	5	100
Todos los tipos de modelos de carga	1	5

3.7. OTROS PROGRAMAS EN EL MERCADO DISPONIBLES PARA ANÁLISIS DE SISTEMAS DE POTENCIA

Es necesario también hacer una recapitulación de la variedad de programas que se utilizan hoy en día para el análisis de los sistemas de potencia, lo que servirá de base para la comparación de PSS/E y algunos de estos programas.

ASPEN [7]

ASPEN (Advanced Systems for Power Engineering): es una compañía de California que desarrolló por separado las siguientes plataformas para Windows:

OneLiner: es un programa basado en el análisis de cortocircuito y coordinación de relés, es uno de los más utilizados en el país por las empresas transmisoras y distribuidoras para este tipo de análisis.

Power Flow Program: este está diseñado para la planeación, diseño y operación de las redes de transmisión, subtransmisión y distribución.

BCP Switzerland (NEPLAN) [8]

BCP Switzerland es una compañía radicada en Zurich que desarrolló el programa NEPLAN, un paquete modular de análisis de sistemas de potencia.

NEPLAN posee los siguientes módulos: flujo de potencia, cortocircuito, análisis de contingencias, análisis de arranque de motores, flujo de potencia óptimo, cálculo de parámetros de líneas de Transmisión, reducción de la red, análisis de armónicos, simulación dinámica, análisis de confiabilidad, protección de sobrecorriente y a distancia, análisis de aterrizaje, análisis de arco eléctrico y dimensionado de cables.

DigSilent (PowerFactory) [9]

DigSilent GmbH es una compañía alemana que desarrolló PowerFactory, un paquete integrado basado en Windows para la modelación y el análisis de sistemas de potencia. Es fácil de usar y es capaz de suplir todas las necesidades de un sistema de potencia estándar, incluyendo una alta gama de aplicaciones en nuevas tecnologías como las eólicas y generación distribuida, y el manejo de sistemas de potencia grandes.

Algunas de las funciones incluyen análisis de flujos de potencia, análisis de cortocircuito, estabilidad, reducción de redes, protecciones de sistemas, transitorios electromagnéticos, análisis de arranque de motores, flujo de potencia óptimo, estimación de estado, evaluaciones de contingencias y confiabilidad, cálculos de parámetros de líneas aéreas y cables, análisis de las redes de distribución.

Electrocon (CAPE) [10]

Electrocon International es una compañía radicada en Michigan la cual desarrolló el software Computer Aided Protection Engineering (CAPE), una plataforma para Windows diseñada

para sistemas de transmisión de alta tensión y sistemas de distribución sin los servicios públicos de energía eléctrica.

Sus funciones incluyen análisis de cortocircuito, coordinación de protecciones, flujos de potencia, flujos óptimos de potencia, reducciones de cortocircuito, evaluación de la vida útil de interruptores y cálculos de constantes de las líneas.

ETAP [11]

Fundada en 1986 y radicada en California, ETAP es una compañía especializada en modelar sistemas de potencia, diseñar, analizar, optimizar y predecir soluciones en tiempo real. A la fecha, más de 50,000 licencias de la compañía ETAP se usan en generación, transmisión, distribución y proyectos de sistemas industriales de potencia alrededor de todo el mundo.

Sus funciones incluyen análisis de arco eléctrico, análisis de flujos de potencia, cortocircuito, arranque de motores, flujo de potencia óptimo, estabilidad transitoria, confiabilidad, cálculos de constantes de líneas de transmisión, análisis armónico, coordinación de protecciones, flujo DC, descarga de baterías y dimensionamiento, diseño de redes de tierra, entre otros.

PSAT [12]

Power Flow y short circuit analysis toolbox, es un software libre dedicado a la solución de flujos de potencia. Trabaja bajo el entorno de MATLAB y también dentro del software libre Octave-GNU. Dicha herramienta es un proyecto iniciado por el Ph.D en ingeniería eléctrica Federico Milano.

Entre sus rutinas se encuentran análisis de flujos de potencia, flujo de potencia óptimo, análisis de estabilidad en pequeña señal y simulaciones en el dominio del tiempo.

PowerWorld [13]

La corporación PowerWorld es una firma radicada en Illinois que desarrolló el simulador PowerWorld, paquete de análisis de sistemas de potencia para Windows. El software se enfoca en un acercamiento visual a la simulación de los sistemas de potencia, por esa razón, es preferido por muchos como herramienta didáctica.

Sus funciones incluyen flujos de potencia, cortocircuito, análisis de contingencias, cálculos de sensibilidad, flujo de potencia óptimo, estabilidad transitoria, cálculo de parámetros de líneas de transmisión, entre otros.

SKM (Power*Tools for Windows) [14]

SKM System Analysis es una compañía radicada en California que desarrolló Power*Tools para Windows (PTW), un paquete integrado de herramientas para el análisis de sistemas de potencia dirigido a sistemas industriales. El software original, llamado DAPPER, se lanzó por primera vez en 1978.

Sus funciones incluyen flujos de potencia, cortocircuito, análisis de demanda de carga, flujo óptimo de potencia, programación de demanda, dimensionamiento de alimentadores y transformadores, coordinación de protecciones, análisis de arco eléctrico, arranque transitorio de motores, análisis armónico, estabilidad transitoria, confiabilidad en la distribución, diseño de redes de tierra, flujo de potencia DC, dimensionamiento de baterías, entre otros.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Siemens Power Technologies International, Power Systems Simulation for Engineering PSS/E Xplore v33.5.2, versión gratuita de 50 barras, puede obtenerse en: <http://w3.usa.siemens.com/smartgrid/us/en/transmission-grid/products/grid-analysis-tools/transmission-system-planning/pages/university-order.aspx>
- [2] Siemens Power Technologies International, "File System" en *PSS/E 33.5 Program Automation Manual*, Siemens Industries Inc., New York, Octubre 2013.
- [3] Siemens Power Technologies International, "Power Flow Data Entry, Modification, and Display Activities" en *PSS/E 33.5 Program Automation Manual*, Siemens Industries Inc., New York, Octubre 2013.
- [4] Siemens Power Technologies International, "Unbalanced Fault Analysis" en *PSS/E 33.5 Program Automation Manual*, Siemens Industries Inc., New York, Octubre 2013.
- [5] Siemens Power Technologies International, "Power Flow Solution Activity Descriptions" en *PSS/E 33.5 Program Automation Manual*, Siemens Industries Inc., New York, Octubre 2013.
- [6] Siemens Power Technologies International, "Startup" en *PSS/E 33.5 Program Automation Manual*, Siemens Industries Inc., New York, Octubre 2013.
- [7] (2015) State of the art Engineering Software for Electric Utilities. [Online]. Disponible: <http://www.aspeninc.com/web/index.html>
- [8] (2015) Neplan Smarter Tools. [Online]. Disponible: <http://www.neplan.ch/>
- [9] (2015) Power System Analysis and Engineering – DigSilent Germany. [Online]. Disponible: <http://www.digsilent.de/>
- [10] (2015) Electrocon. CAPE software for Protection Engineers. [Online]. Disponible: <http://www.electrocon.com/>
- [11] (2015) Electrical Engineering Software. [Online]. Disponible: <http://etap.com/>
- [12] (2014) Fedrico Milano's Website. [Online]. Disponible: <http://faraday1.ucd.ie/psat.html>
- [13] (2015) The visual approach to electric power systems. [Online]. Disponible: <http://www.powerworld.com/>
- [14] (2015) SKM System Analysis. [Online]. Disponible: <http://www.skm.com/>

CAPÍTULO IV. MODELADO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA DE EL SALVADOR EN PSS/E XPLORE V33 ESTUDIANTIL

INTRODUCCIÓN

Teniendo las herramientas matemáticas de los distintos modelos de la red y la forma en que estos son ingresados a la herramienta PSS/E, es posible comenzar la construcción del modelo del sistema de potencia de El Salvador, cabe recalcar que la base de datos que se utilizo es una base de datos publica disponible en la página web de la Unidad de Transacciones UT [1].

4.1. EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA DE EL SALVADOR.

El sector electricidad está compuesto por los operadores y usuarios finales. Un operador es cualquier unidad generadora, transmisora, distribuidora o comercializadora de energía eléctrica y usuario final es quien compra la energía eléctrica para uso propio. La estructura típica de un sistema eléctrico de potencia es la siguiente [2]:

La generación de energía eléctrica en nuestro país proviene de recursos hidráulicos, geotérmicos y térmicos; esta energía es inyectada al sistema pasando por la red de transmisión (en un nivel de tensión igual o mayor a 115kV), que sirve para transportar electricidad desde una fuente generadora a un punto de distribución del sistema, y luego es utilizada por los usuarios finales, los cuales pueden estar en baja tensión ($\leq 600V$) o media tensión ($> 600V$) y pueden ser clientes residenciales, comerciales o industriales.

La entidad responsable de la expansión del sistema de transmisión nacional, así como, del mantenimiento de dicho sistema, incluyendo las líneas de interconexión con Guatemala y Honduras, es la Empresa Transmisora de El Salvador, S.A. de C.V. (ETESAL), El sistema de transmisión nacional, al 31 de diciembre de 2014, estaba compuesto por 38 líneas de 115 kV, que tienen una longitud total de 1,072.48 km, y 24 subestaciones de potencia más 4 líneas de 230 kV, 2 que interconectan el sistema de transmisión de El Salvador con el de Guatemala y Honduras, cuya longitud en el caso de la línea hacia Guatemala es de 14.6 km y hacia Honduras es de 92.9 km, longitudes que corresponden al tramo que pertenece a El Salvador; y las otras 2 con una longitud de 191.9 Km. La responsabilidad del mantenimiento de dicho sistema de transmisión y de las líneas de interconexión recae sobre la Empresa Transmisora de El Salvador.

El Mercado Mayorista es el Mercado de energía eléctrica operado por la Unidad de Transacciones (UT) y compuesto por el Mercado de Contratos y el Mercado Regulador del Sistema (MRS); el primero, es a futuro y convenido entre operadores en forma independiente de la UT, pero

despachado por ésta. El MRS es de corto plazo, es el mercado Spot de energía eléctrica y es el que equilibra la oferta y la demanda.

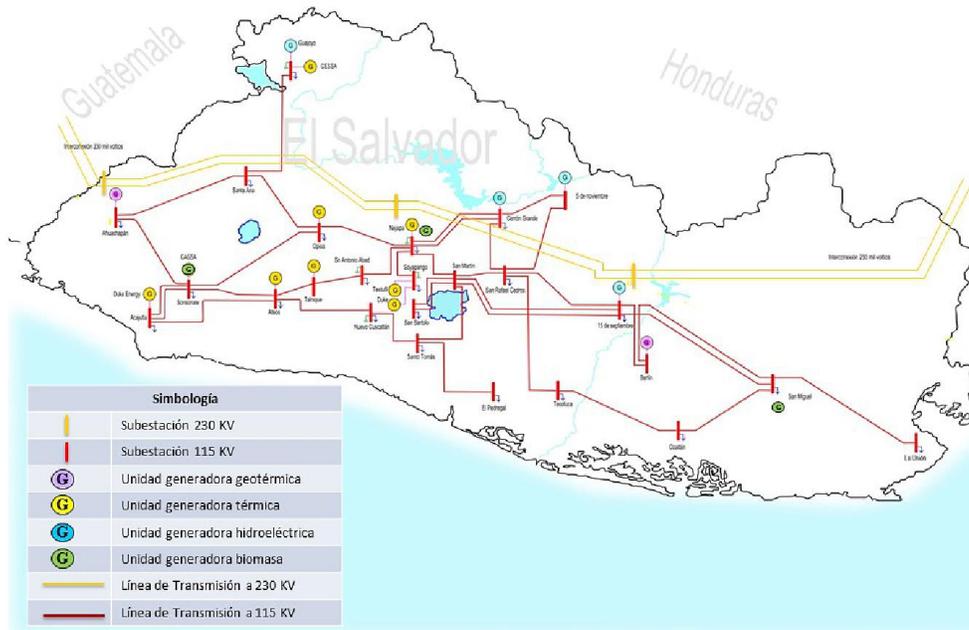


Figura 4.1. Red de transmisión y ubicación de las centrales de generación de El Salvador [2].

Las líneas amarillas a 230kV en la figura 4.1 representan las interconexiones con Centroamérica, las cuáles ingresan desde Guatemala a la subestación de Ahuachapán, luego continúan hacia la subestación Nejapa y por ultimo salen del país por la subestación 15 de Septiembre. Las líneas rojas a 115kV representan la red de transmisión interna del país.

En cuanto a la generación, en la tabla 4.1 se resume la capacidad instalada y tipo de tecnología de las distintas plantas generadoras del país. Estos datos son de mucha importancia pues serán la base para crear la red de potencia en PSS/E y los escenarios de demanda y generación a analizar.

Tabla 4.1. Capacidad instalada de las unidades generadoras del país [3].

OPERADOR	CENTRAL GENERADORA	TIPO	EQUIPO	CAPACIDAD NOMINAL (MW)	CAPACIDAD DISPONIBLE (MW)
CEL	GUAJOYO	HIDROELÉCTRICA	U1	19.8	19.8
			U2	86.4	86.4
	5 DE NOVIEMBRE	HIDROELÉCTRICA	U1-U3	3 x 20.0	60
			U4	18.0	18

			U5	21.0	21
	15 DE SEPTIEMBRE	HIDROELÉCTRICA	U1	92.8	92.8
			U2	92.8	92.8
TOTAL HIDROELÉCTRICAS ₍₁₎				477.2	477.2
LAGEO	AHUACHAPÁN ₍₂₎	GEOTÉRMICA	U1	28.0	20.7
			U2	28.0	18.8
			U3	37.0	33.6
	BERLÍN	GEOTÉRMICA	U1	27.5	27.2
			U2	28.2	27.2
			U3	41.3	41.3
			U4	8.0	7.4
TOTAL GEOTÉRMICAS				198.0	176.2
DUKE ENERGY	ACAJUTLA	VAPOR	U1	30.0	28.2
			U2	33.0	31.3
		GAS	U4	33.0	28.9
			U5	82.0	66.3
			MOTOGENERADORES	M1-M3	3 x 16.0
		M4-M6		3 x 16.0	47.4
	M7-M9	3 x 16.5		48	
	SOYAPANGO	MOTOGENERADORES	M1-M3	3 x 5.1	15.3
CENERGICA	NEJAPA POWER	MOTOGENERADORES	M1-M27	27 x 5.4	145.8
INE	TALNIQUE	MOTOGENERADORES	M1-M3	3 x 16.6	49.8
			M4-M9	6 x 8.45	49.8
TEXTUFIL	TEXTUFIL ₍₃₎	MOTOGENERADORES	M1-M2	2 x 3.4	6.2
			M3-M4	2 x 6.8	12.8
			M5	7.1	6.7
			M6	7.5	7.5
			M7	7.5	6.8
GECSA	GECSA ₍₃₎	MOTOGENERADORES	M1-M3	3.7 x 3	11.1
BOREALIS	BOREALIS ₍₃₎	MOTOGENERADORES	M1-M8	1.6 x 8	12.8
HILCASA	HILCASA ₍₃₎	MOTOGENERADORES	M1-M4	1.6 x 4	6.4
HOLCIM	HOLCIM ₍₃₎₍₄₎	MOTOGENERADORES	M1-M4	4 x 6.4	0
			M5-M6	2 x 6.6	
TERMOPUERTO	TERMOPUERTO	MOTOGENERADORES	M1-M4	4 x 18.4	70.8
CASSA	CASSA ₍₃₎₍₄₎	COGENERADOR	U1	20.0	26
			U2	25.0	
	CHAPARRASTIQUE ₍₃₎₍₄₎	COGENERADOR	U1	10.0	3
INGENIO EL ÁNGEL	INGENIO EL ÁNGEL ₍₄₎	COGENERADOR	U5	12.0	19.6
			U6	12.5	
			U7	25.0	
INGENIO LA CABAÑA	INGENIO LA CABAÑA ₍₃₎₍₄₎	COGENERADOR	U1	10.0	10
TOTAL TÉRMICAS				882.2	756.7
CAPACIDAD INSTALADA TOTAL				1560.3	1410.1

Notas: (1) La capacidad disponible varía dependiendo de los niveles de los embalses.

(2) La potencia disponible depende de la potencia del vapor del campo geotérmico.

(3) Plantas que inyectan en la red de distribución.

(4) La capacidad disponible depende de los excedentes reportados.

En cuanto a la demanda de potencia activa, se hace un pequeño hincapié en la subestaciones en las que se modela la demanda, resumiendo dichos datos en la tabla 4.2. Dicha demanda se encuentra a niveles de tensión de 23, 34.5 y 46kV.

Tabla 4.2. Subestaciones en las que se modela la demanda de potencia activa [1].

SUBESTACIÓN	NIVEL DE TENSIÓN (KV)	DEMANDA MÁXIMA (MW)
SOYAPANGO	23	114.4
SANTO TOMÁS	23	132.6
NEJAPA	23	89.8
NUEVO CUSCATLÁN	23	89.8
SAN BARTOLO	23	69.2
ACAJUTLA	34.5	10.7
ATEOS	34.5	7.5
GUAJOYO	46	7.5
ACAJUTLA	46	9.6
AHUACHAPÁN	46	13.9
CERRÓN GRANDE	46	16
15 DE SEPTIEMBRE	46	10.7
SOYAPANGO	46	12.1
SAN RAFAEL CEDROS	46	23.5
SAN MIGUEL	46	56.7
SANTA ANA	46	52.7
OPICO	46	44.9
TECOLUCA	46	18.2
OZATLÁN	46	20.3
SONSONATE	46	11.8
ATEOS	46	77.0
SANTO TOMÁS	46	56.7
EL PEDREGAL	46	24.6
TALNIQUE	46	5.9
LA UNIÓN	46	23.5
DEMANDA TOTAL MÁXIMA		999.6

A manera de resumen, el número total de elementos que componen la base de datos para el año 2014, y que son indispensables para modelar correctamente el sistema, se resumen en la tabla 4.3. Los niveles de tensión de 13.2/13.8 están destinados a generación. 23, 34.5 y 46kV a la red de

subtransmisión y distribución. 115kV a la red de transmisión interna y 230kV a la interconexión con Centroamérica.

Tabla 4.3. Resumen de la cantidad de elementos que conforman el sistema de potencia de El Salvador [1].

TIPO DE ELEMENTO	CANTIDAD
BARRAS 13.2/13.8KV	42
BARRAS 23KV	6
BARRAS 34.5KV	2
BARRAS 46KV	18
BARRAS 115KV	26
BARRAS 230KV ₍₁₎	5
NÚMERO TOTAL DE BARRAS	99
TRANSFORMADORES DE DOS DEVANADOS	75
TRANSFORMADORES DE TRES DEVANADOS	5
NÚMERO TOTAL DE TRANSFORMADORES	80
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A 115KV	40
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A 230KV	8
NÚMERO TOTAL DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	48
GENERADORES ₍₂₎	86
CARGAS	25
BANCOS DE CAPACITORES	6

Notas: (1) Incluye las barras de los equivalentes de Honduras y Guatemala.

(2) Incluye los generadores para modelar el equivalente de Honduras y Guatemala.

Si se compara la cantidad de los elementos de la tabla 4.3 con la cantidad de elementos disponibles de la versión estudiantil de PSS/E analizados en la sección 3.6.1, se comprueba que existe un enorme déficit de elementos, por lo que en las secciones posteriores se procederá a detallar la construcción de un modelo equivalente adecuado a las capacidades disponibles.

4.2. MODELADO DEL SISTEMA DE POTENCIA DE EL SALVADOR EN PSS/E XPLORE VERSIÓN 33 PARA ESTUDIOS DE FLUJOS DE POTENCIA.

La construcción del Sistema de Potencia de El Salvador se hará en dos fases. Primero se construirá una red reducida en base a los archivos públicos en formato PSS/E publicados por la UT, con consideraciones un tanto alejadas del sistema completo debido a la limitante de elementos, esta red estará focalizada en realizar un análisis de flujos de potencia completo del sistema, el cual funciona con el modelo de secuencia positiva de la red. Luego, teniendo una base de flujos de potencia, se procederá aplicar la reducción en

base las actividades de obtención de equivalentes disponibles en PSS/E, con lo que se tendrá una red equivalente con la que se puedan analizar problemas de tensiones y contingencias en un entorno más comparable con los casos simulados en la versión completa de PSS/E.

4.2.1. Barras del sistema.

La práctica recomendada para construir una red de potencia en PSS/E a través de los diagramas unifilares, es comenzar ubicando todas las barras del sistema. Por ello debe existir una claridad sobre la distribución que tendrán estas, así como su numeración para un manejo más cómodo de los resultados. Cada barra o nodo tiene un código asignado el cual se explica en la imagen 4.2, dicha nomenclatura corresponde a un código especial asignado a cada barra según un estándar aplicado por la UT en El Salvador [1].

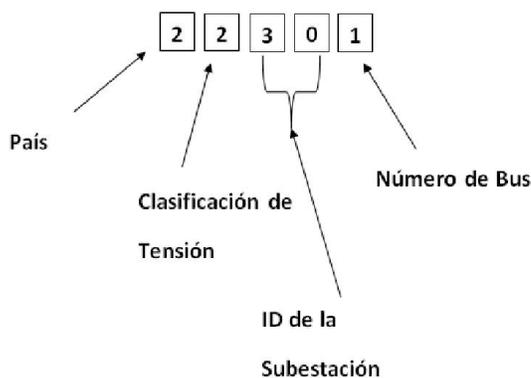


Figura 4.2. Código para la numeración de las barras del sistema de potencia de El Salvador [1].

La forma en la que se aplican dichos códigos se detalla a continuación.

- **País**

El primer número que se lee de izquierda a derecha identifica el país al que pertenece la barra. Para cada país existe la siguiente numeración:

Tabla 4.4. Código de país para las barras de Centroamérica [1].

Número	País
1	Guatemala
2	El Salvador
3	Honduras
4	Nicaragua
5	Costa Rica
6	Panamá

- **Clasificación de Tensión**

El segundo número indica el nivel de tensión nominal una barra o nodo. La siguiente tabla muestra los tipos de tensión y su respectivo número.

Tabla 4.5. Código de tensión para las barras de El Salvador [1].

Número	Nivel de Tensión
1	13.2-13.8kV
2	23kV
3	34.5kV
4	46kV
7	115kV
8	230kV

- **ID de la subestación**

Se identifica el número de la subestación a la que pertenece dicha barra, según el número correlativo al ID de dicha subestación que se muestra en la tabla 4.6.

Tabla 4.6. ID de las subestaciones de El Salvador [1].

#	ID	Subestación
10	5NOV	5 de Noviembre
11	GUAJ	Guajoyo
13	ACAJ	Acajutla
16	AHUA	Ahuachapán
17	CGRA	Cerrón Grande
18	15SE	15 de Septiembre
21	BERL	Berlín
30	SOYA	Soyapango
32	SRAF	San Rafael Cedros
34	SMIG	San Miguel
35	SANA	Santa Ana
36	SANT	San Antonio Abad
37	NEJA	Nejapa
38	OPIC	Opico
39	TECO	Tecoluca
40	OZAT	Ozatlán
41	SONS	Sonsonate
42	NCUS	Nuevo Cuscatlán

43	SMAR	San Martín
44	ATEO	Ateos
45	SBAR	San Bartolo
46	STOM	Santo Tomás
47	PEDR	El Pedregal
48	TALN	Talnique
49	LUNI	La Unión

La combinación de estos códigos resulta en una lista de todas las barras del sistema de El Salvador. El nombre de las barras por lo general se establece como ID de la subestación – Nivel de tensión, por ejemplo, la barra 'LUNI-115' corresponde a la barra de 115kV de La Unión. Con respecto a las barras a 13.8-13.2kV (Generación), estas se nombran como ID de la subestación – G1 ó U1, por ejemplo, la barra 5NOV-U1 corresponde a la barra de la primera máquina de la planta 5 de Noviembre. Algunas barras de generación se nombran solamente con el nombre del propietario, por ejemplo CASSA, HOLCIM, etc.

Dentro del modelo además se añadirán dos barras extras, que corresponden a los equivalentes de Guatemala (Guatemala Este) y Honduras (PAVANA2). Estas barras se numeran 1107 y 3031, ya que sus códigos no corresponden al estándar de El Salvador.

4.2.2. Reducciones y consideraciones para la creación de la primera base de datos en PSS/E.

Generadores

En PSS/E un generador puede ser simulado directamente en el lado de alta 115kV (HV) adjuntando los datos de su transformador elevador directamente dentro de sus propios datos tal como se explico en la sección 3.3.5. Dicho modelo nos ahorra todas las barras de generación (42 en total), pero tiene la desventaja que la modelar el generador en el lado de 115kV, la tensión de la barra de 115kV se fija al valor de la tensión programada del generador. Es decir, la barra pasa de ser una barra de carga a una de generación, con todas las implicaciones que esto conlleva.

Además, debido a las limitaciones de máquinas disponibles, se agruparan todas las máquinas de una planta en un solo generador, cuando las máquinas son idénticas, todos los parámetros se mantienen y sólo se suma la potencia base de todas las máquinas para obtener la nueva potencia base del conjunto de máquinas, lo mismo puede aplicarse a los límites de potencia activa y reactiva. El problema surge cuando las máquinas de una planta son diferentes, pues debe realizarse una reducción de sus reactancias en paralelo, obteniendo resultados que pueden divergir con la solución verdadera en otro tipo de estudios, ya que dicha reactancia será un aproximado de la reactancia total de todas las máquinas.

Para ejemplificar el caso, se tomaran como ejemplo las máquinas de las plantas de generación de Nejapa.

Tabla 4.7. Datos de las máquinas de la planta uno de Nejapa [1].

Pgen	Qmax	Qmin	Pmax	Pmin	MVA BASE	Vsched	Xsource
5.250	3.233	0	6	0,64	7,5	1,01197	2.27e-01
5.250	3.233	0	6	0,64	7,5	1,01197	2.27e-01
5.250	3.233	0	6	0,64	7,5	1,01197	2.27e-01
5.250	3.233	0	6	0,64	7,5	1,01197	2.27e-01
5.250	3.233	0	6	0,64	7,5	1,01197	2.27e-01
5.250	3.233	0	6	0,64	7,5	1,01197	2.27e-01
5.250	3.233	0	6	0,64	7,5	1,01197	2.27e-01
5.250	3.233	0	6	0,64	7,5	1,01197	2.27e-01

Los datos de la máquina equivalente se muestran en la tabla 4.8, este procedimiento se aplicará también en el resto de las plantas generadoras del país. En los datos del transformador, con el método implícito solamente se puede modelar la impedancia de secuencia positiva y la posición del tap, recordando que dicha impedancia ya no estará en la base del sistema, sino en la de la máquina equivalente.

Tabla 4.8. Datos de la máquina equivalente de la planta uno de Nejapa.

Pgen	Qmax	Qmin	Pmax	Pmin	MVA BASE	Vsched	Xsource
42.000	25.864	0	48	5	60	1,01197	2.27e-01

Transformadores de 3 devanados de la subestación 15 de septiembre.

Los transformadores de 3 devanados pueden ser modelados como 2 transformadores de 2 devanados y una línea de transmisión conectada en derivación, tal y como se puede observar en la figura 4.3. Esto ayuda a aliviar las limitaciones de memoria, ya que cada transformador en PSS/E ocupa el espacio en memoria de la base de datos de 3 transformadores de dos devanados, por lo que si se modelaran explícitamente los cinco transformadores de tres devanados, estos ocuparían el espacio de 15 transformadores de dos devanados, más del 50% de la capacidad disponible.

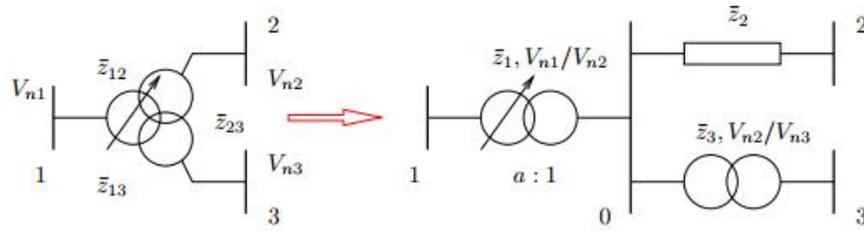


Figura 4.3. Circuito equivalente para transformadores de 3 devanados [4].

Las relaciones de impedancias para dicho modelo son las siguientes:

$$z_{12} = z_1 + z_2 \quad (4.1)$$

$$z_{13} = z_1 + z_3 \quad (4.2)$$

$$z_{23} = z_2 + z_3 \quad (4.3)$$

Con lo que se llega a las siguientes ecuaciones:

$$z_1 = \frac{z_{12} + z_{13} - z_{23}}{2} \quad (4.4)$$

$$z_2 = \frac{z_{12} + z_{23} - z_{13}}{2} \quad (4.5)$$

$$z_3 = \frac{z_{13} + z_{23} - z_{12}}{2} \quad (4.6)$$

Los datos de las impedancias de los transformadores de la subestación 15 de Septiembre se resumen en la tabla 4.9, recalcando que dichas impedancias están ya en la base del sistema (100MVA). Estos valores sirven para calcular un transformador equivalente en paralelo, para luego aplicar el modelo equivalente de las ecuaciones 4.4-4.6.

Tabla 4.9. Impedancias de los transformadores de tres devanados de la subestación 15 de Septiembre [1].

Transformador 1.					
R12	X12	R23	X23	R13	X13
9.245e-4	3.8272e-2	5.672e-3	1.734e-1	5.412e-3	2.154e-1
Transformador 2.					
R12	X12	R23	X23	R13	X13

9.257e-4 3.8272e-2 5.756e-3 1.738e-1 5.548e-3 2.154e-1

Al realizar una reducción de reactancias de secuencia positiva de los transformadores que funcionan en paralelo, se obtienen los resultados de la tabla 4.10, este método se aplicará también al resto de transformadores de tres devanados.

Tabla 4.10. Transformador equivalente en paralelo de tres devanados de la subestación 15 de Septiembre.

Transformador Equivalente en Paralelo.					
R12	X12	R23	X23	R13	X13
4.625e-4	1.9136e-2	2.8568e-3	8.68e-2	2.7396e-3	1.077e-1

Ya con los datos del transformador equivalente, se procede a modelar sus impedancias con las ecuaciones 4.4-4.6:

$$z_1 = \frac{4.625e^{-4} + j1.913e^{-2} + 2.739e^{-3} + j1.077e^{-1} - 2.8568e^{-3} - j8.68e^{-2}}{2}$$

$$z_2 = \frac{4.625e^{-4} + j1.913e^{-2} + 2.8568e^{-3} + j8.68e^{-2} - 2.739e^{-3} - j1.077e^{-1}}{2}$$

$$z_3 = \frac{2.739e^{-3} + j1.077e^{-1} + 2.8568e^{-3} + j8.68e^{-2} - 4.625e^{-4} - j1.913e^{-2}}{2}$$

$$z_1 = 1.7235e^{-4} + j4.003e^{-2}$$

$$z_2 = 2.0915e^{-4} + j8.85e^{-4}$$

$$z_3 = 2.56665e^{-3} + j8.7685e^{-2}$$

Con lo que el transformador equivalente tendrá los datos de la tabla 4.11, el diagrama del transformador resultante en PSS/E se muestra en la figura 4.4.

Tabla 4.11. Impedancias resultantes del transformador equivalente de 3 devanados.

R1	X1	R2	X2	R3	X3
1.7235e-4	4.003e-2	2.0915e-4	8.85e-4	2.56665e-3	8.7685e-2

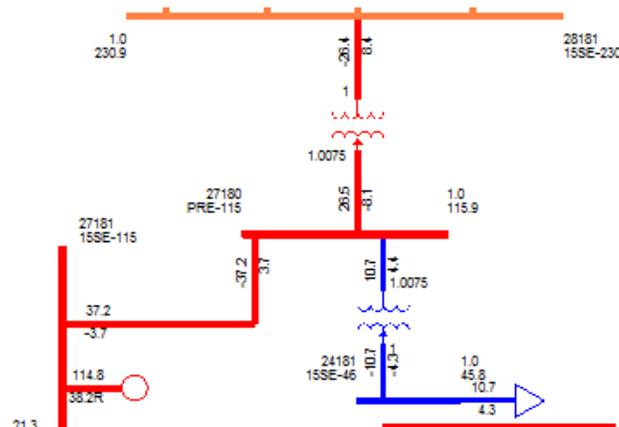


Figura 4.4. Transformador resultante de tres devanados de la subestación 15 de Septiembre [5].

Modelado de las cargas en el lado de alta.

Para fines prácticos de estudios de flujos de carga, las cargas pueden modelarse directamente en los buses de alta, la solución de flujos de potencia variara mínimamente al no modelar el transformador reductor, ya que dicho transformador absorbe cierta cantidad de potencia reactiva.

Como ejemplo, en la figura 4.5 se observa el procedimiento para la subestación Opico, la carga está modelada en el lado de 115kV, los flujos de potencia son bastante acertados, pero las tensiones son particularmente erróneas, pues basta con observar que no se pudo observar el efecto de la barra de 46kV, pues no fue modelada. Ya con estas consideraciones, se pudo crear el primer diagrama y base de datos aproximada.

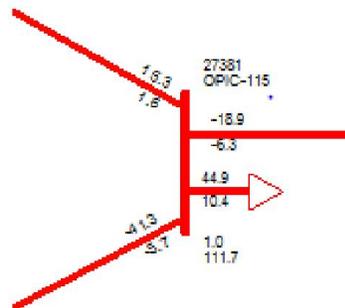


Figura 4.5. Carga de la subestación Opico modelada en el lado de 115kV [5].

Barra oscilante y las interconexiones con Centroamérica [1].

Como se analizó en los capítulos II y III, la barra oscilante debe ser una barra infinita, por lo tanto de tener un generador con límites de potencia muy altos, para poder así suplir todas las pérdidas del sistema.

Se selecciono como barra oscilante la barra de la interconexión con Guatemala (GES-231), en donde se modela el equivalente de Guatemala a través de un generador, cuyos parámetros en PSS/E se observan en la figura 4.6.

Basic Data	
Bus Number	1107
Bus Name	GES-231 230.00
Machine ID	1 <input checked="" type="checkbox"/> In Service
Bus Type Code	3

Machine Data			Transformer Data
Pgen (MW)	Pmax (MW)	Pmin (MW)	R Tran (pu)
3.2240	150.0000	-150.0000	0.00000
Qgen (Mvar)	Qmax (Mvar)	Qmin (Mvar)	X Tran (pu)
-16.5489	100.0000	-100.0000	0.00000
Mbase (MVA)	R Source (pu)	X Source (pu)	Gtap (pu)
150.00	0.000000	1.000000	1.00000

Owner Data		Wind Data
Owner	Fraction	Control Mode
1 <input type="button" value="Select ..."/>	1.000	0 - Not a wind machine
0 <input type="button" value="Select ..."/>	1.000	Power Factor (WPF)
0 <input type="button" value="Select ..."/>	1.000	1.000
0 <input type="button" value="Select ..."/>	1.000	Plant Data
0 <input type="button" value="Select ..."/>	1.000	Sched Voltage
		Remote Bus
		1.0000 0

Figura 4.6. Generador conectado a la barra oscilante [5].

En cuanto a la interconexión con Honduras (barra PAVANA2), la base de datos de la UT la modela como un generador con límites de potencia activa y reactiva muy altos [1], pero en nuestro caso, para ahorrar espacio en memoria para plantas de generación y mientras no se modele dicha interconexión como barra oscilante, se modelara como una carga con demanda de potencia activa y reactiva negativa ó positiva, según sea el caso, ya que en algunas ocasiones en este nodo se exporta o importa energía.

4.3. OBTENCIÓN DE EQUIVALENTES [6].

Ya con un caso base creado, es posible comenzar a desarrollar la reducción de la red mediante las actividades disponibles en PSS/E para la obtención de equivalentes eléctricos.

4.3.1. Equivalentes [6]

Un equivalente es un sistema reducido que representa a una red que contiene muchas barras de los cuales, unos cuantos son barras frontera [6]. Este equivalente se encuentra formado por las mencionadas barras frontera y algunas barras del sistema original.

Los equivalentes son utilizados principalmente con dos propósitos:

1. Para permitir la representación en estudios de grandes áreas incluidas en sistemas interconectados.

2. Para mejorar la velocidad de cómputo en las simulaciones mediante la reducción de barras y ramas que pueden influir en el comportamiento del sistema, pero que no son de interés específico.

Los equivalentes de red que se pueden formar en PSS/E pueden ser divididos principalmente en dos categorías [6]:

- a) Equivalentes para estudios de flujos de potencia y estabilidad.
- b) Equivalentes para análisis de fallas (Estudio de cortocircuito exclusivamente)

El método más utilizado para este análisis es la actividad EEQV. Esta actividad deja el equivalente resultante en el caso de trabajo donde se especifican los datos de la red equivalente. Este equivalente es idéntico en forma al archivo de datos de un sistema real.

Un caso de trabajo de flujos de potencia que contiene elementos introducidos mediante un equivalente, es idéntico en forma a un caso de flujos que contenga solamente elementos de un sistema real y, por lo tanto, puede ser manejado por todas las actividades de PSS/E, incluyendo las actividades para obtención de equivalentes. Es decir, se puede construir un equivalente partiendo de otro equivalente.

4.3.2. Actividad EEQV [6]

La actividad EEQV es utilizada en estudios de cortocircuito, de flujos de potencia y estabilidad; su uso requiere un archivo con las tensiones de los nodos correspondientes a una condición de un caso salvado de flujos de potencia. Esta actividad efectúa sus operaciones y ubica los resultados en el archivo de trabajo, por lo que se recomienda salvar el caso con un nombre diferente después de realizado el equivalente. Por lo anterior, es posible reducir una o varias áreas (o zonas) tanto en secuencia positiva como en secuencia cero. El programa lo efectúa de manera simultánea. Al final de esta actividad, el usuario dispondrá de un archivo conteniendo el área de interés y las áreas reducidas, todas ellas en un solo archivo que se podrá utilizar, como ya se mencionó, en estudios de flujos de potencia, de cortocircuito y de estabilidad.

