



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**SIMULACIÓN DE LAS ACCIONES BÁSICAS DE CONTROL DE
ESTABILIDAD DE TENSIÓN DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA**

Melfin Adán de León Castrillo
Asesorado por el Ing. Carlos Quijivix Recancoj

Guatemala, octubre de 2008

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTA DE INGENIERÍA

**SIMULACIÓN DE LAS ACCIONES BÁSICAS DE CONTROL
DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN DE UN SISTEMA
ELÉCTRICO DE POTENCIA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

MELFIN ADÁN DE LEÓN CASTRILLO

ASESORADO POR EL ING. CARLOS QUIJIVIX RECANCOJ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, OCTUBRE DE 2008

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing.	Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Inga.	Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	Inga.	Alba Maritza Guerrero de López
VOCAL III	Ing.	Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br.	Milton De León Bran
VOCAL V	Br.	Isaac Sultan Mejía
SECRETARIA	Inga.	Marcia Ivónne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing.	Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing.	Saúl Cabezas Durán
EXAMINADOR	Ing.	Jorge Pérez Rivera
EXAMINADOR	Ing.	Marvin Hernández Fernández
SECRETARIA	Inga.	Marcia Ivónne Véliz Vargas

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación

**SIMULACIÓN DE LAS ACCIONES BÁSICAS DE CONTROL DE
ESTABILIDAD DE TENSIÓN DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA,**

tema que fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica-Eléctrica, el 14 de abril de 2006.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Melfin Adán de León Castrillo', with a long horizontal flourish extending to the right.

Melfin Adán de León Castrillo

Guatemala, 29 de Julio de 2008

Ingeniero
José Guillermo Bedoya Barrios.
Coordinador del Área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC
Ciudad Universitaria

Ingeniero Bedoya:

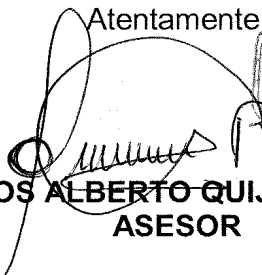
Me es grato dirigirme a usted, para informarle que he concluido con la ASESORIA del trabajo de Tesis denominado: Nombre de Tesis: **SIMULACIÓN DE LAS ACCIONES BÁSICAS DE CONTROL DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA**, presentado por el Estudiante **MELFIN ADAN DE LEÓN CASTRILLO**, previo a optar el título de Ingeniero Electricista.

El trabajo hace una importante aportación a la Ingeniería, debido a que en su contenido presentan información sobre el control de estabilidad de un sistema de potencia. En tal sentido, me permito informarle que encuentro satisfactorio el trabajo realizado y lo remito a usted para los trámites respectivos de aprobación.

Finalmente, debo comunicarle que el desarrollo del trabajo y las conclusiones del mismo son responsabilidad del autor y del asesor.

Sin otro particular, me suscribo de usted.

Atentamente,



Carlos Alberto Quijivix Racancoj
INGENIERO ELECTRICISTA
COLEGIADO No. 5001

ING. CARLOS ALBERTO QUIJIVIX RACANCOJ
ASESOR



Guatemala, 10 de septiembre 2008.

FACULTAD DE INGENIERIA

Señor Director
Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
SIMULACIÓN DE LAS ACCIONES BÁSICAS DE CONTROL DE
ESTABILIDAD DE TENSION DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE
POTENCIA, del estudiante; Melvin Adán de León Castrillo, que
cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,



Y ENSEÑAR A TODOS

Ing. José Guillermo Benaya Barrios
Coordinador Área de Ingeniería

JGBB/sro



FACULTAD DE INGENIERIA

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante: Melin Adán de León Castillo, titulado: SIMULACIÓN DE LAS ACCIONES BÁSICAS DE CONTROL DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA, procede a la autorización del mismo.

Ing. Mario Renato Escobedo Martínez

DIRECTOR

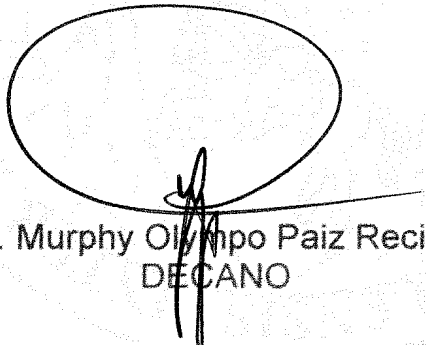


GUATEMALA, 17 DE SEPTIEMBRE 2008.



El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **SIMULACIÓN DE LAS ACCIONES BÁSICAS DE CONTROL DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA**, presentado por el estudiante universitario **Melfin Adán de León Castrillo**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.



Ing. Murphy Olimpo Paiz Recinos
DECANO

Guatemala, octubre de 2008



/gdech

Dedicado a mi madre

MARTA JULIA

AGRADECIMIENTOS Y DEDICATORIAS A:

DIOS	Por la maravilla de la vida, por su infinita misericordia y su amor incondicional.
MI MADRE	Por ser mi fuente de inspiración y la forjadora de fe, disciplina y amor en mi vida.
MI FAMILIA	Mis hermanos, mi cuñada y mi sobrino, el tesoro más grande que Dios me ha dado.
MIS CATEDRÁTICOS	Por compartirnos sus valiosos conocimientos.
MI ASESORES	Ingenieros Carlos Quijivix y Guillermo Bedoya, por compartir mucha de su experiencia y conocimientos sin recelo y con ejemplos.
LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS	Alma Mater cosechadora de profesionales productivos y capaces para la sociedad guatemalteca.

En especial a Jesucristo, mi Señor Salvador y dador de nueva vida

Motivación

Quisiera ser mensajero, ir como el viento, tratando con esmero, ser fresco sentimiento. Mensajero de esperanzas, puertas abrir cual viento, de esas cerradas casas, de esos pechos sin aliento. Atravesar la rendija, remover polvo de camino, sin nadie que me dirija, gravar voces en pergamino. Quisiera ser mensajero, de esa madre vida, de la que tanto espero, así, así mi alma anida. Llevando buenas noticias, alumbrando el sendero, arrancando sonrisas, sembrando lo imperecedero. Y con fuerza gritar, sacudiendo la inercia y tratar y tratar, despertar inteligencia. Porque amo con pasión, porque en mi me revelo, porque escucho su canción, porque amo con celo. Atención de vosotros es todo cuanto pido y mensajeros serán de otros, cuando ya, me haya ido...

Juan San Emeterio



ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	VII
LISTA DE SÍMBOLOS	XIII
GLOSARIO	XV
RESUMEN	XIX
OBJETIVOS	XXI
INTRODUCCIÓN	XXIII
1. DESCRIPCIONES BÁSICAS	1
1.1 Nociones de un sistema eléctrico de potencia SEP	1
1.1.1 Límites de transferencia de potencia	3
1.1.2 Límite térmico	4
1.1.3 Máxima transferencia de potencia	5
1.2 Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia	6
1.3 Clasificación de estabilidad de Sistemas de Potencia	10
1.3.1 Estabilidad de ángulo de rotor	11
1.3.1.1 Estabilidad de ángulo de pequeña señal, <i>small-signal</i>	13
1.3.1.2 Estabilidad de ángulo transitoria, <i>large-disturbance</i>	13
1.3.1.3 Estabilidad de ángulo dinámica	14
1.3.2 Estabilidad de frecuencia	14
1.3.3 Estabilidad de tensión	16
1.3.3.1 Interrelación entre los distintos tipos estabildades	17
1.4 Dispositivos FACTS	18
1.4.1 Aplicaciones de los FACTS	18
1.4.1.1 Control continuo	18
1.4.1.2 Control de estabilidad	19

1.4.2	Clasificación de algunos dispositivos FACTS más comunes	19
1.5	Sistema Eléctrico de Guatemala	20
1.5.1	Historia del sistema nacional interconectado	20
1.5.2	Mercado eléctrico de Guatemala	21
1.6	Descripción de casos reales de colapso de tensión	23
2.	ESTABILIDAD DE TENSIÓN DE UN SEP	27
2.1	Definiciones	27
2.1.1	Enfoque del problema	28
2.2	Clasificación de estabilidad de tensión	30
2.2.1	Clasificación según la naturaleza del disturbio	31
2.2.1.1	Estabilidad de tensión ante grandes disturbios	31
2.2.1.2	Estabilidad de tensión ante pequeños disturbios	31
2.2.2	Clasificación en base al tiempo del disturbio	32
2.2.2.1	Estabilidad de tensión de corto plazo, <i>short-term</i>	33
2.2.2.2	Estabilidad de tensión largo plazo, <i>long-term</i>	33
2.3	Fundamentos del estudio de estabilidad de tensión	34
2.3.1	Restricciones en la transferencia de potencia	34
2.3.2	Curvas PV	35
2.3.3	Curvas VQ	40
2.3.4	Contingencias dentro de un SEP	45
2.3.5	Curvas PV y VQ en análisis de SEP	46
2.3.5.1	Margen de estabilidad de tensión	47
2.3.6	Porcentaje de regulación de tensión	51
2.4	Medidas correctivas	52
2.4.1	Cuantificación de medidas correctivas en base a curvas VQ	53
2.4.2	Compensación de potencia reactiva	55
2.4.2.1	La compensación dentro de la estabilidad de tensión	56

2.4.3	Compensación en carga y en transmisión	57
2.4.3.1	Compensación de cargas	57
2.4.3.2	Compensación en transmisión	58
2.4.4	Compensación serie	59
2.4.5	Compensación en derivación, shunt	61
2.5	Sistemas compensadores	63
2.5.1	Capacitores en derivación conectados mecánicamente MSC	64
2.5.2	Condensador síncrono	64
2.5.3	Compensador estático de energía reactiva SVC	65
2.5.4	Sistemas compensadores tipo FACTS	65
2.5.4.1	Compensados síncrono estático STATCOM	66
2.5.4.2	Compensador serie de potencia reactiva SSSC	66
2.5.4.3	Compensador universal UPFC	67
2.5.5	Ubicación del sistema compensador	67
3.	MODELACIÓN DE SISTEMAS DE CONTROL DE TENSIÓN	69
3.1	Análisis matemático de la estabilidad de tensión	69
3.1.1	Modelo estándar de una red eléctrica	69
3.1.2	Métodos de análisis de estabilidad de tensión	71
3.1.2.1	Métodos dinámicos	71
3.1.2.2	Métodos estacionarios	71
3.1.3	Teoría de las bifurcaciones	72
3.1.3.1	Relación entre el colapso de tensiones y la bifurcación	73
3.1.4	Método de continuación	74
3.1.5	Teoría de la bifurcación más cercana	75
3.1.6	Método de sensibilidades	77
3.1.7	Criterio de contingencia N-1	78
3.2	Aspectos del modelado para el análisis de estabilidad de tensión	79

3.2.1	Modelado estacionario	79
3.2.1.1	Problema de flujos de carga trifásico	80
3.2.2	Modelado dinámico	87
3.2.2.1	Máquina Síncrona	88
3.2.2.2	Formulación de la máquina síncrona	92
3.2.2.3	Líneas de transmisión	96
3.2.2.4	Cargas de potencia constante	99
3.2.2.5	Modelo del motor de inducción	100
3.2.2.5.1	Modelo del motor en régimen permanente equilibrado	104
3.2.2.5.2	Modelo del motor para análisis de estabilidad de tensión	107
3.3	Modelado dinámico de compensadores de potencia reactiva	109
3.3.1	Compensador estático SVC	109
3.3.2	Compensador síncrono	112
3.3.2.1	Interfase con el sistema de excitación	114
4.	SIMULACIÓN DE ACCIONES BÁSICAS DE CONTROL DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN	119
4.1	Análisis cuasi–estacionario por medio de curvas VQ	119
4.1.1	Casos de análisis	121
4.1.2	Metodología de simulación	123
4.1.2.1	Metodología ocupando un programa de flujo de carga	123
4.1.2.2	Metodología analítica directa	124
4.1.3	Modelado del sistema en análisis para método directo	124
4.1.3.1	Sistema equivalente de Thevenin del sistema	126
4.1.3.2	Modelo del LTC	127
4.1.3.3	Modelo del motor	127
4.1.3.4	Modelo de la carga resistiva	128

4.1.3.5	Modelo de la compensación reactiva del motor	129
4.1.3.6	Modelo del soporte de reactiva de la barra Recibo	129
4.1.3.7	Balance de potencias en la barra Recibo	129
4.1.4	Análisis de estudio cuasi-estacionario	131
4.1.4.1	Análisis 1, sistema en condiciones pre-falla	132
4.1.4.2	Análisis 2, sistema en falla	133
4.1.4.3	Análisis 3, compensación de reactiva post-fallo	135
4.1.4.4	Análisis 4, LTC actuando	137
4.1.4.5	Análisis 5, nuevo régimen permanente de cargas	138
4.1.5	Descripciones finales del estudio cuasi-estacionario	140
4.2	Análisis dinámico de estabilidad de tensión	141
4.2.1	Interfase red-cargas dinámicas	144
4.2.1.1	Situación pre-falla	146
4.2.1.2	Situación de falla	146
4.2.1.3	Situación de post-falla	147
4.2.2	Comportamiento de las corrientes dentro de los análisis	148
4.2.2.1	Sin corriente inyectada en el nodo 3, $I_3 = 0$	148
4.2.2.2	Conexión un condensador fijo o un SVC al nodo 3 de control de reactiva $I_3 \neq 0$	149
4.2.2.3	Conexión de un compensador síncrono al nodo 3, $I_3 \neq 0$	152
4.3	Bloques de simulación dinámica	153
4.3.1	Bloque sistema de potencia	154
4.3.2	Bloque del motor de inducción	155
4.3.3	Bloque compensador estático de reactiva SVC	157
4.3.4	Bloque del Compensador Síncrono	158
4.4	Resultados de simulación dinámica	160
4.4.1	Análisis de caso base	162
4.4.2	Efecto del tiempo de retardo	166
4.4.3	Efecto del tamaño del banco de condensadores	167

4.4.4	Tiempo de retardo en el despeje de la falla	169
4.4.5	Descripciones finales del estudio dinámico	172
5.	ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN DEL SNI	175
5.1	Situación actual del sistema interconectado guatemalteco	176
5.1.1	Planes de interconexión	177
5.1.2	Situación actual de tensiones del SNI	177
5.1.2.1	Situación actual de nodos de media tensión	182
5.1.3	Análisis del sistema post-contingencia	184
5.2	Análisis de disturbios propuestos dentro del SNI	186
5.2.1	Descripción de nodos en análisis	187
5.2.2	Simulación de contingencias propuestas	188
5.2.2.1	Pérdida de generación en Arizona	191
5.2.2.2	Pérdida de dos líneas de transmisión GSUR-Escuintla	193
5.2.3	Análisis de resultados	196
5.2.3.1	Situación del SNI ante las contingencias propuestas	201
5.3	Comentarios finales del análisis de estabilidad de tensión del SNI	205
	CONCLUSIONES	207
	RECOMENDACIONES	209
	BIBLIOGRAFÍA	211
	APÉNDICE A. VALORES POR UNIDAD	219
	APÉNDICE B. FLUJO DE CARGA ESTÁTICO	221
	APÉNDICE C. SOFTWARE DE SIMULACIÓN	229
	APÉNDICE E. FLUJOS DE CARGA DEL SNI	231

LISTA DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Sistema de potencia elemental	1
2.	Triángulo de potencias	2
3.	Característica potencia activa-ángulo	3
4.	Esquema equivalente de Thevenin	5
5.	Clasificación de estabilidad de sistemas eléctricos de potencia	11
6.	Características generales de una curva PV	36
7.	Curvas PV para diferentes valores del factor de potencia	38
8.	Tensión en función de la potencia activa y reactiva de la carga	39
9.	Conexión de un dispositivo de compensación para calcular curvas VQ	41
10.	Curvas VQ considerando $\tan \phi = 0.4$	43
11.	Margen de estabilidad de tensión	48
12.	Representación del margen de potencia reactiva	54
13.	Ejemplo de margen de potencia reactiva con base a curvas VQ	55
14.	Línea de transmisión con aplicación de un capacitor en serie	59
15.	Modelo de una línea de transmisión	61
16.	Línea con compensador en derivación	61
17.	Esquema predictor-corrector	74
18.	Configuración de una línea trifásica	81
19.	a) estructura general del jacobiano, b) orden de las submatrices	85
20.	estructura de un generador síncrono trifásico	89

21.	Circuitos del generador síncrono, a) del rotor, b) del estator	90
22.	Modelo de línea trifásica con retorno por tierra	97
23.	Parámetros serie de una línea de transmisión trifásica	98
24.	Parámetros en derivación de una línea de transmisión trifásica	98
25.	Modelo de la carga trifásica de potencia constante	99
26.	Devanados del motor de inducción	100
27.	Posición relativa de los ejes d-q en el motor de inducción	102
28.	Componentes de tensión d-q	105
29.	Circuito equivalente del estator del motor de inducción	106
30.	Circuito equivalente del motor de inducción	107
31.	Enlace temporal del motor de inducción con la red	107
32.	Modelo del compensador estático SVC	109
33.	Curvas de funcionamiento de la bobina variable y condensador fijo del SVC	110
34.	Curvas de funcionamiento del SVC	110
35.	Circuito equivalente del SVC	111
36.	Diagrama de ejes d-q para el compensador síncrono	112
37.	Diagramas a) del eje d y b) del eje q	113
38.	Referencias angulares para los ejes d-q y real-imaginario	117
39.	Sistema de potencia para ejemplo cuasi-estacionario	119
40.	Sistema equivalente de la red eléctrica en análisis	125
41.	circuito equivalente del bloque sistema	126
42.	Modelo del transformador con cambio de tomas LTC	127
43.	Circuito equivalente del motor de inducción	128
44.	Identificación de los flujos de potencia de cada elemento del sistema en estudio	130
45.	Sistema equivalente, visto desde la barra recibo	131
46.	Curva Vrecibo-Qiny en la barra recibo, situación pre-falla	133

47.	Curva Vrecibo-Qiny en la barra Recibo, pocos ciclos de liberada la falla	134
48.	Curva Vrecibo-Qiny, incidencia del comportamiento de las cargas	135
49.	Curva Vrecibo-Qiny, inyección de potencia reactiva de compensación	136
50.	Curva Vrecibo-Qiny, actúa el LTC y comportamiento de cargas	137
51.	Curva Vrecibo-Qiny, actúa el LTC, comportamiento de cargas y compensación	138
52.	Curva Vrecibo-Qiny, nuevo régimen permanente del sistema	139
53.	Curva Vrecibo-Qiny, nuevo régimen permanente del sistema con compensación	139
54.	Curva Vrecibo-Qiny, nuevo régimen permanente del sistema con mayor compensación	140
55.	Circuito equivalente para el análisis dinámico de la red en estudio	145
56.	Circuito equivalente dinámico de la red con una línea cortocircuitada	146
57.	Circuito equivalente dinámico de la red con la falla despejada	147
58.	Diagrama de bloques de la estructura de simulación dinámica	153
59.	Estructura interna del bloque del sistema de potencia	154
60.	Diagrama de bloques del motor de inducción de Simulink	156
61.	Diagrama de bloques del SVC en Simulink	157
62.	Diagrama de bloques de Simulink del compensador síncrono	159
63.	Comportamiento dinámico sin considerar control de reactiva en el sistema	160
64.	Tensión en el nodo recibo considerando distintos métodos de control de reactiva	162
65.	Velocidad del motor de inducción para distintos métodos de control de reactiva	163
66.	Pares eléctrico y mecánico del motor para distintos métodos de control de reactiva	164

67.	Corriente inyectada al nodo recibo, para distintos métodos de control de reactiva	165
68.	Variación de la compensación, para distintos métodos de control de reactiva	165
69.	Diferentes instantes de conexión del Banco de Condensadores	167
70.	Tamaño del condensador en la tensión del nodo Recibo, considerando que el instante de conexión es a 0.45 y duración de falla de 4 ciclos	168
71.	Tamaño del condensador en la tensión del nodo Recibo, considerando el instante de conexión es a 0.2666 y duración de falla de 5.75 ciclos	168
72.	Duración de falla de cinco ciclos, para distintos métodos de control de reactiva	169
73.	Duración de falla de 5.75 ciclos, para distintos métodos de control de reactiva	170
74.	Efecto de la duración de la falla en el comportamiento del compensador síncrono	171
75.	Situación actual del sistema interconectado guatemalteco	176
76.	Diagrama unifilar de los enlaces de 230kV del SIN	178
77.	Perfil de tensiones de los enlaces de 230kV	179
78.	Perfil de tensiones de los nodos más cercanos a colapso	182
79.	Diagrama unifilar porción sur-occidental 69kV	183
80.	Perfil de tensiones porción sur-occidental 69kV	184
81.	Análisis pre y post-contingencia N-1	185
82.	Perfil de tensiones para pérdida de generación en (a) Arizona, (b) Chixoy y (c) Nejapa	189
83.	Perfil de tensiones para pérdida de líneas de transmisión entre (a) Tactic-Gnor, (b) Gsur-Escuintla y (c) las dos líneas entre Gsur-Escuintla	190
84.	Comportamiento de la barra de GSUR ante todos los casos propuestos	196
85.	Comparativo de tensiones para las contingencias propuestas	197
86.	Flujo de potencia activa entre nodos de 230kV	198

87.	Flujo de potencia reactiva en MVAR en los enlaces de 230kV	200
88.	Balaceo de potencia activa del SNI para contingencias analizadas	201
89.	Potencia reactiva en el SNI para contingencias analizadas	203

TABLAS

I	Tensiones generalizadas en el SNI guatemalteco	41
II	Tolerancias admisibles respecto del valor nominal, en porcentaje	52
III	Estados de los elementos del sistema para cada análisis	122
IV	Datos equivalentes en por unidad	124
V	Datos para el motor de inducción	143
VI	Datos el compensador estático de potencia reactiva	143
VII	Datos el compensador síncrono	144
VIII	Valor de los vectores para cada situación de la red	151
IX	Definición de parámetros del motor de inducción	156
X	Parámetros utilizados en la simulación del compensador síncrono	158
XI	Tensiones e índices de regulación de los nodos de 230kV	178
XII	Tensiones e índices de tensiones de los enlaces de 115kV	180
XIII	Tensiones e índices de tensiones de los enlaces de 138kV	180
XIV	Valores de tensiones críticas con base a análisis CPF	181
XV	Tensiones de región sur-occidental 69kV	183
XVI	Valores de tensiones post-contingencia	185
XVII	Flujos de potencia activa en MW para pérdida de generación en Arizona	191
XVIII	Flujos de MVAR, para pérdida de generación en Arizona	192
IXX	Tensiones en p.u. para el caso de pérdida de dos líneas entre GSUR-ESCU	194

XX	Flujo de MW para contingencia de pérdida dos líneas entre GSUR-ESCU	195
XXI	Flujo de potencia reactiva en MVAR, para dos contingencias presentadas	195
XXII	Parámetros de cargabilidad para las contingencias analizadas	204

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
P	Potencia activa
Q	Potencia reactiva
S	Potencia aparente
kV	Kilovoltios
j	Símbolo de número complejo
R, r	Resistencia
X, x	Reactancia
B	Susceptancia
c	Capacitancia
l	Inductancia
E, V	Tensión o voltaje
I	Corriente o intensidad
θ, ϕ	Ángulo
Δ	Magnitud de cambio incremental
λ	Parámetro de cargabilidad
ω	Velocidad en radianes
f	Frecuencia eléctrica
Hz	Ciclos por segundo o hercios
ξ	Valor diferencial de error
\pm	Cantidad positiva y negativa
\leq	Menor o igual que
th	Subíndice de Thevenin
max	Cantidad máxima
tan, cos, sen	Funciones trigonométricas

\sphericalangle	Indicador angular
∂	Diferencial
\Re	Número real
n	Cantidad de valores
A^T	Transpuesta de la matriz A
A^*	Complejo de A
$F(z, \lambda)$	Matriz Jacobiana
$D_x F$	Primera derivada de F respecto a x
$D_{xx} F$	Segunda derivada de F respecto a x
\vec{k}	Vector k
L_p	Sensibilidad respecto a p
i, j	Número de iteración o nodo
d	Eje diametral de una máquina
q	Eje de cuadratura de una máquina
N_k	Número de vueltas de bobinado
T_e	Par eléctrico
MW	Megavatios
MVA	Mega voltios-amperios
MVAR	Mega voltios-amperios reactivos
%	Porcentaje
A_{base}	Valor base de A
π	Constante pi
PCS	Parámetro clave del sistema
CPF	Flujo de carga continuado

GLOSARIO

SEP	Sistema eléctrico de potencia.
SNI	Sistema nacional interconectado guatemalteco.
Bifurcación	Punto crítico de un sistema eléctrico de potencia, en el cual se analizan estabilidades de tensión y límites operativos.
Caso continuado	Modelo de un sistema de potencia operando en condiciones incrementales de carga.
Contingencia simple	Falla intempestiva de un elemento del SNI, éste puede ser una unidad generadora, un bloque de demanda, o un elemento serie del sistema de transmisión.
Confiabilidad	Cualidad de un sistema eléctrico determinada conjuntamente por la suficiencia, la seguridad y la calidad de servicio.
Control de tensión	Conjunto de acciones destinadas a mantener la tensión de operación dentro de los niveles establecidos por las normas de diseños, actuando sobre los elementos de compensación del sistema de transmisión y la corriente de excitación de las unidades generadoras y compensadores sincrónicos, o la susceptancia variable de los compensadores estáticos.

Controlador de tensión	Dispositivo que permite el control de la tensión en los terminales de una unidad generadora detectando las desviaciones de la tensión con respecto a un valor de referencia y actuando sobre la salida de la excitatriz a través de la modificación de la corriente de campo de la unidad generadora.
Criterio N-1	Criterio de diseño y operación para enfrentar la ocurrencia de una contingencia simple sin que ésta se propague a las restantes instalaciones del SEP.
Control de Frecuencia	Conjunto de acciones destinadas a mantener la frecuencia de operación dentro de una banda predefinida en torno a la frecuencia de referencia, corrigiendo los desequilibrios instantáneos entre la potencia generada y demandada.
Islanding	Isla Eléctrica, sección conformada por aquellas instalaciones del sistema cuyo suministro puede quedar aislado del conjunto ante la ocurrencia de una contingencia severa de la cual existan antecedentes en la programación de la operación.
Damping	Amortiguamiento necesario que minimiza las oscilaciones de un motor o generador.
Diagrama PQ	Diagrama en el que se representan los límites de operación de la potencia activa y reactiva de una unidad generadora, para condiciones específicas de operación.

Compensación	Elementos necesarios para la generación e inyección de potencia reactiva en una red eléctrica.
Compensación Shunt	Utilización de compensadores reactivos en paralelo para compensar los niveles de tensión en una barra.
Diagrama unifilar	Representación esquemática simplificada de un sistema eléctrico, a través de cierta simbología normalizada.
AMM	Asociación del Mercado Mayorista.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
NTCSTS	Normas Técnicas de Calidad de Servicio de Transporte y Sanciones.
NTSD	Normas Técnicas del Servicio de Distribución.
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos.