Se debe tener en cuenta que esta actividad retiene las barras frontera automáticamente y debe especificarse claramente que otras barras se desea conservar, en la figura 4.7 se observa un caso de reducción y como interpreta el programa las barras para la reducción.

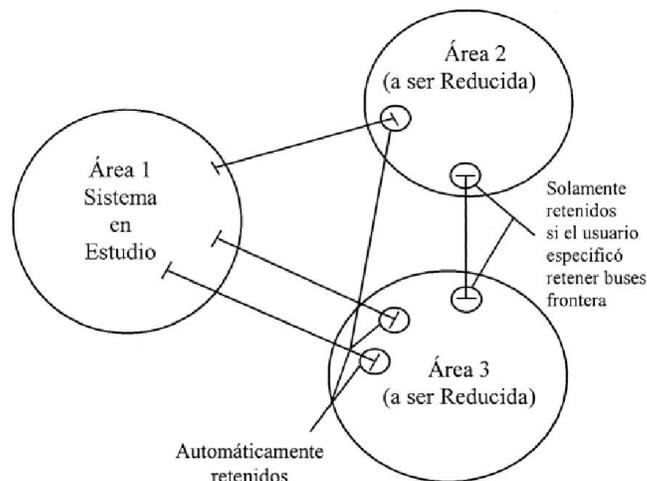


Figura 4.7. Retención de barras frontera [6].

4.4. DIAGRAMA EQUIVALENTE FINAL

En el diagrama final se analizó el comportamiento de las tensiones mediante el diagrama de contornos disponible en PSS/E. También se realizó un análisis preliminar de la carga de los elementos en base al RATE A. Dichos resultados se observan en las figuras 4.8 y 4.9, en los siguientes capítulos se analizarán a profundidad estas actividades.

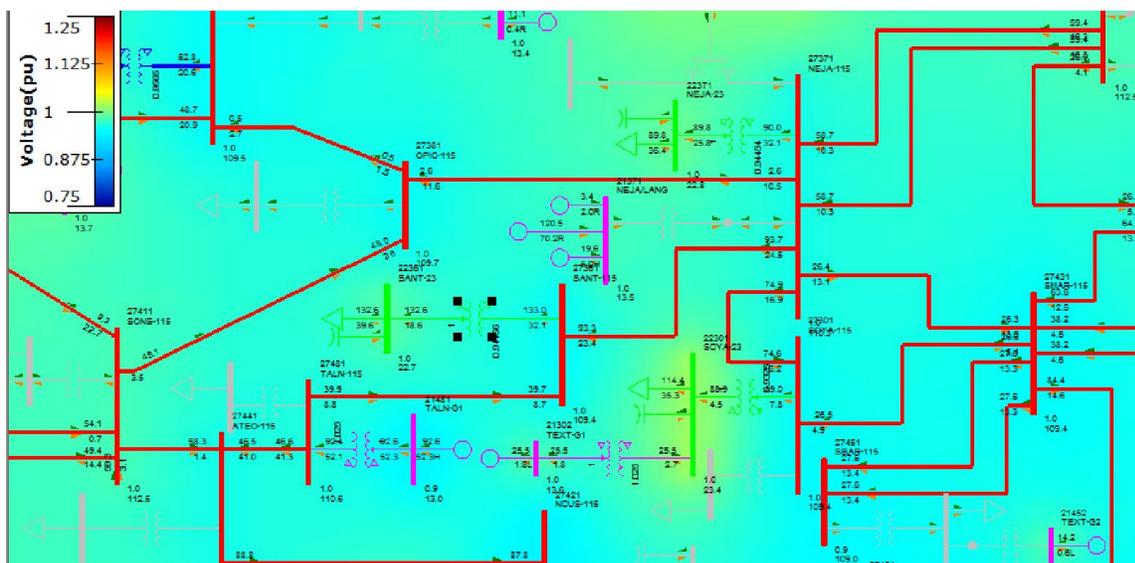


Figura 4.8. Contornos de tensión del sistema [5].

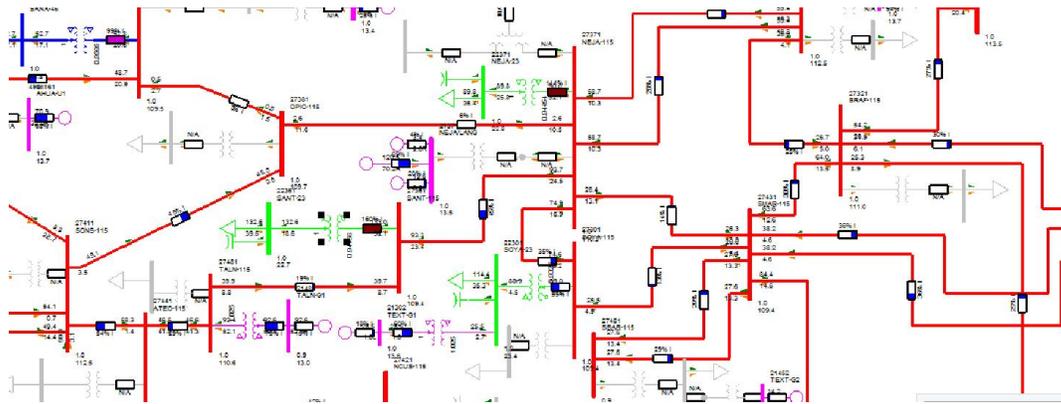


Figura 4.9. Diagrama de sobrecargas de los elementos en base al RATE A.

4.4.1. Resumen de reducciones aplicadas.

Los diferentes tipos de reducciones aplicadas se resumen en las figuras 4.10 y 4.11, mientras que el listado de todas las barras que se redujeron se lista en la tabla 4.12.

Reducciones de transformadores y barras de carga.

Debido al limitado espacio en memoria para componentes en la versión Xplore de PSS/E, surge la necesidad de reducir el número de barras sobre los que se puede hacer algún tipo de análisis, prestando especial atención solamente a barras representativas del sistema (radiales, de alta carga ó propensas a inestabilidad durante contingencias). La reducción consiste en aplicar la actividad EEQV al transformador y a la barra de carga. Los valores de los flujos, demanda, potencia reactiva de los capacitores y los parámetros de secuencia se conservan en el equivalente hecho por PSS/E, pero resulta imposible acceder a dichos datos y modificarlos. Las barras en las que se aplico esta simplificación se listan en la tabla 4.12.

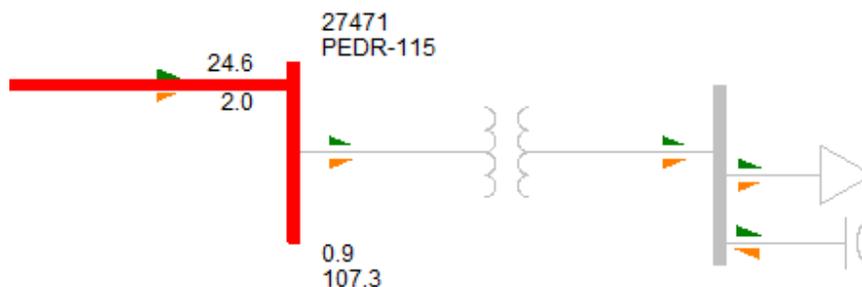


Figura 4.10. Ejemplo del equivalente de las barras de carga (El Pedregal) [5].

Tabla 4.12. Barras de carga del sistema de las cuales se obtuvo un equivalente.

Nombre de la barra	Elementos que contiene
NEJA-23 'AT'	1 transformador de 3 devanados
ACAJ-34.5	1 transformador, 1 carga
ATEO-34.5	1 transformador, 1 carga
ACAJ-46	1 transformador, 1 carga
SONS-46	1 transformador, 1 carga
TALN-46	1 transformador, 1 carga
OPIC-46	1 transformador, 1 carga
AHUA-46	2 transformadores de 3 devanados, 1 carga
STOM-46	1 transformador, 1 carga, 1 banco de capacitores
PEDR-46	1 transformador, 1 carga, 1 banco de capacitores
SBAR-46	1 transformador, 1 carga
SOYA-46	1 transformador, 1 carga
CRGA-46	1 transformador, 1 carga
5NOV-46	1 transformador, 1 carga
SRAF-46	1 transformador, 1 carga
15SE-46	2 transformadores de 3 devanados, 1 carga
TECO-46	1 transformador, 1 carga
OZAT-46	1 transformador, 1 carga
LUNI-46	1 transformador, 1 carga
PAVANA2	1 carga (representa la interconexión)

Reducción de los transformadores elevadores de los generadores.

Ya que el modelo implícito del transformador elevador de un generador introduce demasiados errores en la solución, resulta más eficaz realizar un equivalente de dicho generador. Para no incluir la barra de 115kV dentro del equivalente, se introduce una barra ficticia entre el transformador y la barra de 115kV, tal y como se muestra en la figura 4.21. Dicha reducción se aplico a todas las plantas generadoras del sistema sin excepción.

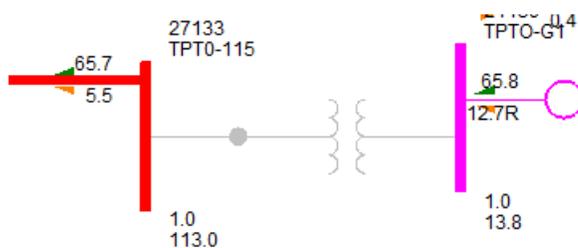


Figura 4.11. Ejemplo del equivalente del transformador elevador de los generadores (Termopuerto) [5].

Reducción de la subestación Guajoyo.

La subestación Guajoyo se encuentra al final de una red radial, de poca generación y demanda. Por ello, y en vista de la falta de memoria para barras, se decidió prescindir tanto de su barra de carga como de la barra a 115kV, tal y como se muestra en la figura 4.12.

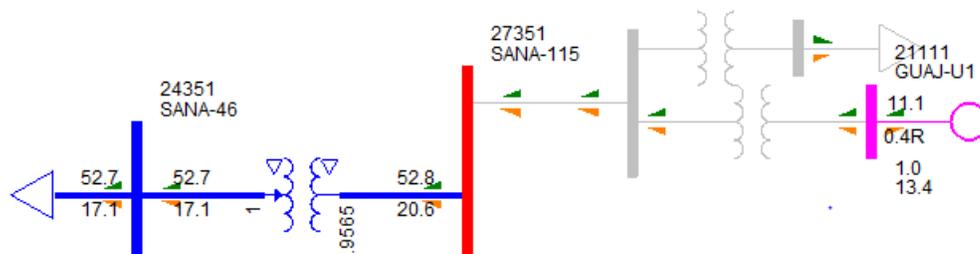


Figura 4.12. Equivalente de la subestación Guajoyo [5].

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] (2015) Información del Sistema de Potencia (SEP) Unidad de Transacciones. [Online]. Las bases de datos publicas utilizadas en este proyecto están disponibles en: <http://www.ut.com.sv/web/guest/13>
- [2] (2009) Descripción Electricidad, Superintendencia de Electricidad y Telecomunicaciones [SIGET]. [Online]. Disponible: <http://www.siget.gob.sv/temas/tema-n>
- [3] Unidad de Transacciones, “Pronósticos de la demanda total y selección de escenarios de carga” en *Estudio de Restricciones de Transmisión*, Gerencia de Operación y Estudios, 2014.
- [4] Milano, F., “Power Flow Data” en *Power System Analysis Toolbox, Documentation for PSAT version 1.3.4*, Julio 14 de 2005.
- [5] Siemens Power Technologies International, Power Systems Simulation for Engineering PSS/E Xplore v33.5.2, versión gratuita de 50 barras, puede obtenerse en: <http://w3.usa.siemens.com/smartgrid/us/en/transmission-grid/products/grid-analysis-tools/transmission-system-planning/pages/university-order.aspx>
- [6] Siemens Power Technologies International, “Network Reduction” en *PSS/E 33.5 Program Automation Manual*, Siemens Industries Inc., New York, Octubre 2013.

CAPITULO V. ANÁLISIS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA DE EL SALVADOR EN ESTADO ESTABLE

INTRODUCCIÓN

El presente estudio tiene como objetivos primordiales:

- Simular el comportamiento de la red para los distintos escenarios de demanda y generación del año 2014.
- Hacer una evaluación de la estabilidad de la tensión del sistema eléctrico de El Salvador en las condiciones de la red para la demanda del año 2014 e identificar las contingencias que más provocan abatimientos de voltaje para el caso base.
- Obtener las curvas P-V más importantes del sistema de potencia de El Salvador.
- Calcular los márgenes mínimos de potencia reactiva para evitar el colapso de tensión del sistema eléctrico de El Salvador, haciendo uso del análisis en estado estable de curvas Q – V.
- Determinar los voltajes del colapso del sistema eléctrico de El Salvador en los puntos críticos del sistema, haciendo uso del análisis en estado estable con curvas Q-V.
- Determinar los límites de transmisión, haciendo uso de los flujos DC, en el nodo de Acajutla.

Los criterios de seguridad y calidad utilizados en el presente estudio se presentan a continuación [1]:

1. Rango de operación normal de tensión: 95% a 105% de la tensión nominal.
2. Rango de operación de emergencia: 90% a 110% de la tensión nominal.
3. Todas las líneas de la red deben estar cargadas debajo del 100% de la capacidad térmica nominal "RATE A" de la línea de transmisión usado en el modelo de simulación, en condiciones de operación normal.
4. Todos los transformadores que entregan energía a un Distribuidor o un Usuario Final, no deben estar arriba del 100% de la capacidad nominal máxima del transformador para cualquier condición de demanda.

5.1. FLUJOS DE POTENCIA PARA LOS DISTINTOS ESCENARIOS DE DEMANDA DEL AÑO 2014 [2]

La construcción de un modelo en PSS/E del Sistema de Potencia de El Salvador puede someterse a una simulación, en primer punto, para evaluar el perfil de tensión en todos los nodos de la red de transmisión, el estado de carga de los distintos elementos del sistema y el régimen de operación de los generadores.

En la preparación de los casos para correr los flujos de potencia, se ha ingresado un perfil de generación por cada escenario de carga y estación: para demanda máxima, media y mínima, de la estación seca del mes de abril y septiembre para el año 2014, según el Estudio de Evaluación de Restricciones publicado por la UT [2].

Para la ejecución del análisis de flujos de potencia, el nodo oscilante se encuentra en el equivalente de Guatemala, en la barra GES-231 [3].

5.1.1. Perfil de generación para el año 2014 [2].

Los escenarios se dividen en demanda mínima, media y máxima, para la época seca y húmeda del 2014, tal y como se muestra en las figuras 5.1 y 5.2.

Cabe señalar que los términos demanda mínima, media y máxima corresponden a horarios específicos (3:30 a.m., 11:30 y 18:30 respectivamente) y no necesariamente a la magnitud de la demanda reportada en dicho momento [5]. Por esta razón, su magnitud depende en gran medida de la composición de la carga (por ejemplo industrial ó residencial). Por ello algunas cargas importantes, con un alto porcentaje de demanda industrial, reportan un aumento para horarios de demanda media y una reducción para horarios de demanda máxima. En cambio las cargas con una mayor componente residencial, aumentan durante los horarios de demanda máxima. La demanda en época seca es en promedio un 3.2% mayor que durante la época húmeda, debido a las exigencias de consumo de electricidad con respecto al clima de verano.

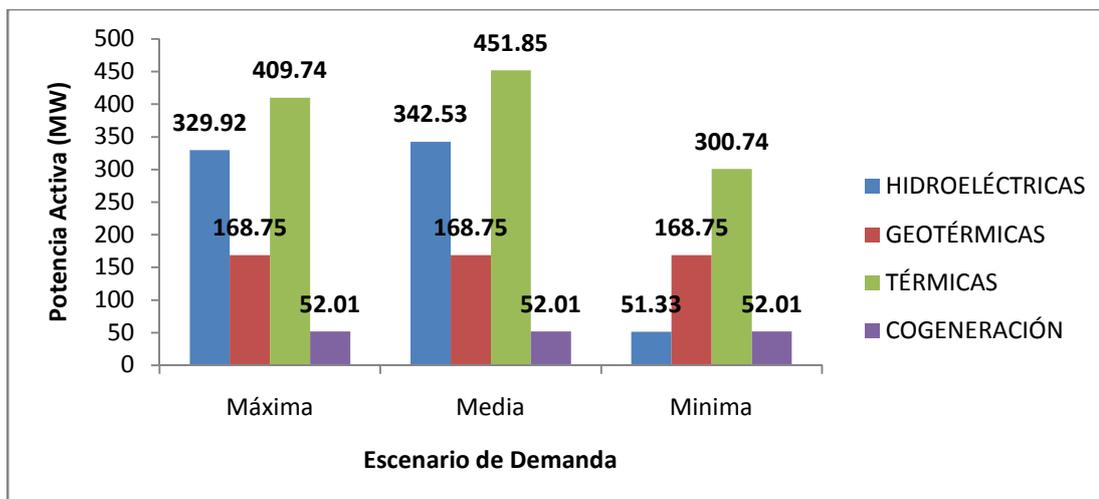


Figura 5.1. Perfil de generación por escenario de demanda, época seca 2014 [2].

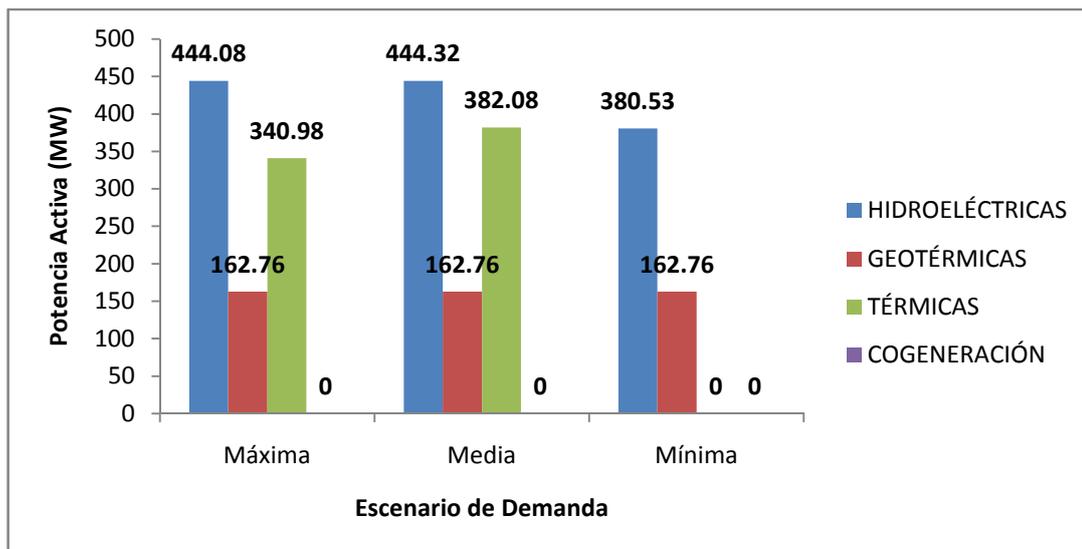


Figura 5.2. Perfil de generación por escenario de demanda, época húmeda 2014 [2].

Se puede observar de las figuras 5.1 y 5.2 que la cogeneración, que representa alrededor de un 8% de la capacidad de generación, sólo está presente durante la época seca debido a las condiciones en que esta energía es producida en los ingenios azucareros del país. La generación hidroeléctrica aumenta en promedio un 75% durante la época húmeda, lo que alivia un poco la fuerte dependencia a la generación térmica (reducida en un 38% durante la época húmeda), que representa mayores costos económicos de producción en comparación con las tecnologías renovables. La generación geotérmica se mantiene constante durante los diferentes escenarios de demanda y varía poco entre la época seca y húmeda.

5.1.2. Perfil de demanda para el año 2014 [2].

Habiendo ingresado el perfil de generación, se procede a ingresar el perfil de demanda para las distintas cargas modeladas en el Sistema Eléctrico de Potencia de El Salvador. Estos escenarios son creados siempre siguiendo los términos empleados para el perfil de generación. En las figuras 5.3 y 5.4 se pueden observar dichos perfiles, en este caso para la demanda de potencia activa.

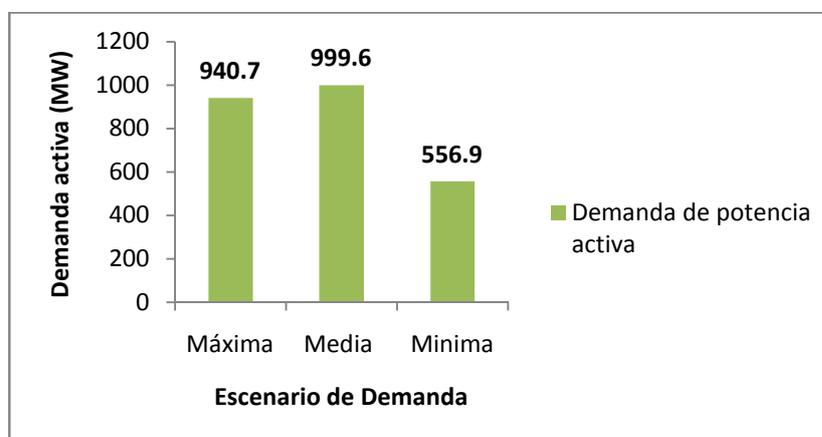


Figura 5.3. Demanda de potencia activa año 2014, época seca [2].

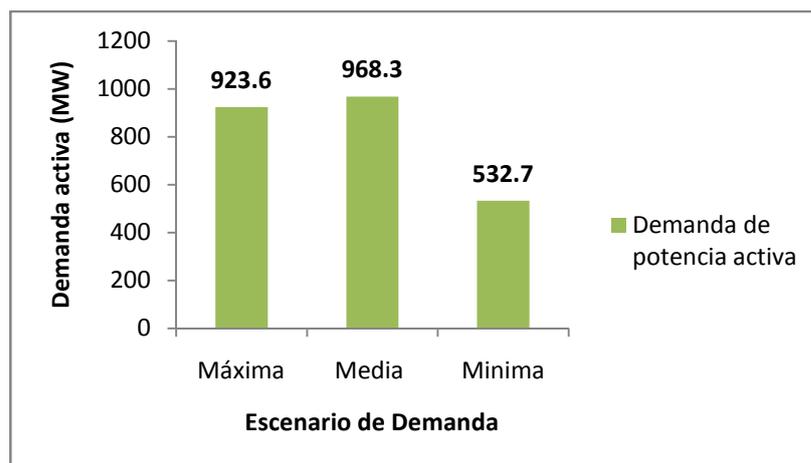


Figura 5.4. Demanda de potencia activa año 2014, época húmeda [2].

5.1.3. Resultados de los flujos de potencia para los distintos escenarios.

Ingresados el perfil de generación y de demanda, se procede a darle solución a los distintos escenarios con PSS/E. El método utilizado es el “Full Newton-Raphson Solution” o FNLS, por ser el más preciso cuando las tensiones iniciales son correctas.

Habiendo solucionado el problema de flujos de potencia, se procede a generar los reportes para cada escenario de demanda y época, dichos resultados se resumen en las tablas 5.1 y 5.2.

Tabla 5.1. Resultados de flujos de potencia, época seca.

	Escenario de Demanda		
	Mínima	Media	Máxima
Generación Potencia Activa	560.1	1004.5	939.5
Generación Potencia Reactiva	-57.8	146.9	61.3
Carga Activa	550.3	987.5	924.5
Carga Reactiva	168.3	316.6	232.5
Shunts MVAR	-50.2	-60.2	-37.1
Líneas	225.4	221	222.8
Pérdidas MW	9.77	17	15.04
Pérdidas MVAR	49.53	111.52	88.73

Tabla 5.2. Resultados de flujos de potencia, época húmeda.

	Escenario de Demanda		
	Mínima	Media	Máxima
Generación Potencia Activa	534.9	971.9	926.8
Generación Potencia Reactiva	-62.9	149.2	149.2
Carga Activa	524.3	953.3	906.3
Carga Reactiva	141.5	293.6	221.9

Shunts MVAR	-30.1	-37.7	-37.7
Líneas	226.6	221.2	221.2
Pérdidas MW	10.56	18.69	18.69
Pérdidas MVAR	52.37	114.56	114.56

5.1.4. Perfiles de tensión y ángulos.

Obtenidos resultados congruentes de los flujos de potencia, se procede a analizar el perfil de tensión de las subestaciones del país. Para ello se graba el archivo .RAW del caso de flujos de potencia y se extrae de él toda la información necesaria, en este caso se evaluará solamente para la demanda media en época seca, que es el momento en el que el sistema se ve más exigido. Dicha información se resume en la figura 5.5.

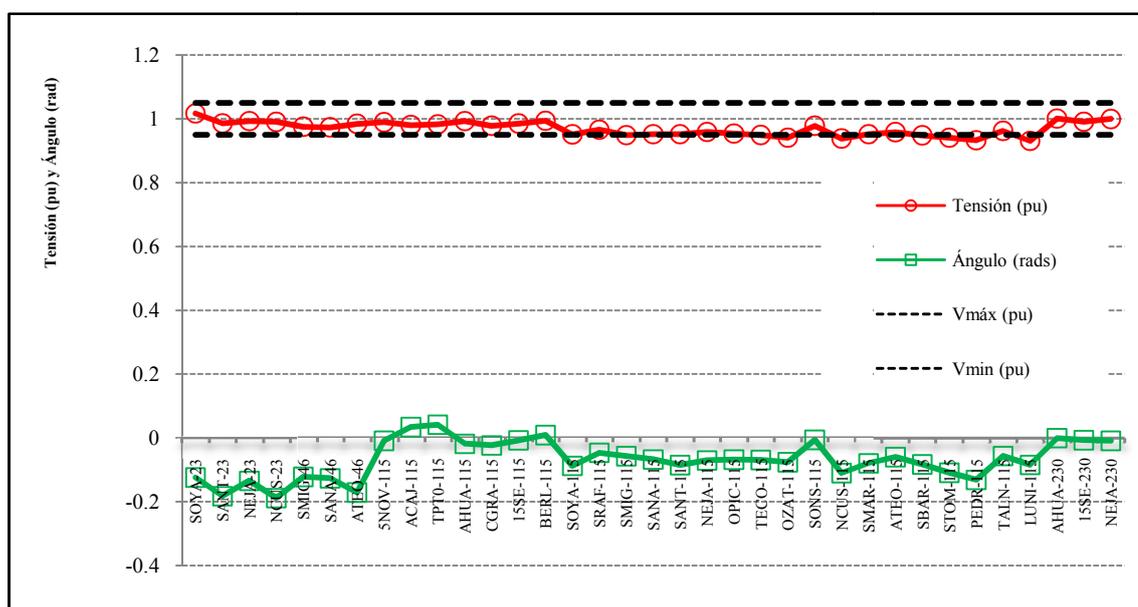


Figura 5.5. Perfiles de tensión y ángulos obtenidos del análisis de flujos de potencia en PSS/E, época seca, demanda media.

De la figura anterior se desprende que los nodos más débiles son los de San Antonio Abad a 23kV, Ahuachapán a 46kV, San Miguel a 46kV y La Unión a 115kV, pues son los que presentan claras violaciones a los márgenes de seguridad.

Luego se analiza la carga que reportan las líneas de transmisión y los generadores, como se observa en la figura 5.6 el transformador de ATEOS está sobrecargado a un 108% de su RATE C.

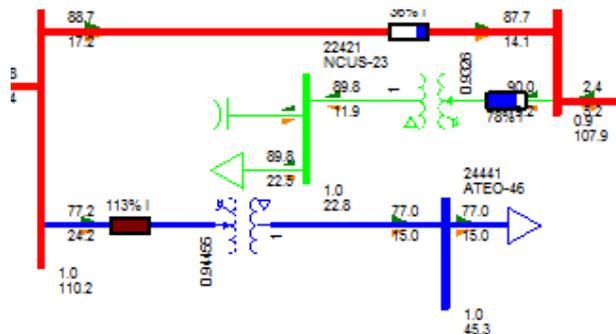


Figura 5.6. Transformador ATEOS sobrecargado [4].

En cuanto a las líneas de transmisión, ninguna presenta sobrecargas y por lo general se encuentran trabajando a una carga bastante baja.

5.1.5. Comparación con el modelo creado en PSAT.

Para comparar resultados, se ha modelado el SEP completo de El Salvador en la herramienta PSAT (Power System Analysis Toolbox), que es un software libre dedicado a la solución de flujos de potencia. Trabaja bajo el entorno de MATLAB y también dentro del software libre Octave-GNU. Dicha herramienta es un proyecto iniciado por el Ph.D en Ingeniería Eléctrica Federico Milano.

El diagrama y los pasos básicos para el modelo completo del SEP de El Salvador se pueden consultar en el **ANEXO A3**, la base de datos utilizada es la misma base publicada en la página web de la UT [3].

Los resultados obtenidos en PSAT para la época seca y húmeda se resumen en las tablas 5.3 y 5.4.

Tabla 5.3. Resultados de flujos de potencia, época seca en PSAT.

DATOS	Escenario de demanda		
	Mínima	Media	Máxima
Generación Total de Potencia Activa en MW	568.60	1018.09	957.45
Generación Total de Potencia Reactiva en MVAR	46.29	331.81	215.32
Carga Activa Total en MW	557.00	998.97	940.70
Carga Reactiva Total en MVAR + "Shunt" de los capacitores	91.37	232.87	158.47
Pérdidas de Potencia activa total en MW	11.60	19.12	16.75
Pérdidas de potencia reactiva total en MVAR	-45.08	98.95	56.85

Tabla 5.4. Resultados de flujos de potencia, época húmeda, PSAT.

DATOS	Escenario de demanda		
	Mínima	Media	Máxima
Generación Total de Potencia Activa en MW	542.27	986.35	927.39
Generación Total de Potencia Reactiva en MVAR	-23.78	330.23	208.82

Carga Activa Total en MW	532.7	966.52	910.28
Carga Reactiva Total en MVAR + "Shunt" de los capacitores	61.42	224.68	147.44
Pérdidas de Potencia activa total en MW	9.57	19.83	17.11
Pérdidas de potencia reactiva total en MVAR	-85-20	105.55	61.38

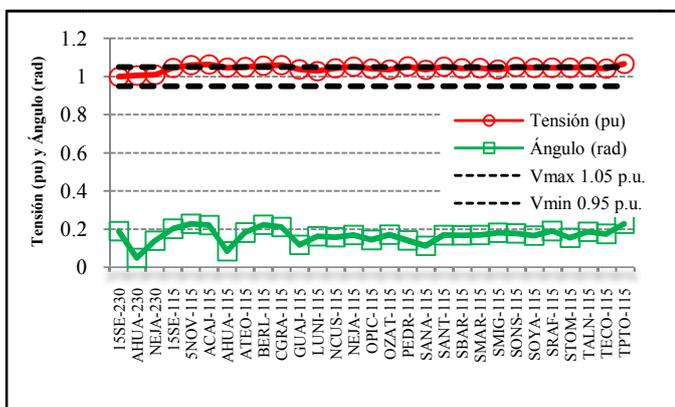


Figura 5.7. Perfil de tensión y ángulos de las barras de 115kV y 230kV.

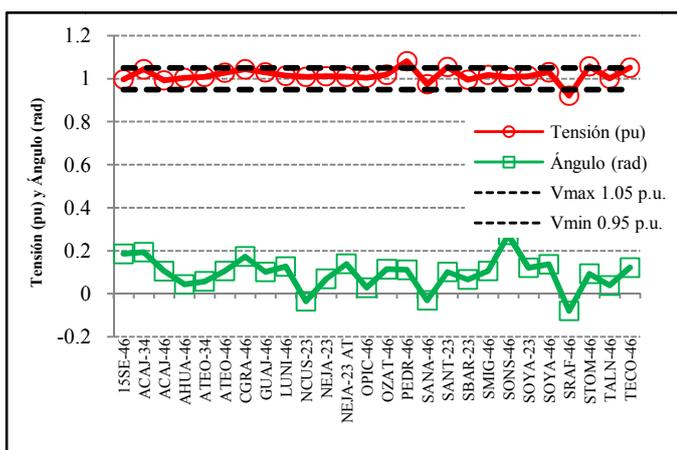


Figura 5.8. Perfil de tensión y ángulos de las barras de 46kV y 23kV.

En la figura 5.7, se puede observar que solamente la barra TPTO-115 (subestación de Tero Puerto) viola ligeramente los límites de tensión reglamentarios.

Luego, se destaca de la figura 5.8 que la barra más débil del sistema es la barra SRAF-46 (subestación San Rafael Cedros) ya que posee un menor margen de seguridad. Las violaciones al nivel de seguridad de tensión máxima son ligeras, con excepción de la barra PEDR-46 (subestación El Pedregal) con una tensión de 1.0713 pu. Dicha subestación representa el final de una serie de subestaciones en configuración radial en una zona tradicionalmente muy cargada.

Se puede observar que los perfiles de tensión en PSAT son más precisos, ya que este es el modelo completo sin reducciones del SEP de El Salvador, aunque el poder de cómputo de

PSS/E es superior y con creces al de PSAT, las diferencias se deben al modelo reducido simulado en PSS/E. En cuanto a las pérdidas y los flujos de potencia, los resultados del modelo de PSAT y PSS/E son bastante cercanos.

5.2. RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS [5].

Para realizar este procedimiento, se utilizó la instrucción AC Contingency solution (ACC).

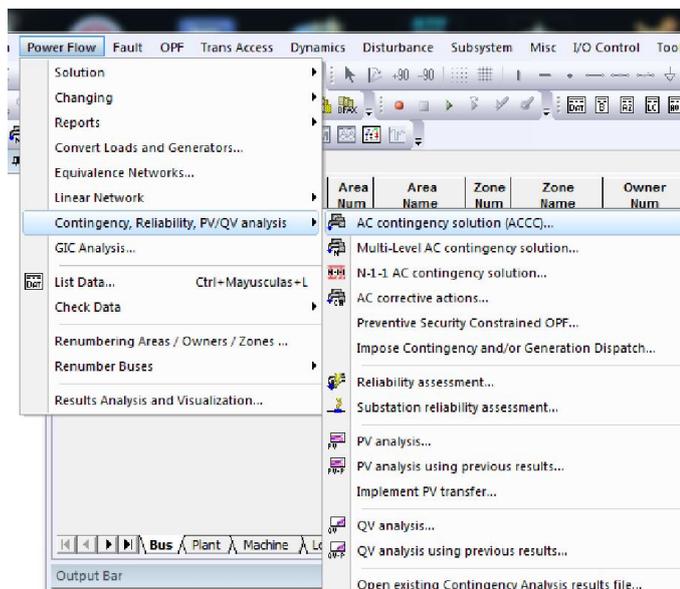


Figura 5.9. Instrucción AC Contingency Solution [4].

Se dividió el análisis por zonas (Occidental, central, oriental) para facilitar la comprensión de los resultados.

```

ACCC OVERLOAD REPORT: MONITORED BRANCHES AND INTERFACES LOADED ABOVE 100.0 % OF RATING SET A (BASE CASE) OR C (CONTINGENCY CASES)
% LOADING VALUES ARE % MVA FOR TRANSFORMERS AND % CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES
INCLUDES VOLTAGE REPORT. VOLTAGE LIMITS USE NORMAL

AC CONTINGENCY RESULTS FILE: C:\Users\usuario\Documents\UES\PSSE\ContIn, PV QV\CEN.acc
DISTRIBUTION FACTOR FILE: C:\Users\usuario\Documents\UES\PSSE\ContIn, PV QV\CEN.dfx
SUBSYSTEM DESCRIPTION FILE: C:\Users\usuario\Documents\UES\PSSE\ContIn, PV QV\CEN.sub
MONITORED ELEMENT FILE: C:\Users\usuario\Documents\UES\PSSE\ContIn, PV QV\CEN.mon
CONTINGENCY DESCRIPTION FILE: C:\Users\usuario\Documents\UES\PSSE\ContIn, PV QV\CEN.con

**PERCENT LOADING UNITS**
%MVA FOR TRANSFORMERS
% I FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES
**OPTIONS USED IN CONTINGENCY ANALYSIS**
Solution engine: Full Newton-Raphson (FNLS)
Solution options:
  Tap adjustment: Stepping
  Area interchange control: Disable
  Phase shift adjustment: Disable
  DC tap adjustment: Enable
  Switch shunt adjustment: Enable all
  Induction motor treatment: Stall
  Induction machine failure: Treat contingency as non-converged
Non diverge: Disable
Mismatch tolerance (MW): 0.5
Dispatch mode: Disable

<----- MONITORED BRANCH -----> <----- CONTINGENCY LABEL -----> RATING FLOW %
22361 SANT-23 23.000 27361*SANT-115 115.00 1 BASE CASE 90.0 136.8 152.0
22371 NEJA-23 23.000 27371*NEJA-115 115.00 1 BASE CASE 90.0 95.5 106.2

MONITORED VOLTAGE REPORT:
SYSTEM <----- CONTINGENCY LABEL -----> <----- B U S -----> V-CONT V-INIT V-MAX V-MIN
'CEN' RANGE BASE CASE 21481 TALN-G1 13.800 0.94127 0.94127 1.05000 0.95000
'CEN' RANGE BASE CASE 27421 NCLUS-115 115.00 0.93848 0.93848 1.05000 0.95000
'CEN' RANGE BASE CASE 27451 SBAR-115 115.00 0.94810 0.94810 1.05000 0.95000
'CEN' RANGE BASE CASE 27461 STOM-115 115.00 0.94075 0.94075 1.05000 0.95000
'CEN' RANGE BASE CASE 27471 PEDR-115 115.00 0.93288 0.93288 1.05000 0.95000
'CEN' RANGE BASE CASE 21481 TALN-G1 13.800 0.94127 0.94127 1.05000 0.95000
'CEN' RANGE BASE CASE 27421 NCLUS-115 115.00 0.93848 0.93848 1.05000 0.95000
'CEN' RANGE BASE CASE 27451 SBAR-115 115.00 0.94810 0.94810 1.05000 0.95000
'CEN' RANGE BASE CASE 27461 STOM-115 115.00 0.94075 0.94075 1.05000 0.95000
'CEN' RANGE BASE CASE 27471 PEDR-115 115.00 0.93288 0.93288 1.05000 0.95000
'CEN' RANGE SINGLE 21302-22301(1) 21481 TALN-G1 13.800 0.93936 0.94127 1.05000 0.95000
'CEN' RANGE SINGLE 21302-22301(1) 27301 SOVA-115 115.00 0.94878 0.95144 1.05000 0.95000
'CEN' RANGE SINGLE 21302-22301(1) 27361 SANT-115 115.00 0.94977 0.95165 1.05000 0.95000
'CEN' RANGE SINGLE 21302-22301(1) 27421 NCLUS-115 115.00 0.93631 0.93848 1.05000 0.95000
'CEN' RANGE SINGLE 21302-22301(1) 27431 SMAR-115 115.00 0.94968 0.95182 1.05000 0.95000
'CEN' RANGE SINGLE 21302-22301(1) 27451 SBAR-115 115.00 0.94595 0.94810 1.05000 0.95000
'CEN' RANGE SINGLE 21302-22301(1) 27461 STOM-115 115.00 0.93898 0.94075 1.05000 0.95000
'CEN' RANGE SINGLE 21302-22301(1) 27471 PEDR-115 115.00 0.93065 0.93288 1.05000 0.95000

```

Figura 5.10. Ejemplo del reporte de contingencias [4].

Luego de analizar todas las posibilidades de contingencias generadas, los resultados se llegan a los siguientes resultados:

Zona Occidental.

- El disparo de las líneas ACAJ-SONS ó ACAJ-ATEO provocan una sobrecarga del 8% del transformador de ATEOS.
- El disparo de la línea AHUA-SANA convierte a la subestación de Santa Ana en una subestación radial desde Opico, lo que provoca graves problemas de tensión en dicha subestación, ya que su demanda es bastante alta.
- El resto de las contingencias no son tan significativa, a pesar de que se toman en cuenta ya que violan los límites de tensión.

Tabla 5.5. Resultados de contingencias para la zona occidental.

Contingencia	Barra afectada	Tensión durante la contingencia	Tensión antes de la contingencia
Disparo línea ACAJ-TPTO	SANA-115	0.94973	0.95201
Disparo línea ACAJ-ATEO	SANA-115	0.94923	0.95201
	OPIC-115	0.94943	0.95361
	ATEO-115	0.94668	0.95821
Disparo Línea AHUA-SANA	SANA-46	0.9266	0.97313
	SANA-115	0.90874	0.95201
	OPIC-115	0.93472	0.95361
Disparo Línea SANA-OPIC	SANA-115	0.94903	0.95201
Disparo línea OPIC-SONS	SANA-115	0.94697	0.95201
	OPIC-115	0.94575	0.95361
Disparo línea SONS-ATEO	ATEO-115	0.94995	0.95821
Disparo línea OPIC-NEJA	SANA-115	0.94669	0.95201
	OPIC-115	0.94471	0.95361
Disparo línea ATEO-NCUS	SANA-115	0.94886	0.95201
	OPIC-115	0.94862	0.95361
Disparo línea ATEO-TALN	ATEO-115	0.93001	0.95821

Zona Central.

- La barra PEDR-115 y STOM ya presentaban problemas de tensión en el caso base (0.93848 y 0.94075).

Tabla 5.6. Resultados de contingencias para la zona central.

Contingencia	Barra afectada	Tensión durante la contingencia	Tensión antes de la contingencia
Disparo Línea SOYA-NEJA	SOYA-115	0.93355	0.95144
	NCUS-115	0.9335	0.93848
	SMAR-115	0.94371	0.95182
	SBAR-115	0.93998	0.9481
	STOM-115	0.93396	0.94075
	PEDR-115	0.92589	0.93288
Disparo Línea SOYA-SMAR	NCUS-115	0.93853	0.93848
	SBAR-115	0.94818	0.9481
	STOM-115	0.9408	0.94075
	PEDR-115	0.93293	0.93288
Disparo línea SANT-NEJA	SANT-23	0.88688	0.98588
	SANT-115	0.8646	0.95165
	NCUS-115	0.912	0.93848
	SMAR-115	0.94808	0.95182
	SBAR-115	0.94434	0.9481
	STOM-115	0.92632	0.94075
	PEDR-115	0.91803	0.93288
	TALN-115	0.91579	0.9621
Disparo línea SANT-OPIC	SOYA-115	0.94907	0.95144
	SANT-115	0.94548	0.95165
	NCUS-115	0.94256	0.93848
	SBAR-115	0.94669	0.9481
	STOM-115	0.94186	0.94075
	PEDR-115	0.93403	0.93288
Disparo línea NEJA-SMAR	SOYA-115	0.94977	0.95144
	NCUS-115	0.93586	0.93848
	SMAR-115	0.94722	0.95182
	SBAR-115	0.94348	0.9481
	STOM-115	0.93698	0.94075
	PEDR-115	0.929	0.93288

Zona Oriental.

- En la zona oriental, el disparo de las líneas SRAF-TECO, SMIG-OZAT y TECO-OZAT tienen un gran impacto en la red ya que dejan como una red radial a una parte importante del sistema.

Tabla 5.7. Resultados de contingencias para la zona oriental.

Contingencia	Barra afectada	Tensión durante la contingencia	Tensión antes de la contingencia
Disparo línea 5NOV-CGRA	OZAT-115	0.94317	0.94079
	LUNI-115	0.93267	0.9311
Disparo línea 5NOV-SRAF	SMIG-115	0.94271	0.94873
	TECO-115	0.93835	0.94942
	OZAT-115	0.93194	0.94079
	LUNI-115	0.92493	0.9311
	SMIG-115	0.94704	0.94873
	TECO-115	0.94632	0.94942
	OZAT-115	0.9383	0.94079
	LUNI-115	0.92937	0.9311
Disparo línea 15SE-BERL	SMIG-115	0.9495	0.94873
	TECO-115	0.94644	0.94942
	OZAT-115	0.93932	0.94079
	LUNI-115	0.93189	0.9311
Disparo línea 15SE-SRAF	SMIG-115	0.94841	0.94873
	TECO-115	0.94519	0.94942
	OZAT-115	0.93829	0.94079
	LUNI-115	0.93077	0.9311
Disparo línea 15SE-SMIG	SMIG-115	0.92933	0.94873
	TECO-115	0.94236	0.94942
	OZAT-115	0.92786	0.94079
	LUNI-115	0.91122	0.9311
Disparo línea BERL-SMIG	CHAP-G1	0.89975	0.97261
	SMIG-46	0.89297	0.97518
	SMIG-115	0.87396	0.94873
	TECO-115	0.91917	0.94942
	OZAT-115	0.88925	0.94079
	LUNI-115	0.85435	0.9311
Disparo línea SRAF-TECO	CHAP-G1	0.94659	0.97261
	SMIG-46	0.94593	0.97518
	SMIG-115	0.92206	0.94873
	TECO-115	0.87131	0.94942
	OZAT-115	0.88507	0.94079
	LUNI-115	0.90376	0.9311
	TECO-115	0.87131	0.94942
	OZAT-115	0.88507	0.94079
Disparo línea SMIG-OZAT	TECO-115	0.93921	0.94942
	OZAT-115	0.9223	0.94079
	LUNI-115	0.93789	0.9311

Disparo línea TECO- OZAT	SMIG-115	0.93924	0.94873
	OZAT-115	0.91963	0.94079
	LUNI-115	0.92138	0.9311

5.3. RESULTADOS DE LAS CURVAS PV

Para las curvas PV, se analizaron los siguientes nodos:

- AHUA-230
- 15SE-230
- NEJA-230
- SOYA-115
- SMIG-115
- SANA-115
- NEJA-115
- TECO-115
- OZAT-115
- SMAR-115
- STOM-115
- PEDR-115
- LUNI-115

Y las contingencias a analizar fueron las siguientes:

- Disparo de la línea AHUA-NEJA a 230kV
- Disparo de la línea 15SE-NEJA a 230kV
- Disparo de la línea AHUA-SANA a 115kV
- Disparo de las dos líneas 15SE-NEJA a 230kV

Los resultados se muestran en las siguientes figuras, denotando en primer lugar los casos base.

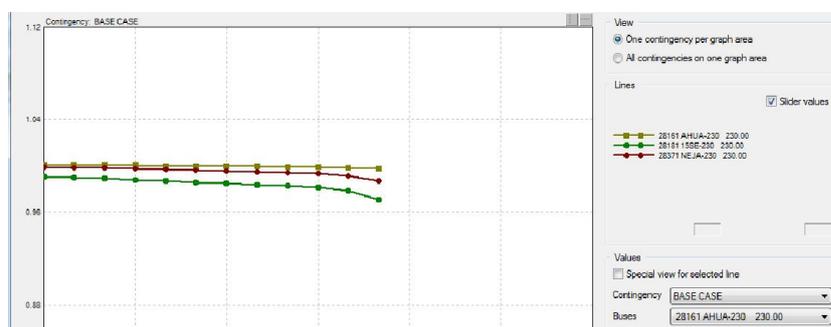


Figura 5.11. Caso Base, nodos AHUA-230, 15SE-230 y NEJA-230 [4].

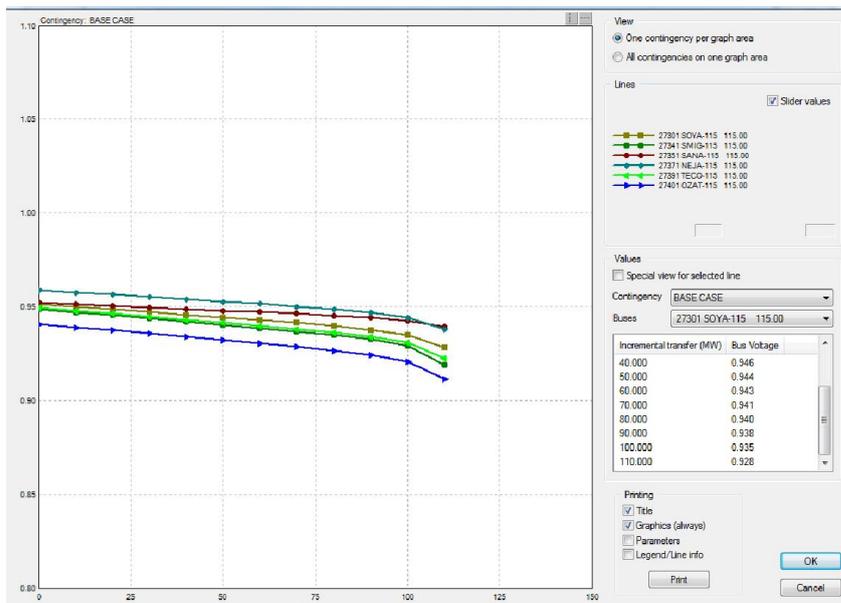


Figura 5.12. Caso base curvas PV, nodos SOYA-115, SMIG-115, SANA-115, NEJA-115, TECO-115 y OZAT-115 [4].

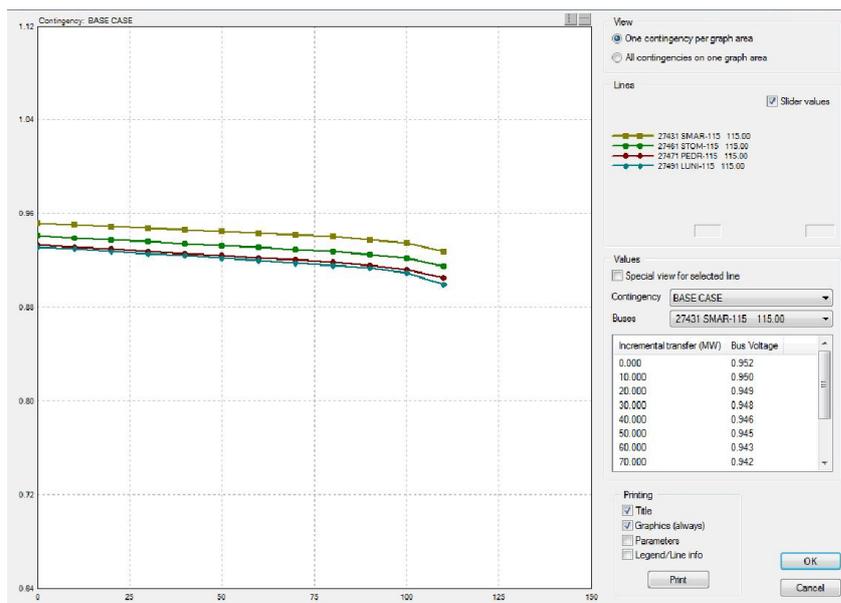


Figura 5.13. Caso base curvas PV, nodos SMAR-115, STOM-115, PEDR-115 y LUNI-115 [4].

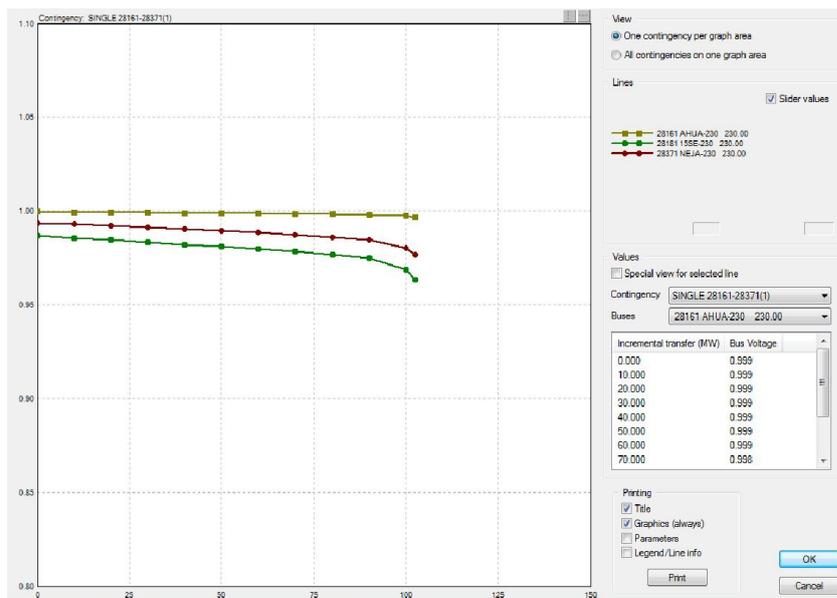


Figura 5.14. Curvas PV para disparo de la línea AHUA-NEJA, nodos AHUA-230, 15SE-230 y NEJA-230 [4]

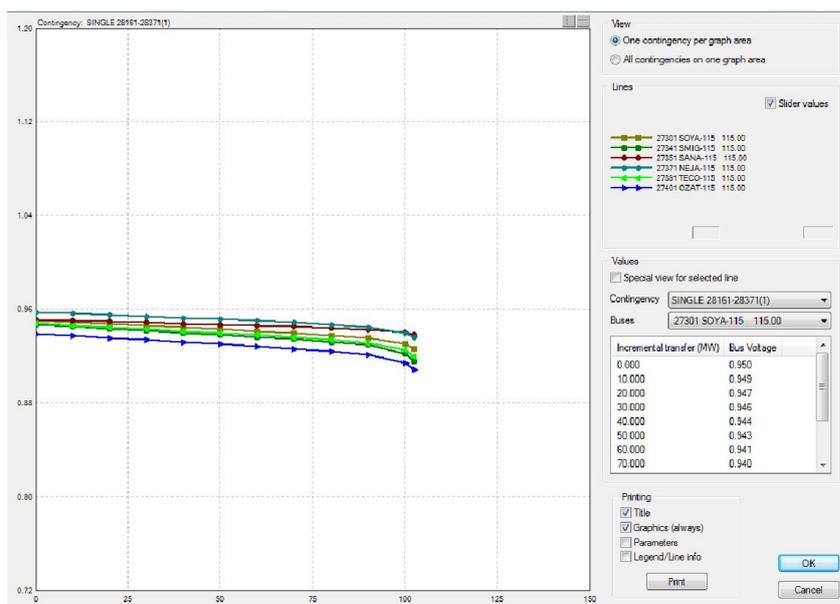


Figura 5.15. Curvas PV para disparo de la línea AHUA-NEJA nodos SOYA-115, SMIG-115, SANA-115, NEJA-115, TECO-115 y OZAT-115 [4]

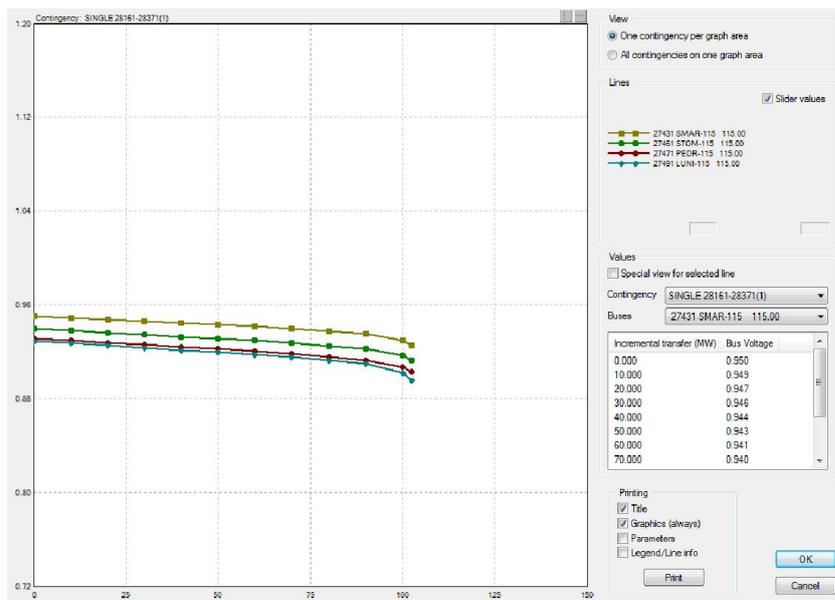


Figura 5.16. Curvas PV para disparo de la línea AHUA-NEJA nodos SMAR-115, STOM-115, PEDR-115 y LUNI-115 [4]

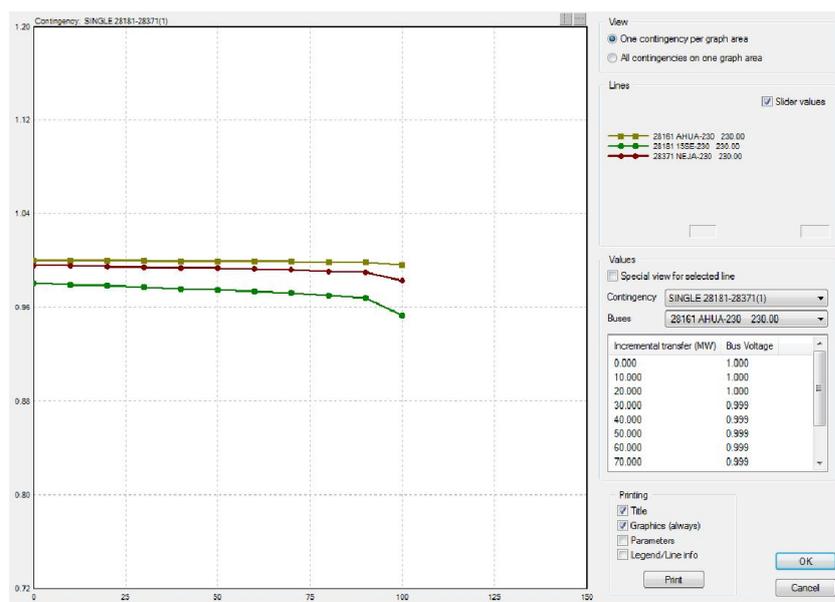


Figura 5.17. Curvas PV para disparo de la línea 15SE-NEJA, nodos AHUA-230, 15SE-230 y NEJA-230 [4]

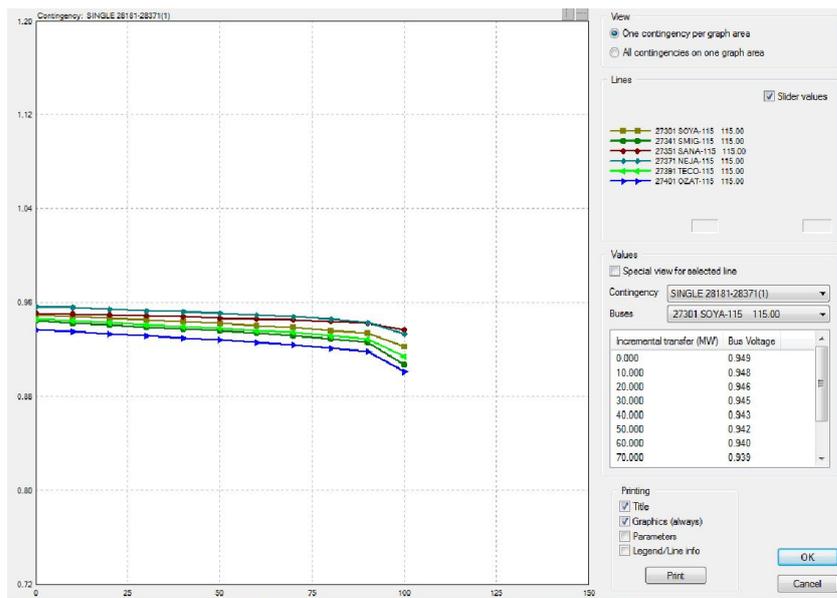


Figura 5.18. Curvas PV para disparo de la línea 15SE-NEJA, nodos SOYA-115, SMIG-115, SANA-115, NEJA-115, TECO-115 y OZAT-115 [4]

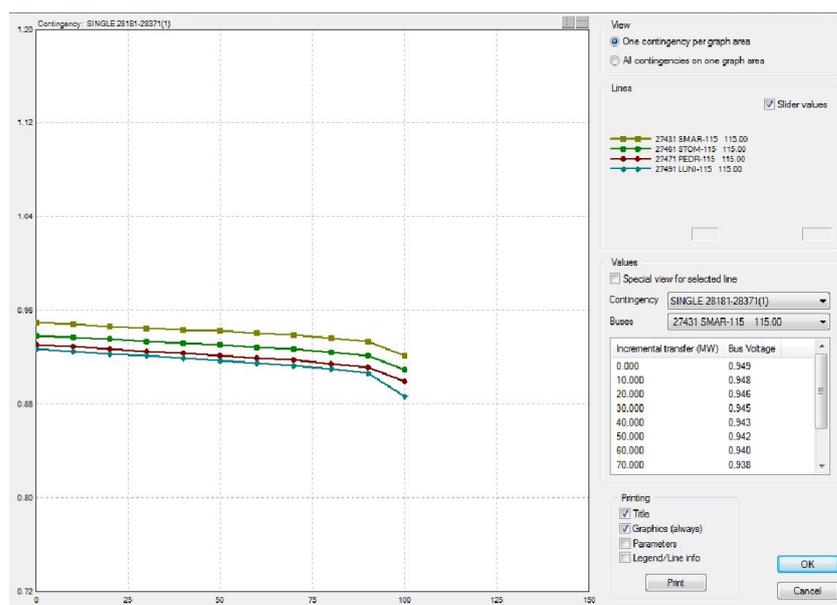


Figura 5.19. Curvas PV para disparo de la línea 15SE-NEJA, nodos SMAR-115, STOM-115, PEDR-115 y LUNI-115 [4]

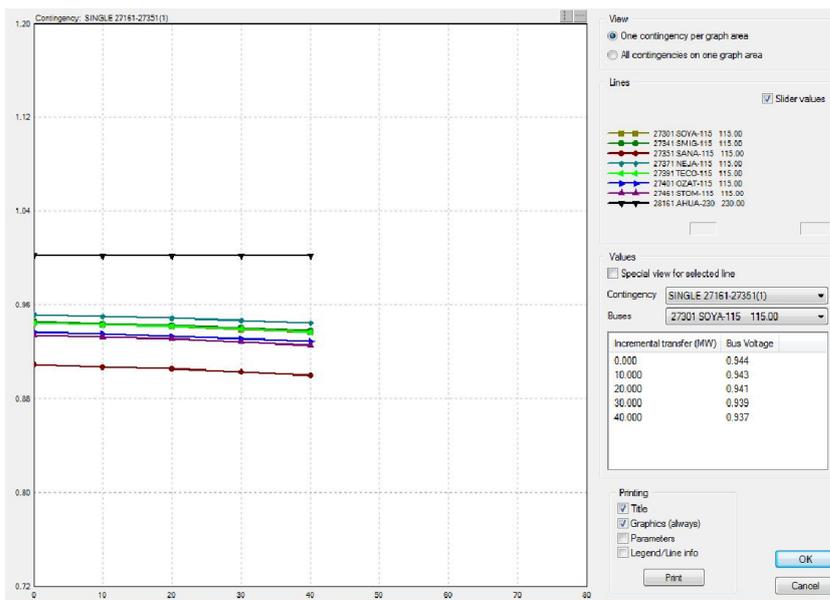


Figura 5.20. Curvas PV para disparo de la línea AHUA-SANA, nodos SOYA-115, SMIG-115, SANA-115, NEJA-115, TECO-115 y OZAT-115 [4]

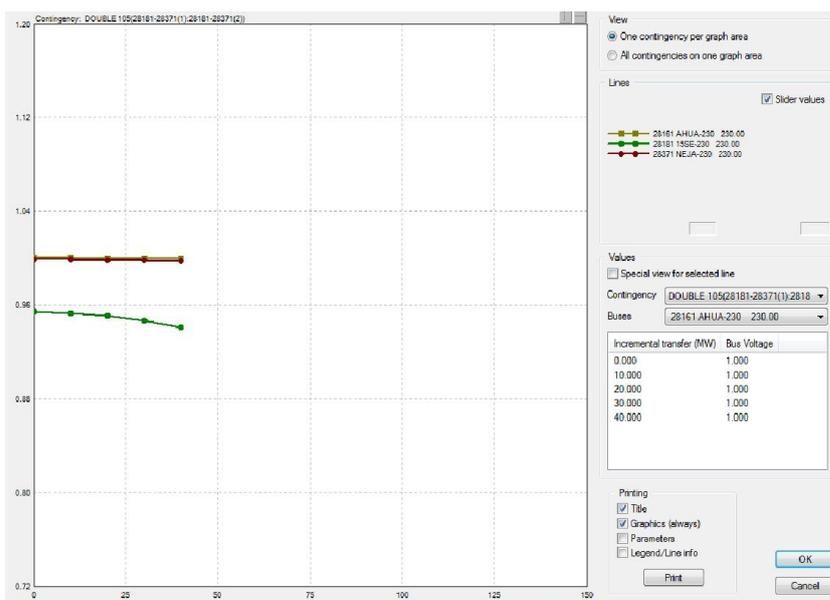


Figura 5.21. Curvas PV para disparo de las dos líneas 15SE-NEJA, nodos AHUA-230, 15SE-230, NEJA-230 [4]

5.4. RESULTADOS DE LAS CURVAS QV

La metodología para el presente análisis, consiste en analizar las curvas Q-V de los nodos más afectados por abatimiento del voltaje ante contingencia, en condiciones normales y post-contingencia. Para el caso base y para cada una de las contingencias críticas identificadas en el Análisis de Contingencias.

El punto mínimo dentro de la curva Q-V (donde $dQ/dV = 0$) es el punto de colapso de voltaje (punto crítico).

Los puntos en la curva al lado izquierdo del punto crítico representan condiciones inestables de operación, los puntos a la derecha representan condiciones estables. La distancia vertical entre el eje horizontal y el punto crítico es el margen de potencia reactiva. Si el punto mínimo de la curva Q-V está por encima del eje horizontal, el sistema presenta una deficiencia de potencia reactiva en el nodo analizado y una fuente adicional de potencia reactiva es necesaria para prevenir el colapso de voltaje. Si el punto crítico está por debajo del eje horizontal, el sistema tiene un margen de potencia reactiva positivo (caso deseado). El colapso de voltaje inicia en la barra más débil (crítico) y luego se esparce hacia otras barras débiles o con problemas de baja tensión. Por lo tanto, la barra crítica es el más importante dentro del análisis de colapso de voltaje usando la técnica de curvas Q-V.

Para las curvas QV, los nodos con menor reserva de potencia reactiva en el caso base son los siguientes:

- TECO-115
- PEDR-115
- OZAT-115
- STOM-115

Y las contingencias a analizar, son las que generan graves problemas al provocar que partes del sistema se comporten como redes radiales.

- Disparo de la línea SRAF-TECO
- Disparo de la línea SMAR-STOM
- Disparo de la línea BERL-SMIG
- Disparo de la línea 15SE-SMIG
- Disparo de la línea SANA-OPIC

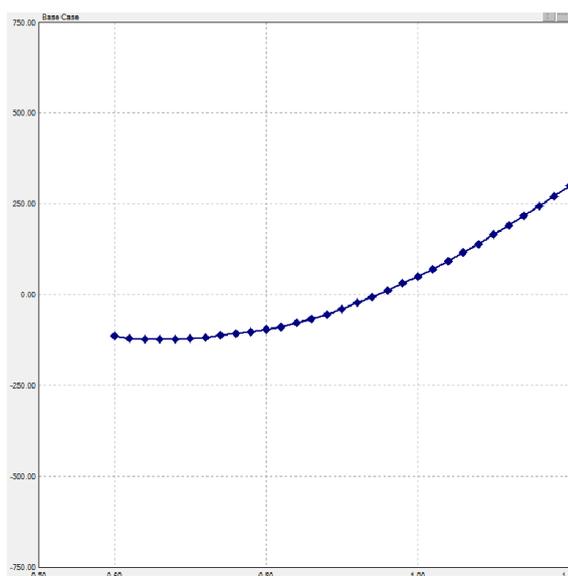


Figura 5.22. Curva QV nodo TECO-115, caso base [4].

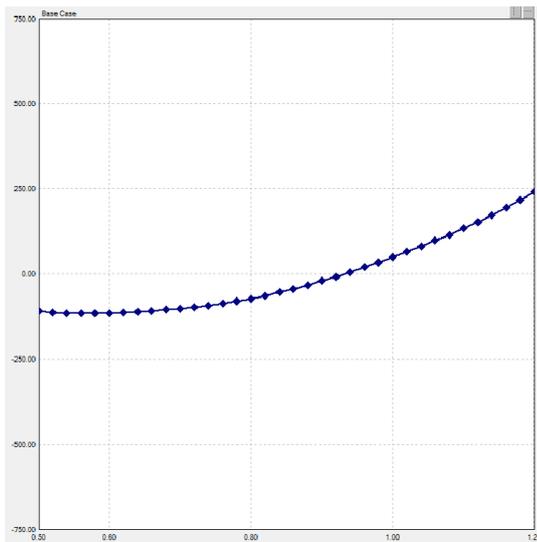


Figura 5.23. Curva QV nodo PEDR-115, caso base [4].

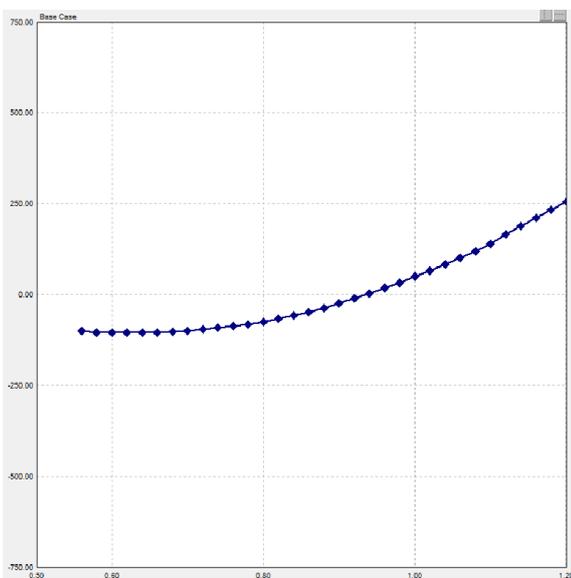


Figura 5.24. Curva QV nodo OZAT-115, caso base [4].

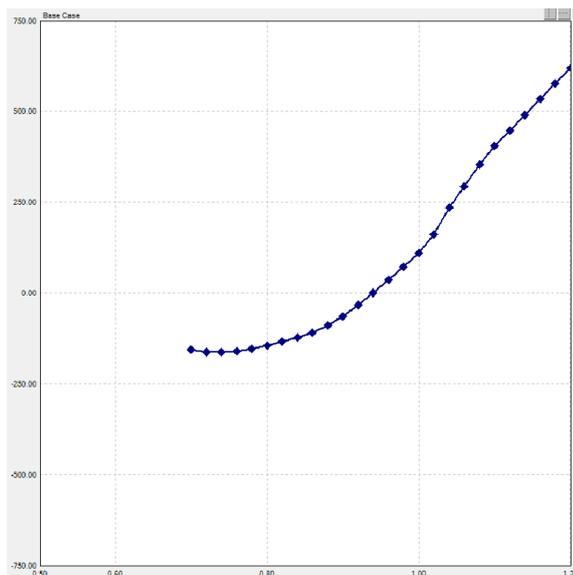


Figura 5.25. Curva QV nodo STOM-115, caso base [4].

Tabla 5.8. Voltajes de Colapso y reserva para los nodos analizados.

Contingencia	Barra	Reserva de Potencia Reactiva (Mvar)	Voltaje de Colapso
Caso Base	TECO-115	-122.8	0.66
	PEDR-115	-117.17	0.56
	OZAT-115	-105.86	
	STOM-115	-163.58	0.72
Disparo de la línea SRAF-TECO	TECO-115	-40.56	0.5
	PEDR-115	-112.51	0.58
	OZAT-115	-55.93	0.5
	STOM-115	-151.79	0.74
Disparo de la línea SMAR-STOM	TECO-115	-116.11	0.68
	PEDR-115	-58.09	0.5
	OZAT-115	-101.4	
	STOM-115	-80.88	0.5
Disparo de la línea BERL-SMIG	TECO-115	-97.33	0.62
	PEDR-115	-105.48	
	OZAT-115	-78.40	0.54
	STOM-115	-139.11	0.74
Disparo de la línea 15SE-SMIG	TECO-115	-108.96	0.66
	PEDR-115	-113.06	
	OZAT-115	-87.42	0.58
	STOM-115	-155.03	0.74
Disparo de la línea AHUA-SANA	TECO-115	-95.95	0.7
	PEDR-115	-93.62	
	OZAT-115	-85.90	0.66
	STOM-115	-118.56	0.76

De los resultados anteriores se puede concluir que los siguientes son los peores escenarios:

- Para el disparo de la línea SRAF-TECO, las barras TECO-115 y OZAT-115 son las que presentan la menor reserva del sistema (-40.56 y -55.93) y el voltaje de colapso más bajo (0.5).
- Para el disparo de la línea SMAR-STOM, las barras PEDR-115 y STOM-115 son las que presentan la menor reserva del sistema (-58.09 y -80.88) y el voltaje de colapso más bajo (0.5).

5.5. FLUJOS DE POTENCIA DC PARA ESTUDIOS DE LÍMITES DE TRANSMISION [6]

Es muy utilizado para analizar los límites del sistema debido a su rapidez de cálculo, ya que lleva las ecuaciones de flujos de potencia a un problema lineal. Los flujos de potencia activa de este método son casi idénticos a los flujos AC, pero dicho método ignora los flujos de potencia reactiva.

5.5.1. Límites de Transmisión Nodo de Acajutla

Para determinar la máxima inyección en el nodo de Acajutla, se disminuye la potencia generada por las plantas que no se encuentran en Acajutla y se aumenta la potencia de las plantas conectadas en dicho nodo.

Del análisis se obtiene que ACAJ y TPTO tengan una capacidad máxima de generación conjunta de 295MW.

<----- STUDY SYSTEM ----->						<----- OPPOSING SYSTEM ----->									
<---- GENERATOR MW ---->						<---- GENERATOR MW ---->									
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	BASE	SHIFT	CHANGE	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	BASE	SHIFT	CHANGE
27131	ACAJ	-115	115.00	129.2	197.3	68.1		1107	GES	-231	230.00	-10.2	-16.5	-6.3	
27133	TPTO	-115	115.00	65.8	97.7	31.9		3034	PAVANA	2	230.00	5.5	1.3	-4.2	
								27101	5NOV	-115	115.00	81.7	77.0	-4.7	
								27111	GUAJ	-115	115.00	11.1	9.2	-1.9	
								27161	AHUA	-115	115.00	70.9	66.1	-4.9	
								27171	CGRA	-115	115.00	135.0	128.6	-6.3	
								27181	15SE	-115	115.00	114.8	107.0	-7.8	
								27211	BERL	-115	115.00	97.8	92.1	-5.8	
								27301	SOYA	-115	115.00	25.5	19.5	-6.0	
								27371	NEJA	-115	115.00	143.5	126.5	-17.0	
								27411	SONS	-115	115.00	26.0	24.9	-1.1	
								27451	SBAR	-115	115.00	14.2	9.9	-4.2	
								27481	TALN	-115	115.00	92.6	62.8	-29.8	

Figura 5.26. Reporte de capacidad máxima de generación en Acajutla [4].

Continuando con el reporte, se encuentra que el sistema está limitado por la primera contingencia en la línea ACAJ-SONS.