RESUMEN

El presente trabajo se encuentra orientado en la definición, planteamiento y demostración de los elementos básicos que intervienen dentro de los estudios de estabilidad de tensión de un sistema eléctrico de potencia. La concepción del mismo se basa en la ejemplificación de los distintos modelos teóricos que se utilizan para analizar el grado de estabilidad que una red eléctrica, que como una cualidad natural, podrá mantener al ser sometida a un disturbio, cualquiera que sea su magnitud.

La representación de las acciones básicas en el análisis de estabilidad de tensión, se realiza por medio de simulaciones computacionales, las cuales se desarrollan a partir de los modelos matemáticos que representan a las distintas redes estudiadas. Se desarrollan rutinas de Software para el análisis de las redes básicas estudiadas, hasta la utilización de potentes programas matemático-computacionales para el análisis de redes de mayor complejidad.

El desarrollo del presente trabajo se desarrolla en cinco capítulos, los cuales se detallan a continuación. El capítulo uno es un compendio introductorio de los conceptos básicos necesarios para el desarrollo del tema de estabilidad de tensión. Este capítulo define los elementos básicos de un sistema eléctrico de potencia y las expresiones matemáticas elementales del mismo, la clasificación de los distintos tipos de estabilidad que un sistema eléctrico puede experimentar y la definición de los sistemas FACTS como tecnología moderna para tratar el tema de estabilidad. Se presenta al sistema eléctrico nacional interconectado de Guatemala SNI y algunos casos de colapsos de tensión de gran magnitud.

El capítulo dos centra su atención en la definición del problema de la estabilidad de tensión de un sistema eléctrico de potencia. Se trata de clasificar esta problemática por la naturaleza de la ocurrencia de las inestabilidades y por el tiempo de duración que puedan afectar a la situación estable de la red. Se muestran las herramientas de análisis clásicas, como la definición de las curvas PV y de otros parámetros de análisis, como el margen de estabilidad. Se definen también las posibles medidas correctivas que se aplican a las redes eléctricas en este tipo de estudios y los métodos de compensación utilizados en el control de tensión.

En el capítulo tres se definen los distintos modelos teórico-matemáticos para la representación y análisis del problema de estabilidad de tensión. Igualmente se trata de identificar el tipo de estudio que deba realizarse en un estudio de este tema, si es estacionario o dinámico. Otro punto principal de este capítulo es el desarrollo de modelos matemáticos, necesarios para simulaciones computacionales, que representan a los diversos componentes elementales que intervienen en el estudio de estabilidad y de los dispositivos de control de tensión clásicos.

Las simulaciones de la problemática, en situación elemental, se desarrollan en el capítulo cuatro. Se estudia el caso de una red básica, con la finalidad de demostrar tanto el tipo de estudio, estacionario o dinámico, como de los elementos que intervendrán en la regulación de tensión. Se simula el comportamiento nodal de las cargas ante distintos análisis o casos de estudio previamente definidos y se trata de representar gráficamente la evolución de la problemática así como de las acciones básicas de control de tensión.

En el capítulo cinco se estudia el comportamiento de la estabilidad de tensión del sistema interconectado guatemalteco. Se simula y analiza la estabilidad de tensión de esta red de gran tamaño, por medio de los estudios de continuación y de criterio de N-1. Además, se trata de demostrar el comportamiento del sistema ante contingencias establecidas y si el mismo sistema se acerca a situación de colapso nodal o general.

OBJETIVOS

- **General**

Demostrar las acciones básicas de control de la estabilidad de tensión de un sistema eléctrico de potencia y de los análisis clásicos y teóricos del mismo, por medio de herramientas de simulación computacional.

- **Específicos**

1. Presentar la teoría y clasificación del estudio sobre la estabilidad de tensión de un sistema eléctrico de potencia y su conveniente metodología de análisis.
2. Presentar los distintos sistemas de control de tensión utilizados en las redes eléctricas y su funcionamiento dentro de las mismas.
3. Representar el comportamiento teórico de los distintos elementos de un sistema eléctrico que intervienen dentro de un estudio de estabilidad de tensión.
4. Modelar matemáticamente los elementos básicos que intervienen dentro de un análisis de estabilidad de tensión de un sistema de potencia.
5. Simular de manera cuasi-estacional el comportamiento de una red eléctrica elemental, utilizando la metodología de análisis por curvas nodales de potencia.
6. Simular de manera dinámica el comportamiento de una red eléctrica elemental, para determinar el comportamiento temporal de reacción de los elementos de control de tensión básicos.
7. Simular estacionariamente la estabilidad de tensión del sistema interconectado guatemalteco, por medio de comportamientos teóricos y contingencias definidas.

INTRODUCCIÓN

Debido a los atributos propios de la naturaleza de un sistema eléctrico de potencia, que de una manera muy general puede ser visto como la interacción entre elementos de generación y zonas de cargas por medio de líneas de transmisión, el hecho de su planificación, diseño, construcción y operación representa un reto muy complejo para la ingeniería. El comportamiento del mismo dependerá de que tan robustos sean los mecanismos de control y que tan estables sean las tareas de manejo del sistema para un funcionamiento adecuado.

El estudio de estabilidad de un sistema eléctrico se torna muy complejo al tomar en cuenta los distintos fenómenos de ocurrencia y los comportamientos, tanto de las cargas como de los elementos que conforman el sistema mismo, llevando a modelos muy complejos y no lineales para su completo análisis. De esto, la ingeniería de potencia e investigadores limitan el análisis según la causa y los efectos que provocan al sistema.

Se puede mencionar por ejemplo, que en cierta medida la capacidad de transmisión de potencia es tradicionalmente limitada por cierta estabilidad de ángulo en los generadores; otro caso es el comportamiento de las variaciones y los distintos tipos de carga que repercuten en la estabilidad de frecuencia del sistema. Se puede tomar en cuenta que el hecho de delimitar los tiempos de ocurrencia de los distintos fenómenos, ha hecho más eficiente a los sistemas de control y los mecanismos de pre-contingencia, reduciendo estos problemas a inestabilidades transitorias. La estabilidad de tensión puede ser limitada en grandes rasgos al cumplimiento de los requerimientos de potencia que una red demanda. Un sistema de potencia puede ser víctima de una inestabilidad o un colapso de tensión cuando el mismo no es capaz de satisfacer la suficiente energía reactiva demandada por distintos motivos.

Algunos casos de incidentes de inestabilidades de tensión en el pasado, han sido estudiados y concluidos a modo de planificar de una manera eficiente los mecanismos a seguir ante estos incidentes, llevando a métodos de análisis que aunados a la teoría clásica de análisis han resultado en metodologías de estudio muy definidas.

Tradicionalmente, los métodos de investigación de estabilidad de tensión han sido análisis estáticos, utilizando los modelos convencionales de flujos de carga. Estos análisis resultan prácticamente viables, ya que se pueden recrear todas las posibles contingencias que una red y sus nodos puedan sufrir. Estos análisis muestran los resultados de las perturbaciones como datos que deban estar dentro de parámetros y sujetos a ciertos límites previamente definidos. Lo concerniente a los estados transitorios de los elementos que intervienen dentro de la regulación de tensión, se analizan dentro de estudios dinámicos, en los cuales se verifican los tiempos de reacción de los elementos y el perfil necesario e idóneo para corregir la contingencia.

Con la ayuda de las herramientas computacionales, se han incrementado los beneficios en la planificación y diseño de las redes, ya que se puede simular sistemas de gran complejidad ante una gran variedad de contingencias. Además se han elaborado diversos estudios que tratan de explicar los fenómenos y los posibles análisis y soluciones, encontrando los puntos inestables o parámetros de cargabilidad máximos, como el caso de la teoría de las Bifurcaciones, o el flujo de carga continuado.

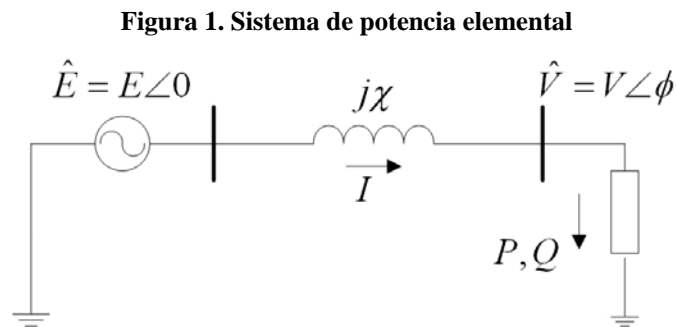
Existen métodos como el criterio de sensibilidades o de análisis de dinámicas de optimización que representan a un sistema eléctrico como un modelo matemático de orden superior, a modo que las amplias herramientas matemáticas sean aplicadas y den resultados más certeros a las fenómenos que provocan inestabilidades en la red.

Página dejada intencionalmente en blanco

1. DESCRIPCIONES BÁSICAS

1.1 Nociones de un sistema eléctrico de potencia SEP

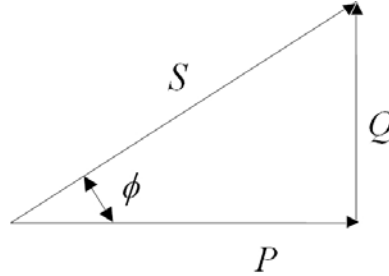
La figura 1 muestra el diagrama unifilar de un sistema radial elemental. Éste se conforma de un nodo de carga, que es alimentado por una fuente generadora de potencia infinita, a través de una línea de transmisión de reactancia X .



Para generalizar el concepto del análisis de un sistema eléctrico de potencia SEP, los nodos de este sistema pueden ser percibidos también como un nodo de envío y un nodo de recepción, en donde la transferencia de potencia activa y reactiva, desde la fuente generadora hasta el nodo de carga, depende de la magnitud de la tensión en ambos nodos, y de sus respectivos ángulos de fase.

En la figura 2 se muestra el triángulo de potencias correspondiente al nodo donde se encuentra instalada la carga referida en la figura 1. De esta figura P , Q y S representan las potencias activa, reactiva y aparente de carga respectivamente, de la cual se obtiene la expresión para el factor de potencia, como se indica en la ecuación (1.1).

Figura 2. Triángulo de potencias



$$Fp = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \cos \phi \quad (1.1)$$

El análisis que se realiza para este sistema, tiene como finalidad encontrar la relación entre las potencias P , Q y la tensión V en el nodo de carga. Para esto la tensión en terminales de la fuente E se considera la referencia del sistema con un valor constante. Como se aprecia en la figura 1-1, la impedancia de la línea se representa sólo por su reactancia en serie jX , asumiendo con esto un sistema sin pérdidas, además de que se desprecia el efecto capacitivo en derivación de la línea.

Todos los valores mostrados durante el análisis están en *valores por unidad p.u.* (el Apéndice A presenta la formulación de estos valores). Este sistema puede visualizarse como el equivalente de *Thevenin* visto desde un nodo del SEP.

La tensión en el nodo de carga está dada por la expresión:

$$\hat{V} = \hat{E} - jX\hat{I} \quad (1.2)$$

La potencia absorbida por la carga, expresada en forma compleja es:

$$S = P + jQ = \hat{V}\hat{I}^* = V \frac{\hat{E}^* - \hat{V}^*}{-jX} \quad (1.3a)$$

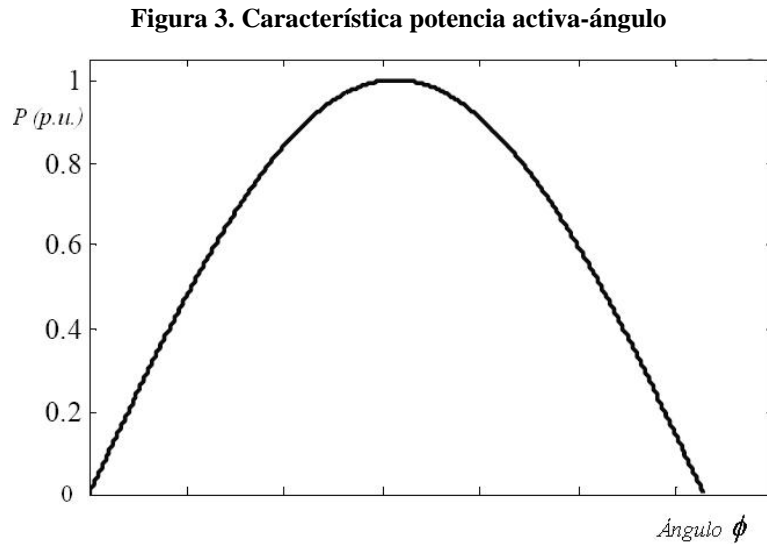
$$S = \frac{j}{X} (EV \cos \phi + jEV \text{sen} \phi) - V^2 \quad (1.3b)$$

Separando la ecuación (1.3b) en partes real e imaginaria:

$$P = \frac{EV}{X} \text{sen} \phi \quad (1.4a)$$

$$Q = -\frac{V^2}{X} + \frac{EV}{X} \cos \phi \quad (1.4b)$$

Las ecuaciones (1.4) son representativas de los flujos de potencia o flujos de carga para un sistema sin pérdidas. Para valores específicos de P y Q , estas ecuaciones tienen que ser resueltas para encontrar el valor de las variables V y ϕ . La figura 3 muestra la característica potencia activa-ángulo en base a la ecuación (1.4a).



En el análisis de las redes eléctricas es conocido que en sistemas de corriente alterna donde prevalecen los efectos de las reactancias, hemos visto que existe una estrecha relación entre la magnitud de tensión y la potencia reactiva, al igual que se da este tipo de relación entre el ángulo de fase y la potencia activa.

1.1.1 Límites de transferencia de potencia

El propósito de la red eléctrica es la transmisión de potencia activa de los generadores a las cargas. Existen ciertos límites que impiden que esta transferencia de potencia exceda de ciertos límites en régimen permanente. Los límites más relevantes están asociados a dos causas:

1. Límite térmico, es el límite asociado a las pérdidas de efecto Joule en los conductores.
2. Límites asociados a los puntos de operación admisibles como solución de las ecuaciones del sistema eléctrico. Estos límites son varios y reciben nombres como por ejemplo, el límite de estabilidad dinámica, límite de estabilidad de tensiones, etc.

1.1.2 Límite térmico

La tensión de operación de las líneas eléctricas está acotada por los límites de aislamiento. Ello significa que para aumentar la potencia transmitida es normalmente preciso incrementar la intensidad que se transmite. Un límite relevante se debe a las pérdidas de $ohm I^2R$ en las líneas de transmisión, apareciendo como calor.

Por lo tanto, la temperatura de los conductores aumenta, lo que provoca, en el caso de líneas aéreas, una dilatación de los mismos y un aumento del vano. Estando el vano limitado por normativa, se deriva un límite de intensidad circulante. En el caso de cables, existe también un límite térmico provocado por la capacidad de transmisión de calor del aislante del cable y la máxima temperatura que puede soportar.

Es normal que las líneas operen a tensiones próximas a sus tensiones nominales, próximas a 1 p.u.; por otra parte, la potencia aparente que circula por la línea puede escribirse como $\hat{S} = \hat{V}\hat{I}^*$. Es frecuente hacer entonces la aproximación de suponer $|\hat{V}| = V_{nominal}$, por tanto el límite térmico $|\hat{I}| = I_{máx}$ se puede expresar así:

$$|\hat{S}| \leq S_{máx} = \frac{I_{máx}}{V_{nominal}} \quad (1.5)$$

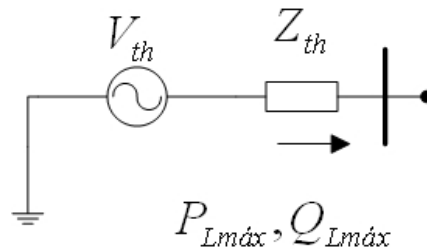
En el caso que el $\cos \phi$ de la potencia transmitida sea 1, este límite se traduce de forma inmediata en el límite sobre la potencia activa.

De todas formas, se hace a menudo la suposición, que no siempre será correcta, de que el $\cos \phi$ es próximo a 1 (por tanto, existen flujos pequeños de potencia reactiva). En cualquier caso, es claro que siempre será cierto que $P \leq S_{nominal}$

1.1.3 Máxima transferencia de potencia

Si consideramos de nuevo al sistema de potencia elemental de la figura 1, y aplicando el teorema de máxima transferencia de potencia, el cual establece que la máxima transferencia que el sistema puede transmitir a una determinada carga, se dará cuando la impedancia equivalente del sistema sea igual a la impedancia de la carga. La figura 4 muestra el esquema equivalente de thevenin del sistema de potencia elemental.

Figura 4. Esquema equivalente de Thevenin



De lo anterior, si el pequeño sistema tiene una fuente e impedancia equivalentes de thevenin, V_{th} y Z_{th} respectivamente, y considerando que la impedancia de la carga varía muy íntimamente a su factor de potencia $\cos \phi$, la potencia activa, reactiva y la tensión de la carga (P_{Lmax} , Q_{Lmax} y V_{Lmax} respectivamente) se muestran en las siguientes expresiones.

$$P_{Lmax} = \frac{E_{th}^2}{2Z_{th}} \frac{\cos \phi}{1 + \text{sen} \phi} \quad (1.6)$$

$$Q_{Lmax} = \frac{E_{th}^2}{2Z_{th}} \frac{\text{sen} \phi}{1 + \text{sen} \phi} \quad (1.7)$$

$$V_{L\max} = \frac{E_{th}}{\sqrt{2}\sqrt{1 + \text{sen}\phi}} \quad (1.8)$$

Estas expresiones nos serán útiles en siguientes secciones del presente trabajo de graduación.

1.2 Estabilidad de sistemas eléctricos de potencia

Los sistemas eléctricos de potencia son sistemas altamente no lineales, funcionando en ambientes de cambios constantes; algunos de estos cambios radican en las cargas, en las salidas de generadores y en los parámetros de funcionamiento dominantes que cambian continuamente. Cuando el sistema está sometido a un disturbio, la estabilidad del sistema depende tanto de la condición de funcionamiento inicial como de la naturaleza del disturbio mismo [1].

Los sistemas eléctricos de potencia se sujetan a una amplia gama de disturbios, pequeños y grandes. Los disturbios pequeños bajo la forma de cambios de carga ocurren continuamente; los sistemas deben ajustarse a las condiciones de los cambios y funcionar satisfactoriamente. Deberán también sobrevivir a numerosos disturbios de naturaleza severa, tales como cortocircuitos en líneas de transmisión o pérdidas de generación grande. Un disturbio grande puede conducir a cambios estructurales debido al aislamiento de los elementos fallados en determinadas sub-áreas del sistema mismo.

De lo anterior se puede definir la estabilidad de un sistema eléctrico de potencia como la capacidad del propio sistema, en determinadas condiciones iniciales de funcionamiento dadas, de recuperar el estado de equilibrio después de haber sufrido un disturbio físico, con la mayoría de las variables del sistema mismo limitadas, de modo que siga actuando prácticamente intacto [2]. Esta definición es aplicada a un sistema eléctrico de potencia totalmente interconectado.

A menudo, es de interés conocer las condiciones de estabilidad de un generador aislado o de un grupo en particular de generadores. Un generador alejado puede perder el sincronismo sin que ocurra inestabilidad en la *conexión en cascada* [3] del sistema principal. Similarmente, la estabilidad en cargas particulares o áreas de cargas puede ser de interés en el estudio; como ejemplo, los motores pueden perder estabilidad sin la necesaria inestabilidad de la *conexión en cascada* del sistema principal.

Un sistema de potencia puede ser estable para un disturbio físico grande, e inestable para otro. Es impráctico y poco económico diseñar sistemas de potencia que puedan ser estables para todos los tipos de disturbios que puedan existir.

Las contingencias del diseño se seleccionan sobre una base probabilística razonablemente alta de ocurrencia. Por lo tanto, la estabilidad para un disturbio grande se refiere siempre a un panorama especificado de disturbio. Un equilibrio estable fijado como tal, tiene una región finita de acción; cuanto más grande es la región, más robusto será el sistema con respecto a disturbios grandes.

Las regiones de acción cambian con las condiciones de funcionamiento del sistema eléctrico de potencia. La respuesta del sistema de potencia a un disturbio físico, implicará que actúen los equipos de control y de protección. Por ejemplo, una falla en un elemento crítico, seguido de su aislamiento por los elementos de protección, causará variaciones en flujos de potencia, en las tensiones de los nodos de la red, y en las velocidades de los rotores de las máquinas.

Para las variaciones de velocidad en los generadores actuarán los gobernadores de los primotres, los cuales detectarán las variaciones en la velocidad de giro de sus alternadores, que repercuten en desequilibrios instantáneos entre generación y consumo. Estas variaciones resultan ser las mismas que las variaciones en la frecuencia de la onda generada.

Esta regulación denominada *Regulación Primaria* evita que la frecuencia siga cayendo indefinidamente en caso de pérdida de generación, pero no la reestablece la frecuencia a su valor nominal por ser un control proporcional. El regulador de velocidad al detectar estas variaciones actúa de forma automática sobre la correspondiente válvula (agua, gas, vapor) para regresar a una situación equilibrada. Los gobernadores son dispositivos extremadamente sensibles y pueden detectar cambios de hasta un 0.02% en la velocidad del generador [40].

El restablecimiento de la frecuencia a su valor nominal lo realiza la *Regulación Secundaria*, la cual consiste en un segundo lazo de control automático denominado Control Automático de Generación (AGC). Además, el AGC se encarga de ajustar el intercambio neto de potencia entre áreas interconectadas a su valor programado. En esta regulación solo participan los generadores locales, los cuales incrementan su producción para reestablecer a su valor programado cuanto antes los flujos de potencia con los sistemas vecinos. También se regenera la llamada *reserva primaria* la cual no será definida en el presente trabajo de tesis.

Existe una *Regulación Terciaria*, la cual no es automática ni indispensable. Consiste en la participación del centro de control para modificar las consignas de generación de los grupos siguiendo criterios económicos (despacho económico). A los esquemas de control anterior se suman los dispositivos utilizados en la protección de equipos individuales, los cuales pueden responder ante las variaciones del sistema, disparando equipos, de tal modo que se tienda a debilitar (aún mas inclusive) al sistema y posiblemente a conducir a la inestabilidad de la red [4].

Si lo que sigue al disturbio ocurrido en el sistema de potencia es la estabilidad, éste alcanzará un nuevo estado de equilibrio, con prácticamente todos los generadores y cargas conectados a través de un nuevo grupo de condiciones en las variables del sistema (las variables de un SEP se tratarán ampliamente en el capítulo tres).

Bajo estas condiciones el sistema recobrará un nuevo estado de funcionamiento en equilibrio o volverá a las condiciones de funcionamiento originales (sin cambios topológicos en el sistema). Por otra parte, si el sistema resultase inestable, se dará lugar a una situación de derrumbamiento gradual, como por ejemplo, un aumento progresivo en la separación angular de los rotores de los generadores, o una disminución progresiva de las tensiones en los nodos. Una condición de sistema inestable podrá conducir a interrupciones de la *conexión en cascada*, o al desprendimiento de una porción importante del sistema e inclusive al derrumbamiento total del mismo.

Algunos generadores y cargas pueden ser desconectados por el aislamiento de los elementos críticos o por el disparo intencional para preservar la continuidad de la operación del sistema. En los SEP interconectados, para determinados disturbios severos se puede recurrir a la partición intencional en dos o más islas del sistema (*islanding*) [5], para preservar tanto a toda la generación y cargas que sean posibles.

Los actuadores de control automático (reguladores) y los operadores humanos restaurarán posiblemente y de manera eventual al sistema a su estado normal. Ante apagones totales o *Blackouts* como consecuencia de desconexiones por salidas forzadas de plantas de generación, salidas de líneas de transmisión o desconexión de grandes bloques de carga, la recuperación del suministro se realiza a partir de ciertas unidades de generación que contarán con el denominado servicio auxiliar de arranque autónomo o *Black Start*, seleccionadas según su eficiencia de trabajo y rendimiento económico [5].

Generalmente, un SEP se encuentra experimentando fluctuaciones de magnitudes pequeñas continuamente, sin embargo, para estudios donde es necesario determinar la estabilidad cuando se está sujeto a un disturbio específico, generalmente se asume que el sistema mismo se encuentra inicialmente en condiciones de funcionamiento de estado estacionario [2].

1.3 Clasificación de estabilidad de sistemas de potencia

En este apartado, se proporcionará una base sistemática para la clasificación de la estabilidad de sistemas eléctricos de potencia. La siguiente clasificación se basa, según las definiciones del comité IEEE/CIGRE [2], en las consideraciones siguientes:

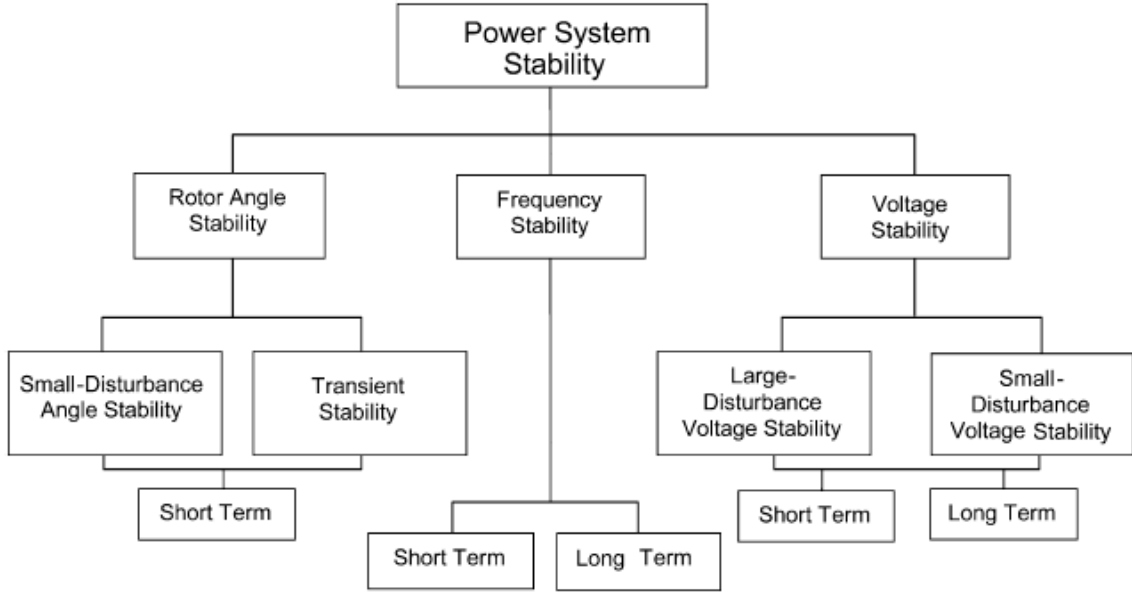
- La naturaleza física del evento que provoca la inestabilidad, indicada por la variable principal del sistema en la cual se observa la inestabilidad.
- El tamaño del disturbio considerado, que influye al posible método de cálculo de la contingencia y la predicción de la estabilidad.
- Los dispositivos de procesos y duraciones que se deben tomar en cuenta para determinar estabilidad.