LOADINGS AT OR ABOVE 100.0 % OF RATING ARE MARKED WITH '*'						<----- BASE CASE ----->						
<----- F R O M ----->						<----- T O ----->						
					CKT	INCR. TRANS CAPAB	RATING A	PRE-SHIFT MW	POST-SHIFT MW	LIMIT CASE MW	DISTR. FACTOR	
27131	ACAJ	-115	115.00	27133	TPTO	-115	138.6	110	-65.8	-97.7	-110.0*	0.31870
27131	ACAJ	-115	115.00	27411	SONS	-115	170.2	113	55.5	89.3	102.3	0.33762
27131	ACAJ	-115	115.00	27411	SONS	-115	174.6	113	54.5	88.0	100.9	0.33510
27131	ACAJ	-115	115.00	27441	ATEO	-115	493.2	226	64.6	97.3	109.9	0.32728

LIMITING ELEMENT					DISTR.	PRE- RATING	SHIFT	BAS/CNT	CONTINGENCY DESCRIPTION		
FROM		TO	CKT	FACTOR	MW	A/A					
ACAJ-115	115.00	27411 SONS-115	115.00 1	1.00000	174.6	113.0			OPEN 27131 [ACAJ-115	115.00]	TO 27411 [SONS-
									OPEN 27131 [ACAJ-115	115.00]	TO 27441 [ATEO-
ACAJ-115	115.00	27411 SONS-115	115.00 2	1.00000	174.6	113.0			OPEN 27131 [ACAJ-115	115.00]	TO 27411 [SONS-
									OPEN 27131 [ACAJ-115	115.00]	TO 27441 [ATEO-
ACAJ-115	115.00	27411 SONS-115	115.00 2	0.57927	94.9	113.0			OPEN 27131 [ACAJ-115	115.00]	TO 27411 [SONS-
									OPEN 27131 [ACAJ-115	115.00]	TO 27441 [ATEO-
ACAJ-115	115.00	27411 SONS-115	115.00 1	0.57806	94.5	113.0			OPEN 27131 [ACAJ-115	115.00]	TO 27411 [SONS-
									OPEN 27131 [ACAJ-115	115.00]	TO 27411 [SONS-
ACAJ-115	115.00	27411 SONS-115	115.00 2	0.50188	88.0	113.0			OPEN 27131 [ACAJ-115	115.00]	TO 27411 [SONS-
									OPEN 27131 [ACAJ-115	115.00]	TO 27411 [SONS-
ACAJ-115	115.00	27441 ATEO-115	115.00 1	1.00000	174.6	226.0			OPEN 27131 [ACAJ-115	115.00]	TO 27441 [ATEO-
									OPEN 27131 [ACAJ-115	115.00]	TO 27411 [SONS-
ACAJ-115	115.00	27411 SONS-115	115.00 1	0.49812	86.7	113.0			OPEN 27131 [ACAJ-115	115.00]	TO 27441 [ATEO-
									OPEN 27131 [ACAJ-115	115.00]	TO 27441 [ATEO-

Figura 5.27. Elementos limitadores del nodo de Acajutla [4].

5.6. SOLUCIONES Y RECOMENDACIONES.

- El problema de la baja tensión en el nodo de El Pedregal en demanda media se soluciona con la instalación de un banco de capacitores en la barra PEDR-46 (para el 2015 este problema se solucionó [1])
- En cuanto a la matriz energética, se observa la necesidad de evolucionar a energías diferentes a las plantas térmicas, ya que la demanda incrementa año con año y se corre el riesgo del aumento de las tarifas al seguir consumiendo energía de este tipo de tecnologías, sobre todo en la época seca.
- El problema de baja tensión y debilidad en el nodo de La Unión no se solucionara efectivamente mientras la subestación sea radial.
- La sobrecarga en el transformador de Ateos puede mitigarse transfiriendo carga en las horas picos o mediante la instalación de otro transformador. La entrada de la generación de las plantas de Gecsa o Borealis no es una solución debido a los altos costes que representa la entrada en funcionamiento de estas plantas. Otra solución podría ser la nueva subestación San Matías, en construcción a la fecha.
- La zona oriental es muy susceptible al provocarse una contingencia simple en la línea San Rafael Cedros – Tecoluca, ya que gran parte del sistema queda funcionando en configuración radial. Por esta razón el mantenimiento en esta línea debe realizarse solamente en condiciones de demanda baja, como en la mañana o en fines de semana.
- Una contingencia en la línea de Ahuachapán – Santa Ana provoca un efecto parecido al descrito en el literal anterior, por lo que las recomendaciones para un mantenimiento son iguales que en el literal anterior.
- El disparo de la línea San Martín – San Tomás causa problemas de tensión en los nodos de Nuevo Cuscatlán, Santo Tomás y El Pedregal. Los bancos de capacitores mitigan estos problemas. En el nodo de Nuevo Cuscatlán los problemas nunca se solucionarán al 100% mientras no exista un cambiador de taps bajo carga en los transformadores de esta subestación. Además cuando está línea se dispara, se sobrecargan los transformadores de Nuevo Cuscatlán, por ello surge la necesidad de un tercer transformador en esta subestación.

- La máxima inyección en el nodo de Acajutla está limitada por la primera contingencia en la línea Acajutla – Sonsonate. Por ello la máxima inyección no debe sobrepasar los 295MW.
- Para condiciones de gran demanda los nodos con menor reserva de reactivos son: El Pedregal, Santo Tomás, Ozatlán, Tecoluca y La Unión. Por lo tanto se deben monitorear constantemente ya que una contingencia podría llevar a estos nodos al colapso de tensión. La menor reserva de reactivos se presentó en el nodo de Tecoluca para la contingencia SRAF-TECO (40.56MVar).
- Se debe señalar que en los escenarios de época seca se cuenta con una mayor reserva de potencia reactiva que en la época húmeda; esto se debe a que en la época seca la generación se encuentra más cerca de los centros de carga que en la época húmeda [2].

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Unidad de Transacciones, “Metodología” en *Estudio de Restricciones de Transmisión 2014-2015*, Gerencia de Operación y Estudios, mayo 2014.
- [2] Unidad de Transacciones, “Pronósticos de la Demanda Total y Selección de Escenarios de Carga” en *Estudio de Restricciones de Transmisión 2014-2015*, Gerencia de Operación y Estudios, mayo 2014.
- [3] (2015) Información del Sistema de Potencia (SEP) Unidad de Transacciones. [Online]. Las bases de datos publicas utilizadas en este proyecto están disponibles en: <http://www.ut.com.sv/web/guest/13>
- [4] Siemens Power Technologies International, Power Systems Simulation for Engineering PSS/E Xplore v33.5.2, versión gratuita de 50 barras, puede obtenerse en: <http://w3.usa.siemens.com/smartgrid/us/en/transmission-grid/products/grid-analysis-tools/transmission-system-planning/pages/university-order.aspx>
- [5] Siemens Power Technologies International, “Power Flow Activity Descriptions” en *PSS/E 33.5 Program Automation Manual*, Siemens Industries Inc., New York, Octubre 2013.
- [6] Siemens Power Technologies International, “Linear Network Analysis” en *PSS/E 33.5 Program Automation Manual*, Siemens Industries Inc., New York, Octubre 2013.

CAPITULO VI. ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA DE EL SALVADOR

6.1. HERRAMIENTAS PARA EL ANÁLISIS DE FALLAS EN PSS/E

El análisis de fallas en PSS/E se basa en una representación de las componentes simétricas y es tratada como una extensión directa del grupo de actividades de flujos de potencia [1]. El modelo del sistema de secuencia positiva como se estableció en el trabajo de flujos de potencia, es utilizado directamente en el análisis de fallas. Las representaciones del sistema de secuencia negativa y cero para el análisis de fallas son establecidas simplemente al ingresar dichos parámetros en la sección 'Short Circuit' de los distintos elementos del Sistema de Potencia.

En resumen el análisis de fallas en PSS/E, añadido al modelo que utiliza para flujos de potencia, hace lo siguiente:

- Reconoce las resistencias y reactancias de los distintos elementos del sistema, para la secuencia positiva (la que se utiliza en flujos de potencia), secuencia negativa y cero (las dos últimas son las que se agregan al caso de flujos de potencia).
- Reconoce los desplazamientos de los transformadores y su conexión.

6.1.1. Interpretación en el programa de los elementos del modelo.

Las consideraciones a tomar en cuenta antes de ingresar los datos de la red son los siguientes [1]:

1. Todas las ramas de transmisión (líneas y transformadores) tienen la misma impedancia, capacitancia y características de los shunts conectados en secuencia negativa y positiva.
2. Todos los desplazamientos de fase de los transformadores en secuencia negativa son iguales en magnitud pero opuestos en dirección a los de secuencia positiva.
3. Todas las ramas de secuencia cero, como ramas de transmisión, shunts conectados a la línea y shunts conectados a una barra son asumidos a tener impedancia de secuencia infinita al menos que un valor diferente sea introducido.
4. Todas las cargas en MVA constante y corriente constante especificadas en datos de secuencia positiva son convertidas automáticamente a admitancia shunt constante en la red de secuencia positiva.

6.3. OBTENCIÓN DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO TRIFÁSICA Y MONOFÁSICA EN LAS BARRAS DE 115KV

Al realizar el análisis de cortocircuito, se generó un reporte en PSS/E, con el que se obtuvieron todas las corrientes de fallas en las diferentes barras del sistema, en la tabla 6.1 se recopilan los datos principales obtenidos de dicho reporte para las barras de 115Kv.

BARRA 115Kv	CORRIENTES DE FALLA			
	3LG	X/R	1LG	X/R
5NOV	13654.40	8.05	4512.98	4.32
GUAJ	3837.89	4.26	2087.45	4.68
ACAJ	20260.80	16.01	7998.48	6.62
AHUA	12842.15	9.12	4560.15	5.10
CGRA	20290.60	8.93	7099.18	3.59
15SE	23164.83	9.63	7158.84	3.59
BERL	12313.92	6.20	4480.56	4.18
SOYA	26009.90	9.39	23246.03	9.47
SRAF	16156.80	5.41	8277.30	4.25
SMIG	10455.06	4.85	10644.13	18.70
SANA	7639.04	4.50	7142.40	13.77
SANT	16980.30	5.84	18283.32	9.19
NEJA	26465.86	7.54	34602.48	5.37
OPIC	12014.95	5.03	9177.30	7.18
TECO	5412.84	3.72	6635.76	19.63
OZAT	4601.30	3.69	2952.07	4.62
SONS	17150.98	6.88	10473.96	8.18
NUCS	9482.13	5.03	11075.46	14.92
SMAR	23301.20	6.27	18387.20	4.86
ATEO	13853.39	5.20	11425.53	7.84
SBAR	17058.96	4.73	13958.28	6.28
STOM	11683.82	5.25	14497.56	16.02
PEDR	3966.68	3.80	4789.36	16.06

Tabla 6.1. Corrientes de falla monofásica y trifásica a nivel de 115kV.

6.4. OBTENCIÓN DE LOS EQUIVALENTES THEVENIN EN LAS BARRAS DE 115KV

Como se menciona en las secciones anteriores, se puede obtener del reporte de fallas los equivalentes Thevenin para las distintas barras del sistema. Dichos equivalentes son útiles cuando no se tiene la información del resto del sistema y se desea modelar una parte de él, se resumen en la tabla 6.2.

BARRA 115Kv	IMPEDANCIA THEVENIN PU		
	Z+	Z-	Z0
5NOV	0.004387+j0.035294	0.004393+j0.035346	0.056823+j0.245546

GUAJ	0.029171+j0.124138	0.029160+j0.124165	0.093719+j0.438991
ACAJ	0.001517+j0.024281	0.001515+j0.024286	0.020375+j0.134858
AHUA	0.004207+j0.038372	0.004240+j0.038536	0.047861+j0.244314
CGRA	0.002679+j0.023913	0.002687+j0.023971	0.042535+j0.152883
15SE	0.002201+j0.021189	0.002197+j0.021201	0.042777+j0.159006
BERL	0.006374+j0.039540	0.006367+j0.039553	0.058164+j0.243309
SOYA	0.001979+j0.018592	0.001987+j0.018657	0.002657+j0.025164
SRAF	0.005550+j0.030026	0.005552+j0.030060	0.027000+j0.114662
SMIG	0.009722+j0.047164	0.009798+j0.047370	0.002439+j0.045617
SANA	0.014171+j0.063723	0.014174+j0.063779	0.005755+j0.079261
SANT	0.004906+j0.028673	0.004908+j0.028713	0.002474+j0.022724
NEJA	0.002454+j0.018506	0.002458+j0.018550	0.009154+j0.003401
OPIC	0.008108+j0.040749	0.008110+j0.040788	0.011048+j0.079342
TECO	0.024092+j0.089560	0.024100+j0.089609	0.002154+j0.042290
OZAT	0.028782+j0.106247	0.028812+j0.106348	0.062183+j0.287503
SONS	0.004234+j0.029114	0.004239+j0.029161	0.010396+j0.085040
NUCS	0.010312+j0.051885	0.010313+j0.051917	0.002022+j0.030160
SMAR	0.003379+j0.021201	0.003382+j0.021239	0.007794+j0.037875
ATEO	0.006888+j0.035786	0.006888+j0.035814	0.007553+j0.059228
SBAR	0.006094+j0.028802	0.006097+j0.028841	0.007713+j0.048441
STOM	0.008074+j0.042414	0.008076+j0.042449	0.001127+j0.018050
PEDR	0.032467+j0.123324	0.032469+j0.123360	0.003881+j0.062342

Tabla 6.2. Equivalentes Thevenin a nivel de 115kV.

6.5. COMPORTAMIENTO DE LA RED ANTE FALLAS MONOFÁSICAS

6.5.1. Objetivos del aterrizamiento del neutro [4].

Entre los principales objetivos de la selección de un esquema de conexión a tierra para cualquier sistema dado son los siguientes:

- ❖ Seguridad.
- ❖ Limitación de sobretensiones transitorias de línea a tierra
- ❖ La sensibilidad y la selectividad de la falla a tierra.
- ❖ Limitación de la magnitud de la corriente de falla a tierra.
- ❖ Protección contra sobretensiones.

Cuando estos objetivos básicos son evaluados adecuadamente tienen un impacto significativo en la económica del sistema y la continuidad del servicio.

Hay muchas opciones de aterrizamiento del neutro disponibles para sistemas de potencia de bajo y mediano voltaje. Cuando el neutro de los transformadores, generadores y máquinas rotatorias está conectado a una red de tierra brinda un punto de referencia de tensión cero, esta medida de protección ofrece muchas ventajas sobre un sistema aislado, entre las que podemos mencionar [5]:

1. Reducir la magnitud de las sobretensiones transitorias.
2. Simplifica la localización de fallas a tierra.

3. Mejora la protección contra fallas del sistema y el equipo.
4. Reduce el tiempo y el gasto del mantenimiento.
5. Aumenta la seguridad del personal.
6. Mejora la protección contra sobretensiones atmosféricas.
7. Reduce la frecuencia de las fallas.

El aterrizaje o la conexión intencional de una fase o conductor de neutro a tierra, tiene el propósito de controlar la tensión a tierra, dentro de límites predecibles. También proporciona un flujo de corriente que permite la detección de una conexión no deseada entre los conductores del sistema y tierra lo que permite la operación de los dispositivos que removerán la fuente de tensión de los conductores que tienen conexiones no deseadas a tierra.

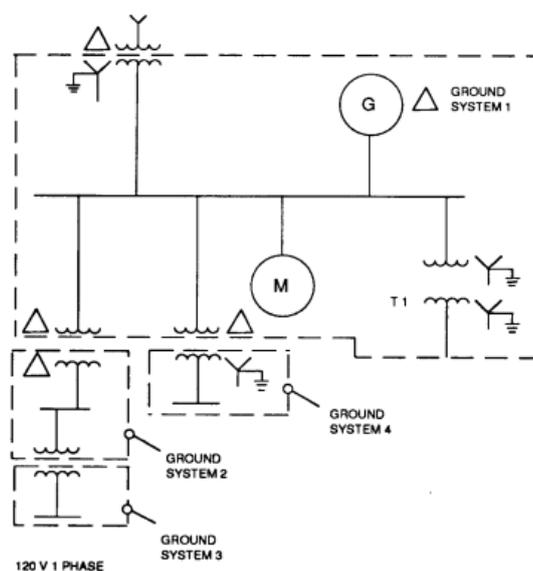


Figura 6.2. Sistemas Aterrizados [6].

6.5.2. Tipos de Aterrizamiento del Neutro [7].

Existen cinco métodos de aterrizamiento del neutro:

1. Sistemas no aterrizados (con neutro aislado).
2. Sistemas sólidamente aterrizados.
3. Aterrizamiento por baja o alta resistencia.
4. Sistemas resonantes.
5. Transformadores de tierra.

6.5.3. Características de las clases de aterrizaje [8].

Las relaciones de los parámetros de las componentes simétricas se usan para caracterizar las clases de aterrizaje. Estas características, y sus únicos atributos definen las distintas clases de aterrizaje, estas se pueden ver en la tabla 6.4.

Clases y medios de aterrizaje	Relaciones entre los parámetros de las componentes simétricas			% de corriente de falla	Tensión transitoria en p.u.
	X0/X1	R0/X1	R0/X0		
A. Efectivamente					
1. Efectivo	0-3	0-1	-	> 60	<= 2
2. Muy efectivo	0-1	0-0.1	-	> 95	< 1.5
B. No efectivo					
1. Inductancia					
Baja inductancia	3-10.	0-1	-	> 25	< 2.3
Alta inductancia	> 10		< 2	< 25	<= 2.73
2. Resistencia					
Baja resistencia	0-10		>= 2	< 25	< 2.5
Alta resistencia		> 100	<= (-1)	< 1	<= 2.73
3. Inductancia y resist.	> 10	-	> 2	< 10	<= 2.73
4. Bob. Neutralizadora		-	-	< 1	<= 2.73
5. Cap. no aterrizada					
Rango A	-φ a -40	-	-	< 8	<= 3
Rango B	-40 a 0	-	-	> 8	> 3

Tabla 6.3. Características de aterrizaje.

6.5.4. Coeficientes de aterrizaje [9]

El término coeficiente de aterrizaje (COG), se define como la relación de ELG/ELL, expresada en porcentaje, del mayor valor RMS de tensión línea-tierra a frecuencia natural (ELG) sobre una fase libre de falla, en el sitio de la ubicación de la falla, durante una falla a tierra afectando la tensión línea-línea de a una o más fases de a la frecuencia natural (ELL) que se puede obtener en el sitio de la falla cuando ésta se ha removido. El coeficiente de aterrizaje se puede calcular desde las impedancias conocidas del sistema y la falla. Para éste propósito es conveniente expresar las impedancias del sistema en términos de las componentes simétricas de las impedancias Z1, Z2, y Z0.

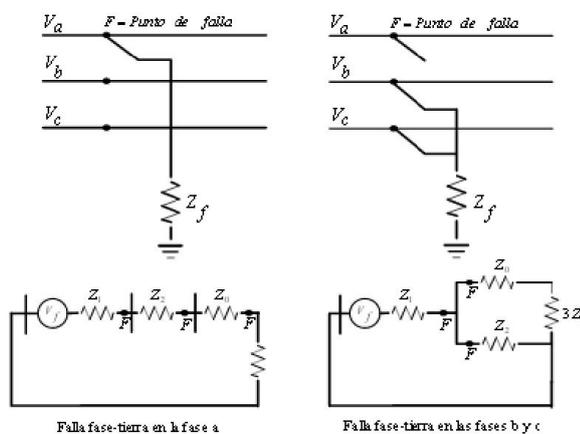


Figura 6.3. Red equivalente de componentes simétricas, que se usa para el cálculo en los diferentes tipos de falla [9].

En la figura 6.4, se tiene la curva del análisis de los coeficientes de aterrizaje.

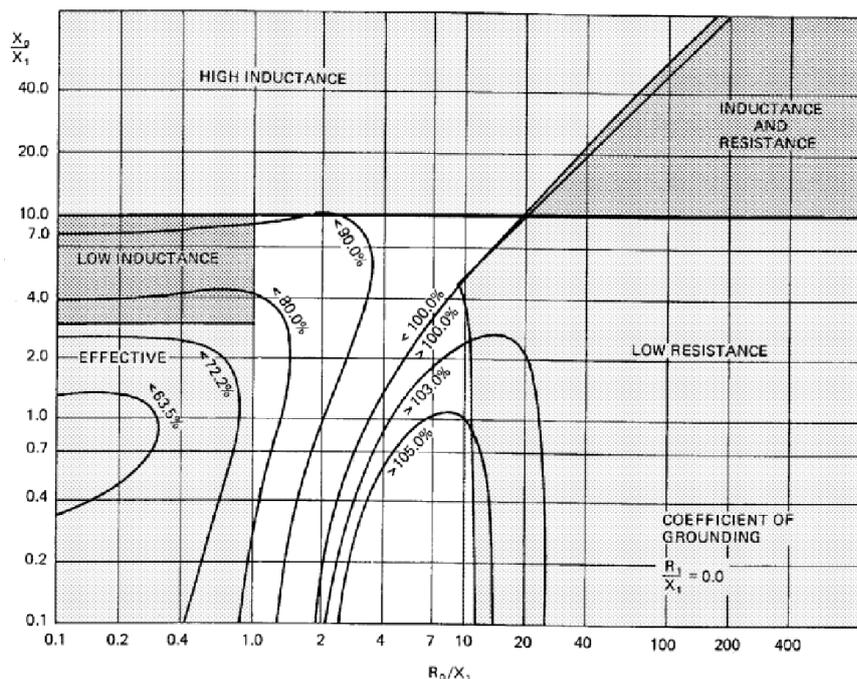


Figura 6.4. Límites para el coeficiente de aterrizaje para la razón de la resistencia de secuencia positiva R_1 entre la reactancia de secuencia positiva X_1 iguala 0 [9].

6.6. ESPECIFICACIÓN DEL TRANSFORMADOR DE TIERRA [10].

6.6.1. Propósito de un transformador de puesta a tierra [6].

Un transformador de puesta a tierra es utilizado para proveer un camino a tierra en un sistema Y aislado o en un sistema en delta, brindando las siguientes características:

- ❖ Proporciona un camino a tierra de relativa baja impedancia, de ese modo mantiene el neutro del sistema en o cerca del potencial de tierra.
- ❖ Limita la magnitud de las sobretensiones transitorias cuando ocurre una falla.
- ❖ Provee una fuente de corriente de falla durante las fallas de línea a tierra.
- ❖ Permite la conexión de cargas de fase a neutro.

Si una falla de línea a neutro ocurre en un sistema aislado, no existe un camino de retorno para la corriente de falla, por lo tanto no fluye corriente. El sistema continuara operando pero las otras dos fases sanas tendrán una sobretensión de raíz de 3 veces su valor nominal, lo que resulta en un sobreesfuerzo del aislamiento del transformador y otros componentes asociados con el sistema en un 173%. Los pararrayos de Metal Oxido son particularmente susceptibles al daño por calentamiento por fugas a través de los bloques incluso si el incremento de voltaje no es suficiente como para provocar contorneo. Un transformador de tierra provee un camino a tierra para prevenir esto.

6.6.2. Potencia momentánea del transformador zigzag [11]

A menos que se esté utilizando un transformador de tierra para proveer potencia auxiliar, no existe capacidad nominal en KVA debido a que el transformador de tierra no funciona como una fuente de potencia. Durante la “operación normal” no fluye corriente en el circuito de tierra si el sistema esta balanceado y no existe corriente de neutro. Durante la falla, la duración está limitada, en la mayoría de los casos, a segundos y unos pocos ciclos. Algunos diseñadores hablan acerca de la “potencia nominal de falla” pero esta es sensible al tiempo y no es una verdadera capacidad nominal en KVA. Un transformador de tierra se puede etiquetar para usarlo como referencia a tierra y ser clasificado por la corriente continua que fluirá por el neutro cuando el circuito está desbalanceado y la corriente de neutro momentánea que soportara según fue diseñado.

Esta potencia momentánea para un transformador zigzag se calcula de la siguiente manera.

$$KVA = K * \frac{(kVl - l)(I_{f1\phi})}{3} \quad (6.1)$$

Donde:

K: Factor que determina el transformador de dos devanados, conexión Zigzag (Ver tabla 6.4).

$I_{f1\phi}$ =Corriente de neutro momentánea.

V = Tensión de línea a línea del transformador.

Escala tiempo	Conexión Estrella - Delta	Conexión Zigzag				
		2.4 a 13.8kV	23 a 34.5 kV	46 kV	69kV	92kV
K3, para tres fases						
10 segundos	0.064	0.076	0.080	0.085	0.092
1 minuto	0.170	0.104	0.110	0.113	0.118	0.122
2 minutos	0.240	0.139	0.153	0.160	0.167	0.174
3 minutos	0.295	0.170	0.187	0.196	0.204	0.212
4 minutos	0.340	0.196	0.216	0.225	0.235	0.245
5 minutos	0.380	0.220	0.242	0.253	0.264	0.275
K1, para un simple fase (uno de los tres)						
1 minuto	0.057	0.033	0.037	0.040	0.043	0.046
2 minutos	0.080	0.046	0.051	0.055	0.060	0.064
3 minutos	0.098	0.057	0.064	0.068	0.074	0.080
4 minutos	0.113	0.065	0.073	0.078	0.084	0.091
5 minutos	0.127	0.073	0.082	0.088	0.095	0.102

Tabla 6.4. Factor k para el cálculo de la potencia momentánea del transformador [11].

(*)Estos son valores son calculados sobre la base inicial del promedio de temperatura del bobinado que no más de 75 °C, esto es el calor de las pérdidas de carga en todo el transformador almacenado, y la temperatura final no debe exceder los valores permitidos. Los valores son solamente aplicables a los transformadores diseñados a tener 100 de impedancia.

(**) Electrical Transmission and Distribution Reference book by Central Station of the Westinghouse Electric Corporation.

6.6.3. Corriente de neutro momentánea [11].

Se necesita conocer la corriente durante la falla y su duración. Este valor es requerido para calcular la capacidad térmica del transformador durante una falla en el sistema y será determinado por un estudio de ingeniería de sistemas. Algunos valores típicos para este valor van desde algunos cientos de amperios hasta miles de amperios con tiempos de duración expresados en segundos o minutos. Por ejemplo un valor típico podría ser 400 amperios por 10 segundos. La duración de la falla es un parámetro crítico para el diseñador del transformador, en esquemas con transformadores de tierra para funciones de disparo, se especifica una corriente de relativamente corta duración (de 5 a 10 segundos). Por otro lado, una continua o extensa duración de la corriente de falla en el neutro se especifica cuando el transformador de tierra es utilizado en un esquema de alarmas de falla a tierra, con el tiempo especificado de la corriente momentánea se escogerá el factor k de la tabla 6.5, en general para los esquemas de nuestro país se escoge en base al análisis de acción de las protecciones, según la norma el valor típico es de 10 segundos, pero es muy común en El Salvador que se tome un valor de 1 minuto.

6.6.4. Corriente de neutro continua [11].

Esta corriente usualmente es considerada cero si el sistema esta balanceado, sin embargo para los propósitos de diseño de un transformador de tierra es un valor de corriente que se espera fluya por el neutro del circuito sin accionar los circuitos de protección, en pocas palabras es la corriente que se espera fluya por el neutro debido al desbalance del sistema. Nuevamente este valor es necesario para designar la capacidad térmica del transformador de tierra. Cuando no se conoce este valor de corriente, la norma ANSI/IEEE Std. 32- Reafirmada en 1990 (sección 2.2, que se reproduce en la tabla 6.6) provee una solución basada en la magnitud de la corriente de falla. Si no se cuenta con el valor de la corriente continua del neutro, el diseñador puede asumir que dicha corriente es un 3% de la corriente de falla momentánea (basado en un tiempo de 10 segundos).

Tiempo especificado del dispositivo	Corriente Continua como porcentaje de la corriente térmica	
	Reactancias, Neutralizadores de fallas y transformadores utilizados para aterrizamiento	Resistencias
10 s	3	0
1 min	7	0
10 min	30	0
Tiempo extenso	30	0

Tabla 6.5. Corriente continua como porcentaje de la corriente momentánea [11].

Cuando un sistema no aterrizado experimenta una falla a tierra, el transformador de tierra provee un camino de retorno para las corrientes de falla. El transformador ve esta corriente de falla como una corriente de falla de secuencia cero, es decir ocurre en las tres fases simultáneamente. En un transformador trifásico con sus tres impedancias iguales, la corriente se dividirá y fluirá equitativamente en las tres fases simultáneamente con $1/3$ de la corriente de falla por cada fase, por esa razón la corriente potencia continua del transformador se expresa en KVA/fase y se calcula con la siguiente formula.

$$Potencia\ continua = V_{L-N} * \frac{corriente\ continua}{3} \quad (6.2)$$

6.6.5. Datos necesarios para dimensionar un transformador de tierra.

Tensión primaria: Es la tensión del sistema al cual será conectado el transformador. También es de vital importancia especificar el BIL de acuerdo a este nivel de tensión. En algunos casos el BIL.

Potencia: Debido a que el transformador de tierra es un dispositivo que normalmente tiene una operación corta, su tamaño y costo son menores que si los comparamos con un transformador de trabajo continuo con los mismos KVA nominales. Por esta razón, los transformadores de tierra a menudo no se dimensionan por los KVA si no por su corriente continua y momentánea. A pesar de cómo se especifique, el transformador de tierra de dimensionarse para portar una corriente continua en el primario sin exceder sus límites de temperatura. Dicha carga incluye la corriente de magnetización del núcleo, la corriente capacitiva de los cables y cualquier otra carga aplicable. Entre mayor sea este valor, más grande y costoso será el transformador. Valores típicos van desde valores tan bajos como 5 amperios hasta algunos cuantos cientos de amperios.

Corriente continua del neutro: determinada del estudio de sistemas o por lo métodos de la norma IEEE 32-1990.

Corriente de falla y su duración: corriente momentánea y el tiempo en que se espera operen las protecciones.

Impedancia: La impedancia se puede expresar como un porcentaje o como un valor en ohmios por fase.

Conexión del devanado primario: se debe especificar si la conexión del primario es en Zig-Zag o Estrella-delta aterrizada.

Conexión del secundario: se debe especificar la conexión del secundario cuando sea necesario (no aplica para la conexión en Zig-Zag).

Nivel de aislamiento (BIL): se divide en dos clases.

- ❖ **Fase:** se selecciona de la tabla 4 de la IEEE 32-1972 en base a la tensión de línea a línea.
- ❖ **Neutro:** se selecciona de la tabla 4 de la IEEE 32-1972 pero en base a la tensión de línea a neutro.

Clase de aislación: Se obtiene de la tabla 9 de la IEEE32-1972.

Características generales básicas de construcción: entre algunas de estas se pueden mencionar:

- Padmounted.
- Exterior o interior.
- Aislado en aceite o algún otro fluido.
- Si es de tanque muerto, tanque vivo, expuesto o encapsulado.
- La elevación del sitio o aspectos ambientales.
- Pintura especial si se requiere.

Resistencia de aterrizamiento del neutro (si aplica): el voltaje nominal de esta resistencia debe ser igual al voltaje de línea a neutro del transformador de tierra. El valor de la corriente y su duración concordar con los valores del transformador de tierra.



Figura 6.5. Placa del transformador de puesta a tierra de la subestación Nejapa.

6.7. ESPECIFICACIÓN DEL TRANSFORMADOR DE TIERRA PARA LA SUBESTACIÓN ATEOS

Para especificar un transformador de puesta a tierra en la subestación Ateos a nivel de 46kV es necesario conocer con antelación los niveles de cortocircuito trifásico en dicha subestación.

6.7.1. Falla trifásica y monofásica en la barra de 46kV

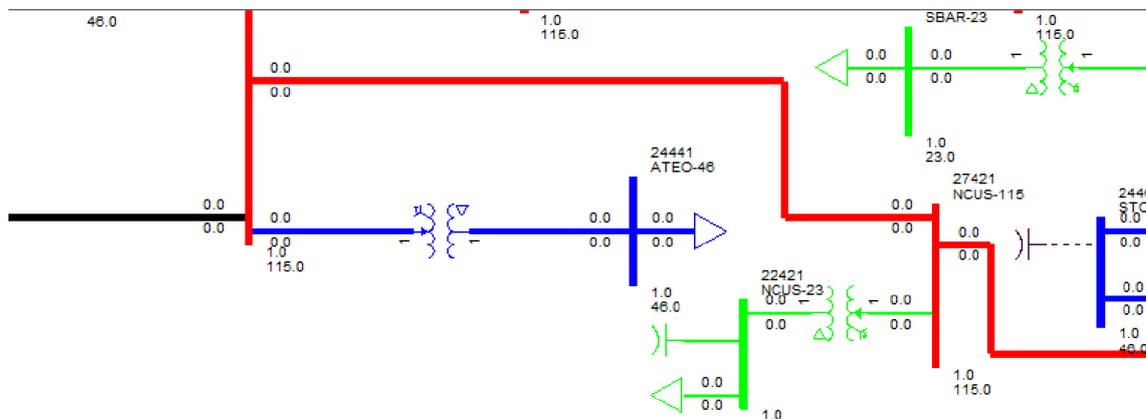


Figura 6.6. Diagrama utilizado en PSS/E para el análisis subestación Ateos [2].

Como punto de partida, se toma como ejemplo la subestación ATEOS, la cual presenta graves problemas de tensiones en fallas monofásicas debido al aislamiento galvánico de la conexión estrella-delta. Además la corriente de falla es cero, por lo que hace difícil el accionar de algunas protecciones. El reporte de los parámetros de la falla se resume en la siguiente tabla.

En primer lugar se obtiene el reporte de la falla trifásica en la barra de 46kV.

Barra	If trifásica		Va		Vb		Vc	
	Magnitud	Ángulo	Magnitud	Angulo	Magnitud	Angulo	Magnitud	Angulo
ATEO-46kV	5.56	-86.9º	0	0	0	0	0	0

Tabla 6.6. Corriente Trifásica en ATEO-46.

Luego se genera el reporte de la falla monofásica, con los siguientes resultados. Cabe recordar que en esta ocasión las tensiones presentes durante la falla y que nos genera el reporte en PSS/E son los voltajes de línea a tierra ($V_{LN} = \frac{V_{LL}}{\sqrt{3}}$), para nuestro caso en condiciones normales 115kV tendríamos en el lado de 115kV una tensión de 66,4kV, en 46kV tendríamos 26,6kV.

Barra	If monofásica		Va		Vb pu		Vc pu	
	Magnitud	Ángulo	Magnitud	Angulo	Magnitud	Angulo	Magnitud	Angulo
ATEO-46kV	0	0	0	0	1.7369	-150	1.7369	149.97

Tabla 6.7. Corriente monofásica en ATEO-46.

Como se observa, se presenta una enorme sobretensión en las fases sanas de 1.73 (raíz de tres) veces la tensión normal de las fases sanas, el cual debería ser 26.6kV (en condiciones normales), ya que los valores obtenidos en el reporte son las tensiones de línea a neutro, a partir de estos datos es posible calcular el COG de la siguiente manera:

$$COG = \frac{V_{LG}}{V_{LL}} \times 100\% = \frac{1.7369 * 26.6kV}{46kV} \times 100 = 100\% \quad (6.3)$$

Lo que nos indica recordando los conceptos de la sección 6.5 que el sistema no se encuentra efectivamente aterrizado, a fin de brindar una solución a este problema una de las opciones es la conexión de un transformador de puesta a tierra tipo zig-zag en la barra de 46kV.

6.7.2. Diseño del transformador de puesta a tierra zigzag a 46kV según la norma IEEE C62.92.4 [10].

Debido a los inconvenientes que genera un sistema aislado se plantea la solución de conectar un transformador de tierra en el lado de 46kV de la subestación, cuya especificación se desarrolla en las siguientes secciones.

6.7.2.1. Análisis de Cortocircuito Trifásico.

El primer paso para la especificación es conocer la potencia de cortocircuito trifásico y definir la corriente momentánea deseada en el transformador de tierra, por lo que de las simulaciones de la sección 6.7.1 se obtuvieron los siguientes datos.

Falla trifásica en la barra de 46kV:

$$I_{cc3\phi} = 5.56kA$$

Potencia de cortocircuito trifásica en el lado de 46kV:

$$S_{cc3\phi} = \sqrt{3} \times 5.56kA \times 46kV = 443 MVA \quad (6.4)$$

Se desea limitar en el lado de 46kV como mínimo a $I_{f1\phi} = 60\% I_{f3\phi}$, por lo cual deseamos una corriente de fallas monofásica en el lado de delta de $I_{f1\phi} = 3,336A$.

6.7.2.2. Bases para el cálculo.

Como segundo paso se definen las bases para el cálculo.

$$MVA_{BASE} = 100MVA$$

$$KV_{BASE} = 46kV$$

$$\Omega_{BASE} = \frac{(46kV)^2}{100MVA} = 21.16 \Omega \quad (6.5)$$

$$I_{BASE} = \frac{100MVA}{\sqrt{3} \times 46kV} = 1255.11 A \quad (6.6)$$

6.7.2.3. Obtención de las impedancias de secuencia [10].

Impedancias de secuencia positiva y negativa:

$$Z_{(1)} = Z_{(2)} = \frac{MVA_{BASE}}{S_{CC3\phi}} = \frac{100MVA}{443MVA} = 0.2257 \text{ p.u.} \quad (6.7)$$

En Ohm:

$$Z_{(1)} = 21.16 \times 0.2257 = 4.7758 \Omega$$

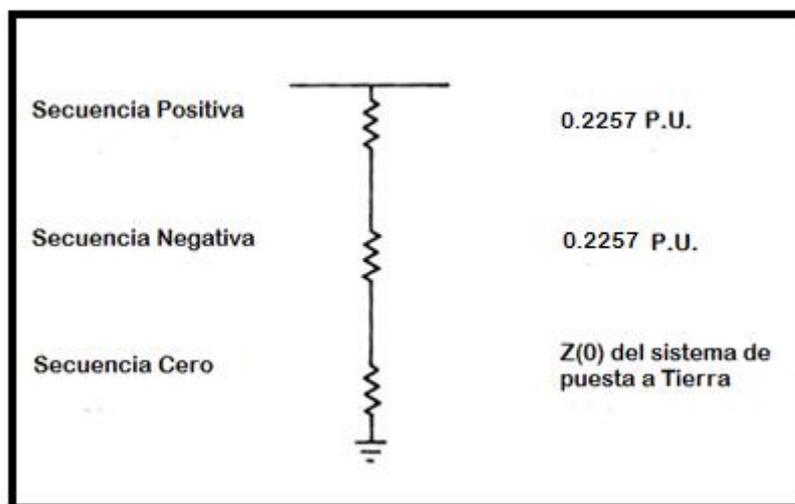


Figura 6.7. Diagrama de impedancias [10].

$$I_{(G)} = \frac{I_{f1\phi}}{I_{BASE}} = \frac{3336 \text{ A}}{1255.11 \text{ A}} = 2.6579 \text{ p.u.} \quad (6.8)$$

$$I_{(0)} = \frac{I_{(G)}}{3} = \frac{2.6579}{3} = 0.886 \text{ p.u.} \quad (6.9)$$

$$Z_{TOTAL} = \frac{V_{BASE}}{I_{(0)}} = \frac{1.0}{0.886} = 1.1287 \quad (6.10)$$

Impedancia de secuencia cero:

$$Z_{TOTAL} - 2Z_{(1)} = 0.6773 \text{ p.u.} \quad (6.11)$$

En Ohm:

$$Z_{(0)} = 21.16\Omega \times 0.6773 \text{ p.u.} = 14.33 \Omega \quad (6.12)$$

6.7.2.4. Potencia del transformador.

Para un transformador de puesta a Tierra tipo zigzag, como ambos devanados están activos en el circuito primario, la potencia momentánea en KVA se calcula de la forma que se expuso en la ecuación 6.1, utilizando un tiempo de 10 segundos:

$$KVA = k * \frac{(kVl - l)(I_{f1\phi})}{3} = 0.080 * \frac{46kV \times 3336}{3} = 4.09MVA \quad (6.13)$$

Este valor es menor en un transformador zigzag que en uno con conexión estrella delta.