De esto el comité define que un sistema de potencia moderno típico es un proceso multivariable de orden superior, cuya reacción dinámica es influenciada por una amplia gama de dispositivos, con diversas características y tasas de respuesta.

Además la estabilidad es una condición de equilibrio entre las fuerzas de oposición. Dependiendo de la topología de la red, de las condiciones de funcionamiento del sistema y de la forma de disturbio, diversos sistemas de fuerzas de oposición pueden experimentar el desequilibrio sostenido que conduce a diversas formas de inestabilidad.

En la figura 5 se muestra la clasificación de estabilidad en sistemas eléctricos de potencia, identificando sus categorías y subcategorías. A continuación se describen las formas correspondientes a los fenómenos de estabilidad.

Figura 5. Clasificación de estabilidad de sistemas eléctricos de potencia



Fuente: IEEE Transactions on Power Systems Vol.19 No.2 Mayo 2004, “*Definition and classification of Power System Stability*”, página 1,390

1.3.1 Estabilidad de ángulo de rotor

La estabilidad de ángulo del rotor refiere a la capacidad de máquinas síncronas de un sistema eléctrico de potencia interconectado de permanecer en sincronismo luego de sufrir un disturbio [2]. Depende de la capacidad de mantener el equilibrio entre el esfuerzo de torsión electromagnético y el esfuerzo de torsión mecánico de cada máquina síncrona en el sistema. La inestabilidad resultante ocurre bajo la forma de aumento de las oscilaciones angulares de algunos generadores, que conducen a la pérdida de sincronismo respecto a otros generadores.

El problema de la estabilidad del ángulo del rotor implica el estudio de las oscilaciones electromecánicas inherentes del sistema de potencia. Un factor fundamental en este problema es la manera de la cual la salida de energía de las máquinas síncronas varía mientras que sus ángulos rotóricos cambian.

Bajo condiciones de estado estacionario, al existir equilibrio entre el esfuerzo de torsión mecánico de la entrada y el esfuerzo de torsión electromagnético de salida de cada generador, la velocidad continuará siendo constante. Si se perturba el sistema, este equilibrio se transformará dando por resultado la aceleración o la desaceleración de los rotores de las máquinas según las leyes de rotación de cuerpos en movimientos.

Si un generador funciona temporalmente más rápido que otro, la posición angular de su rotor en relación con el de la máquina más lenta avanzará. La diferencia angular resultante transfiere la parte de la carga de la máquina lenta a la máquina rápida, dependiendo de la relación de potencia-ángulo, la cual es altamente no lineal. Esto tiende a reducir la diferencia de la velocidad y por lo tanto la separación angular.

Más allá de cierto límite, un aumento en la separación angular es acompañado por una disminución de potencia transferida. La inestabilidad resulta si el sistema no puede absorber la energía cinética que corresponde a estas diferencias de la velocidad del rotor.

Para cualquier situación dada, la estabilidad del sistema dependerá de si las desviaciones de las posiciones angulares de los rotores dan lugar o no a esfuerzos suficientes para una torsión de restauración [1]. La pérdida de sincronismo puede ocurrir entre una máquina y el resto del sistema, o entre los grupos de máquinas, donde cada uno de los grupos mantendrá su sincronismo. El cambio en el esfuerzo de torsión electromagnético de una máquina síncrona o *torque*, que sigue a una perturbación se puede descomponer de dos elementos:

- Componente de sincronización, en fase con la desviación del ángulo del rotor.
- Componente de amortiguamiento o *damping*, en fase con la desviación de la velocidad.

La estabilidad del sistema depende de la existencia de ambos componentes del esfuerzo de torsión para cada una de las máquinas síncronas. La carencia del suficiente esfuerzo de torsión da lugar a una inestabilidad *aperiódica* o no oscilatoria, mientras que la carencia de torque de *damping* da lugar a inestabilidad oscilatoria. Para la conveniencia en análisis según la naturaleza de los problemas de este tipo de estabilidad, se definen en dos categorías según el tiempo de ocurrencia.

1.3.1.1 Estabilidad de ángulo de pequeña señal, *small-signal*

Este tipo de estabilidad se refiere a la capacidad del sistema de potencia de mantener el sincronismo bajo disturbios pequeños, dependiendo del estado de funcionamiento inicial del sistema. La inestabilidad resultante se muestra en las dos formas siguientes:

1. Aumento en el ángulo del rotor de un modo no-oscilatorio o aperiódico debido a la carencia de sincronización del esfuerzo de torsión (estabilidad no oscilatoria).
2. Aumento de las oscilaciones en la amplitud de ángulo del rotor debido a la carencia del esfuerzo necesario de torsión por *damping* (estabilidad oscilatoria).

El marco de tiempo del interés en estudios de la estabilidad del pequeño disturbio está en el orden de 10 a 20 segundos siguientes del disturbio.

1.3.1.2 Estabilidad de ángulo transitoria, *large-disturbance*

La estabilidad transitoria se refiere comúnmente a la capacidad del sistema eléctrico de potencia de mantener el sincronismo cuando se está sujeto a un disturbio severo, tal como un cortocircuito en una línea de la transmisión. La respuesta resultante del sistema implica excursiones grandes en los ángulos de los rotores, influenciada por la relación no lineal de la característica energía-ángulo de estas máquinas.

Este tipo de estabilidad depende del estado de funcionamiento inicial del sistema y de la severidad del disturbio. La inestabilidad se da generalmente bajo la forma de separaciones angular aperiódica debido al escaso esfuerzo en la torsión de sincronismo.

El marco de tiempo de interés en estudios transitorios de la estabilidad de ángulo es generalmente 3 a 5 segundos siguientes al disturbio. Puede extender a 10-20 segundos para los sistemas muy grandes con oscilaciones dominantes inter-área.

Según lo identificado en la figura 5, la estabilidad de ángulo del rotor, tanto por pequeño disturbio así como por estabilidad transitoria se categorizan como fenómenos a corto plazo.

1.3.1.3 Estabilidad de ángulo dinámica

Esta clasificación también aparece en alguna literatura como una clase de estabilidad del ángulo del rotor. Sin embargo, ha sido utilizada para denotar diversos fenómenos por diversos autores. En la literatura norteamericana, se ha utilizado sobre todo para denotar estabilidad del *pequeño disturbio* en presencia de controles automáticos (particularmente, los controles de la excitación de generadores) a diferencia de la *estabilidad de estado estacionario clásica* sin los controles del generador [7].

En la literatura europea, se ha utilizado para denotar estabilidad transitoria. Debido a que este concepto puede causar confusión, el comité IEEE/CIGRE ha recomendado no utilizar este término dentro de la clasificación estabilidad de ángulo de rotor [2].

1.3.2 Estabilidad de frecuencia

La estabilidad de frecuencia, se refiere a la capacidad de un sistema de potencia de poder mantener la frecuencia constante, luego de un trastorno físico severo, el cual pueda dar por resultado un desequilibrio significativo entre la generación y la carga [1].

Las inestabilidades resultantes, ocurren bajo la forma de oscilaciones de frecuencia sostenidas que conducen a disparos de las unidades de generación y/o de cargas. Un trastorno severo puede ser resultado de grandes excursiones de frecuencia, baja o sobre tensión, por flujos de potencia, y otras variables del sistema, de tal modo que invocan a las acciones de procesos de control y a las protecciones que no son modeladas en las contingencias de estabilidad transitoria convencional o en los estabilizadores de tensión.

Estos procesos pueden ser muy lentos, tales como por ejemplo, la dinámica de las calderas de las turbinas de vapor, o accionados solamente para condiciones extremas en el sistema, tales como los disparos de las protecciones de generadores por voltaje-frecuencia [3].

En sistemas de potencia interconectados grandes, este tipo de situaciones son comúnmente asociadas a las condiciones posteriores de *islanding*. La estabilidad en estos casos es una cuestión de si cada isla alcanzará o no un estado de equilibrio con una pérdida mínima no intencional de carga. Este equilibrio es determinado por la respuesta total de la isla, según el movimiento relativo los rotores de sus máquinas.

Generalmente, los problemas de estabilidad de frecuencia se asocian a insuficiencias en respuestas del equipo, a la coordinación pobre del equipo del control y de protección, o a la escasa reserva de generación.

Durante las excursiones de frecuencia, los tiempos característicos de respuesta de los procesos y de los dispositivos de control serán de fracciones de segundos, tales como los controladores de baja frecuencia de las cargas y las protecciones de los generadores; extendiendo las respuesta de dispositivos hacia varios minutos, tales como los reguladores de potencia de los primotores y los controladores de tensión de las cargas.

Por lo tanto, según la figura 5, la estabilidad de la frecuencia puede representarse como un fenómeno a corto plazo o un fenómeno a largo plazo. Un ejemplo de la inestabilidad a corto plazo de frecuencia es la formación de islas de baja generación tales que la frecuencia se decae rápidamente causando el *blockout* [6] de la isla en algunos segundos.

Por otra parte, algunas situaciones más complejas en las cuales la inestabilidad de la frecuencia es causada por los controles de velocidad excesiva de una turbina de vapor o en protecciones de calderas y en los controladores de reactores, son fenómenos de largo plazo en rangos de tiempos que se extiende de diez segundos a varios minutos [6].

Durante excursiones de frecuencia, las magnitudes de la tensión pueden cambiar perceptiblemente, especialmente para condiciones de *islanding* con cargas a baja frecuencia. Los cambios de la magnitud de la tensión, los cuales pueden ser en porcentaje más altos que los cambios de frecuencia, afectan al equilibrio de carga–generación. La alta tensión puede causar un disparo indeseable del generador por la coordinación mal diseñada de los relevadores de excitación o los relevadores de voltaje–frecuencia; conjuntamente en un sistema sobrecargado, la baja tensión puede causar la operación indeseable de los relevadores de impedancia [3].

1.3.3 Estabilidad de tensión

En análisis de estabilidad de tensión y su respectiva clasificación se desarrollará más ampliamente en el capítulo dos. Ahora se presenta la definición tomada por el grupo IEEE/CIGRE para este tipo de estabilidad [2]. La estabilidad de tensión se refiere a la capacidad de un sistema de potencia de mantener tensiones constantes en todos los nodos del sistema después de estar sujeto a un disturbio físico, bajo condiciones iniciales de funcionamiento dadas [1].

Depende de la capacidad de mantener el equilibrio entre la potencia demandada por la carga y la potencia generada del sistema. La inestabilidad resultante ocurre bajo la forma de caída o de aumento progresivo de la tensión de algunos nodos.

Algunos resultados posibles de la inestabilidad de tensión serán la pérdida de carga en un área, o el disparo de algunas líneas de la transmisión y de otros elementos del sistema por sus esquemas de protección, que conducen a las interrupciones en cascada. Los resultados de estas interrupciones pueden ser la pérdida de sincronismo de algunos generadores o la operación en condiciones que violan los límites de corriente de excitación de estas unidades [7].

Otro tipo de caída de tensión es la denominada *caída sostenida*, que implica la naturaleza propia de la variación de la carga dentro del sistema, de una manera regular. Para el presente estudio de estabilidad de tensión se discutirán los distintos fenómenos que pueden causar inestabilidad de tensión en un SEP.

1.3.3.1 Interrelación entre los distintos tipos estabilidades

La caída progresiva de la tensión en determinado nodo o bus, puede estar asociada también a alguna inestabilidad de ángulo del rotor. Por ejemplo, cuando ocurre una pérdida de sincronismo entre dos grupos de máquinas, si los ángulos de rotor llegasen a 180 grados de separación, causa una rápida caída de tensión en los puntos intermedios de la red. Normalmente los sistemas de protección operan para separar a los dos grupos, llegando ambos a recobrar niveles de tensión dependiendo de las condiciones post-separación.

Sin embargo, si el sistema no es separado, la tensión intermedia, de los dos grupos de la red, cae rápidamente en oscilaciones entre valores altos y bajos resultando en un fenómeno denominado *pole slip* entre los grupos de máquinas.

1.4 Dispositivos FACTS

Existen dispositivos utilizados para el control estático y dinámico de las redes de los SEP, conocidos en el mundo técnico como Sistemas Flexibles para Transmisión en Corriente Alterna, FACTS (*flexible altern current transmission systems*) [8]. El acrónimo FACTS engloba en definitiva la totalidad de dispositivos y sistemas basados en la electrónica de potencia y utilizados para la transmisión de energía eléctrica en corriente alterna en las redes de transporte y distribución.

1.4.1 Aplicaciones de los FACTS

A la hora de abordar los problemas relacionados con la transmisión de la energía eléctrica es necesario indicar que no siempre los FACTS son la mejor solución. Para que la instalación de FACTS quede justificada, deben dar al sistema interruptor en el cual estarán instalados, las características de *maniobras frecuentes* o de *capacidad de respuesta rápida*, características que generalmente no son capaces de proporcionar los interruptores electromecánicos [referencia].

Las características anteriores las proporcionan los interruptores y *controladores de estado sólido a base de tiristores* que determinan las distintas aplicaciones que pueden proveer los FACTS, la cuales podría resumirse a grandes rasgos en control continuo de variables eléctricas y en un control de estabilidad del sistema.