6.7.3. Simulación del transformador de tierra en PSS/E

Para simular el transformador de tierra en PSS/E, basta con seleccionar la casilla como se observa en la figura 6.8, hay que tomar en cuenta que se debe cambiar el código de la conexión. Luego sólo resta agregar el valor de Z_g a los datos de secuencia del transformador.

	ANG1	Vector Group	Connection Code
Vector Group Values:	30.0	YNd1	6
Data Record Values:	30.0	YNd1	6

Figura 6.8. Conexión del transformador de tierra [2].

RG1 (pu)	0.000000	XG1 (pu)	0.000000
R01 (pu)	0.002830	XD1 (pu)	0.144220
RG2 (pu)	0.000000	XG2 (pu)	0.000000
R02 (pu)	0.000000	X02 (pu)	0.000000
RNUTRL (pu)	0.000000	XNUTRL (pu)	0.000000

Figura 6.9. Impedancia de secuencia cero del transformador [2].

Debe recordarse que se deben ingresar valores de R y X por separado, por lo que se calculan en base a valores típicos recomendados por la IEEE C37.010. Los valores tomados son de R= 0.0564 y X=0.621 pu.

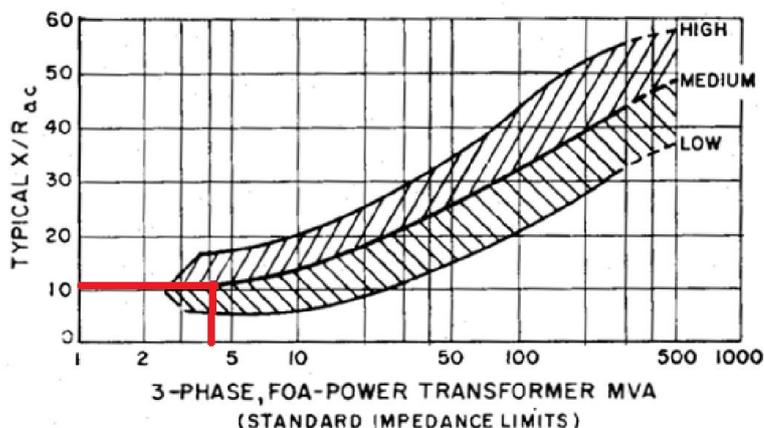


Figura 6.10. Relación X/R de un transformador [12].

El reporte se resume en la tabla 6.8.

Barra	If monofásica		Va		Vb pu		Vc pu	
	Magnitud	Ángulo	Magnitud	Angulo	Magnitud	Angulo	Magnitud	Angulo
ATEO-46kV	3.03kA	-115.6	0	0	1.267	-168	1.283	107

Tabla 6.8. Corriente monofásica con el transformador de tierra.

6.7.4. Determinación del COG.

Podemos observar que la nueva corriente de fallas monofásica se aproxima bastante a la buscada (4.2kA), además la sobretensión se redujo considerablemente del valor sin transformador de puesta a Tierra que era 46kV, ahora tenemos 33.1kV, una reducción de aproximadamente el 28%, recordando los conceptos de la sección anterior, se puede calcular el COG de la siguiente manera:

$$COG = \frac{V_{LG}}{V_{LL}} \times 100\% = \frac{33.1kV}{46kV} = 71.96\% \quad (6.14)$$

Lo cual cumple con el valor mínimo que establece la norma para un sistema aterrizado (80%). Mediante PSS/E se puede obtener los valores de X0, X1, R0 y R1 para posteriormente ubicarlos en las gráficas del COG de la figura 6.12.

```

SEQUENCE THEVENIN IMPEDANCES AT FAULTED BUSES

BUS# X-- NAME --X BASKV          ZERO          POSITIVE          NEGATIVE
24441 ATEO-46   46.000   0.05640 0.62100   0.00974 0.18024   0.00974 0.18027
    
```

Figura 6.11. Ejemplo del reporte de impedancias obtenido en PSS/E [2].

$X_0=0.621$ $X_1=0.18024$ $R_0=0.0564$ y $R_1=0.00974$.

De lo que se obtienen las siguientes relaciones.

$$\frac{X_0}{X_1} = \frac{0.621}{0.18024} = 3.445 \quad (6.15)$$

$$\frac{R_0}{X_1} = \frac{0.0564}{0.18024} = 0.3129 \quad (6.16)$$

$$\frac{R_1}{X_1} = \frac{0.00974}{0.18024} = 0.06 \quad (6.17)$$

En algunos casos cuando no se conoce el valor de la relación de R_1/X_1 se utilizan las gráficas del COG para una relación de 0, pero en este caso obtenemos una razón de 0.06, por lo que se utiliza la gráfica para el valor de R_1/X_1 igual a 0.0.

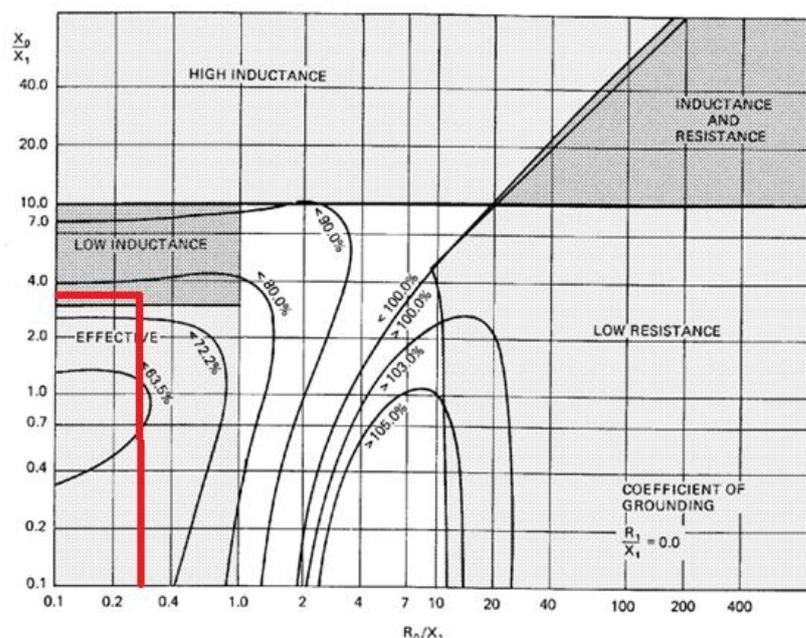


Figura 6.12. Determinación del COG por el método gráfico [5].

Se puede observar que el COG sigue siendo menor al 80%, pero en realidad ronda el 76%. Por lo tanto aún no es un sistema efectivamente aterrizado, por lo que se debe tomar la decisión de seguir aumentando la corriente trifásica o conformarse con el valor actual.

6.7.5. Elección de la especificación final.

La elección final fue la calculada para una corriente de 60% la trifásica, ya que se debe buscar un valor que garantice que el sistema sea efectivamente aterrizado pero que la corriente no sea demasiado alta como para sobredimensionar el equipo y someterlo a un estrés mecánico elevado durante las fallas. La tabla 6.9 es semejante a los datos de placa de la figura 6.5.

Potencia continua	2310	KVA/fase
Potencia 10 segundos	5130	KVA
Nº de fases	3	
Tipo de Conexión	Zigzag	
Frecuencia	60	Hz
Clase de Aislación	A (105º)	
Voltaje Nominal	46	KV
Corriente de Neutro Continua	261	A
Corriente de Neutro 10 segundos	4.183	kA
Refrigeración	OA	
Nivel de Aislamiento (BIL)		
Fase	250	KV cresta
Neutro	200	KV cresta
Impedancia Homopolar (5130 KVA base)	2.77	%
Tipo de líquido aislante	Aceite	

Tabla 6.9. Especificación final.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Siemens Power Technologies International, "Unbalanced Fault Analysis" en *PSS/E 33.5 Program Automation Manual*, Siemens Industries Inc., New York, Octubre 2013.
- [2] Siemens Power Technologies International, Power Systems Simulation for Engineering PSS/E Xplore v33.5.2, versión gratuita de 50 barras, puede obtenerse en: <http://w3.usa.siemens.com/smartgrid/us/en/transmission-grid/products/grid-analysis-tools/transmission-system-planning/pages/university-order.aspx>
- [3] (2009) Descripción Electricidad, Superintendencia de Electricidad y Telecomunicaciones [SIGET]. [Online]. Disponible: <http://www.siget.gob.sv/temas/tema-n>
- [4] Siemens Power Technologies International, "Power Flow Data Entry, Modification, and Display Activities" en *PSS/E 33.5 Program Automation Manual*, Siemens Industries Inc., New York, Octubre 2013.
- [5] American National Standard (ANSI), "Basic Considerations" en *IEEE Std C62.92.1-2000 Guide for the Application of Neutral Grounding in Electrical Utility Systems-Part I: Introduction*, IEEE.

- [6] IEEE Green Book, "System Grounding" en *IEEE Std 142 Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems*, Published by the Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.
- [7] American National Standard (ANSI), "Means of Grounding" en *IEEE Std C62.92.1-2000 Guide for the Application of Neutral Grounding in Electrical Utility Systems-Part I: Introduction*, IEEE.
- [8] American National Standard (ANSI), "Characteristics of the Classes of Grounding" en *IEEE Std C62.92.1-2000 Guide for the Application of Neutral Grounding in Electrical Utility Systems-Part I: Introduction*, IEEE.
- [9] American National Standard (ANSI), "Annex A Calculation of Coefficients of Grounding" en *IEEE Std C62.92.1-2000 Guide for the Application of Neutral Grounding in Electrical Utility Systems-Part I: Introduction*, IEEE.
- [10] American National Standard (ANSI), "Annex B Specifying a Zig-Zag Grounding Transformer" en *IEEE Std C62.92.4-1991 Guide for the Application of Neutral Grounding in Electrical Utility Systems-Part IV: Distribution*, IEEE.
- [11] American National Standard (ANSI), "Grounding Transformers" en *IEEE Std 32-1972 Standard Requirements, Terminology, and Test Procedure for Neutral Grounding Devices*, IEEE.
- [12] American National Standard (ANSI), "Short Circuit Considerations" en *IEEE Std C37.010-1999 Application Guide for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis*, IEEE.

CAPITULO VII. ESTUDIO BÁSICO DE ESTABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA Y SIMULACION EN PSS/E EXPLORE.

INTRODUCCIÓN

La estabilidad de un sistema de potencia puede definirse como la capacidad de un sistema de potencia que le permite mantenerse en un estado de operación equilibrado bajo condiciones de operación normales y recuperar un estado de equilibrio aceptable después de verse sujeto a un disturbio [1].

Como los estudios de estabilidad involucran disturbios grandes, no se permite la linealización del sistema de ecuaciones. Generalmente, el periodo de tiempo bajo estudios es el primer segundo que sigue a la falla del sistema o a otro disturbio grande. Si se encuentra que las máquinas del sistema permanecen esencialmente en sincronismo dentro del primer segundo, se considera que el sistema es transitoriamente estable. Los estudios de estabilidad con múltiples oscilaciones se extienden a un periodo más largo de estudio y por lo tanto, los efectos de los sistemas de control de las unidades generadoras deben ser considerados porque pueden afectar el comportamiento dinámico de las unidades durante el periodo extendido. Por ello, se necesitan modelos de máquinas de mayor sofisticación a fin de simular de manera apropiada el comportamiento del sistema. Así los sistemas de excitación y de control del gobernador de la turbina pueden o no representarse en los estudios de estabilidad transitoria y de estado estable, según el objetivo que se persiga.

En todos los estudios de estabilidad, el objetivo es determinar si los rotores de las máquinas que están siendo perturbadas regresan a una operación con velocidad constante, esto significa que la velocidad del rotor se ha apartado, al menos temporalmente, de la velocidad sincrónica.

7.1. DINÁMICA DEL ROTOR Y ECUACIÓN DE OSCILACIÓN [2].

Si imaginamos que un generador síncrono está conectado a una barra infinita y que está suministrando la energía requerida. En condiciones de estado estable, su tensión y frecuencia en las terminales son iguales que en la barra infinita. Por tanto un primotor debe hacer girar la máquina a su velocidad sincrónica. Cualquier intento de incrementar la velocidad del generador se traduce en energía eléctrica desarrollada por él. Por consiguiente, en condiciones de estado estable la potencia de salida del generador es igual a la potencia de entrada si se desprecian las pérdidas.

Considerando que ocurre una modificación repentina en la potencia suministrada por el generador. Un cambio súbito en la potencia desarrollada necesita un cambio igualmente repentino en el ángulo de potencia δ . Sin embargo, δ no puede cambiar bruscamente debido a la inercia del rotor. Esto conduce a una situación en la que la potencia de entrada no es igual a la potencia de salida. La diferencia entre ellas origina un cambio en la energía cinética del rotor, lo que afecta su velocidad. Durante este periodo transitorio, el rotor desacelera o acelera hasta que las potencias de entrada y salida sean nuevamente iguales, cuando eso sucede el rotor regresa a velocidad síncrona.

En ausencia de pérdidas por rotación La ecuación del movimiento del rotor de una máquina síncrona se puede escribir de la siguiente forma:

$$J \frac{d^2\theta(t)}{dt^2} = T_m - T_d \quad (7.1)$$

$$J \frac{d^2\theta(t)}{dt^2} = T_a \quad (7.2)$$

Donde:

- J** Momento de inercia de la masa de rotor
- θ** Desplazamiento angular del rotor con respecto al eje estacionario, en radianes mecánicos.
- t** Tiempo en segundos.
- T_m** par de la flecha o mecánico suministrado por la fuente de energía mecánica.
- T_e** par electromecánico o eléctrico total.
- T_a** par de aceleración total.

Como θ se mide con respecto al eje de referencia estacionario sobre el estator, es una medición absoluta del ángulo de rotor. En consecuencia, continuamente se incrementa con el tiempo aún a velocidad síncrona constante. Como es de interés la velocidad del rotor relativa a la síncrona, es más conveniente medir la posición angular del rotor con respecto al eje de referencia que rota a la velocidad síncrona, la que se define como:

$$\theta = \omega_{sm}t + \delta_m \quad (7.3)$$

Donde ω_{sm} es la velocidad síncrona de la máquina en radianes mecánicos por segundo y δ_m es el desplazamiento angular del rotor, en radianes mecánicos, desde el eje de referencia que rota sincrónicamente.

$$\frac{d\theta(t)}{dt} = \omega_{sm} t + \frac{d\delta_m(t)}{dt} \quad (7.4)$$

$$\frac{d^2\theta(t)}{dt^2} = \frac{d^2\delta_m(t)}{dt^2} \quad (7.5)$$

La ecuación 7.4 muestra que la velocidad angular del rotor $\frac{d\theta(t)}{dt}$, es constante e igual a la velocidad síncrona solo cuando $\frac{d\delta_m(t)}{dt}$ es cero. Por tanto $\frac{d\delta_m(t)}{dt}$ representa la desviación que hay de la velocidad del rotor con respecto a la síncrona y sus unidades son radianes mecánicos por segundo al cuadrado.

La ecuación 7.5 representa la aceleración del rotor medida en radianes mecánicos por segundo al cuadrado.

Al sustituir la ecuación 7.5 en la ecuación 7.1 de obtiene.

$$J \frac{d^2\delta_m(t)}{dt^2} = T_m - T_d \quad (7.7)$$

Por conveniencia:

$$\frac{d\theta(t)}{dt} = \omega_m(t) \quad (7.8)$$

Al multiplicar ambos lados de la ecuación anterior por la velocidad del rotor $\omega_m(t)$ se obtiene la siguiente ecuación:

$$J\omega_m(t) \frac{d^2\delta_m(t)}{dt^2} = \omega_m(t) T_m - \omega_m(t) T_d \quad (7.9)$$

De dinámica elemental se sabe que la potencia es igual al par por la velocidad angular, así se obtiene:

$$J\omega_m(t) \frac{d^2\delta_m(t)}{dt^2} = P_m(t) + P_{dm} \sin \delta_m(t) \quad (7.10)$$

En donde:

$$P_{dm} = \frac{3V_a E_a}{X_s}$$

Potencia mecánica generada por el primotor:

$$P = T\omega \quad (7.11)$$

Velocidad síncrona del generador:

$$V_{RPM} = \frac{120f}{\text{numero de polos}} \quad (7.12)$$

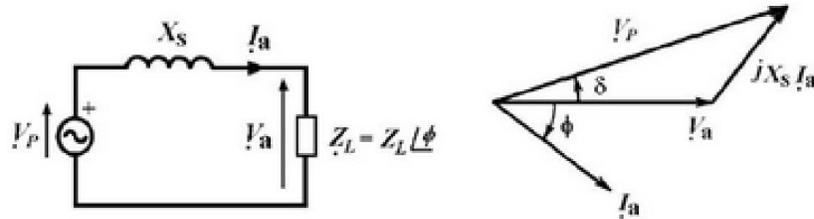


Figura 7.1. Diagrama fasorial de un generador sincrónico alimentando a una carga Z_L [3].

De la figura 7.1 se obtiene:

$$V_p = \overline{E}_a = E_a \cos \delta + jE_a \sin \delta \quad (7.13)$$

$$\overline{I}_a = I_a \cos \theta - jI_a \sin \theta \quad (7.14)$$

$$\overline{V}_a = \overline{E}_a - j\overline{I}_a X_s \quad (7.15)$$

$$\overline{I}_a = \frac{\overline{E}_a - \overline{V}_a}{jX_s} \quad (7.16)$$

Sustituyendo ecuación 7.13 en la ecuación 7.16:

$$\overline{I}_a = \frac{E_a \sin \delta}{X_s} - j \frac{E_a \cos \delta - \overline{V}_a}{X_s} \quad (7.17)$$

Igualando la parte real de las ecuaciones 7.14 y 7.17

$$I_a \cos \theta = \frac{E_a \sin \delta}{X_s} \quad (7.18)$$

Luego, sustituyendo la ecuación 7.1 se obtiene la Potencia de Salida:

$$P = 3V_a I_a \cos \theta \quad P = \frac{3V_a E_a \sin \delta}{X_s} \quad (7.19)$$

$$P_{\text{mecánica}} = P_{\text{eléctrica}} \quad (7.20)$$

$$T = \frac{3V_a E_a \sin \delta}{X_S \omega_S} \quad (7.21)$$

La potencia de salida del generador varía con el $\sin(\delta)$ denominado ángulo de potencia, por lo consiguiente la ecuación 7.9 se convierte en la ecuación 7.10. Es de observar que en la ecuación 7.10 el valor $J\omega_m(t)$ es el momento angular, $M(t)$, y se denomina constante de inercia de la máquina. La ecuación 7.10 puede expresarse en términos de cantidades en por unidad respecto a la potencia especificada del generador síncrono.

$$\frac{J\omega_m(t)}{s_n} \frac{d^2\delta_m(t)}{dt^2} = \frac{P_m(t)}{s_n} + \frac{P_{dm} \sin \delta_m(t)}{s_n} \quad (7.22)$$

Y la constante de inercia:

$$H = \frac{1}{2} \frac{J\omega_S^2}{S_N} = \frac{1}{2} \frac{J\omega_m^2}{s_n} \quad (7.23)$$

Sustituyendo en la ecuación 7.22:

$$\frac{2H}{\omega_S} \frac{d^2\delta_m(t)}{dt^2} = P_m(t) + P_{dm} \sin \delta_m(t) \quad (7.24)$$

En la ecuación 7.23 la velocidad síncrona ha sido sustituida por la velocidad del rotor sin introducir ningún error significativo, al hacer esto, estamos suponiendo que el momento angular es constante.

P_m y P_{dm} en la ecuación 7.24 son las potencias en por unidad, además es una ecuación diferencial no lineal de segundo orden que ayuda a determinar la estabilidad del generador síncrono durante el estado transitorio.

7.2. SIMULACIÓN DINÁMICA EN PSS/E XPLORE [4].

Para la simulación dinámica primero se construye el diagrama unifilar de la red eléctrica a analizar con sus respectivos parámetros, tal y como se hizo para los estudios anteriores [5]. Con el fin de realizar el análisis de la estabilidad se necesita convertir los generadores a un equivalente (inyecciones de corriente constante) y asignar características de la carga a las cargas, ya que el modelo utilizado por PSS/E para los generadores en el análisis dinámico es un equivalente Norton, en el cual la fuente de tensión se reemplaza por una fuente de corriente equivalente ISORCE [6], tal y como se muestra en la figura 7.2, se debe recordar de los capítulos anteriores que ZTRAN sólo está presente si se modela el transformador elevador junto con los datos del generador.

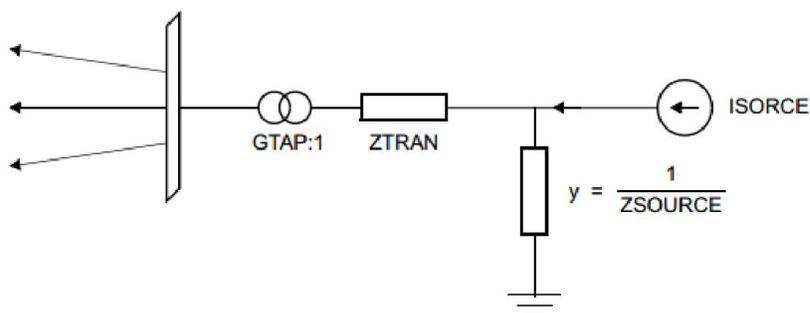


Figura 7.2. Circuito equivalente del generador, representado por su equivalente Norton y una fuente de corriente equivalente [6].

Para convertir los generadores en PSS/E basta con ingresar a la opción 'Convert Loads and Generators...', cabe señalar que una vez los generadores hayan sido convertidos no se podrá volver a correr flujos de potencia, por lo que se recomienda separar los casos y guardar todo el trabajo.

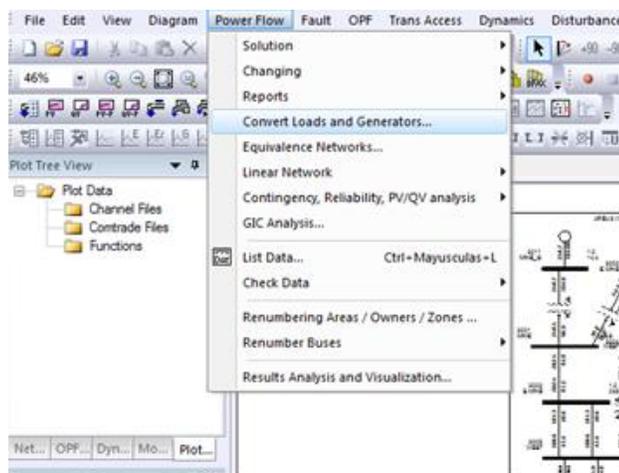


Figura 7.3. Simulación PSS/E Xplore [4].

Al seleccionar la opción de convertir los generadores, aparecerá un cuadro de diálogo como el de la figura 7.4.

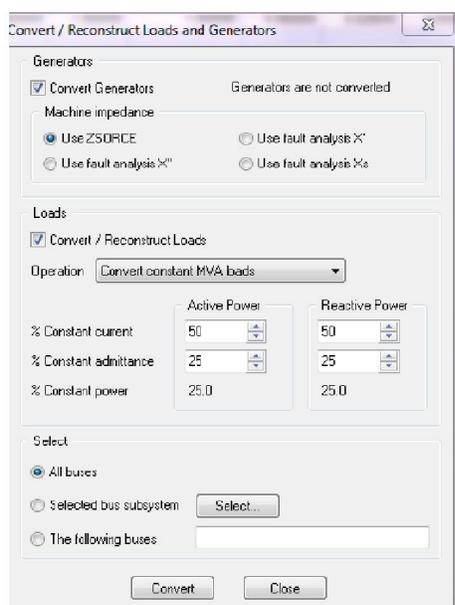


Figura 7.4. Cuadro de diálogo para convertir cargas y generadores [4].

El siguiente paso es crear el archivo .DRY, este archivo tiene todos los parámetros de los gobernadores, generadores, excitadores, estabilizadores, compensadores y turbinas de control de carga.

El archivo .DRY se crea dirigiéndose al árbol de trabajo dinámico ubicándose en la carpeta MACHINE en donde están las barras o nodos de los generadores existentes, si se selecciona automáticamente aparecerá una tercera pestaña con el nombre de dinámica como se muestra en la figura 7.5.

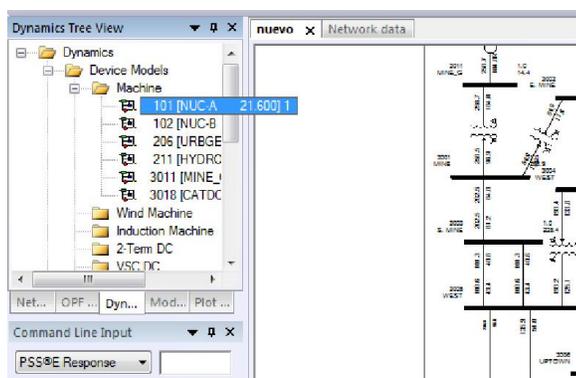


Figura 7.5. Creación del archivo .DYP a partir del árbol de trabajo.

Bus Number	Bus Name	Id	Mbase (MVA)	Generator	In Service	Type	Exciter	In Service	Type	Turbine Governor	In Service	Type	Stabilizer	In Service	Type
101	NUC-A	21.80	1	300.00	None		None			None			None		
102	NUC-B	21.80	1	300.00	None		None			None			None		
208	URBOEN	18.0	1	1000.00	None		None			None			None		
211	HYDRO_G	20	1	725.00	None		None			None			None		
3011	MINE_G	13.80	1	1000.00	None		None			None			None		
3018	CATDOS_G	13	1	130.00	None		None			None			None		

Figura 7.6. Hoja de datos del archivo .DYP.

Introducir los parámetros se puede hacer de dos formas, creando un documento de texto en un editor de texto, guardado dicho archivo con extensión .DYP, o ubicándose en la pestaña de dinámica del proyecto y llenando cada casilla en particular, es la misma lógica que se utilizó para los estudios de los capítulos previos.

7.2.1. Modelos del rotor de los generadores [6].

Existen diversos modelos de generadores utilizados para simular máquinas síncronas en estudios de estabilidad; algunos modelos incluyen devanados de Amortiguamiento, flujos transitorios de acoplamiento, etc. Existen varios modelos de generadores estandarizados según la IEEE, el programa PSS/E XPLORE facilita los modelos a usar estandarizados por PTI dentro de las librerías del programa [5].

El modelo GENROU [6] representa un generador síncrono de rotor cilíndrico con saturación cuadrática en ambos ejes. El modelo GENSAL [6] representa un generador síncrono de polos salientes, con este modelo se representa el grupo generador hidráulico. Las centrales generadoras térmicas están representadas por generadores GENROU.

Model	Description
CBEST	EPRI battery energy storage FACTS model
CDSMS1	American Superconductor DSMES device model
CGEN1	Third order generator model
CIMTR1	Induction generator model with rotor flux transients
CIMTR2	Induction motor model with rotor flux transients
CIMTR3	Induction generator model with rotor flux transients
CIMTR4	Induction motor model with rotor flux transients
CSMEST	EPRI superconducting electromagnetic energy storage FACTS model
CSTAT	Static condenser FACTS model
CSVGN1	SCR controlled static var source model
CSVGN3	SCR controlled static var source model
CSVGN4	SCR controlled static var source model
CSVGN5	WECC controlled static var source model
CSVGN6	WECC controlled static var source model
FRECHG	Salient pole frequency changer model
GENCLS	Classical generator model
GENDCO	Round rotor generator model with dc offset torque component
GENROE	Round rotor generator model
GENROU	Round rotor generator model
GENSAE	Salient pole generator model
GENSAL	Salient pole generator model
GENTPJU1	WECC Type J Synchronous generator model
GENTRA	Transient level generator model

Figura 7.7. Modelos de generadores disponibles en las librerías de PSS/E Xplora [6].

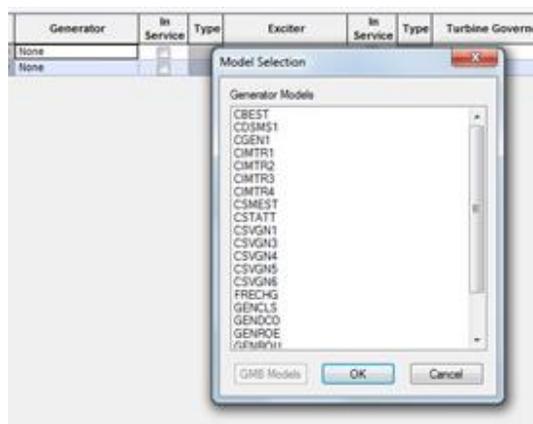


Figura 7.8. Ejemplo de selección de modelos de generadores dentro de las librerías de PSS/E Xplora [4].

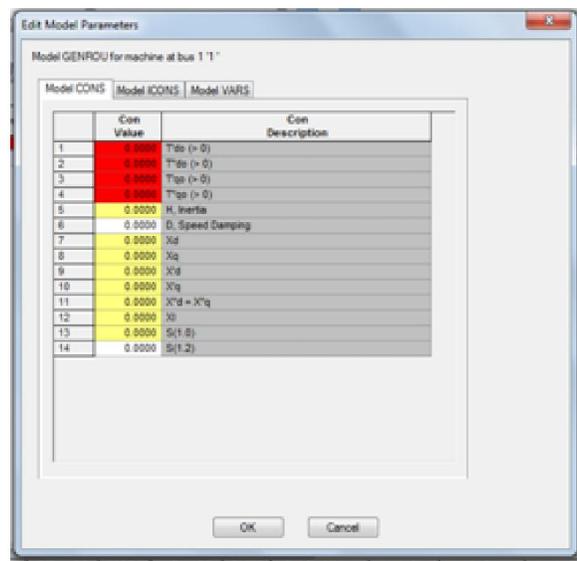


Figura 7.9. Ejemplo del ingreso de constantes de los modelos de generadores [4], recalcando la limitante de memoria de la versión estudiantil de PSS/E (véase la sección 3.6).

7.2.2. Modelos de gobernadores [7].

La frecuencia del sistema de potencia debe permanecer casi constante, típicamente $\pm 0,1\%$ de la frecuencia nominal, para una operación estable de la red. El control de frecuencia del sistema asegura que la velocidad de los motores sea constante, lo cual es particularmente importante para el satisfactorio funcionamiento de las unidades generadoras. La regulación de frecuencia está estrechamente relacionada con el balance entre producción y consumo de potencia. El control del gobernador del sistema asegura que los generadores satisfacen los cambios en la demanda de modo que se mantiene el balance de potencia activa. Cada unidad generadora está dispuesta de un gobernador de velocidad, el cual asegura el llamado control primario.

Model	Description
BGOV1	Brown-Boveri turbine-governor model
CRCMGV	Cross compound turbine-governor model
DEGOV	Woodward diesel governor model
DEGOV1	Woodward diesel governor model
GAST	Gas turbine-governor model
GAST2A	Gas turbine-governor model
GASTWD	Gas turbine-governor model
GGOV1	GE general purpose turbine-governor model
HGOV	Hydro turbine-governor model
HGOV2	Hydro turbine-governor model
HGOVM	Hydro turbine-governor lumped parameter model
HGOVRU	Fourth order lead-lag hydro-turbine
HGOVVT	Hydro turbine-governor traveling wave model
IEEEG1	1981 IEEE type 1 turbine-governor model
IEEEG2	1981 IEEE type 2 turbine-governor model
IEEEG3	1981 IEEE type 3 turbine-governor model
IEESGO	1973 IEEE standard turbine-governor model
IVOGO	IVO turbine-governor model
PIDGOV	Hydro turbine and governor model
SHAF25	Torsional-elastic shaft model for 25 masses
TGOV1	Steam turbine-governor model
TGOV2	Steam turbine-governor model with fast valving
TGOV3	Modified IEEE type 1 turbine-governor model with fast valving
TGOV4	Modified IEEE type 1 speed governing model with PLU and EVA

Figura 7.10. Modelos de gobernadores disponibles en las librerías de PSS/E Xplore [7].

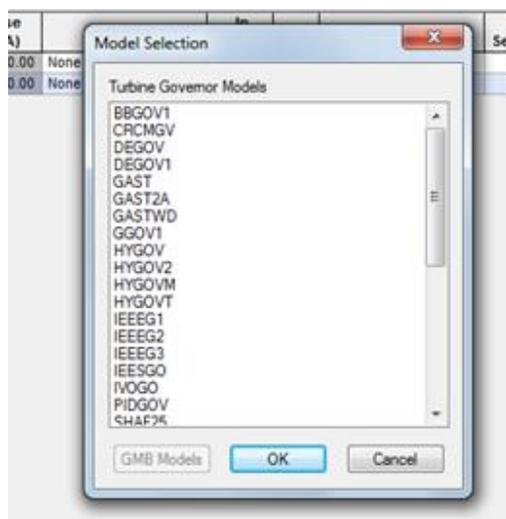


Figura 7.11. Ejemplo de selección de modelos de gobernadores dentro de las librerías de PSS/E Xplore [7].

De la misma forma de cómo se explicó la introducción de los datos y de los diferentes modelos de generadores y gobernadores que se encuentran en las librerías de PSS/E XPLORE, se encuentran los modelos de excitadores, estabilizadores, turbinas de control de carga y compensadores.

7.3. EJEMPLO DE SIMULACIÓN DINÁMICA

El primer paso es cargar un proyecto con el análisis de flujo de potencia resuelto, convertir el archivo como se explicó en la sección 6.2 y con crear su respectivo archivo .DYN. En la figura 7.12 se muestra la red eléctrica en la cual se hará un estudio dinámico, la cual es parte de los ejemplos del programa PSS/E XPLORE v33 [4], dicha base de datos puede ser consultada en el ANEXO F.

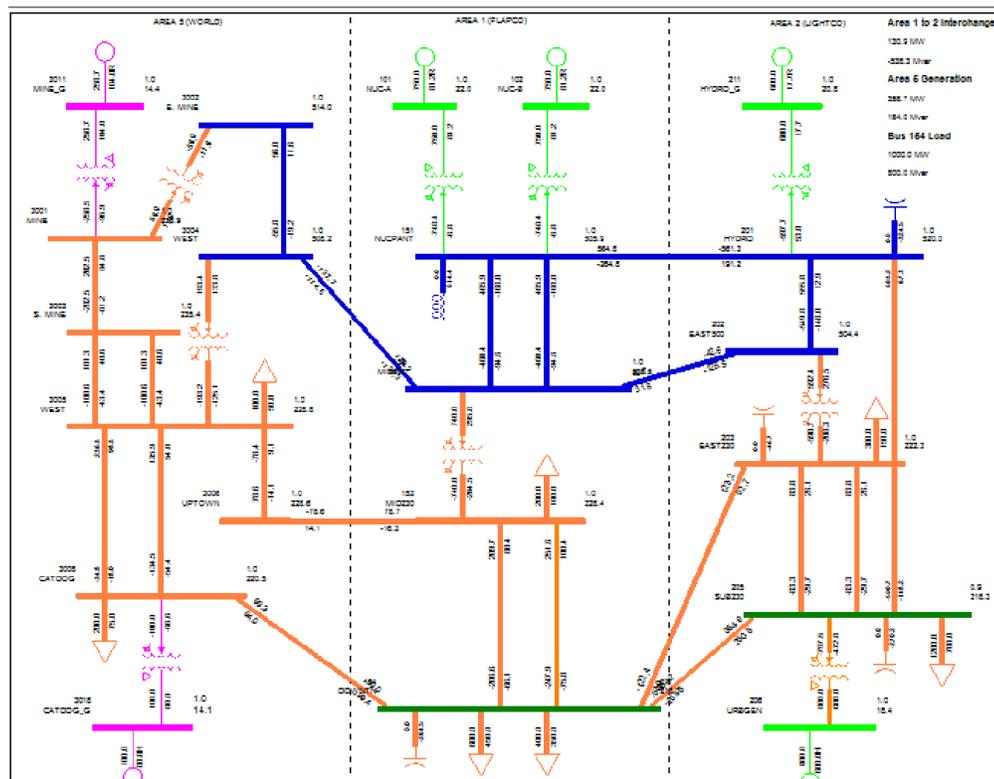


Figura 7.12. Red eléctrica sobre la cual se desarrollara el análisis dinámico, archivo SAVNW de los ejemplos de PSS/E [4].

En el menú 'Dynamics' se seleccionan los parámetros a graficar, seleccionando la opción 'Channel Serup Wizard', con lo que se obtiene el cuadro de diálogo de la figura 7.13.

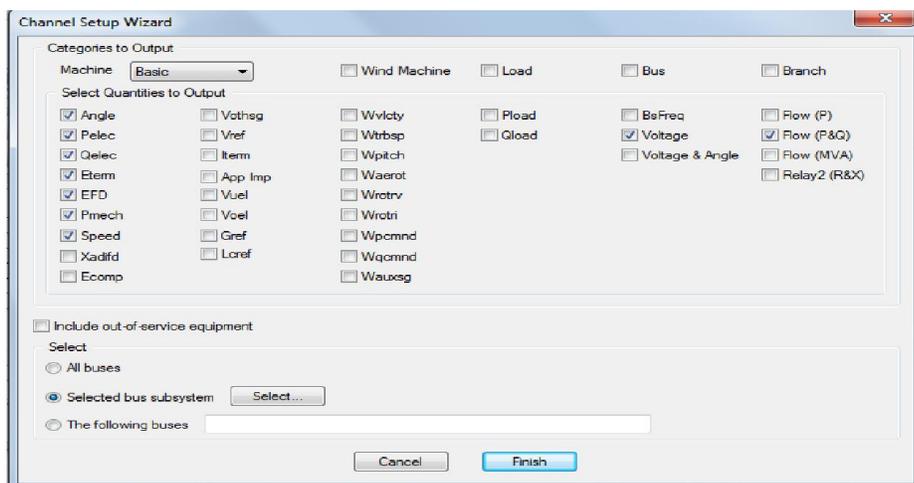


Figura 7.13. Cuadro de diálogo para la selección de los parámetros a graficar [4].

La imagen 7.13 muestra los diferentes variables que se pueden obtener en el estudio dinámico. Seleccionamos las variables, luego el sistema, barra o generador a analizar. Realizaremos la primera simulación para obtener los parámetros del sistema en estado estable.

Luego en el siguiente menú: **Dynamics->PerformSimulation->PerformSimulation(start/run)** aparecerá un cuadro como el de la figura 7.14, en donde creamos el archivo .OUT que servirá para graficar. Presionamos el botón de los puntos (...) para guardar el archivo, en este caso se llama ejemplo 1.

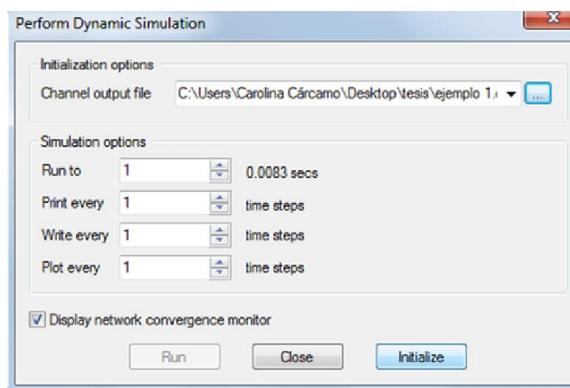


Figura 7.14. Cuadro de diálogo para inicializar el análisis dinámico [4].

El siguiente paso es realizar un evento ya sea una interrupción, una falla en una línea, desconectar un generador etc. En este ejemplo seleccionaremos un interrupción de línea, para eso nos ubicamos en el menú **Disturbance->Trip line**

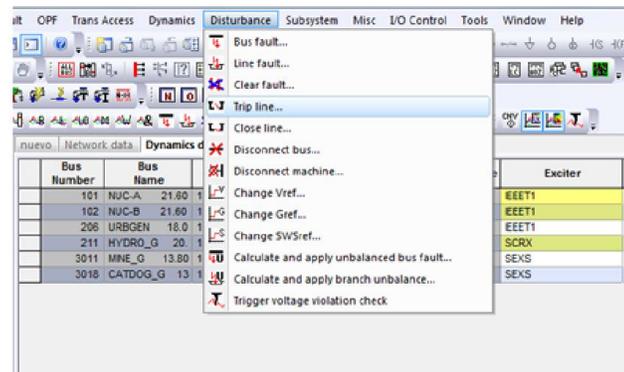


Figura 7.15. Selección de un disturbio [4].

En este menú se selecciona la línea que estará fuera de servicio.

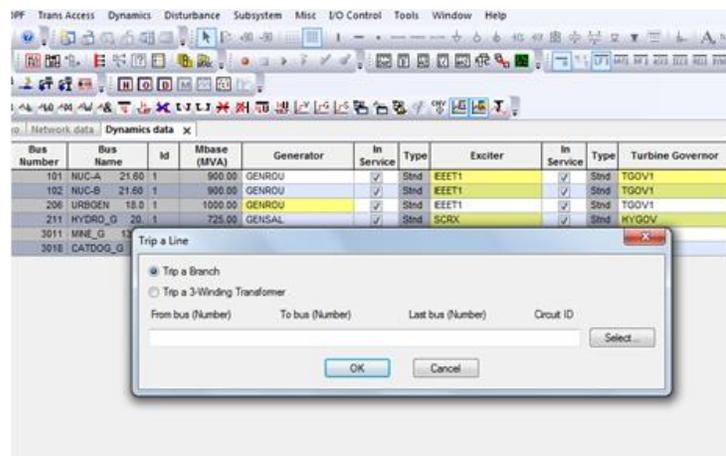


Figura 7.16. Selección de la línea a la que se le aplicará el disturbio [4].

En este caso seleccionamos la línea que va de la barra 202 hacia la barra 203.

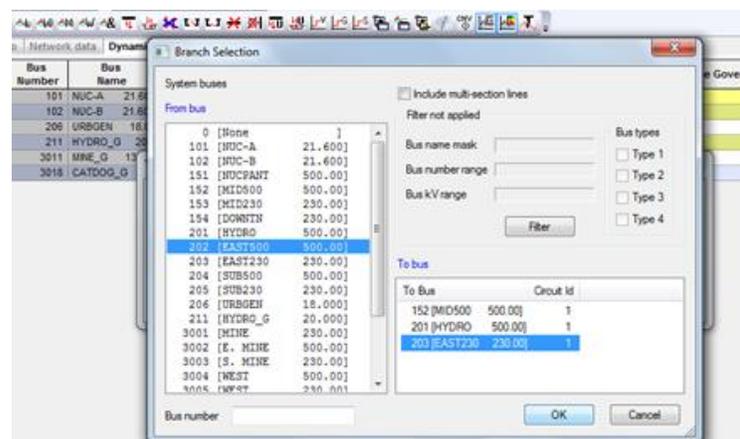


Figura 7.17. Selección de la línea que va de la barra 202 (EAST500) a la 203 (EAST230) [4].

Ya seleccionada la línea, se ingresa al menú **Dynamics > PerformSimulation > PerformSimulation (start/run)** y se configura un tiempo de 2 segundos, aquí mismo se guarda el archivo .OUT (salida de datos). Se corre mediante el botón 'RUN' y se espera a que el programa termine de cargar los datos, el progreso se puede observar en la barra de salida como se muestra en la figura 7.18.

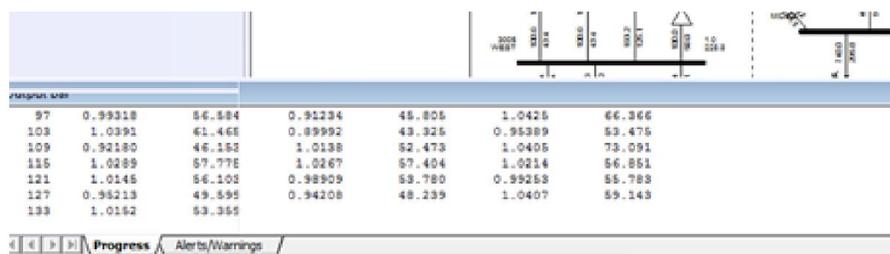


Figura 7.18. Progreso del análisis dinámico observado en la barra de salida [4].

El siguiente paso es volver al menú **Disturbance->close line** en donde se cerrara la línea abierta, en este caso la que está ubicada en la barra 202 a la 203.

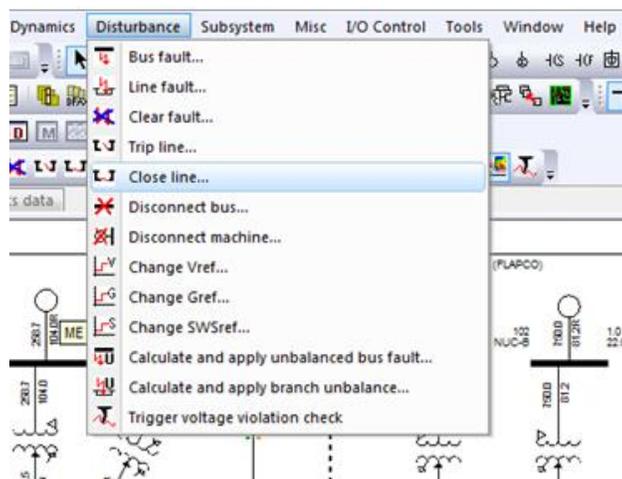


Figura 7.19. Menú para cerrar una línea [4].

Volvemos a simular con la opción **Dynamics->PerformSimulation>PerformSimulation(start/run)** con tiempo de 10 segundos, guardamos con nombre diferente el archivo .OUT. Se selecciona 'RUN' y esperamos a que termine de cargar los datos.

Terminada la simulación se pueden graficar los resultados al abrir un nuevo 'PLOTBOOK' al presionar CTRL+N.

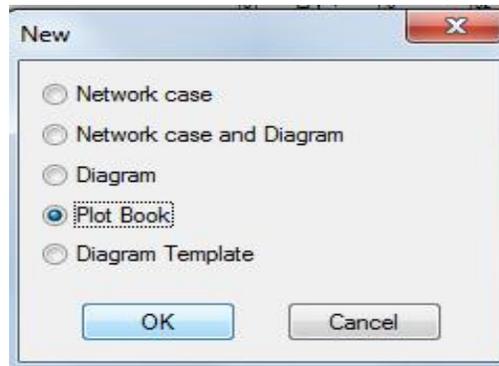


Figura 7.20. Creación de una nueva plantilla 'PLOTBOOK' [4].

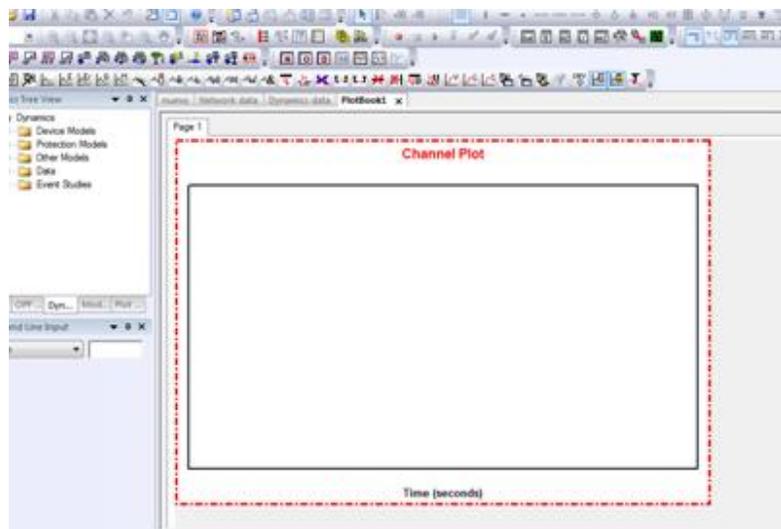


Figura 7.21. Nuevo canal creado de la opción 'PLOTBOOK' [4].

Abrimos los archivos .OUT en donde se encuentran los resultados de la simulación, tal y como se observa en la figura 7.22.

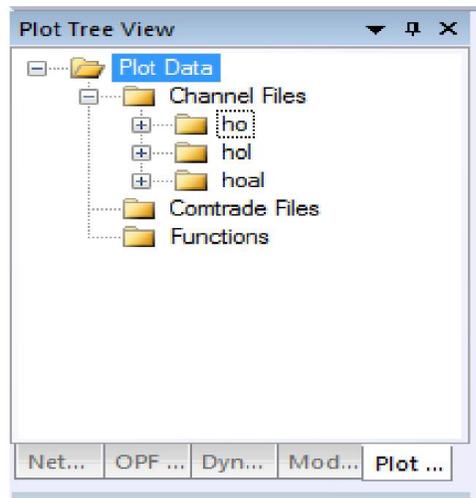


Figura 7.22. Pasos para cargar los archivos de salida .OUT [4].

Ahora para graficar solo tenemos que arrastrar la gráfica al canal del 'PLOTBOOK' como se muestra en la figura 7.23.

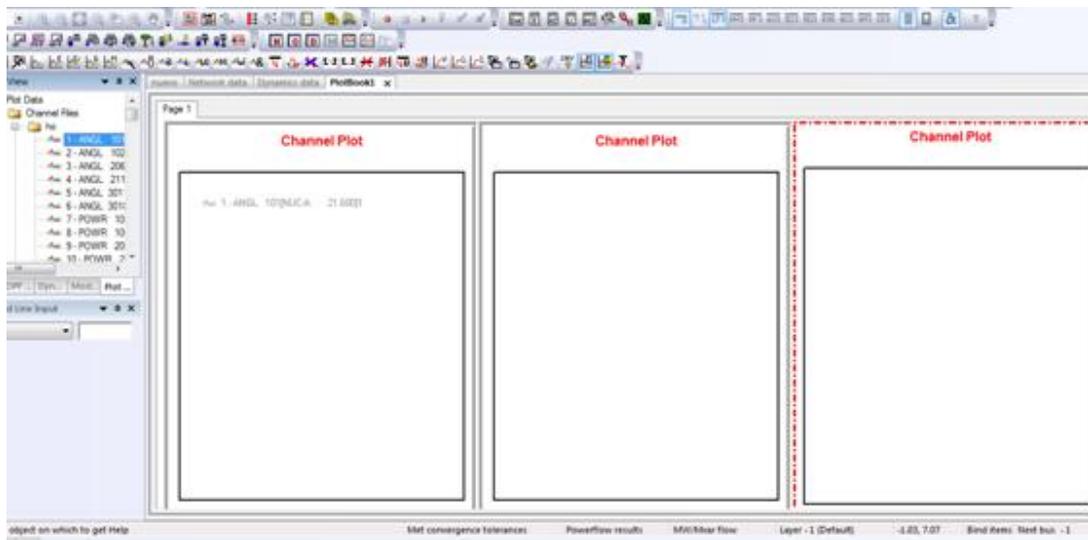


Figura 7.23. Canales creados para graficar los distintos archivos .OUT.

En estos canales es posible graficar los resultados del ángulo del rotor de la barra 101 (eje Y) en radianes, versus el tiempo (eje X)

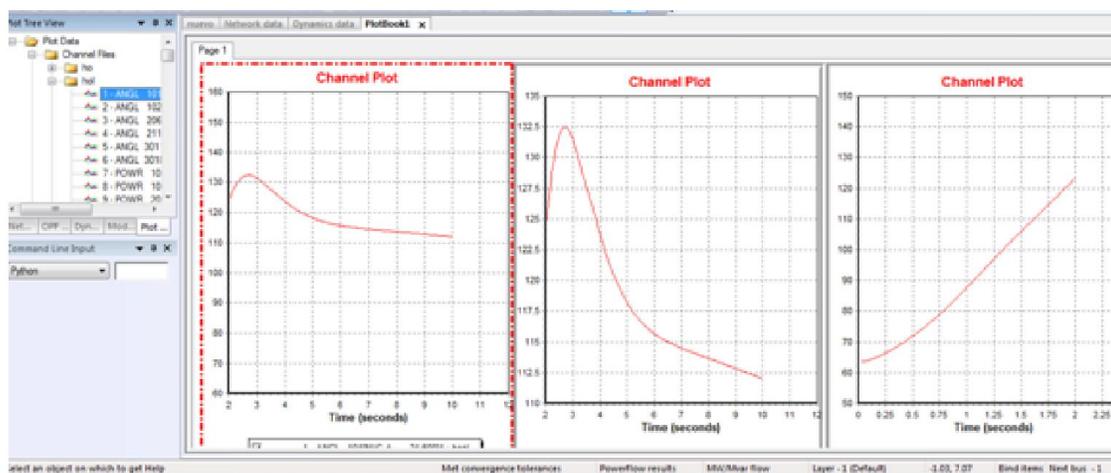


Figura 7.24. Gráfico del ángulo del rotor versus el tiempo [4].

7.4. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DINÁMICA.

POWR (Potencia Real): En la grafica de la figura 7.25 se muestra la potencia real de la barra 102 (NUC_B) con un comportamiento de 0 a 2 segundos, mientras que en la figura 7.26 el comportamiento es de 2 a 10 segundos, esta es una barra de generación.

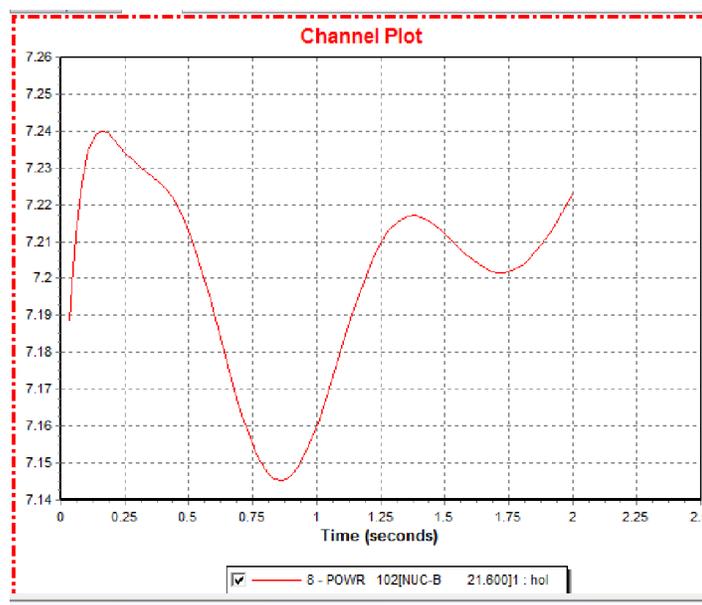


Figura 7.25. Potencia real de la barra 101 (NUC_B) de 0 a 2 segundos [4].

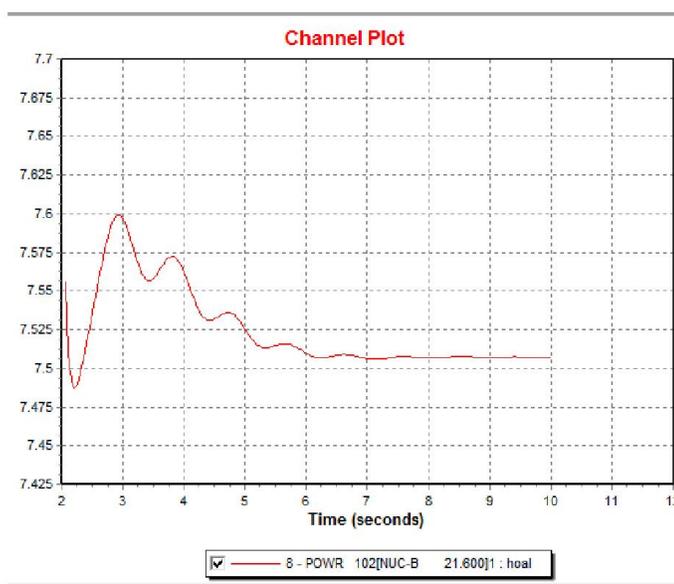


Figura 7.26. Potencia real de la barra 101 (NUC_B) de 2 a 10 segundos [4].

ETERM (Tensión en las terminales): En la figura 7.27 se muestra el comportamiento de 2 a 10 segundos para la barra 211 (HYDRO_G), en la figura 7.28 se muestra de 0 a 2 segundos.

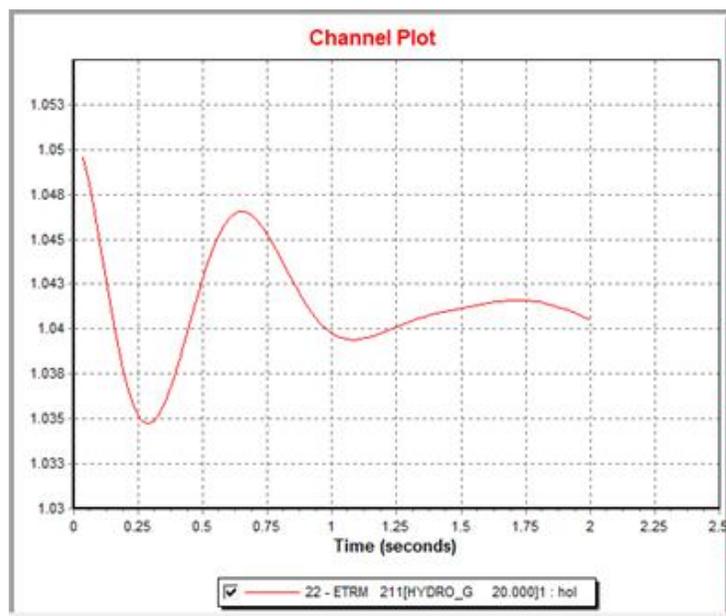


Figura 7.27. ETERM de la barra 211 (HYDRO_G) de 0 a 2 segundos [4].

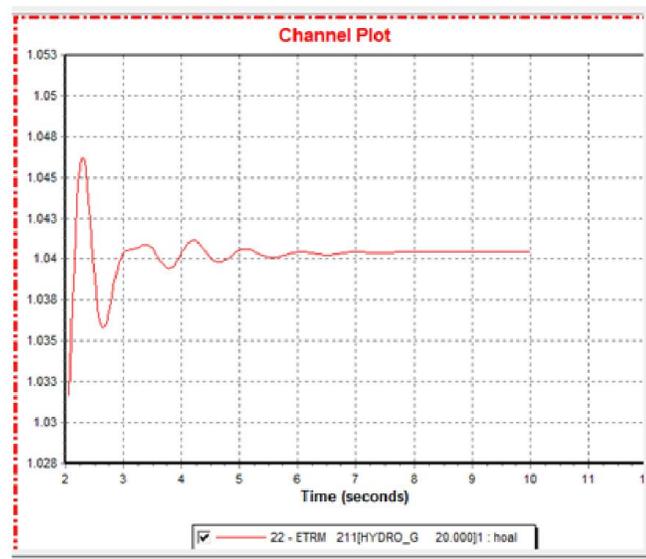


Figura 7.28. ETERM de la barra 211 (HYDRO_G) de 2 a 10 segundos [4].

EFD (Tensión de campo): En la imagen 7.29 se muestra el comportamiento de 2 a 10 segundos para la barra 3018 (CATDOG_G), en la imagen 7.30 se muestra de 0 a 2 segundos.

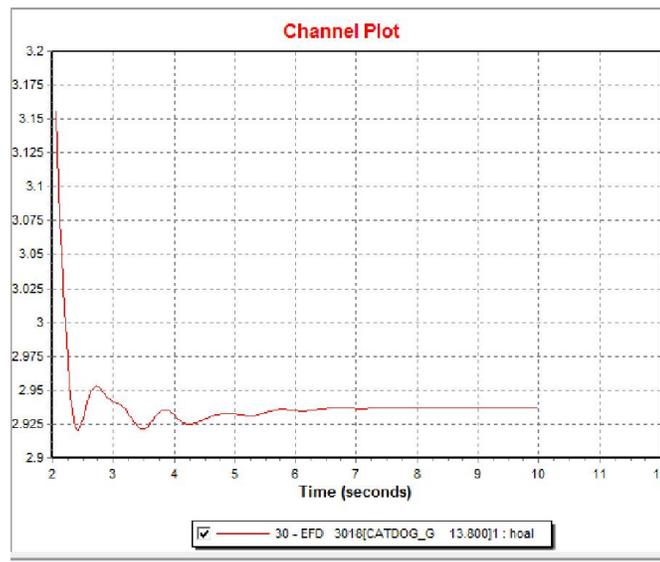


Figura 7.29. EFD de la barra 3018 (CATDOG_G) de 2 a 10 segundos [4].

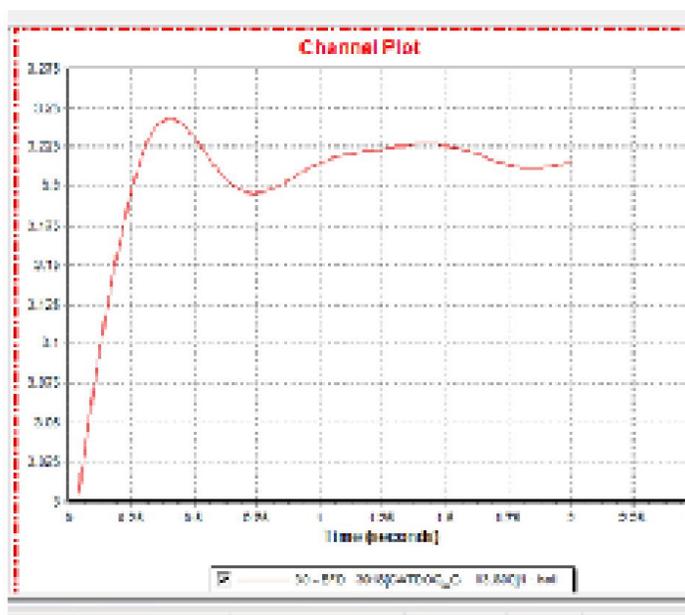


Figura 7.30. EFD de la barra 3018 (CATDOG_G) de 0 a 2 segundos [4].

VOLT (Tensión de la barra): En la figura 7.30 se muestra el comportamiento de 2 a 10 segundos de la tensión de la barra 205 (SUB230), en la imagen 7.31 se muestra el comportamiento de 0 a 2 segundos.

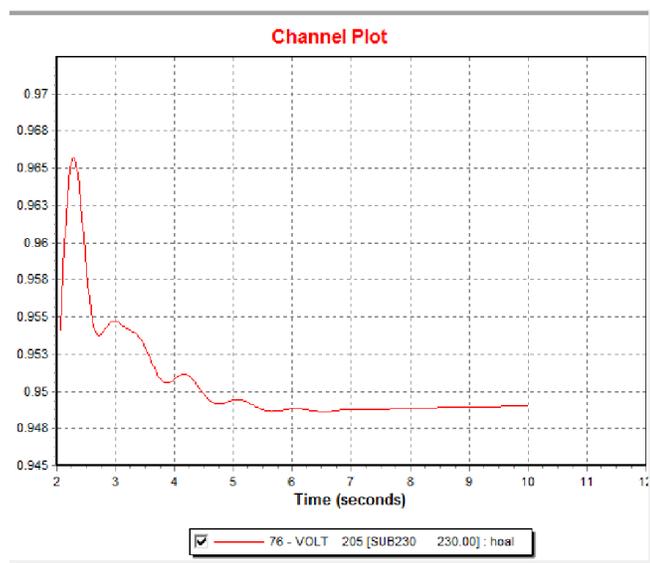


Figura 7.31. VOLT de la barra 205 (SUB230) de 2 a 10 segundos [4].

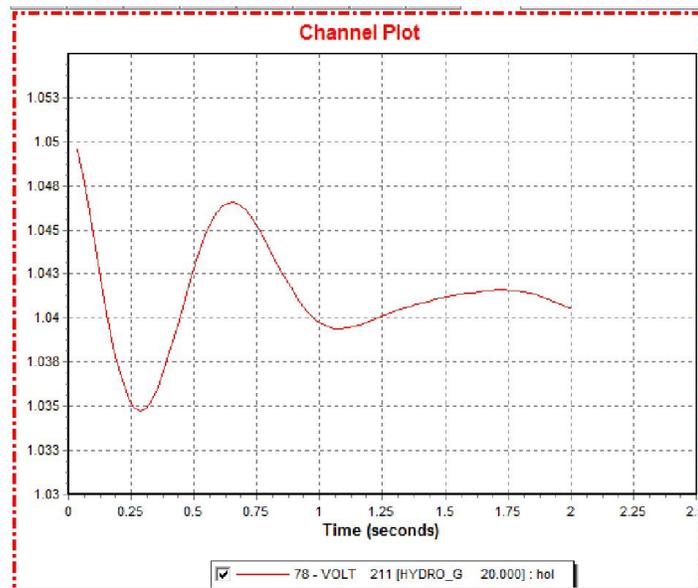


Figura 7.32. VOLT de la barra 205 (SUB230) de 0 a 2 segundos [4].

SPD (Desviación de velocidad): En la figura 7.32 se muestra el comportamiento de 2 a 10 segundos de la velocidad para la barra 3018 (CATDOG_G), en la imagen 7.33 se muestra de 0 a 2 segundos.

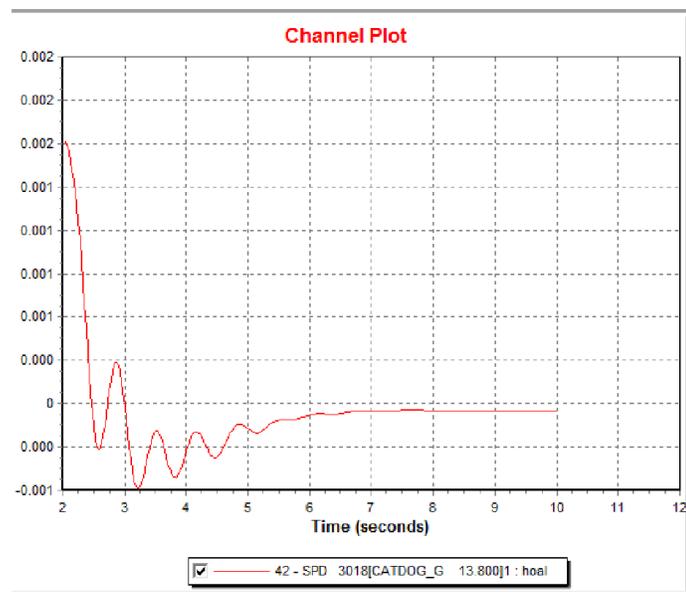


Figura 7.33. SPD de la barra 205 (CATDOG_G) de 2 a 10 segundos [4].

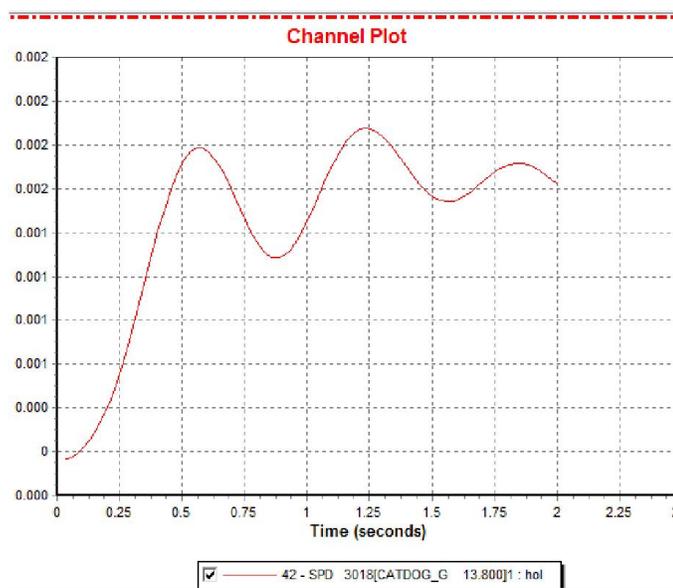


Figura 7.34. SPD de la barra 205 (CATDOG_G) de 0 a 2 segundos [4].

7.5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Los resultados obtenidos dan una infinidad de información los cuales son necesarios para respetar los límites establecidos y evitar que el sistema eléctrico funcione en condiciones críticas, el comportamiento de los generadores, la estabilidad del sistema se pierde. Por lo cual se debe de establecer soluciones prácticas que respondan durante la falla. Utilización de gobernadores, excitadores los cuales servirán para estabilizar la red eléctrica después de un evento fuera de lo normal.

La simulación dinámica muestra el comportamiento angular del rotor que oscila con un ángulo máximo de 132.5 hasta 112.5 lo que indica que hay una aceleración y una desaceleración en la velocidad angular del rotor por consiguiente una alteración en voltaje de barra, voltaje en las terminales de la máquina y voltaje de campo.

Cuando aumenta la velocidad del generador, lo cual representa un aumento en el ángulo del par y un aumento en la potencia transferida que esta misma potencia provoca una disminución en la velocidad del generador el ángulo se mantiene o va aumentando para el caso estable.

Lo contrario aparece cuando va decreciendo el ángulo que disminuye la potencia eléctrica transmitida que provocaría un aumento en la velocidad del generador y se mantendrá inestable el sistema.

Por lo cual el simulador es una gran herramienta para el estudio dinámico, facilita los cálculos y la forma de observa cada variable física del sistema, captar una idea de cómo se comporta el sistema eléctrico así evitar condiciones inestables en el sistema.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

- [1] Kundur, P., "Introduction to the Power System Stability Problem" en *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill Publishing Company, New York, 1994.
- [2] Elgerd, O., "Transient Stability Analysis" en *Electric Energy Systems Theory: An Introduction*, McGraw-Hill Publishing Company, TMH Edition, New York, 1971.
- [3] Stevenson, W., Grainger, J., "Estabilidad de Sistemas de Potencia" en *Análisis de Sistemas de Potencia*, McGraw-Hill Publishing Company, EE. UU., Traducido en México por McGraw-Hill/Interamericana.
- [4] Siemens Power Technologies International, Power Systems Simulation for Engineering PSS/E Xplore v33.5.2, versión gratuita de 50 barras, puede obtenerse en: <http://w3.usa.siemens.com/smartgrid/us/en/transmission-grid/products/grid-analysis-tools/transmission-system-planning/pages/university-order.aspx>
- [5] Siemens Power Technologies International, "Dynamic Simulation Activity Description" en *PSS/E 33.5 Program Automation Manual*, Siemens Industries Inc., New York, Octubre 2013.
- [6] Siemens Power Technologies International, "Generator Modeling" en *PSS/E 33.5 Program Application Guide Volume 2*, Siemens Industries Inc., New York, Octubre 2013.
- [7] Siemens Power Technologies International, "Speed Governor System Modeling" en *PSS/E 33.5 Program Application Guide Volume 2*, Siemens Industries Inc., New York, Octubre 2013.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

- Si se observa la matriz energética del país, se encuentra la necesidad de evolucionar a energías diferentes a las plantas térmicas, ya que la demanda incrementa año con año y se corre el riesgo del aumento de las tarifas al seguir consumiendo energía de este tipo de tecnologías, sobre todo en la época seca.
- El problema de baja tensión y debilidad en los nodos de La Unión y El Pedregal no se solucionara efectivamente mientras dichas subestaciones sigan presentando una configuración radial.
- La zona oriental es muy susceptible al provocarse una contingencia simple en la línea San Rafael Cedros – Tecoluca, ya que gran parte del sistema queda funcionando en configuración radial. Por esta razón el mantenimiento en esta línea debe realizarse solamente en condiciones de demanda baja, como en la mañana o en fines de semana.
- Una contingencia en la línea de Ahuachapán – Santa Ana provoca un efecto parecido al descrito en el literal anterior, por lo que las recomendaciones para un mantenimiento son iguales que en el literal anterior.
- El disparo de la línea San Martín – San Tomás causa problemas de tensión en los nodos de Nuevo Cuscatlán, Santo Tomás y El Pedregal. Los bancos de capacitores mitigan estos problemas. En el nodo de Nuevo Cuscatlán los problemas nunca se solucionarán al 100% mientras no exista un cambiador de taps bajo carga en los transformadores de esta subestación. Además cuando está línea se dispara, se sobrecargan los transformadores de Nuevo Cuscatlán, por ello surge la necesidad de un tercer transformador en esta subestación.
- La máxima inyección en el nodo de Acajutla está limitada por la primera contingencia en la línea Acajutla – Sonsonate. Por ello la máxima inyección no debe sobrepasar los 295MW.
- Para condiciones de gran demanda los nodos con menor reserva de reactivos son: El Pedregal, Santo Tomás, Ozatlán, Tecoluca y La Unión. Por lo tanto se deben monitorear constantemente ya que una contingencia podría llevar a estos nodos al colapso de tensión. La menor reserva de reactivos se presentó en el nodo de Tecoluca para la contingencia SRAF-TECO (40.56MVar).
- Mediante un transformador de puesta a tierra se puede lograr un aterrizamiento efectivo de cualquier sistema, conservando el aislamiento galvánico que brinda la configuración delta-estrella.
- Del análisis de cortocircuito se pudo observar que las subestaciones con la mayor corriente de cortocircuito son las de Nejapa, Soyapango y San Martín, con corrientes de cortocircuito trifásico que superan los 20kA.
- Un transformador de puesta a tierra es una manera efectiva de reducir el COG de una subestación y las sobretensiones durante fallas.

ANEXO A1: BASE DE DATOS REDUCIDA DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA DE EL SALVADOR UTILIZADA EN PSS/E [1].

A continuación se muestra la base de datos en planilla utilizada para la simulación del sistema de potencia de El Salvador en PSS/E Xplore versión 33.