1.4.1.1 Control continuo

Aplicaciones que tratan sobre la regulación de determinadas variables eléctricas para mantener unos valores prefijados en determinados puntos o zonas, tales como tensión en barras, potencia activo y/o reactiva transportada por las líneas, etc., acciones para las que se requieren de maniobras frecuentes.

Como ejemplo, los FACTS son útiles en asuntos tales como los listados a continuación.

- Control del flujo de potencia
- Limitación de las potencias por líneas y transformadores
- Compensación en líneas largas.

1.4.1.2 Control de estabilidad

Se trata sobre dispositivos de amortiguamiento en condiciones de explotación en las que se presentan oscilaciones de potencia poco amortiguadas entre subsistemas o zonas distintas; se requiere una capacidad de respuesta rápida. El uso de FACTS puede resolver problemas de estabilidad en régimen permanente, estabilidad transitoria y estabilidad oscilatoria.

1.4.2 Clasificación de algunos dispositivos FACTS más comunes

Existe un gran número de dispositivos FACTS con distintas constituciones, no obstante, su principio de funcionamiento no suele ser complicado y en muchos de ellos se deriva de la simple aplicación de la electrónica a equipos conocidos tradicionalmente. Por ello, podremos dividir a los FACTS en cuanto a su concepción en dos grandes grupos [9].

1. Derivados de la aplicación de *conmutadores electrónicos* a equipos tradicionales.
2. Equipos basados en la aplicación de *convertidores*.

En cuanto a las acciones sobre el sistema de potencia, se pueden dividir en:

1. Dispositivos de compensación en serie.
2. Dispositivos de compensación en paralelo, derivación o *shunt*.
3. Dispositivos desfasadores.

En el presente trabajo de graduación, los dispositivos analizados y modelados, son los que proveen la aplicación de compensación de potencia y tensión. Estos son presentados en el siguiente capítulo.

1.5 Sistema Eléctrico de Guatemala

1.5.1 Historia del sistema nacional interconectado

La generación de energía eléctrica en Guatemala¹, se inicia en 1884 al instalarse la primera hidroeléctrica en la finca El Zapote, al norte de la capital. Al año siguiente se forma la Empresa Eléctrica del Sur, por empresarios alemanes que instalaron la hidroeléctrica Palín de 732 KW., la cual brindó servicio a los departamentos de Guatemala, Sacatepéquez y Escuintla.

En 1927 se construye la hidroeléctrica Santa María, con el fin de proveer de energía al Ferrocarril de los Altos. Cuando este medio de transporte desapareció, las autoridades de gobierno deciden que la planta se oriente a cubrir la demanda de los departamentos de Quetzaltenango, Totonicapán, Sololá y Suchitepéquez. En 1940, se crea el Departamento de Electrificación Nacional, dependencia del Ministerio de Comunicaciones y Obras Públicas y dicha planta se convierte en la Hidroeléctrica del Estado.

A mediados de la década de los cincuenta se inicia la construcción en Zacapa de la Hidroeléctrica Río Hondo. En 1959 fue creado el Instituto Nacional de Electrificación INDE, por medio del Decreto 1287. Durante la década de los años 30, el Ingeniero Oswaldo Santizo construye las hidroeléctricas de Patzún en Chimaltenango, y la de Patulul en Suchitepéquez.

¹ Fuente www.inde.gob.gt

Dentro de los bienes iniciales del INDE estaban la hidroeléctrica Santa María y la de Río Hondo que se encontraba en construcción. Esta planta fue puesta en operación en 1962 con una capacidad de 2,400 KW.

Debido al crecimiento de la demanda de energía eléctrica y para atender los planes de electrificación, en 1965 fue puesta en operación la Central Diesel de San Felipe en Retalhuleu, con una capacidad de 2440 KW. Seis años más tarde fue instalada una turbina de gas en la finca Mauricio, en Escuintla, con una capacidad de 12,500 KW. En ese mismo período el INDE amplió la capacidad de la planta Santa María a 6,880 KW.

A principios de la década de los setenta, se instaló la Hidroeléctrica Jurún Marinalá. En 1982 inició operaciones la Hidroeléctrica Aguacapa y en 1983 la Hidroeléctrica Chixoy, la más grande del país.

En 1992 inician sus operaciones varias generadoras privadas, entre ellas: Los Ingenios Azucareros, ENRON en Puerto Quetzal y posteriormente las plantas SIDEGUA, LAGOTEX, Secacao, Río Bobos, TAMPA, Guatemala Generating Group (GGG), Las Palmas, Generadora del Norte (GENOR), Calderas, Zunil, Poliwatt, Pasabién, Poza Verde, Tululá, Cerro Vivo, Las Vacas y Matanzas. La capacidad instalada a nivel nacional en la actualidad es de 1,705.6 MW, entre generadores privados y del INDE.

1.5.2 Mercado eléctrico de Guatemala

En 1993, el INDE cubría la mayor parte de la generación del país con un 71% y la distribución de energía al consumidor final, en casi todo el territorio. La Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. EEGSA, propiedad mayoritaria del Estado, era la otra generadora y distribuidora importante, con el 80 % del consumo total del mercado.

La EEGSA compraba el 67% de la energía que requería directamente al INDE y el restante 23% a otros generadores privados, que operaban en un mercado monopólico.

Las empresas distribuidoras estaban obligadas a comprar al INDE y los generadores no podían competir entre sí, y vendían solamente al INDE y a la EEGSA. La red de transmisión estaba parcialmente abierta y limitaba las transacciones que pudieran hacerse en el mercado.

En 1993 inicia la suscripción de los denominados contratos a término de venta de energía, entre generadores privados, el INDE y la EEGSA. Sin embargo, esta situación no promovía la competencia y solamente trataba de superar la deficiencia existente en el suministro de energía que vivía el país.

En el año 1996 se aprueba la nueva legislación del mercado eléctrico en Guatemala en base a la Ley General de Electricidad², creando el Reglamento de la Ley General de Electricidad en el Acuerdo Gubernativo 256-97 en 1997 y la Comisión Nacional de Energía Eléctrica CNEE conjuntamente con el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista AMM en 1998.

La CNEE es el ente encargado de cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad y sus reglamentos, de emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico, y fiscalizar su cumplimiento en congruencia con las prácticas internacionalmente aceptadas. Emite las disposiciones y normativas para garantizar el libre acceso y uso de las líneas de transmisión y redes de distribución de acuerdo a lo dispuesto en la Ley General de Electricidad y su reglamento.

² Fuente www.cnee.gob.gt

La AMM³ se encarga de la coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte al mínimo costo para el conjunto de operaciones del mercado mayorista, en un marco de libre contratación de energía eléctrica entre agentes del mercado mayorista.

Además vela por establecer precios de mercado de corto plazo para las transferencias de potencia y energía entre generadores, comercializadores, distribuidores, importadores y exportadores, además de garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica en el país.

1.6 Descripción de casos reales de colapso de tensión

Francia, Diciembre 1978

Un descenso de temperatura no previsto provoca un importante incremento de carga (4600 MW en 1 hora) principalmente en la zona de París, que sobrecarga todo el sistema de 400 kV debido a la necesidad de traer potencia desde zonas alejadas del Este del país, y provoca tensiones bajas en toda la red.

Se intenta solucionar el problema bloqueando los automatismos de los reguladores bajo carga de transformadores de primario 400 kV, que habitualmente mantienen la tensión en valores constantes en la red de 230 kV. No se consigue controlar totalmente el descenso de tensión, y comienzan a operar protecciones de sobrecarga en diversas líneas del sistema. El resultado final es la salida de servicio de buena parte de la red, el funcionamiento “en isla” de los subsistemas que sobreviven y el peor apagón de Francia en la actualidad. El fenómeno total se desarrolla durante algo más de una hora, y un intento desafortunado de reenergización (trayendo potencia esta vez desde el Oeste del país) provoca un segundo gran colapso.

³ Fuente www.amm.org.gt

Bretaña (Francia), Enero 1987

Se produce la falla intempestiva de tres unidades generadoras en la central de Cordennais. Trece segundos después el último generador de la central sale de servicio a causa del excesivo calentamiento del rotor provocado por el intento de mantener el suministro de potencia reactiva a la red. Esta última falta inicia un fenómeno de colapso de tensiones en la zona. Dado que la frecuencia no varió significativamente (a causa, seguramente, de que el balance de potencia activa se mantuvo, pero a costa de transportar potencia desde generadores lejanos hasta la zona en falla), no actuaron los relevadores de desenganche de carga por sub-frecuencia. El colapso se controla varios minutos después a costa del desenganche manual de cargas.

Suecia, Diciembre 1983

El problema se inicia con una falla en una estación de 400/220 kV que alimenta la zona de Estocolmo, y que “arrastra” la salida de servicio de 2 de las 7 líneas 400 kV que alimentan a Estocolmo desde las centrales hidroeléctrica del Norte.

Las cinco líneas de 400 kV restantes se sobrecargan, pero el sistema sobrevive hasta que los automatismos de los cambiadores bajo carga de los transformadores en la zona de Estocolmo comienzan a tratar de restituir la tensión en las cargas. Esto provoca un aumento en la potencia de carga que esta vez no es soportado por las líneas de 400 kV, que son disparadas por los relevadores de sobrecarga o relevadores de distancia (que “ven” el aumento de corriente y disminución de tensión como si fueran cortocircuitos en las líneas). La zona de Estocolmo queda aislada, y el déficit de generación no puede ser resuelto por los esquemas de desenganche de carga por sub-frecuencia, provocándose un apagón total en esa zona por algo así como una hora. La duración total desde la falta inicial hasta el colapso es del orden de un minuto.

Japón, Julio 1987

Se produce un aumento de demanda muy por encima de lo previsto en un día inusualmente caluroso. Pese a que se entran en servicio todos los bancos de condensadores disponibles, la tensión comienza a decrecer, y en aproximadamente 10 minutos (con tensiones del orden de 0.75 p.u) la actuación de relevadores (probablemente relevadote de distancia, por un motivo similar al explicado en el caso anterior) provoca la salida de servicio de 3 estaciones 500 kV, y un apagón importante en la zona de Tokio. Se cree que la característica potencia-tensión de la carga (aparatos de aire acondicionado, con característica de potencia casi constante) fue un factor decisivo en el colapso.

Estos incidentes descritos nos ejemplifican que tan perjudiciales pueden ser ciertos comportamientos de las cargas, que pueden provocar disturbios generalizados en las redes. Hay que tener en cuenta además las perturbaciones que el ambiente puede provocar a las redes, aunque generalmente estos fallos son liberados rápidamente y no son de mayor tiempo que las perturbaciones ocasionadas por las cargas.

2. ESTABILIDAD DE TENSIÓN DE UN SEP

El estudio de la estabilidad de tensión, como se vio en el capítulo uno, es una ramificación dentro de los fenómenos de análisis de estabilidad ocurridos en sistemas eléctricos de potencia SEP. El problema debe ser tratado desde el contexto del diseño, análisis y operación del sistema eléctrico de potencia mismo.

Debido a la naturaleza compleja de este tipo de estudio, es necesario realizar análisis cuidadosos dentro de los sectores de generación, transmisión y distribución, de lo cual se deduce que este fenómeno involucra por completo, en menor o mayor grado, a todos los componentes que conforman el sistema mismo.

2.1 Definiciones

La estabilidad de tensión cubre un amplio rango de fenómenos, y es por esto que el término puede comprender diferentes significados. Como se mencionó en el capítulo uno, la estabilidad de tensión está relacionada con la capacidad del SEP de mantener una magnitud de tensión estable en todos los nodos del sistema, bajo condiciones normales de operación y después de estar sujeto a un disturbio [1].

También es común emplear indiferentemente los términos de estabilidad o inestabilidad de tensión con el propósito de referirse a este problema. Una característica de la inestabilidad de tensión proviene del intento que realizan las cargas por restablecer su consumo de potencia más allá de la capacidad combinada que pueden suministrar las fuentes generadoras del SEP a través de las líneas de transmisión [2].

La inestabilidad de tensión tiene como consecuencia un decremento o incremento progresivo en la magnitud de tensión en los nodos del SEP. Asimismo, otro factor que inherentemente está relacionado con este fenómeno es el colapso de tensión. El colapso de tensión dentro de un SEP, es un proceso a través del cual la secuencia de eventos de algún incidente provoca que se tengan niveles de magnitud de tensión inaceptables en gran parte del sistema [4].

Es importante mencionar que en el presente trabajo al hacer uso del término colapso de tensión se hace con la intención de referirse a una condición drástica e irreversible que se ha presentado en la operación del SEP, y en la cual se ha perdido la facultad de controlar una parte significativa del mismo.

2.1.1 Enfoque del problema

Es claro que el análisis de un SEP se divide en diferentes áreas y la perspectiva que se tenga del problema de la estabilidad de tensión depende del enfoque que se esté considerando de éste. Estas consideraciones pueden ser:

- Desde el punto de vista de planeación, la causa principal del problema de estabilidad de tensión es básicamente un suministro insuficiente de potencia reactiva durante los periodos picos de carga, involucrando una gran cantidad de pérdidas de potencia reactiva en las líneas de transmisión y bajos niveles de magnitud de tensión en los nodos del sistema.
- Desde el punto de vista de operación, el problema de estabilidad de tensión es usualmente inducido por incidentes registrados dentro del SEP, como la salida de unidades generadoras, líneas de transmisión, transformadores, dispositivos de compensación, o también debido a un repentino y rápido incremento de carga durante los periodos de demanda máxima [6].