1. BARRAS

Bus Number	Bus Name	Base kV	Area Num	Area Name	Zone Num	Zone Name	Owner Num	Owner Name	Code	Voltage (pu)	Angle (deg)	Normal Vmax (pu)	Normal Vmin (pu)	Emergency Vmax (pu)	Emergency Vmin (pu)
1107	GES-231	230.0	1	GUATEMALA	1	RESTO	1		3	1.0000	0.00	1.1000	0.9000	1.1000	0.9000
21101	SNOV-G1	13.8	2	EL SALVADOR	1	RESTO	1		-2	0.9737	2.08	1.1000	0.9000	1.1000	0.9000
21111	GUAJ-U1	13.8	2	EL SALVADOR	1	RESTO	1		2	0.9712	-0.78	1.1000	0.9000	1.1000	0.9000
21131	ACAJ-G1	13.8	2	EL SALVADOR	1	RESTO	1		2	1.0085	7.05	1.1000	0.9000	1.1000	0.9000
21139	TPTO-G1	13.8	2	EL SALVADOR	1	RESTO	1		2	0.9996	8.51	1.1000	0.9000	1.1000	0.9000
21161	AHUA-U1	13.8	2	EL SALVADOR	1	RESTO	1		2	0.9901	1.91	1.1000	0.9000	1.1000	0.9000
21171	CGRA-G1	13.8	2	EL SALVADOR	1	RESTO	1		2	0.9909	7.05	1.1000	0.9000	1.1000	0.9000
21181	15SE-G1	13.8	2	EL SALVADOR	2	ORIENTE	1		2	1.0081	33.80	1.1000	0.9000	1.1000	0.9000
21211	BERL-G1	13.8	2	EL SALVADOR	2	ORIENTE	1		2	1.0110	3.83	1.1000	0.9000	1.1000	0.9000
21302	TEXT-G1	13.8	2	EL SALVADOR	1	RESTO	1		-2	0.9887	-5.19	1.1000	0.9000	1.1000	0.9000
21341	CHAP-G1	13.8	2	EL SALVADOR	2	ORIENTE	1		-2	0.9726	-2.38	1.1000	0.9000	1.1000	0.9000
21371	NEJALANG	13.8	2	EL SALVADOR	1	RESTO	1		2	0.9761	0.59	1.1000	0.9000	1.1000	0.9000
21411	CASSA	13.8	2	EL SALVADOR	1	RESTO	1		-2	0.9617	3.47	1.1000	0.9000	1.1000	0.9000
21452	TEXT-G2	13.8	2	EL SALVADOR	1	RESTO	1		-2	0.9795	-7.18	1.1000	0.9000	1.1000	0.9000
21481	TALN-G1	13.8	2	EL SALVADOR	1	RESTO	1		-2	0.9413	-3.25	1.1000	0.9000	1.1000	0.9000
22301	SOYA-23	23.0	2	EL SALVADOR	1	RESTO	1		1	1.0164	-7.09	1.1000	0.9000	1.1000	0.9000
22361	SANT-23	23.0	2	EL SALVADOR	1	RESTO	1		1	0.9659	-10.45	1.0500	0.9500	1.1000	0.9000
22371	NEJA-23	23.0	2	EL SALVADOR	1	RESTO	1		1	0.9526	-7.68	1.1000	0.9000	1.1000	0.9000
22421	NCUS-23	23.0	2	EL SALVADOR	1	RESTO	1		1	0.9903	-10.77	1.1000	0.9000	1.1000	0.9000
24341	SMIG-46	46.0	2	EL SALVADOR	2	ORIENTE	1		1	0.9752	-6.99	1.1000	0.9000	1.1000	0.9000
24351	SANA-46	46.0	2	EL SALVADOR	1	RESTO	1		1	0.9731	-7.23	1.1000	0.9000	1.1000	0.9000
27101	SNOV-115	115.0	2	EL SALVADOR	1	RESTO	1		1	0.9894	-0.51	1.1000	0.9000	1.1000	0.9000
27131	ACAJ-115	115.0	2	EL SALVADOR	1	RESTO	1		1	0.9800	1.95	1.1000	0.9000	1.1000	0.9000
27133	TPTO-115	115.0	2	EL SALVADOR	1	RESTO	1		1	0.9825	2.38	1.1000	0.9000	1.1000	0.9000
27161	AHUA-115	115.0	2	EL SALVADOR	1	RESTO	1		1	0.9929	-1.05	1.1000	0.9000	1.1000	0.9000
27171	CGRA-115	115.0	2	EL SALVADOR	1	RESTO	1		1	0.9780	-1.33	1.1000	0.9000	1.1000	0.9000
27181	15SE-115	115.0	2	EL SALVADOR	2	ORIENTE	1		1	0.9850	-0.44	1.1000	0.9000	1.1000	0.9000
27211	BERL-115	115.0	2	EL SALVADOR	2	ORIENTE	1		1	0.9939	0.51	1.1000	0.9000	1.1000	0.9000
27301	SOYA-115	115.0	2	EL SALVADOR	1	RESTO	1		1	0.9514	-5.01	1.1000	0.9000	1.1000	0.9000
27321	SRAF-115	115.0	2	EL SALVADOR	2	ORIENTE	1		1	0.9860	-2.88	1.1000	0.9000	1.1000	0.9000
27341	SMIG-115	115.0	2	EL SALVADOR	2	ORIENTE	1		1	0.9487	-3.25	1.1000	0.9000	1.1000	0.9000
27351	SANA-115	115.0	2	EL SALVADOR	1	RESTO	1		1	0.9520	-3.86	1.1000	0.9000	1.1000	0.9000
27361	SANT-115	115.0	2	EL SALVADOR	1	RESTO	1		1	0.9516	-4.86	1.1000	0.9000	1.1000	0.9000
27371	NEJA-115	115.0	2	EL SALVADOR	1	RESTO	1		1	0.9588	-4.03	1.1000	0.9000	1.1000	0.9000
27381	OPIC-115	115.0	2	EL SALVADOR	1	RESTO	1		1	0.9538	-3.88	1.1000	0.9000	1.1000	0.9000
27391	TECO-115	115.0	2	EL SALVADOR	2	ORIENTE	1		1	0.9494	-3.95	1.1000	0.9000	1.1000	0.9000
27401	OZAT-115	115.0	2	EL SALVADOR	2	ORIENTE	1		1	0.9408	-4.34	1.1000	0.9000	1.1000	0.9000
27411	SONS-115	115.0	2	EL SALVADOR	1	RESTO	1		1	0.9780	-0.34	1.1000	0.9000	1.1000	0.9000
27421	NCUS-115	115.0	2	EL SALVADOR	1	RESTO	1		1	0.9385	-8.28	1.1000	0.9000	1.1000	0.9000
27431	SMAR-115	115.0	2	EL SALVADOR	1	RESTO	1		1	0.9518	-4.54	1.1000	0.9000	1.1000	0.9000
27441	ATEO-115	115.0	2	EL SALVADOR	1	RESTO	1		1	0.9582	-3.43	1.1000	0.9000	1.1000	0.9000
27451	SBAR-115	115.0	2	EL SALVADOR	1	RESTO	1		1	0.9481	-4.78	1.1000	0.9000	1.1000	0.9000
27461	STOM-115	115.0	2	EL SALVADOR	1	RESTO	1		1	0.9407	-6.24	1.1000	0.9000	1.1000	0.9000
27471	PEDR-115	115.0	2	EL SALVADOR	1	RESTO	1		1	0.9329	-7.52	1.1000	0.9000	1.1000	0.9000
27481	TALN-115	115.0	2	EL SALVADOR	1	RESTO	1		1	0.9621	-3.24	1.1000	0.9000	1.1000	0.9000
27491	LUNI-115	115.0	2	EL SALVADOR	2	ORIENTE	1		1	0.9311	-4.83	1.1000	0.9000	1.1000	0.9000
28161	AHUA-230	230.0	2	EL SALVADOR	1	RESTO	1		1	1.0007	-0.03	1.1000	0.9000	1.1000	0.9000
28181	15SE-230	230.0	2	EL SALVADOR	2	ORIENTE	1		1	0.9909	-0.39	1.1000	0.9000	1.1000	0.9000
28371	NEJA-230	230.0	2	EL SALVADOR	1	RESTO	1		1	0.9993	-0.52	1.1000	0.9000	1.1000	0.9000

2. PLANTAS (Incluye la interconexión con Guatemala).

Bus Number	Bus Name	Area Num	Area Name	Code	PGen (MW)	QGen (Mvar)	QMax (Mvar)	QMin (Mvar)	VSched (pu)	Remote Bus	Remote Bus Name	Voltage (pu)	RMPCT
1107	GES-231 230.00	1	GUATEMALA	3	3.3	-16.8	100.0	-100.0	1.0000	0		1.0000	100.00
21101	SNOV-G1 13.800	2	EL SALVADOR	-2	81.7	38.0	38.0	5.0	0.9939	0		0.9737	100.00
21111	GUAJ-U1 13.800	2	EL SALVADOR	2	11.1	-0.4	4.3	-1.4	0.9712	0		0.9712	100.00
21131	ACAJ-G1 13.800	2	EL SALVADOR	2	129.2	7.4	83.9	0.0	1.0065	0		1.0065	100.00
21139	TPTO-G1 13.800	2	EL SALVADOR	2	65.8	12.7	41.6	-18.0	0.9996	0		0.9996	100.00
21161	AHUA-U1 13.800	2	EL SALVADOR	2	70.9	32.2	51.0	-31.0	0.9901	0		0.9901	100.00
21171	CGRA-G1 13.800	2	EL SALVADOR	2	135.0	38.4	65.0	-65.0	0.9909	0		0.9909	100.00
21181	15SE-G1 13.800	2	EL SALVADOR	2	114.8	53.4	75.6	-75.6	1.0061	0		1.0061	100.00
21211	BERL-G1 13.800	2	EL SALVADOR	2	97.8	32.0	55.5	-40.0	1.0110	0		1.0110	100.00
21302	TEXT-G1 13.800	2	EL SALVADOR	-2	25.5	-1.8	1.8	-1.8	0.9710	0		0.9887	100.00
21341	CHAP-G1 13.800	2	EL SALVADOR	-2	3.0	5.0	5.0	-5.0	1.0050	0		0.9728	100.00
21371	NEJALANG 13.800	2	EL SALVADOR	2	143.5	77.0	96.2	0.0	0.9761	0		0.9761	100.00
21411	CASSA 13.800	2	EL SALVADOR	-2	26.0	7.3	7.3	0.3	0.9957	0		0.9617	100.00
21452	TEXT-G2 13.800	2	EL SALVADOR	-2	14.2	-0.6	0.6	-0.6	0.9713	0		0.9795	100.00
21481	TALN-G1 13.800	2	EL SALVADOR	-2	62.6	52.3	52.3	0.0	0.9765	0		0.9413	100.00

3. MÁQUINAS (Generadores).

Bus Name	Id	Area Num	Area Name	Zone Num	Zone Name	Code	VSched (pu)	Remote Bus	In Service	PGen (MW)	PMax (MW)	PMin (MW)	QGen (Mvar)	QMax (Mvar)	QMin (Mvar)	Mbase (MVA)	R Source (pu)	X Source (pu)
GES-231 230	1	1	GUATEMALA	1	RESTO	3	1.0000	0	<input checked="" type="checkbox"/>	3.3000	150.0000	-150.0000	-18.8098	100.0000	-100.0000	150.00	0.000000	1.000000
SNOV-G1 13.8	1	2	EL SALVADOR	1	RESTO	-2	0.9939	0	<input checked="" type="checkbox"/>	81.6700	96.4000	34.0000	38.0000	38.0000	5.0000	110.40	0.000000	0.054615
GUAJ-U1 13.8	1	2	EL SALVADOR	1	RESTO	2	0.9712	0	<input checked="" type="checkbox"/>	11.0500	52.2500	5.0000	-0.3524	4.3400	-1.3700	44.00	0.000000	0.073333
ACAJ-G1 13.8	1	2	EL SALVADOR	1	RESTO	2	1.0065	0	<input checked="" type="checkbox"/>	129.2100	141.6000	72.0000	7.5070	83.6500	0.0000	197.10	0.000000	0.021489
TPTO-G1 13.8	1	2	EL SALVADOR	1	RESTO	2	0.9996	0	<input checked="" type="checkbox"/>	65.8400	73.6000	18.4000	12.6538	41.6000	-18.0000	92.20	0.000000	0.200000
AHUA-U1 13.8	1	2	EL SALVADOR	1	RESTO	2	0.9901	0	<input checked="" type="checkbox"/>	70.9100	86.0000	15.0000	32.1920	51.0000	-31.0000	115.00	0.000000	0.048624
CGRA-G1 13.8	1	2	EL SALVADOR	1	RESTO	2	0.9909	0	<input checked="" type="checkbox"/>	134.9500	135.0000	46.0000	38.3995	65.0000	-65.0000	150.00	0.000000	0.092500
15SE-G1 13.8	1	2	EL SALVADOR	2	ORIENTE	2	1.0061	0	<input checked="" type="checkbox"/>	114.8200	170.0000	80.0000	53.4440	75.6000	-75.6000	185.00	0.000000	0.128000
BERL-G1 13.8	1	2	EL SALVADOR	2	ORIENTE	2	1.0110	0	<input checked="" type="checkbox"/>	97.8400	135.0000	24.5200	31.9911	55.5000	-40.0000	136.50	0.000000	0.131000
TEXT-G1 13.8	1	2	EL SALVADOR	1	RESTO	-2	0.9710	0	<input checked="" type="checkbox"/>	25.5100	135.0000	51.4000	-1.8180	1.8180	-1.8180	142.35	0.000000	0.029705
CHAP-G1 13.8	1	2	EL SALVADOR	2	ORIENTE	-2	1.0050	0	<input checked="" type="checkbox"/>	3.0000	10.0000	2.0000	5.0000	5.0000	-5.0000	10.00	0.000000	1.000000
NEJALANG 13	1	2	EL SALVADOR	1	RESTO	2	0.9761	0	<input checked="" type="checkbox"/>	16.6000	21.0000	2.0000	5.0000	5.0000	0.0000	100.00	0.000000	1.000000
NEJALANG 13	2	2	EL SALVADOR	1	RESTO	2	0.9761	0	<input checked="" type="checkbox"/>	126.5000	162.0000	17.2800	70.0022	87.2100	0.0000	202.50	0.000000	0.00407
NEJALANG 13	3	2	EL SALVADOR	1	RESTO	2	0.9761	0	<input checked="" type="checkbox"/>	3.4100	10.0000	0.0000	1.9810	4.0000	0.0000	100.00	0.000000	1.000000
CASSA 13.8	1	2	EL SALVADOR	1	RESTO	-2	0.9957	0	<input checked="" type="checkbox"/>	26.0000	30.0000	2.2500	7.2500	7.2500	0.2500	25.00	0.000000	1.000000
TEXT-G2 13.8	1	2	EL SALVADOR	1	RESTO	-2	0.9713	0	<input checked="" type="checkbox"/>	14.1700	41.4000	0.0000	-0.5680	0.5680	-0.5680	100.00	0.000000	1.000000
TALN-G1 13.8	1	2	EL SALVADOR	1	RESTO	-2	0.9765	0	<input checked="" type="checkbox"/>	52.6400	84.1000	54.5000	52.2620	52.2620	0.0000	706.40	0.000000	0.046486

4. CARGAS.

Bus Number	Bus Name	Id	Code	Area Num	Area Name	Zone Num	Zone Name	Owner	Owner Name	In Service	Scalable	Interruptible	Pload (MW)	Qload (Mvar)
21111	GUAJ-U1 13.8	99	2	1	GUATEMALA	13	GUAJ	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	1.1700	0.9665
21411	CASSA 13.8	99	-2	1	GUATEMALA	13	CASSA	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	7.0387	5.1179
21452	TEXT-G2 13.8	99	-2	1	GUATEMALA	12	TEXT	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	31.7748	12.1007
22301	SOYA-23 23.0	1	1	2	EL SALVADOR	1	RESTO	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	114.4000	35.3000
22361	SAINT-23 23.0	1	1	2	EL SALVADOR	1	RESTO	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	132.6000	39.6000
22371	NEJA-23 23.00	1	1	2	EL SALVADOR	1	RESTO	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	89.8000	36.4000
22421	NCUS-23 23.0	1	1	2	EL SALVADOR	1	RESTO	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	89.8000	22.5000
24341	SMIG-46 46.00	1	1	2	EL SALVADOR	1	RESTO	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	56.7000	21.4000
24351	SANA-46 46.0	1	1	2	EL SALVADOR	1	RESTO	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	52.7000	17.1000
24441	ATEO-46 46.0	1	1	2	EL SALVADOR	1	RESTO	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	77.0000	15.0000
27131	ACAJ-115 115	99	1	2	EL SALVADOR	6	ACAJ	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	20.3352	10.7939
27161	AHUA-115 115	99	1	2	EL SALVADOR	11	AHUA	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	362.6362	-152.8630
27171	CGRA-115 115	99	1	2	EL SALVADOR	15	CGRA	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	16.0186	7.0468
27181	15SE-115 115	99	1	2	EL SALVADOR	8	H	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	10.4977	4.2733
27301	SOYA-115 115	99	1	2	EL SALVADOR	9	SOYA	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	12.1102	3.5137
27321	SRAF-115 115	99	1	2	EL SALVADOR	19	SRAF	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	23.5397	8.8500
27351	SANA-115 115	99	1	2	EL SALVADOR	18	GUAJ	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	6.3082	2.4069
27381	OPIC-115 115.0	99	1	2	EL SALVADOR	20	OPIC	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	44.9000	12.7079
27391	TECO-115 115	99	1	2	EL SALVADOR	16	TECO	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	18.2110	5.6702
27401	OZAT-115 115	99	1	2	EL SALVADOR	3	OZAT	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	20.3294	8.5071
27411	SONS-115 115	99	1	2	EL SALVADOR	13	CASSA	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	4.7643	3.2526
27441	ATEO-115 115	99	1	2	EL SALVADOR	4	ATEO	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	7.5106	1.3560
27451	SBAR-115 115	99	1	2	EL SALVADOR	12	TEXT	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	37.5715	13.0576
27461	STOM-115 115	99	1	2	EL SALVADOR	24	STOM	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	56.7495	17.7952
27471	PEDR-115 115	99	1	2	EL SALVADOR	21	PEDR	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	24.6249	11.8970
27481	TALN-115 115	99	1	2	EL SALVADOR	5	TALN	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	5.9090	2.0000
27491	LUNI-115 115.0	99	1	2	EL SALVADOR	2	ORIENTE	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	23.5000	10.5156
28161	AHUA-230 230	99	1	2	EL SALVADOR	11	AHUA	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	-353.3575	153.6352
28181	15SE-230 230	99	1	2	EL SALVADOR	8	H	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	-5.2730	73.8309

5. COMPENSACIÓN AUTOMÁTICA.

Bus Number	Bus Name	Area Num	Area Name	Zone Num	Zone Name	Code	In Service	Control Mode	Adjustment method	Vhi (pu)	Vlo (pu)	Remote Bus	Remote Bus Name	
22301	SOYA-23	23.0	2	EL SALVADOR	1	RESTO	1	<input checked="" type="checkbox"/>	Discrete, cntr voltage (1)	Nearest combination (1)	1.0250	1.0000	27421	NCUS-115 115.
22381	SANT-23	23.0	2	EL SALVADOR	1	RESTO	1	<input checked="" type="checkbox"/>	Discrete, cntr voltage (1)	Nearest combination (1)	1.0250	1.0000	27421	NCUS-115 115.
22371	NEJA-23	23.0	2	EL SALVADOR	1	RESTO	1	<input checked="" type="checkbox"/>	Discrete, cntr voltage (1)	Sequential input order (0)	1.0250	1.0000	27421	NCUS-115 115.
22421	NCUS-23	23.0	2	EL SALVADOR	1	RESTO	1	<input checked="" type="checkbox"/>	Discrete, cntr voltage (1)	Nearest combination (1)	1.0250	1.0000	27421	NCUS-115 115.
24341	SMIG-46	46.00	2	EL SALVADOR	2	ORIENTE	1	<input checked="" type="checkbox"/>	Discrete, cntr voltage (1)	Nearest combination (1)	1.0250	1.0000	27491	LUNL-115 115.0

6. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN (Incluye equivalentes).

From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Id	Line R (pu)	Line X (pu)	Charging B (pu)	In Service	Meters d	Rate A	Rate B	Rate C	Line G From (pu)	Line B From (pu)	Line G To (pu)	Line B To (pu)	Length	
1107	GES-231	230	28161 AHUA-230	230	1	0.004540	0.024060	0.107250	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	406.0	430.0	477.0	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	39.790
1107	GES-231	230	28161 AHUA-230	230	2	0.004540	0.024060	0.107250	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	406.0	430.0	477.0	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	39.790
21101	SNOV-01	13.8	27101	SNVA-115	115	99	0.000000	0.053147	0.000000	<input checked="" type="checkbox"/>	From	0.0	0.0	0.0	0.00000	0.00000	0.00000	0.000
21111	GUJA-01	13.8	27361	SANA-115	115	99	0.025626	0.503586	0.000000	<input checked="" type="checkbox"/>	From	0.0	0.0	0.0	0.00000	0.00000	0.00000	0.000
21131	ACAJ-01	13.8	27131	ACAJ-115	115	99	0.000000	0.067844	0.000000	<input checked="" type="checkbox"/>	From	0.0	0.0	0.0	0.00000	0.00000	0.00000	0.000
21139	TPTD-01	13.8	27133	TPTD-115	115	99	0.003820	0.160333	0.000000	<input checked="" type="checkbox"/>	From	0.0	0.0	0.0	0.00000	0.00000	0.00000	0.000
21161	AHUA-01	13.8	27161	AHUA-115	115	99	0.000000	0.071432	0.000000	<input checked="" type="checkbox"/>	From	0.0	0.0	0.0	0.00000	0.00000	0.00000	0.000
21171	CGRA-01	13.8	27171	CGRA-115	115	99	0.000000	0.104618	0.000000	<input checked="" type="checkbox"/>	From	0.0	0.0	0.0	0.00000	0.00000	0.00000	0.000
21191	15SE-01	13.8	27181	15SE-115	115	99	0.000000	0.485562	0.000000	<input checked="" type="checkbox"/>	From	0.0	0.0	0.0	0.00000	0.00000	0.00000	0.000
21211	BERL-01	13.8	27211	BERL-115	115	99	0.000000	0.054060	0.000000	<input checked="" type="checkbox"/>	From	0.0	0.0	0.0	0.00000	0.00000	0.00000	0.000
21341	CHAP-01	13.8	27341	SMIG-115	115	99	0.000000	0.466667	0.000000	<input checked="" type="checkbox"/>	From	0.0	0.0	0.0	0.00000	0.00000	0.00000	0.000
21371	NEJALANG	13	27371	NEJA-115	115	99	0.002130	0.053586	0.000000	<input checked="" type="checkbox"/>	From	0.0	0.0	0.0	0.00000	0.00000	0.00000	0.000
21411	CASSA	13.8	27411	SONS-115	115	99	0.002737	0.330206	0.000000	<input checked="" type="checkbox"/>	From	0.0	0.0	0.0	0.00000	0.00000	0.00000	0.000
21452	TEXT-02	13.8	27451	SMAR-115	115	99	0.005762	0.223458	0.000000	<input checked="" type="checkbox"/>	From	0.0	0.0	0.0	0.00000	0.00000	0.00000	0.000
27101	SNOV-115	115.	27171	CGRA-115	115	1	0.013680	0.068830	0.022059	<input checked="" type="checkbox"/>	From	226.0	239.0	266.0	0.00000	0.00000	0.00000	30.000
27101	SNOV-115	115.	27321	SRAF-115	115	1	0.013680	0.068830	0.022059	<input checked="" type="checkbox"/>	From	226.0	239.0	266.0	0.00000	0.00000	0.00000	30.000
27131	ACAJ-115	115.	27133	TPTD-115	115	1	0.002738	0.017075	0.013900	<input checked="" type="checkbox"/>	From	110.0	110.0	110.0	0.00000	0.00000	0.00000	3.000
27131	ACAJ-115	115.	27411	SONS-115	115	1	0.002130	0.070810	0.012699	<input checked="" type="checkbox"/>	From	113.0	120.0	133.0	0.00000	0.00000	0.00000	23.470
27131	ACAJ-115	115.	27411	SONS-115	115	2	0.023840	0.070280	0.013340	<input checked="" type="checkbox"/>	From	113.0	120.0	133.0	0.00000	0.00000	0.00000	23.780
27131	ACAJ-115	115.	27441	ATEO-115	115	1	0.026740	0.127580	0.036470	<input checked="" type="checkbox"/>	From	226.0	239.0	266.0	0.00000	0.00000	0.00000	53.250
27161	AHUA-115	115.	27351	SANA-115	115	1	0.033130	0.108760	0.020120	<input checked="" type="checkbox"/>	From	113.0	120.0	133.0	0.00000	0.00000	0.00000	36.350
27161	AHUA-115	115.	27411	SONS-115	115	1	0.022630	0.075750	0.013720	<input checked="" type="checkbox"/>	From	105.0	120.0	133.0	0.00000	0.00000	0.00000	25.050
27161	AHUA-115	115.	28161	AHUA-230	230	99	0.003792	0.007735	0.000000	<input checked="" type="checkbox"/>	From	0.0	0.0	0.0	0.00000	0.00000	0.00000	0.000
27171	CGRA-115	115.	27321	SRAF-115	115	1	0.013680	0.068830	0.017920	<input checked="" type="checkbox"/>	From	113.0	120.0	133.0	0.00000	0.00000	0.00000	31.540
27171	CGRA-115	115.	27371	NEJA-115	115	1	0.018260	0.079100	0.033290	<input checked="" type="checkbox"/>	From	226.0	239.0	266.0	0.00000	0.00000	0.00000	40.000
27171	CGRA-115	115.	27371	NEJA-115	115	2	0.018260	0.079100	0.033290	<input checked="" type="checkbox"/>	From	226.0	239.0	266.0	0.00000	0.00000	0.00000	40.000
27181	15SE-115	115.	27211	BERL-115	115	1	0.014170	0.045230	0.006880	<input checked="" type="checkbox"/>	From	113.0	120.0	133.0	0.00000	0.00000	0.00000	15.540
27181	15SE-115	115.	27321	SRAF-115	115	1	0.007230	0.032150	0.002750	<input checked="" type="checkbox"/>	From	113.0	120.0	133.0	0.00000	0.00000	0.00000	40.980
27181	15SE-115	115.	27451	SMIG-115	115	1	0.011770	0.144270	0.023390	<input checked="" type="checkbox"/>	From	113.0	120.0	133.0	0.00000	0.00000	0.00000	44.530
27181	15SE-115	115.	27431	SMAR-115	115	1	0.062410	0.179720	0.036930	<input checked="" type="checkbox"/>	From	113.0	120.0	133.0	0.00000	0.00000	0.00000	62.230
27181	15SE-115	115.	27431	SMAR-115	115	2	0.062410	0.179720	0.036930	<input checked="" type="checkbox"/>	From	113.0	120.0	133.0	0.00000	0.00000	0.00000	62.230
27181	15SE-115	115.	28161	15SE-230	230	99	0.000078	0.041210	0.000000	<input checked="" type="checkbox"/>	From	0.0	0.0	0.0	0.00000	0.00000	0.00000	0.000
27211	BERL-115	115.	27341	SMIG-115	115	1	0.040230	0.116360	0.022320	<input checked="" type="checkbox"/>	From	113.0	120.0	133.0	0.00000	0.00000	0.00000	40.100
27301	SOYA-115	115.	27371	NEJA-115	115	1	0.004810	0.022110	0.007850	<input checked="" type="checkbox"/>	From	226.0	239.0	266.0	0.00000	0.00000	0.00000	10.100
27301	SOYA-115	115.	27431	SMAR-115	115	1	0.006080	0.026100	0.007580	<input checked="" type="checkbox"/>	From	226.0	239.0	266.0	0.00000	0.00000	0.00000	10.930
27321	SRAF-115	115.	27391	TECO-115	115	1	0.028250	0.092420	0.017240	<input checked="" type="checkbox"/>	From	113.0	120.0	133.0	0.00000	0.00000	0.00000	31.000
27321	SRAF-115	115.	27431	SMAR-115	115	1	0.010520	0.048580	0.014880	<input checked="" type="checkbox"/>	From	226.0	239.0	266.0	0.00000	0.00000	0.00000	20.960
27341	SMIG-115	115.	27461	OZAT-115	115	1	0.039720	0.132980	0.023610	<input checked="" type="checkbox"/>	From	113.0	120.0	133.0	0.00000	0.00000	0.00000	43.600
27341	SMIG-115	115.	27491	LUNI-115	115	1	0.025090	0.113440	0.035920	<input checked="" type="checkbox"/>	From	226.0	239.0	266.0	0.00000	0.00000	0.00000	50.000
27351	SANA-115	115.	27361	ORIC-115	115	0	0.008070	0.087780	0.013680	<input checked="" type="checkbox"/>	From	113.0	120.0	133.0	0.00000	0.00000	0.00000	23.000
27361	SANT-115	115.	27371	NEJA-115	115	1	0.003440	0.015110	0.005090	<input checked="" type="checkbox"/>	From	226.0	239.0	266.0	0.00000	0.00000	0.00000	6.860
27361	SANT-115	115.	27461	TALN-115	115	1	0.010310	0.067120	0.012370	<input checked="" type="checkbox"/>	From	226.0	239.0	266.0	0.00000	0.00000	0.00000	22.600
27371	NEJA-115	115.	27381	ORIC-115	115	0	0.009780	0.046380	0.013230	<input checked="" type="checkbox"/>	From	226.0	239.0	266.0	0.00000	0.00000	0.00000	19.470
27371	NEJA-115	115.	27431	SMAR-115	115	1	0.007510	0.036900	0.012380	<input checked="" type="checkbox"/>	From	226.0	239.0	266.0	0.00000	0.00000	0.00000	16.490
27371	NEJA-115	115.	28371	NEJA-230	230	99	0.000000	0.000000	0.000000	<input checked="" type="checkbox"/>	From	0.0	0.0	0.0	0.00000	0.00000	0.00000	0.000
27381	ORIC-115	115.0	27411	SONS-115	115	1	0.049840	0.120990	0.022710	<input checked="" type="checkbox"/>	From	113.0	120.0	133.0	0.00000	0.00000	0.00000	40.750
27391	TECO-115	115.	27401	OZAT-115	115	1	0.034170	0.113620	0.020480	<input checked="" type="checkbox"/>	From	113.0	120.0	133.0	0.00000	0.00000	0.00000	37.500
27411	SONS-115	115.	27441	ATEO-115	115	1	0.029280	0.087070	0.018200	<input checked="" type="checkbox"/>	From	113.0	120.0	133.0	0.00000	0.00000	0.00000	29.200
27421	NCUS-115	115.	27441	ATEO-115	115	1	0.011980	0.052750	0.017440	<input checked="" type="checkbox"/>	From	226.0	239.0	266.0	0.00000	0.00000	0.00000	23.600
27421	NCUS-115	115.	27481	STOM-115	115	1	0.008980	0.041530	0.012820	<input checked="" type="checkbox"/>	From	226.0	239.0	266.0	0.00000	0.00000	0.00000	

ANEXO A2: PSSE XPLORE 33 UTILIZANDO PYTHON [1].

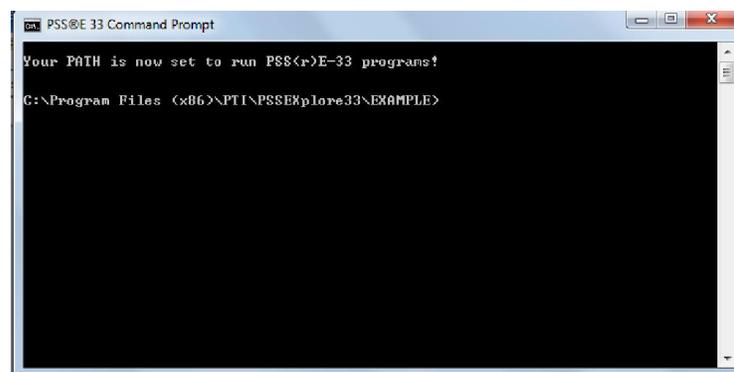
Python es un lenguaje propio con una biblioteca completa poderoso y fácil de aprender. Cuenta con estructuras de datos eficientes y de alto nivel y un enfoque simple pero efectivo a la programación orientada a objetos. Python es ideal para realizar scripting y desarrollo rápido de aplicaciones en diversas áreas y sobre la mayoría de las plataformas.

Psse xplorer 33 es un programa con una gran cantidad de herramientas y métodos útiles para analices de redes de sistemas de potencia. Estudio de flujo de potencia, corto circuito, contingencias y analicesdinámicoentre otro.

Ahora que tiene que ver python con PSS/E Xplore 33?

Desde la plataforma de python se puede controlar, dar órdenes y simular cualquier archivo de PSS/E Xplore 33. Esta opción de psse xplorer nos facilita, se ahorrar tiempo, y se automatiza el trabajo cotidiano. Desde exportar los datos a una planilla de Excel hasta realizar simulaciones dinámica

Cuando se instale psse xplorer 33 automáticamente se instala una versión de python, en la imagen se muestra la ventanilla de psse 33 command prompt la cual es la que ubica el archivo de python .py en donde se encuentra la sintaxis del código en donde especificamos lo que queremos que realice psse xplorer.



```
PSS@E 33 Command Prompt
Your PATH is now set to run PSS(>)E-33 programs!
C:\Program Files (x86)\PTI\PSSExplore33\EXAMPLE>
```

Figura A2.1.Commandprompt.

```

flujo.py - C:\python\flujo.py
File Edit Format Run Options Windows Help
import os
import sys

PSSE_LOCATION = r'c:\Program Files (x86)\PTI\PSSExplore93\PSSEBIN'
sys.path.append(PSSE_LOCATION)
os.environ['PATH']=os.environ['PATH']+ ';' + PSSE_LOCATION

import psspy
import redirect
redirect.psse2py()

psspy.psseinit(4)
#psspy.case('c:\Program Files (x86)\PTI\PSSExplore93\EXAMPLE\savnw.sav')
#psspy.case('c:\python\yaas.sav')

psspy.fns1()

number_iterations= psspy.iterat()

msg="the number of iteration was %s"
print msg % number_iterations
Ln: 1 Col: 0

```

Figura A2.2. Editor de códigos para python

Para obtener más información de las sintaxis de pse para utilizar python se debe de ver el documento APPLICATION PROGRAM INTRFACE (PTI) de siemens donde se encuentra se encuentran todos los métodos y herramienta con su respectiva sintaxis para la comunicación de PSS/E Xplore con python [2]. La imagen 3 muestra la sintaxis para simular un problema de flujo de potencia con el método de newton raphson.

1.83 FNSL

Use this API to apply the Newton-Raphson power flow calculation (activity FNSL).

Batch command syntax:

```
BAT_FNSL OPTIONS(1)...OPTIONS(8)
```

Python syntax:

```
ierr = fns1(options)
```

Fortran syntax:

```
CALL FNSLAPI(OPTIONS, IERR)
```

Figura A2.3. Referencia applicationprogramintrface (PTI) [2].

Lo primero que debemos de hacer es comunicar a python que debe encontrar las herramientas útiles en los directorios de psse xplore. Python no sabe nada de psse en absoluto. Usted necesita decirle donde buscar para encontrar los archivos de la biblioteca de psse.

En la imagen 2 se muestra la sintaxis, un código que sirve para simular estudios de flujo de potencia la primera parte del código comienza con importación de bibliotecas y la localización de la biblioteca de psse. Psse_location es la dirección o la ruta donde python debe de encontrar el archivo psspy el cual es la biblioteca principal de psse.

```
PSSE_LOCATION = r'c:\Program Files (x86)\PTI\PSSExplore33\PSSBIN'  
sys.path.append(PSSE_LOCATION)  
os.environ['PATH']=os.environ['PATH']+ ';' + PSSE_LOCATION
```

Ahora python está dentro de psse y accede a todas las herramientas y métodos. En las siguientes líneas de código muestra la sintaxis para flujo de potencia.

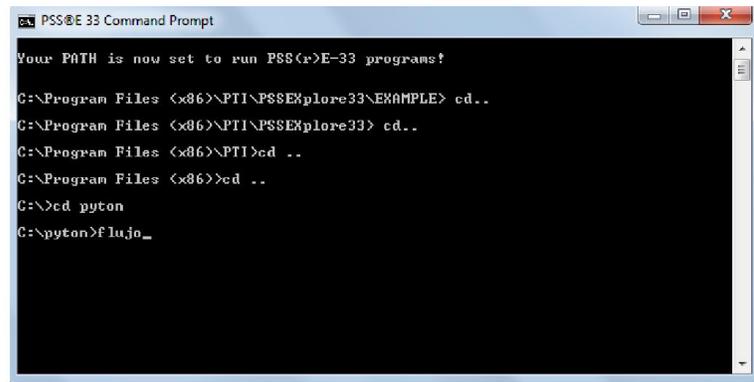
En la primera línea se escribe la dirección donde se encuentra el archivo .sav.

psspy.fnsl () es la sintaxis del método de new raphson el cual se muestra en la imagen 3 obtenida de PTI de siemens

```
psspy.case ('c:\python\yaaa.sav')  
  
psspy.fnsl ()  
number_iterations= psspy.iterat ()  
msg="the number of iteration was %s"  
print msg % number_iterations
```

El siguiente paso es abrir la ventana o la interfaz que se mostro en la imagen 1 y seleccionar la ruta de acceso para encontrar el código en formato .py como se muestra en la siguiente imagen.

En este caso el programa se encuentra en una carpeta llamada python y el programa se llama flujo.py



```
PSS/E 33 Command Prompt

Your PATH is now set to run PSS(r>E-33 programs!

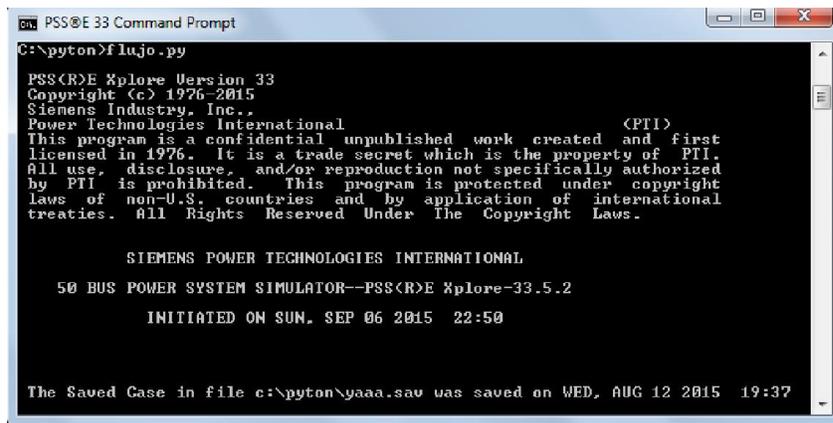
C:\Program Files <x86>\PTI\PSSExplore33\EXAMPLE> cd..
C:\Program Files <x86>\PTI\PSSExplore33> cd..
C:\Program Files <x86>\PTI>cd ..
C:\Program Files <x86>>cd ..
C:\>cd pyton
C:\pyton>flujo_
```

Figura A2.4. Abriendo el archivo con línea de comandos [1].

Resultado

La imagen 5 se muestra la comprobación de la comunicación entre Python y PSS/E Xplore 33.

La imagen 6 los resultados del estudio de flujo de potencia.



```
PSS/E 33 Command Prompt

C:\pyton>flujo.py

PSS(r>E Xplore Version 33
Copyright (c) 1976-2015
Siemens Industry, Inc.,
Power Technologies International (PTI)
This program is a confidential unpublished work created and first
licensed in 1976. It is a trade secret which is the property of PTI.
All use, disclosure, and/or reproduction not specifically authorized
by PTI is prohibited. This program is protected under copyright
laws of non-U.S. countries and by application of international
treaties. All Rights Reserved Under The Copyright Laws.

SIEMENS POWER TECHNOLOGIES INTERNATIONAL

50 BUS POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(r>E Xplore-33.5.2
INITIATED ON SUN, SEP 06 2015 22:50

The Saved Case in file c:\pyton\9aaa.sav was saved on WED, AUG 12 2015 19:37
```

Figura A2.5. Comunicación entre Python y PSS/E Xplore 33 [1].

```

PSS®E 33 Command Prompt

ITER DELTAANG DELTAP BUS DELTAQ BUS DELTA/V/ BUS
0 0.00000< 0.00000< 3 > 0.00000< 3 > 0.00000< 3
> 1 0.00000< 0.00000< 3 > 3 > 0.00000< 3 > 0.00000< 3
> 2 0.00000< 0.00000< 3 > 3 > 0.00000< 3 >

Reached tolerance in 2 iterations
Largest mismatch: 0.00 MW -0.00 Mvar 0.00 MVA at bus 4 I
230.001
System total absolute mismatch: 0.00 MVA

SWING BUS SUMMARY:
BUS# X NAME X BASKV PGEN PMAX PMIN QGEN QMAX QMIN
1 230.00 186.8 9999.0 -9999.0 114.5 115.8 -115.8

the number of iteration was 2

```

Figura A2.6. Resultados del flujo de potencia [1].

Para más información de cómo programar con python y psse puede usted visitar la el siguiente link www.psspy.org el cual es un foro donde se encuentra tutoriales, videos que será de gran ayuda en el mundo de PTI.

REFERENCIAS

- [1] Siemens Power Technologies International, PowerSystemsSimulationforEngineering PSS/E Xplore v33.5.2, versión gratuita de 50 barras, puede obtenerse en: <http://w3.usa.siemens.com/smartgrid/us/en/transmission-grid/products/grid-analysis-tools/transmission-system-planning/pages/university-order.aspx>
- [2] Siemens Power Technologies International, *PSS/E 33.5 Program Application Guide V1*, Siemens Industries Inc., New York, Octubre 2013.

ANEXO A3: MODELADO DEL SISTEMA DE POTENCIA DE EL SALVADOR EN PSAT [1].

PSAT (Power System Analysis Toolbox) es un software libre dedicado a la solución de flujos de potencia. Trabaja bajo el entorno de MATLAB y también dentro del software libre Octave-GNU. Dicha herramienta es un proyecto iniciado por el Ph.D en Ingeniería Eléctrica Federico Milano [1].

Una vez solucionado el problema de flujos de potencia, se pueden desarrollar bajo PSAT distintas rutinas de análisis estáticos y dinámicos como las siguientes:

1. Flujo continuo de potencia;
2. Flujo de potencia óptimo;
3. Análisis de estabilidad en pequeña señal;
4. Simulaciones en el dominio del tiempo;

El análisis clásico de planificación de sistemas de potencia requiere de una revisión constante de los desafíos que presentan las nuevas exigencias de los sistemas como la modificación de la matriz de generación, la modernización de las redes de distribución y transmisión, el incremento de los clientes industriales, entre otros. Por lo que, ante el inminente aumento de la demanda eléctrica y la ampliación del parque actual de generación de El Salvador, se hace necesaria la adecuación del sistema de transmisión y subtransmisión de energía eléctrica, identificando sus flaquezas redundantes mediante herramientas de simulación bajo ordenador, en este caso se utiliza el software libre PSAT, para impulsar las investigaciones de particulares que ayuden a contribuir con el buen desarrollo del sistema del país.

Construcción del modelo en PSAT

PSAT cuenta con una serie de modelos para transformadores, líneas de transmisión, cargas y otros componentes utilizados en el estudio de flujos de potencia. A continuación se describen los parámetros y métodos utilizados para construir los modelos que se utilizan en el análisis de flujos de potencia.

A. Slack Bus o barra oscilante del sistema.

TABLA I
MODELADO DE LA BARRA OSCILANTE EN LA INTERCONEXIÓN CON
GUATEMALA

Variable	Descripción	Valor
-	Número de la barra	1107
S_n	Potencia Base	300 MVA
V_n	Tensión Base	230kV
V_0	Magnitud de la Tensión	1.0 p.u.
θ_0	Ángulo de referencia	0.0
Q_{max}	Potencia reactiva máxima	0.5 p.u.
Q_{min}	Potencia reactiva mínima	0.5 p.u.

B. Transformadores de dos devanados

Los transformadores de dos devanados son modelados como reactancias en serie sin pérdidas. La tabla II describe un ejemplo de datos de los transformadores el cual se incluye dentro de la estructura Line. La relación de tensión entre el primario y secundario k_T permite la distinción entre un transformador y una línea de transmisión. Si $k_T = 0$, PSTA interpreta el componente como una línea, si $k_T \neq 0$, el componente se considera un transformador. Cuando $k_T \neq 0$, la longitud de la línea se desprecia aún si dicho valor se ingresa. En la tabla II se resume la estructura para el transformador 115/46kV de la subestación Ateos.

TABLA II
MODELADO DE TRANSFORMADORES DE DOS DEVANADOS, SUBESTACIÓN
ATEOS

Variable	Descripción	Valor
k	Desde Barra	27441 (ATEOS-115)
m	Hacia Barra	24441 (ATEOS-46)
S_n	Potencia	45 MVA (Rate A)
V_n	Nivel Tensión	115kV
f_n	Frecuencia	60 Hz
k_T	Relación de transformación entre primario y secundario	2.5 kV/kV
r	Resistencia	2.83E-3 p.u.

C. Transformadores de tres devanados

Los transformadores de tres devanados se definen mediante la estructura TWT. La tabla III describe el formato de los datos de los transformadores de tres devanados, como ejemplo el transformador 230/115/46kV de la subestación Ahuachapán.

TABLA III
 MODELADO TRANSFORMADOR DE TRES DEVANADOS, SUBESTACIÓN
 AHUACHAPÁN

Variable	Descripción	Valor
-	Barra del primer devanado	28161
-	Barra del segundo devanado	24161
-	Barra del tercer devanado	27161
S_n	Potencia	156.3 MVA (Rate A)
V_{n1}	Nivel Tensión del primer devanado	230kV
V_{n2}	Nivel Tensión del segundo devanado	46kV
V_{n3}	Nivel Tensión del tercer devanado	115kV
f_n	Frecuencia	60 Hz
r_{12}	Resistencia de la rama 1-2	1.398E-3 p.u.
r_{13}	Resistencia de la rama 1-3	5.3663E-3 p.u.
r_{23}	Resistencia de la rama 2-3	4.8556E-3 p.u.
x_{12}	Reactancia de la rama 1-2	4.72E-2 p.u.
x_{13}	Reactancia de la rama 1-3	2.6925E-1 p.u.
x_{23}	Reactancia de la rama 2-3	2.1275E-1 p.u.

D. Líneas de transmisión

El circuito utilizado para definir el modelo de parámetros concentrados de las líneas de transmisión por PSAT es el modelo π equivalente, el cual incluye la admitancia en paralelo (generalmente capacitancia pura). Las líneas de transmisión se definen en la estructura Line, la cual también es utilizada para los transformadores (ver sección 3B). El usuario debe ser cuidadoso cuando define los parámetros de las líneas, ya que estos pueden ser ingresados en valores absolutos o en por unidad. En el último caso, la longitud de la línea debe ser cero. Si la longitud de la línea no es cero, se asume que los parámetros están expresados en unidades por km.

$$P_k = V_k^2(g_{km} + g_{k0}) - V_k V_m (g_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + b_{km} \sin(\theta_k - \theta_m)) \quad (1)$$

$$Q_k = -V_k^2(b_{km} + b_{k0}) - V_k V_m (g_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) - b_{km} \cos(\theta_k - \theta_m)) \quad (2)$$

$$P_m = V_m^2(g_{km} + g_{m0}) - V_k V_m (g_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) - b_{km} \sin(\theta_k - \theta_m)) \quad (3)$$

$$Q_m = -V_m^2(b_{km} + b_{m0}) + V_k V_m (g_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) + b_{km} \cos(\theta_k - \theta_m)) \quad (4)$$

Las líneas de transmisión representan la mayoría de pérdidas en un sistema, por esa razón es de vital importancia conocer las ecuaciones (1)-(4) que utiliza PSAT para calcular los flujos de potencia en dichas líneas, en la tabla IV se resumen los parámetros de la línea Santa Ana-Opico a 115kV.

TABLA IV
 MODELADO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN SANTA ANA-OPICO A 115kV

Variable	Descripción	Valor
k	Desde Barra	27351 (SANA-115)
m	Hacia Barra	27381 (OPIC-115)
S_n	Potencia Base	100 MVA
V_n	Tensión Base	115kV
f_n	Frecuencia	60 Hz
l	Longitud de la línea	NO UTILIZADO
r	Resistencia	2.097E-2 p.u.
x	Reactancia	6.778E-2 p.u.
b	Susceptancia	0.01298 p.u.

E. Generadores

Para las plantas generadoras, PSAT fija la magnitud de la tensión y la potencia inyectada a la barra donde son conectados de la siguiente manera:

$$P = -P_g \quad (5)$$

$$V = V_0 \quad (6)$$

Los parámetros de los generadores son declarados dentro de la estructura PV, en la tabla V se ejemplifican estos parámetros para el generador conectado a la barra 21101 de la subestación Cerrón Grande.

TABLA V
 MODELADO DEL GENERADOR 1 DE LA SUBESTACIÓN CERRÓN GRANDE

Variable	Descripción	Valor
-	Numero de barra	21101 (CRGA-13.8)
S_n	Potencia Base	22.2 MVA
V_n	Tensión Base	13.8kV
P_g	Potencia Activa	0.72 p.u.
V_0	Tensión Programada	0.97285 p.u.
Q_{max}	Potencia reactiva máxima	0.27 p.u.
Q_{min}	Potencia reactiva mínima	0.045 p.u.

La interconexión con Honduras se modeló como una barra PV, con datos de potencias real obtenidos de las bases de datos de estudios de flujos de potencia de la Unidad de Transacciones (UT).

F. Cargas

Las cargas PQ se modelan como fuentes de potencia activa y reactiva constante.

$$P = P_L \quad (7)$$

$$Q = Q_L \quad (8)$$

Estos elementos se declaran dentro de la estructura PQ, sus valores variaran de acuerdo a los escenarios de demanda, como ejemplo, se toman los valores para la carga a 46kV de la subestación Ateos.

TABLA VI
 MODELADO DE LA CARGA A 46kV DE LA SUBESTACIÓN ATEOS

Variable	Descripción	Valor
-	Número de la barra	24441 (ATEO-46)
S_n	Potencia Base	100 MVA
V_n	Nivel de tensión	46kV
P_L	Potencia Activa	0.66 p.u.
Q_L	Potencia Reactiva	0.14 p.u.

G. Bancos de capacitores

Estos elementos son declarados dentro de la estructura SHUNT, como ejemplo, en la tabla VII se muestran los parámetros ingresados en PSAT para el banco de capacitores a 23kV de la subestación Nejapa.

TABLA VII
 MODELADO BANCO DE CAPACITORES SUBESTACIÓN NEJAPA

Variable	Descripción	Valor
-	Número de la barra	22371 (NEJA-23)
S_n	Potencia Base	10.80 MVA
V_n	Nivel de Tensión	23 kV
f_n	Frecuencia	60 Hz

H. Librería Simulink de PSAT

Para facilitar el manejo de datos y las condiciones del sistema, es posible utilizar la herramienta visual de Simulink, con esta se crea un diagrama en el que se pueden ingresar los distintos parámetros para cada uno de los distintos elementos del sistema de potencia.

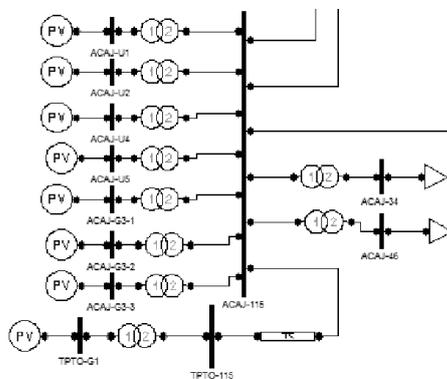


Figura A3.1. Diagrama de la subestación Acajutla en la librería Simulink de PSAT.

Código utilizado con formato .M

```
Bus.con = [ ...
1 115 1 0 1 1;
2 230 1 0 1 1;
3 46 1 0 1 1;
4 13.8 1 0 1 1;
5 13.8 1 0 1 1;
6 115 1 0 1 1;
7 13.8 1 0 1 1;
8 13.8 1 0 1 1;
```

9 13.8 1 0 1 1;
10 13.8 1 0 1 1;
11 13.8 1 0 1 1;
12 115 1 0 1 1;
13 34.5 1 0 1 1;
14 46 1 0 1 1;
15 13.8 1 0 1 1;
16 13.8 1 0 1 1;
17 13.8 1 0 1 1;
18 13.8 1 0 1 1;
19 13.8 1 0 1 1;
20 13.8 1 0 1 1;
21 13.8 1 0 1 1;
22 115 1 0 1 1;
23 230 1 0 1 1;
24 46 1 0 1 1;
25 13.2 1 0 1 1;
26 13.8 1 0 1 1;
27 13.8 1 0 1 1;
28 115 1 0 1 1;
29 34.5 1 0 1 1;
30 46 1 0 1 1;
31 115 1 0 1 1;
32 13.8 1 0 1 1;
33 13.8 1 0 1 1;
34 13.8 1 0 1 1;
35 13.8 1 0 1 1;
36 13.8 1 0 1 1;
37 13.8 1 0 1 1;
38 13.8 1 0 1 1;
39 13.8 1 0 1 1;
40 115 1 0 1 1;
41 13.8 1 0 1 1;
42 13.8 1 0 1 1;
43 46 1 0 1 1;
44 13.8 1 0 1 1;
45 13.8 1 0 1 1;
46 230 1 0 1 1;
47 115 1 0 1 1;
48 46 1 0 1 1;
49 13.8 1 0 1 1;
50 13.8 1 0 1 1;
51 13.8 1 0 1 1;
52 13.8 1 0 1 1;
53 115 1 0 1 1;
54 46 1 0 1 1;
55 115 1 0 1 1;
56 23 1 0 1 1;
57 115 1 0 1 1;

```

58 23 1 0 1 1;
59 23 1 0 1 1;
60 230 1 0 1 1;
61 13.8 1 0 1 1;
62 13.8 1 0 1 1;
63 13.8 1 0 1 1;
64 115 1 0 1 1;
65 46 1 0 1 1;
66 115 1 0 1 1;
67 46 1 0 1 1;
68 230 1 0 1 1;
69 115 1 0 1 1;
70 46 1 0 1 1;
71 115 1 0 1 1;
72 46 1 0 1 1;
73 115 1 0 1 1;
74 23 1 0 1 1;
75 115 1 0 1 1;
76 23 1 0 1 1;
77 115 1 0 1 1;
78 115 1 0 1 1;
79 46 1 0 1 1;
80 115 1 0 1 1;
81 46 1 0 1 1;
82 115 1 0 1 1;
83 23 1 0 1 1;
84 46 1 0 1 1;
85 13.8 1 0 1 1;
86 115 1 0 1 1;
87 46 1 0 1 1;
88 115 1 0 1 1;
89 46 1 0 1 1;

90 115 1 0 1 1;
91 46 1 0 1 1;
92 13.8 1 0 1 1;
93 13.8 1 0 1 1;
94 115 1 0 1 1;
95 46 1 0 1 1;
96 13.8 1 0 1 1;
97 13.8 1 0 1 1;
98 115 1 0 1 1;
99 13.8 1 0 1 1;
];

```

```
Line.con = [ ...
```

```

46 23 100 230 60 0 0 0.00454 0.02406 0.10725 0 0 0 0 0 1;
46 23 100 230 60 0 0 0.00454 0.02406 0.10725 0 0 0 0 0 1;
64 57 100 115 60 0 0 0.00978 0.04689 0.01323 0 0 0 0 0 1;
80 28 100 115 60 0 0 0.02928 0.08707 0.0162 0 0 0 0 0 1;
12 28 100 115 60 0 0 0.03313 0.1088 0.02012 0 0 0 0 0 1;
28 90 100 115 60 0 0 0.00119 0.00772 0 0 0 0 0 0 1;

```

28 55 100 115 60 0 0 0.01186 0.05275 0.01744 0 0 0 0 0 1;
90 73 100 115 60 0 0 0.01031 0.06712 0.01237 0 0 0 0 0 1;
55 88 100 115 60 0 0 0.00898 0.04153 0.01262 0 0 0 0 0 1;
88 77 100 115 60 0 0 0.00707 0.03271 0.00995 0 0 0 0 0 1;
88 69 100 115 60 0 0 0.02434 0.08082 0.01462 0 0 0 0 0 1;
73 57 100 115 60 0 0 0.00344 0.01511 0.00509 0 0 0 0 0 1;
22 80 100 115 60 0 0 0.002283 0.0757 0.01372 0 0 0 0 0 1;
23 60 100 230 60 0 0 0.01116 0.08929 0.1773 0 0 0 0 0 1;
23 60 100 230 60 0 0 0.01116 0.08929 0.1773 0 0 0 0 0 1;
57 77 100 120 60 0 0 0.01 0.1 0.001 0 0 0 0 0 1;
82 57 100 115 60 0 0 0.00461 0.02211 0.00755 0 0 0 0 0 1;
82 77 100 115 60 0 0 0.00608 0.0261 0.00758 0 0 0 0 0 1;
77 86 100 115 60 0 0 0.01052 0.04858 0.01488 0 0 0 0 0 1;
57 40 100 115 60 0 0 0.01826 0.0791 0.0333 0 0 0 0 0 1;
57 40 100 115 60 0 0 0.01826 0.0791 0.0333 0 0 0 0 0 1;
86 40 100 115 60 0 0 0.03169 0.09305 0.01792 0 0 0 0 0 1;
40 6 100 120 60 0 0 0.01 0.1 0.001 0 0 0 0 0 1;
12 80 100 115 60 0 0 0.02384 0.07082 0.01334 0 0 0 0 0 1;
86 6 100 115 60 0 0 0.01368 0.06683 0.02205 0 0 0 0 0 1;
60 2 100 230 60 0 0 0.0109 0.08715 0.17306 0 0 0 0 0 1;
60 2 100 230 60 0 0 0.0109 0.08715 0.17306 0 0 0 0 0 1;
2 68 100 230 60 0 0 0.01823 0.0832 0.42389 0 0 0 0 0 1;
2 68 100 230 60 0 0 0.02078 0.01344 0.26389 0 0 0 0 0 1;
86 1 100 115 60 0 0 0.03733 0.1221 0.02279 0 0 0 0 0 1;
77 1 100 115 60 0 0 0.06241 0.1797 0.03593 0 0 0 0 0 1;
77 1 100 115 60 0 0 0.06241 0.1797 0.03593 0 0 0 0 0 1;

1 31 100 115 60 0 0 0.0142 0.04523 0.0089 0 0 0 0 0 1;
1 78 100 115 60 0 0 0.03997 0.1538 0.02163 0 0 0 0 0 1;
12 80 100 115 60 0 0 0.002139 0.07081 0.0129 0 0 0 0 0 1;
31 78 100 115 60 0 0 0.04023 0.1169 0.02292 0 0 0 0 0 1;
78 53 100 115 60 0 0 0.002509 0.1136 0.03592 0 0 0 0 0 1;
86 94 100 115 60 0 0 0.02825 0.09242 0.01724 0 0 0 0 0 1;
94 66 100 115 60 0 0 0.03417 0.1136 0.02048 0 0 0 0 0 1;
66 78 100 115 60 0 0 0.03972 0.1321 0.02381 0 0 0 0 0 1;
75 77 100 115 60 0 0 0.00543 0.0152 0.00321 0 0 0 0 0 1;
75 77 100 115 60 0 0 0.00543 0.0152 0.00321 0 0 0 0 0 1;
98 12 100 115 60 0 0 0.002738 0.01071 0.00139 0 0 0 0 0 1;
22 71 100 115 60 0 0 0.03313 0.1088 0.02012 0 0 0 0 0 1;
47 71 100 115 60 0 0 0.02738 0.081 0.01525 0 0 0 0 0 1;
71 64 100 115 60 0 0 0.02097 0.06778 0.01298 0 0 0 0 0 1;
80 64 100 115 60 0 0 0.04084 0.121 0.02271 0 0 0 0 0 1;
25 22 38 13.8 60 0 0.11 0 0.20907 0 0 0 0 0 0 1;
19 12 39 13.8 60 0 0.11 0 0.3108 0 0 0 0 0 0 0;
20 12 100 13.8 60 0 0.11 0 0.09409 0 0 0 0 0 0 0;
21 12 100 13.8 60 0 0.11 0 0.1039 0 0 0 0 0 0 0;
15 12 64 13.8 60 0 0.11 0 0.19844 0 0 0 0 0 0 1;
16 12 64 13.8 60 0 0.11 0 0.19844 0 0 0 0 0 0 1;
17 12 64 13.8 60 0 0.11 0 0.19844 0 0 0 0 0 0 1;
71 72 40 120 60 0 2.5 0.00491 0.21767 0 0 0 0 0 0 1;
47 48 50 120 60 0 2.5 0.00694 0.18 0 0 0 0 0 0 1;
48 39 25 46 60 0 3.3333 0 0.127 0 0 0 0 0 0 1;
49 47 25 13.8 60 0 0.11 0 0.42933 0 0 0 0 0 0 1;
26 22 38 13.8 60 0 0.11 0 0.20907 0 0 0 0 0 0 1;
64 65 50 120 60 0 2.5 0 0.21767 0 0 0 0 0 0 1;
64 65 37.5 120 60 0 2.5 0.0064 0.21533 0 0 0 0 0 0 1;
36 65 40 13.8 60 0 0.3 0 0.127 0 0 0 0 0 0 1;

28 29 20 120 60 0 3.3333 0.01896 0.4573 0 0 0 0 0 0 0 1;
28 30 75 120 60 0 2.5 0.00283 0.14422 0 0 0 0 0 0 0 1;
45 30 25 13.8 60 0 0.3 0.0056 0.53733 0 0 0 0 0 0 0 1;
37 30 25 13.8 60 0 0.3 0 0.127 0 0 0 0 0 0 0 1;
92 90 75 13.8 60 0 0.11 0.0042667 0.19333 0 0 0 0 0 0 0 1;
93 90 75 13.8 60 0 0.11 0.0042667 0.19333 0 0 0 0 0 0 0 0;
90 91 20 120 60 0 2.5 0.02422 0.538 0 0 0 0 0 0 0 1;
27 22 40 13.8 60 0 0.11 0 0.21225 0 0 0 0 0 0 0 1;
55 56 30 120 60 0 5 0.00694 0.21333 0 0 0 0 0 0 0 1;
89 88 75 46 60 0 0.4 0.00494 0.13956 0 0 0 0 0 0 0 1;
69 70 75 120 60 0 2.5 0.00448 0.1444 0 0 0 0 0 0 0 1;
73 74 75 120 60 0 5 0.00449 0.14444 0 0 0 0 0 0 0 1;
76 75 30 23 60 0 0.2 0.0063333 0.215333 0 0 0 0 0 0 0 1;
76 75 30 23 60 0 0.2 0.006384 0.2113 0 0 0 0 0 0 0 1;
61 57 65 13.8 60 0 0.11 0.0065536 0.16487 0 0 0 0 0 0 0 1;
62 57 65 13.8 60 0 0.11 0.0065536 0.16487 0 0 0 0 0 0 0 1;
63 57 65 13.8 60 0 0.11 0.0065536 0.16487 0 0 0 0 0 0 0 1;
50 57 150 13.8 60 0 0.11 0 0.127 0 0 0 0 0 0 0 1;
80 81 50 120 60 0 2.5 0.00641 0.216 0 0 0 0 0 0 0 1;
51 57 50 13.8 60 0 0.11 0 0.127 0 0 0 0 0 0 0 1;
52 57 50 13.8 60 0 0.11 0 0.127 0 0 0 0 0 0 0 1;
82 84 50 120 60 0 2.5 0.00694 0.21333 0 0 0 0 0 0 0 1;
83 82 50 23 60 0 0.2 0.0061489 0.20967 0 0 0 0 0 0 0 1;
83 82 50 23 60 0 0.2 0.00993 2.21333 0 0 0 0 0 0 0 1;
83 82 50 23 60 0 0.2 0.00891 0.209 0 0 0 0 0 0 0 1;
85 83 43 13.8 60 0 0.6 0 0.80106 0 0 0 0 0 0 0 1;
96 83 150 13.8 60 0 0.6 0 0.127 0 0 0 0 0 0 0 1;
41 40 100 13.8 60 0 0.11 0 0.10283 0 0 0 0 0 0 0 1;
42 40 100 13.8 60 0 0.11 0 0.11648 0 0 0 0 0 0 0 1;
38 81 40 13.8 60 0 0.3 0 0.127 0 0 0 0 0 0 0 1;

40 43 50 120 60 0 2.5 0.00653 0.22667 0 0 0 0 0 0 0 1;
6 7 42 120 60 0 9.0909 0 0.42697 0 0 0 0 0 0 0 1;
6 8 42 120 60 0 9.0909 0 0.33755 0 0 0 0 0 0 0 1;
6 9 42 120 60 0 9.0909 0 0.21947 0 0 0 0 0 0 0 1;
6 10 41.6 120 60 0 9.0909 0 0.2564 0 0 0 0 0 0 0 1;
6 11 47 120 60 0 9.0909 0 0.27121 0 0 0 0 0 0 0 1;
1 4 100 120 60 0 9.0909 0 0.09149 0 0 0 0 0 0 0 1;
1 5 100 120 60 0 9.0909 0 0.09149 0 0 0 0 0 0 0 1;
32 31 38 13.8 60 0 0.11 0 0.23784 0 0 0 0 0 0 0 1;
33 31 38 13.8 60 0 0.11 0 0.23784 0 0 0 0 0 0 0 1;
12 13 46.7 120 60 0 3.3333 0.00703 0.2517 0 0 0 0 0 0 0 1;
34 31 50 13.8 60 0 0.11 0 0.23365 0 0 0 0 0 0 0 1;
35 31 12.5 13.8 60 0 0.11 0 0.6156 0 0 0 0 0 0 0 1;
44 78 20 13.8 60 0 0.11 0 0.46667 0 0 0 0 0 0 0 1;
78 79 50 120 60 0 2.5 0.00618 0.214 0 0 0 0 0 0 0 1;
53 54 75 120 60 0 2.5 0 0.14 0 0 0 0 0 0 0 1;
94 95 50 120 60 0 2.5 0.00634 0.20933 0 0 0 0 0 0 0 1;
66 67 50 120 60 0 2.5 0.0063 0.216 0 0 0 0 0 0 0 1;
78 79 50 120 60 0 2.5 0.00626 0.21367 0 0 0 0 0 0 0 1;
97 76 40 13.8 60 0 0.6 0 0.127 0 0 0 0 0 0 0 1;
57 58 45 115 60 0 5 0.00393 0.144 0 0 0 0 0 0 0 1;
12 14 28 120 60 0 2.5 0.01913 0.43332 0 0 0 0 0 0 0 1;
57 58 45 115 60 0 5 0.00393 0.144 0 0 0 0 0 0 0 1;
87 86 30 46 60 0 0.4 0.00653 0.22233 0 0 0 0 0 0 0 1;

```

71 72 40 120 60 0 2.5 0.00637 0.21667 0 0 0 0 0 0 1;
55 56 75 120 60 0 5 0.00435 0.148 0 0 0 0 0 0 1;
73 74 75 120 60 0 5 0.00446 0.14867 0 0 0 0 0 0 1;
99 98 90 13.8 60 0 0.11 0.0038195 0.16033 0 0 0 0 0 0 1;
18 12 33 13.8 60 0 0.11 0 0.346 0 0 0 0 0 0 0;
];

```

```

Shunt.con = [ ...
83 21.6 23 60 0 0.5 1;
74 19.9 23 60 0 0.5 1;
58 10.8 23 60 0 0.5 1;
56 10.8 23 60 0 0.5 1;
79 10.8 46 60 0 0.5 1;
95 10.8 46 60 0 0.5 1;
89 32.4 46 60 0 0.5 1;
70 32.4 46 60 0 0.5 1;
];

```

```

SW.con = [ ...
46 100 230 1 0 1 -1 1.1 0.9 0.8 1 1 1;
];

```

```

PV.con = [ ...
25 37.5 13.8 0.5354 0.995 0.48 -0.27 1.1 0.9 1 1;
26 37.5 13.8 0.4864 0.97995 0.48 -0.27 1.1 0.9 1 1;
16 100 13.8 0.4599 0.99963 0.8 -0.2 1.1 0.9 1 1;
17 100 13.8 0.3747 1.00241 0.8 -0.2 1.1 0.9 1 1;
39 22 13.8 0 1.015 -0.03 -0.06 1.1 0.9 1 0;
49 22 13.8 0 1.00198 0.2 0 1.1 0.9 1 0;
36 10 13.8 0 0.998 0 0 1.1 0.9 1 0;
45 4.9 13.8 0 1 0 0 1.1 0.9 1 0;
37 4.9 13.8 0 1 0 0 1.1 0.9 1 0;
92 106.5 13.8 0.86986 1 0.22 0 1.1 0.9 1 1;
93 600 13.8 0 1 0.05 0 1.1 0.9 1 0;
9 22.2 13.8 0.73018 0.99772 0.27 0.05 1.05 0.5 1 1;
27 40 13.8 0.81475 0.99492 0.38 -0.28 1.1 0.9 1 1;
11 23.8 13.8 0.72016 1 0.46 0.05 1.05 0.95 1 1;
97 41.4 13.8 0.34227 1.005 1.372 -1.372 1.1 0.9 1 1;
61 60 13.8 0.66933 1.01197 0.43 0 1.1 0.9 1 1;
62 67.5 13.8 0.57985 1.01197 0.43 0 1.1 0.9 1 1;
63 97.5 13.8 0.411897 1.01197 0.32 0 1.1 0.9 1 0;
50 100 13.8 0 0.998 0 0 1.1 0.9 1 0;
51 100 13.8 0.196 0.998 0 0 1.1 0.9 1 1;
52 10 13.8 0.341 0.998 0.5 -0.5 1.1 0.9 1 1;
85 42.4 13.8 0 0.99 0.02 -0.02 1.1 0.9 1 0;
96 100 13.8 0.2551 1.00229 0.01 -0.01 1.1 0.9 1 1;
38 100 13.8 0.26 1 0.07 0 1.1 0.9 1 1;
41 96 13.8 0.703 0.98326 0.29 0 1.1 0.9 1 1;
42 98 13.8 0.68867 0.96787 0.3 0 1.1 0.9 1 1;
7 22.2 13.8 0.73018 0.97285 0.27 0.05 1.05 0.95 1 1;
8 22.2 13.8 0.73018 0.97257 0.27 0.05 1.05 0.95 1 1;
5 87 13.8 0.659885 0.96 0.44 -0.44 1.05 0.95 1 1;
10 20 13.8 0.7175 0.99772 0.45 0.05 1.05 0.95 1 1;
33 37.1 13.8 0.68194 1.01464 0.43 -0.51 1.1 0.9 1 1;

```

```

68 100 230 0.055 1 1 -1 1.1 0.9 1 1;
4 98 13.8 0.58581 0.95711 0.39 -0.39 1.05 0.95 1 1;
99 92.4 13.8 0.71255 0.99963 0.45 -0.19 1.1 0.9 1 1;
32 37.1 13.8 0.68194 1.01502 0.43 -0.51 1.1 0.9 1 1;
34 50 13.8 0.8012 0.98879 0.32 -0.38 1.1 0.9 1 1;
35 12.5 13.8 0.5744 1.01464 0.6 -0.16 1.1 0.9 1 1;
44 10 13.8 0.3 1.005 0.5 -0.5 1.1 0.9 1 1;
18 35.3 13.8 0 0.995 0.37 -0.37 1.1 0.9 1 0;
19 40.3 13.8 0 0.995 0.2 -0.05 1.1 0.9 1 0;
20 35 13.8 0 1 0.07 0 1.1 0.9 1 0;
21 103.6 13.8 0 0.975 0.07 0 1.1 0.9 1 0;
15 65.7 13.8 0.6822 0.99963 0.44 0 1.1 0.9 1 1;
];

```

```

PQ.con = [ ...
24 100 46 0.176 0.044 1.2 0.8 1 1;
81 100 46 0.165 0.072 1.2 0.8 1 1;
89 100 46 0.496 0.083 1.2 0.8 1 1;
70 100 46 0.279 0.072 1.2 0.8 1 1;
76 100 23 0.703 0.196 1.2 0.8 1 1;
58 100 23 0.951 0.32 1.2 0.8 1 1;
84 100 46 0.162 0.031 1.2 0.8 1 1;
83 100 23 0.786 0.183 1.2 0.8 1 1;
43 100 46 0.227 0.052 1.2 0.8 1 1;
3 100 46 0.124 0.041 1.2 0.8 1 1;
79 100 46 0.589 0.165 1.2 0.8 1 1;
54 100 46 0.269 0.093 1.2 0.8 1 1;
13 100 34.5 0.083 0.041 1.2 0.8 1 1;
95 100 46 0.207 0.052 1.2 0.8 1 1;
67 100 46 0.238 0.062 1.2 0.8 1 1;
74 100 23 0.93 0.227 1.2 0.8 1 1;
56 100 23 0.734 0.127 1.05 0.95 1 1;
87 100 46 0.32 0.072 1.2 0.8 1 1;
14 100 46 0.145 0.041 1.2 0.8 1 1;
72 100 46 0.572 0.145 1.05 0.95 1 1;
48 100 46 0.083 0.031 1.2 0.8 1 1;
65 100 46 0.289 0.093 1.2 0.8 1 1;
29 100 34.5 0.083 0.01 1.2 0.8 1 1;
30 100 46 0.744 0.093 1.2 0.8 1 1;
91 100 46 0.052 0.01 1.2 0.8 1 1;
];

```

```

Twt.con = [ ...
23 22 24 156.3 60 230 120 46 0.001398 0.0048556 0.0053663
0.0472 0.2127 0.26925 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1;
60 57 59 156.3 60 230 120 23 0 0 0 0.04824 0.21 0.267
1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1;
2 1 3 156.3 60 230 120 46 0.0009257 0.005756 0.00548 0.038272
0.1738 0.2154 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1;

```

```

2 1 3 156.3 60 230 120 46 0.0009245 0.005672 0.005412 0.038272
0.1734 0.2154 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1;
23 22 24 156.3 60 230 120 46 0.0014003 0.004875 0.0054056
0.04736 0.212 0.26925 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1;
];

```

```

Bus.names = {...
'15SE-115'; '15SE-230'; '15SE-46'; '15SE-U1'; '15SE-U2';
'5NOV-115'; '5NOV-U1'; '5NOV-U2'; '5NOV-U3'; '5NOV-U4';
'5NOV-U5'; 'ACAJ-115'; 'ACAJ-34'; 'ACAJ-46'; 'ACAJ-G3-1';
'ACAJ-G3-2'; 'ACAJ-G3-3'; 'ACAJ-U1'; 'ACAJ-U2'; 'ACAJ-U4';
'ACAJ-U5'; 'AHUA-115'; 'AHUA-230'; 'AHUA-46'; 'AHUA-U1';
'AHUA-U2'; 'AHUA-U3'; 'ATEO-115'; 'ATEO-34'; 'ATEO-46';
'BERL-115'; 'BERL-U1'; 'BERL-U2'; 'BERL-U3'; 'BERL-U4';
'BORE-G1'; 'BORE-G2'; 'CASSA'; 'CESSA'; 'CGRA-115';
'CGRA-U1'; 'CGRA-U2'; 'CGRA.46'; 'CHAP-G1'; 'GECSA';
'GES-231'; 'GUAJ-115'; 'GUAJ-46'; 'GUAJ-U1'; 'HILC-G1';
'LANG-G1'; 'LCAB-G1'; 'LUNI-115'; 'LUNI-46'; 'NCUS-115';
'NCUS-23'; 'NEJA-115'; 'NEJA-23'; 'NEJA-23 AT'; 'NEJA-230';
'NEJA-U1'; 'NEJA-U2'; 'NEJA-U3'; 'OPIC-115'; 'OPIC-46';
'OZAT-115'; 'OZAT-46'; 'PAVANA 2'; 'PEDR-115'; 'PEDR-46';
'SANA-115'; 'SANA-46'; 'SANT-115'; 'SANT-23'; 'SBAR-115';
'SBAR-23'; 'SMAR-115'; 'SMIG-115'; 'SMIG-46'; 'SONS-115';
'SONS-46'; 'SOYA-115'; 'SOYA-23'; 'SOYA-46'; 'SOYA-U12';
'SRAF-115'; 'SRAF-46'; 'STOM-115'; 'STOM-46'; 'TALN-115';
'TALN-46'; 'TALN-G1'; 'TALN-G2'; 'TECO-115'; 'TECO-46';
'TEXT-G1'; 'TEXT-G2'; 'TPTO-115'; 'TPTO-G1'};

```

REFERENCIAS

- [1] Milano, F., "Power Flow Data" en *Power System Analysis Toolbox, Documentation for PSAT version 1.3.4*, Julio 14 de 2005.