Considerando como referencia el factor del tiempo, se pueden mencionar algunos ejemplos físicos de estabilidad de tensión [3]. Este tema se trata más ampliamente en la sección 2.2.2

- La estabilidad de tensión se considera un fenómeno rápido para el personal involucrado con el manejo de motores de inducción, cargas del tipo de aire acondicionado o enlaces en de alta tensión en corriente directa, HVDC.
- Por otro lado, la estabilidad de tensión puede ser visto como un fenómeno lento cuando se trabaja con dispositivos tales como los taps de los transformadores o LTC. Los disturbios que pueden dar lugar a que se presenten problemas de estabilidad de tensión dentro de un SEP, pueden ser iniciados por una gran variedad de causas.

Sin embargo, un factor que es señalado como fundamental para que se originen este tipo de problemas es la carga. Por esta razón, en algunas ocasiones la estabilidad de tensión también es llamada como estabilidad de carga [10].

Dependiendo del tipo y características de cada carga en particular, la potencia consumida por ésta tiende a ser regulada a través de diversos mecanismos, como el ajuste del deslizamiento en los motores de inducción, reguladores de tensión, termostatos o los taps de los transformadores [2].

Por lo general, esta acción provoca una condición de sobrecarga dentro del SEP debido a un incremento en el consumo de potencia reactiva que no puede satisfacerse adecuadamente, lo que causa una reducción considerable en la magnitud de tensión.

Otro factor consecuente con esta situación y que contribuye al agravamiento del problema, es que los flujos tanto de potencia activa como de potencia reactiva a través de las líneas de transmisión provocan que se incrementen las pérdidas existentes en el SEP, ocasionando con esto, una disminución importante en la capacidad total de transferencia del sistema.

Para el caso en particular de la potencia reactiva, cuando el SEP se encuentra en una condición de operación con magnitudes de tensión reducidas, su transferencia se hace muy difícil debido a las grandes pérdidas que se generan bajo estas circunstancias. Así que mientras sea posible, la potencia reactiva debe ser generada lo más cerca de los centros de consumo [11].

Mientras que la forma más común en la que suele manifestarse el problema de estabilidad de tensión es a través de una disminución progresiva en la magnitud de la tensión, también existe la posibilidad de que se presente con características de sobre tensión. Cuando se presenta una condición de operación de sobre tensión se debe principalmente al comportamiento capacitivo de la red.

También, en algunas ocasiones se alcanzan los límites establecidos para el control de la excitación de los generadores o condensadores síncronos, y para una condición específica de subexcitación, se restringe la cantidad de potencia reactiva excedente del SEP que puede ser absorbida por esta clase de dispositivos.

Otro problema que puede verse reflejado en una condición de sobretensión, es el caso de autoexcitación en los generadores síncronos, el cual se puede agravar si los efectos capacitivos del SEP son de magnitud considerable, tal como extremos abiertos en las líneas de alta tensión, además de los bancos de capacitores y filtros utilizados en las estaciones de HVDC.

2.2 Clasificación de estabilidad de tensión

La estabilidad de tensión se puede clasificar sobre los aspectos relacionados con base a la naturaleza del fenómeno o disturbio que origina que el SEP altere sus condiciones de operación; otra clasificación se basa en las dinámicas de operación de cada uno de los elementos que componen el sistema respecto al tiempo.

2.2.1 Clasificación según la naturaleza del disturbio

2.2.1.1 Estabilidad de tensión ante grandes disturbios, *large disturbance*

Se refiere a la capacidad del sistema de mantener las tensiones constantes luego de disturbios grandes, tales como pérdida de generación, pérdida de carga, entre otros. Esta capacidad es determinada por las características del sistema propio y de la carga; además por las interacciones de los sistemas de control continuos y discretos de distintos elementos del sistema y de sus respectivas protecciones.

Para determinar la estabilidad de tensión ante grandes disturbios, se requiere el examen de la respuesta no lineal del SEP durante el tiempo suficiente para describir el funcionamiento y las interacciones de los dispositivos tales que los motores, los transformadores cambiadores de taps bajo carga (*under loaded tap changer*, ULTC o LTC) y los limitadores de corriente de excitación de generadores. El período del estudio del interés puede extender a partir de algunos segundos a los diez de minutos.

2.2.1.2 Estabilidad de tensión ante pequeños disturbios, *small disturbance*

Esta clasificación se refiere a la capacidad del sistema de mantener voltajes constantes cuando se está sujeto a perturbaciones pequeñas tales como cambios incrementales en carga del sistema.

Esta forma de estabilidad es influenciada por las características de las cargas, de los sistemas de control continuos y discretos para un instante de tiempo dado. Este concepto es útil en determinar cómo las tensiones del sistema responderán ante cambios pequeños en el sistema.

Realizando suposiciones apropiadas, las ecuaciones del sistema pueden ser linealizadas para su análisis, de tal modo que permitan el cómputo de información valiosa sobre su sensibilidad con lo que se puedan identificar factores que influyen en la estabilidad.

Esta linealización, sin embargo, no puede explicar los efectos no lineales tales como los controles cambiadores de taps (*deadbands*, cambios discretos en taps, y retardos o *delays*), por lo que se deben realizar combinaciones de análisis lineales y no lineales [12], [13].

2.2.2 Clasificación en base al tiempo del disturbio

Se pueden definir algunas escalas de tiempo respecto a distintos fenómenos ocurrentes en un SEP, estos se definen a continuación:

- a. En el rango de tiempo de los segundos (1 a 3 seg.), se consideran los transitorios electromecánicos en las dinámicas de los generadores, máquinas de inducción y reguladores. Además, en esta escala también se incluyen los dispositivos de electrónica de potencia como las FACTS o HVDC.
- b. En un intervalo que comprenda hasta 10 segundos, se encuentran los mecanismos de operación de dispositivos como los ULTC y los limitadores de corriente de campo en los generadores.
- c. En un tiempo que comprenda varios minutos se encuentra el proceso de restauración de la carga.

En los análisis de la estabilidad de tensión, el tiempo citado en la escala (a) es denominado de corto plazo, y las escalas referidas en los puntos (b) y (c) constituyen la escala de tiempo denominada de largo plazo [10].

2.2.2.1 Estabilidad de tensión de corto plazo, *short term*

Implica la dinámica de los componentes de acción rápida de las cargas, tales como motores de inducción, cargas controladas electrónicamente y los convertidores de HVDC. El período del estudio del interés está en la orden de varios segundos, y el análisis requiere la solución de ecuaciones diferenciales apropiadas para el sistema. Se puede acotar que un análisis similar se realiza dentro del estudio de estabilidad de ángulo.

El modelo dinámico de cargas es a menudo esencial. En contraste con estabilidad del ángulo, los cortocircuitos cerca de cargas son importantes: se recomienda que el término de estabilidad transitoria de tensión no sea utilizado para esta clasificación.

2.2.2.2 Estabilidad de tensión largo plazo, *long term*

Esta clasificación implica equipos temporizados más lentos, tales como transformadores LTC, cargas controladas termostáticamente y de limitadores de corriente de generadores. El período de interés para esta clasificación se puede extender a varios minutos, por lo que se requieren simulaciones para estabilidad a largo plazo que analicen el funcionamiento dinámico del sistema.

La estabilidad es determinada generalmente por la interrupción que resulta en los equipos, en contraposición de la severidad del disturbio inicial. La inestabilidad es debido a la pérdida de equilibrio a largo plazo (por ejemplo cuando las cargas intentan restaurar su energía más allá de la capacidad de la red de transmisión y de la generación), al punto de operación de estado estable post-disturbio en condiciones de pequeño disturbio inestable, o a una carencia de la atracción hacia el equilibrio estable de post-disturbio (por ejemplo cuando una contingencia se aplica demasiado tarde).

El disturbio podría también ser una acumulación sostenida de carga (por ejemplo, un aumento de carga por la mañana). En muchos casos, el análisis estático se puede utilizar para estimar márgenes de estabilidad, para identificar factores que inciden en la estabilidad, y para defender una amplia gama de las condiciones de sistema y de una gran cantidad de panoramas. Cuando las acciones de los tiempos de control son importantes, éstas pueden ser complementadas por simulaciones de quasi-estado estable en el dominio del tiempo.

2.3 Fundamentos del estudio de estabilidad de tensión

Existen una gran cantidad de trabajos que proponen diversos métodos para estudiar los problemas relacionados con la estabilidad de tensión, éstos van desde los más simples hasta los más complejos. A continuación, se examina uno de los ejemplos más sencillos expuestos en la literatura, utilizado con propósitos de ilustrar los principios del problema de estabilidad de tensión, el cual contempla de una manera simple, pero concreta, los aspectos fundamentales involucrados con este fenómeno.

2.3.1 Restricciones en la transferencia de potencia

A partir del análisis llevado a cabo en la sección 1.1, si consideremos la eliminación del ángulo ϕ de las ecuaciones 1.4, considerando la igualdad trigonométrica de $\cos\phi + \sin\phi = 1$, luego de realizar algunas operaciones algebraicas se obtiene la siguiente ecuación 2.1, cual nos servirá para el presente análisis.

$$(V^2)^2 + (2QX - E^2)V^2 + X^2(P^2 + Q^2) = 0 \quad (2.1)$$

Esta es una ecuación de segundo grado con respecto a V^2 . La condición para tener al menos una solución es:

$$-P^2 - \frac{E^2}{X}Q + \left(\frac{E^2}{2X}\right)^2 \geq 0 \quad (2.2)$$

Asumiendo esta restricción, se tienen dos posibles soluciones para la ecuación (2.1), definidas por:

$$V = \sqrt{\frac{E^2}{2} - QX \pm \sqrt{\frac{E^4}{4} - X^2 P^2 - XE^2 Q}} \quad (2.3)$$

De acuerdo al triángulo de potencias mostrado en la figura 2, la potencia reactiva puede ser expresada como:

$$Q = P \tan \phi \quad (2.4)$$

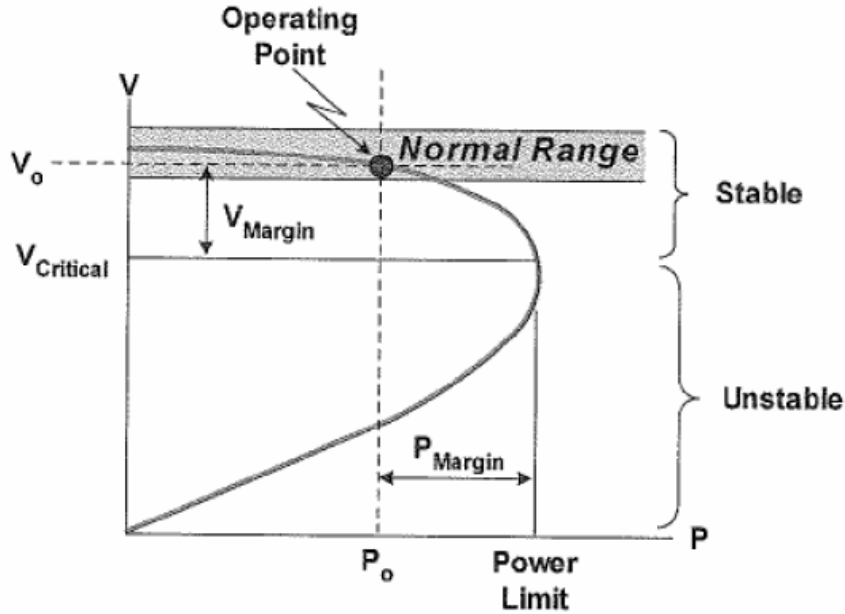
Una vez que se ha omitido el ángulo ϕ de la formulación planteada, el único parámetro desconocido es la magnitud de tensión V . Para su solución, se sabe que los valores de E y X son constantes. De acuerdo a la ecuación (2.4), Q depende de P , y considerando un factor de potencia constante, da como resultado que V esté sólo en función de P .

2.3.2 Curvas PV

La relación entre la potencia activa P y la magnitud de la tensión V es de mucho interés en estudios en estabilidad de tensión, y el análisis de su interacción se ha visto reflejado en la construcción de las curvas denominadas PV [11], [14].

Dichas curvas se pueden obtener a partir de que se conocen las dos soluciones para la ecuación (2.3). Una curva PV representativa de un nodo del sistema como el analizado se muestra en la figura 2-1, donde se muestran las características generales de la misma; Se muestra el punto de operación estable, para una cargabilidad P_o y un límite de potencia dado a una tensión crítica. Se muestra el margen de potencia entre el tramo de la potencia límite y la potencia de operación; la parte de la curva inferior a la tensión crítica son los puntos inestables del nodo.

Figura 6. Características generales de una curva PV



Fuente: Ranil de Silva, “*Discussion on Voltaje Stability of Transmisión Augmentations*”, página 3

1. La que se obtiene considerando el signo positivo, da como resultado una condición de operación donde prevalece un nivel de tensión V elevado y una magnitud de corriente I pequeña, que corresponde a los puntos en la curva por arriba de la línea punteada, marcada en la figura 6 y normalmente estos puntos representan condiciones de operación satisfactorias.
2. La segunda solución que se obtiene considerando el signo negativo, produce los puntos de operación indicados en la parte inferior de la curva, lo que corresponde a un nivel de tensión V pequeño y una corriente I elevada en magnitud, lo cual denota características de una condición de operación inapropiada, por lo que se dice que todos los puntos por debajo de la curva representan condiciones de operación inestables.

En relación con la figura 6, en la parte superior de la curva PV, conforme la carga se incrementa, el nivel en la magnitud de tensión disminuye y gradualmente se acerca al punto de operación marcado como de potencia máxima P_{max} [38].

Este punto en específico tiene varias definiciones en los análisis de estabilidad de tensión por ejemplo, *punto crítico de tensión* o *punto de colapso de tensión*. Otros términos menos técnicos lo denominan como rodilla de la curva, o punta de la nariz.

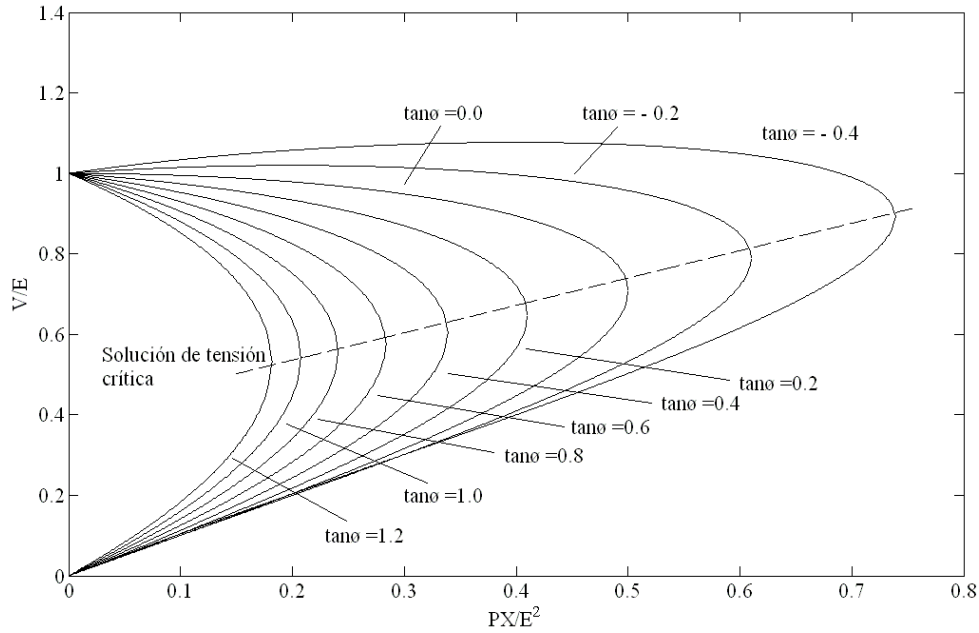
El problema que se tiene cuando el sistema está operando cerca de este valor crítico, es que un ligero incremento de carga produce una caída drástica en la magnitud de tensión. Si por esta razón, el punto de operación se ubica en la parte inferior de la curva, conforme la carga disminuye la magnitud de tensión también lo hace, lo que es una señal manifiesta de una operación inestable del sistema.

Para explicar de qué depende el valor de P_{max} , primero se considera que la potencia de carga se comporta como una impedancia de carga. Una vez asumido esto, se aplica un concepto del análisis de redes eléctricas denominado como problema de adaptación de carga [13], o teorema de máxima transferencia de potencia, el cual indica que la máxima potencia de carga se alcanza cuando la impedancia de carga es igual en magnitud a la impedancia de la fuente, o en este caso, la impedancia de la línea mostrada en la figura 1.

Las curvas PV son de mucha utilidad para realizar análisis conceptuales de los problemas de estabilidad de tensión en sistemas radiales, y desempeñan un papel importante para su entendimiento.

En la figura 7 se muestran otras curvas PV para el circuito elemental que se ha estado analizando. Estas curvas PV están normalizadas sobre la potencia de cortocircuito del sistema (E^2/X). Cada una de ellas corresponde a un factor de potencia diferente.

Figura 7. Curvas PV para diferentes valores del factor de potencia



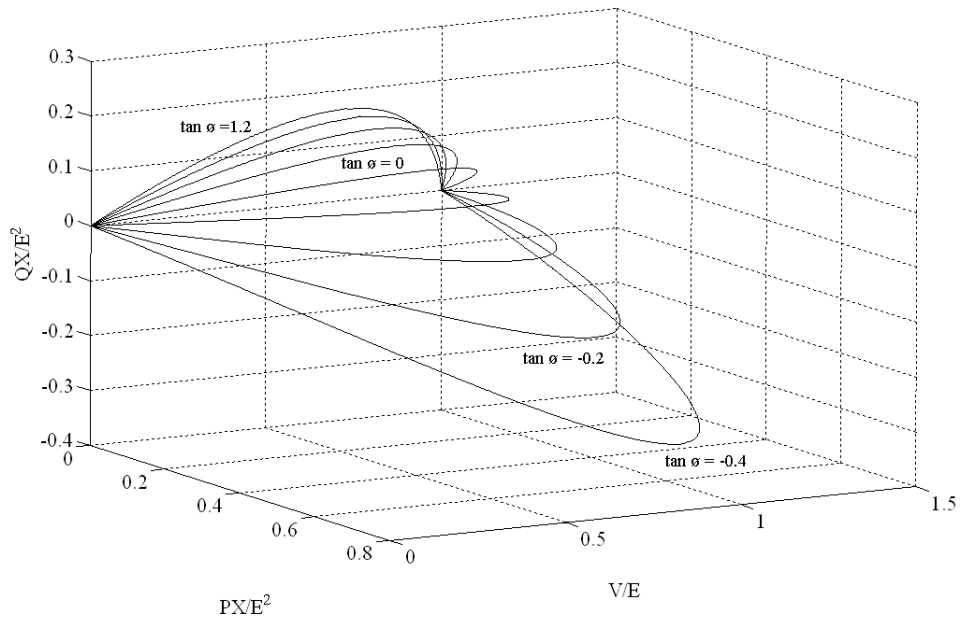
Como se puede apreciar en cada una de las formas que describen las curvas PV mostradas en la figura 7, el factor de potencia establecido por la carga tiene un efecto importante en la característica potencia–tensión del sistema. Otro aspecto que es conveniente señalar es cuando se tiene el caso de un factor de potencia en adelanto ($\tan \phi < 0$), el cual se consigue a través de la *compensación en derivación* del sistema. Para esta condición de operación, el punto en el cual se alcanza el valor de P_{max} se incrementa, y junto con ello también se incrementa la magnitud de tensión.

Esto es debido a que para valores negativos de ($\tan \phi$), a mayor potencia activa consumida por la carga, mayor es la potencia reactiva producida por la misma. Esta situación es algo ambigua, ya que el límite de potencia máxima puede ser alcanzado a niveles de tensión que se encuentren dentro de un rango normal de operación, ocultando con esto la condición real del sistema.

Hasta el momento sólo se ha comentado la característica que se presenta entre la potencia activa de carga y la magnitud de tensión, pero como se está considerado un factor de potencia constante, de acuerdo con la ecuación (2.4), para cada valor calculado de la potencia activa P , existe un valor correspondiente para la potencia reactiva de carga Q .

La potencia reactiva de carga entra al contexto de este análisis a través de la figura 8, en donde todas las curvas PV mostradas en la figura 7 se extienden a un plano de tres dimensiones para examinar el comportamiento de la potencia reactiva Q , en conjunto con el comportamiento de la potencia activa P y la magnitud de tensión V .

Figura 8. Tensión en función de la potencia activa y reactiva de la carga



Una vez examinado el comportamiento de la curvas PV, y explicado algunas de sus características, es más fácil entender la figura 2-3. Ésta se conforma de tres planos, que se denominan PV, QV y PQ, respectivamente. Se revisan tres condiciones de operación, tomando en cuenta el factor de potencia y el punto crítico de tensión, todos ellos señalados en la figura 8.

1. Factor de potencia en adelanto, $\tan \phi = -0.4$. Bajo esta condición se tiene un caso compensado, en el cual el sistema no consume potencia reactiva del sistema, y en vez de esto, la está suministrando; esto se denota por medio signo negativo de Q mostrado en la gráfica.
2. Factor de potencia unitario, $\tan \phi = 0$. Este es un caso en el que la carga es puramente resistiva y no hay consumo ni suministro de potencia reactiva. La línea de referencia se encuentra en un valor cero.
3. Factor de potencia en atraso, $\tan \phi = 1.2$. Operando de esta manera la carga consume tanto potencia activa como potencia reactiva, que por lo general, este es un caso normal de operación. Así, cada uno de los puntos que se encuentra ubicado en el espacio de tres dimensiones, puede ser proyectado hacia cualquiera de los planos definidos, proporcionando con esto, el valor de dos de los tres parámetros manejados para una condición específica de operación.

Por ejemplo, la proyección de cada uno de estos puntos hacia el plano PV, da como resultado las curvas PV mostradas en la figura 7, y similarmente se forman las curvas de los planos QV y PQ.

2.3.3 Curvas VQ

Existe otro método similar al de las curvas PV, empleado también para realizar análisis en sistemas radiales, como es el caso que se está examinando, este es denominado como curvas VQ [11], [14].

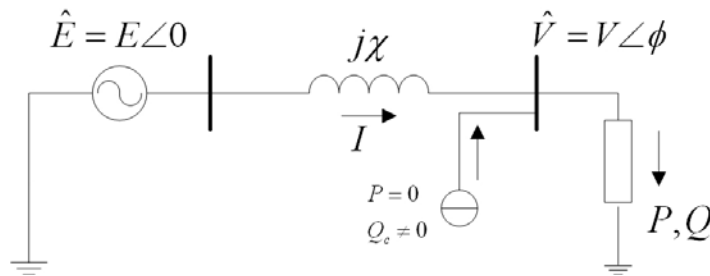
Al incorporar este nuevo término hay que tener cuidado en no confundirlo con el antes definido como QV, ya que en el ámbito del análisis de los SEP estos dos términos involucran condiciones diferentes; a continuación se explica la diferencia.

Curvas QV representan la relación que existe entre la potencia reactiva de carga Q y la magnitud de tensión V en un mismo nodo. Su cálculo es en base a las ecuaciones 2.3 y 2.4, bajo la restricción de un factor de potencia constante. La forma de la curva obtenida es similar al de las curvas PV.

Curvas VQ: Esta definición se debe a que en esta técnica, por principio, la magnitud de tensión se considera la variable independiente en vez de la potencia reactiva, y generalmente se representa la magnitud de la tensión en el eje de las abscisas. Además, este concepto es un poco diferente, ya que la potencia reactiva que se grafica no es la potencia reactiva consumida por la carga Q , sino una potencia reactiva de compensación Q_c .

Esto puede ser visualizado si en el sistema de la figura 1-1, se conecta un dispositivo compensador en derivación con el nodo de carga de la forma que se muestra en la figura 9.

Figura 9. Conexión de un dispositivo de compensación para calcular curvas VQ



De esta manera, las curvas VQ expresan la relación que existe entre la magnitud del tensión en un nodo de carga V y la potencia reactiva de compensación Q_c en este mismo nodo. De una manera general, el dispositivo de compensación puede ser visto como un condensador síncrono ficticio, ya que no produce potencia activa, considerando además, que no se le imponen límites de Q_c .

La técnica para realizar el cálculo de una curva VQ y algunas de sus características se describen a continuación.

En relación con la figura 9, las expresiones definidas mediante las ecuaciones (1.4) se reescriben de la siguiente manera

$$P = -\frac{EV}{X} \operatorname{sen} \phi \quad (2.5a)$$

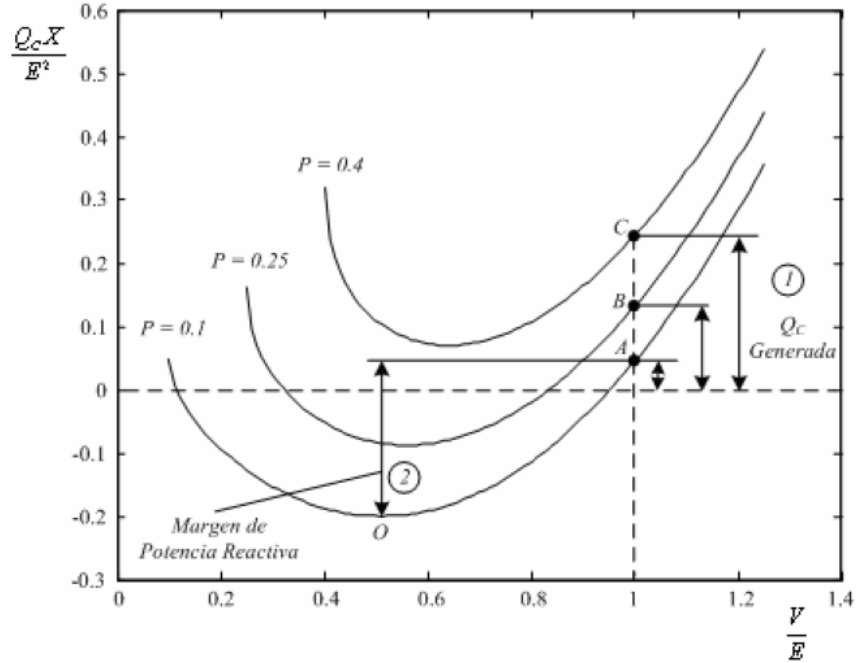
$$Q - Q_c = -\frac{V^2}{X} + \frac{EV}{X} \cos \phi \quad (2.5b)$$

A partir de estas ecuaciones (2.5), y con el objetivo de calcular una curva VQ, se realiza el siguiente procedimiento:

1. Se considera un factor de potencia constante, $\cos \phi = \text{constante}$.
2. Se asigna un valor de potencia P fijo, que permanece así durante todo el proceso.
3. Ya que la magnitud de tensión V es la variable independiente, para cada valor especificado de ésta, se calcula el valor correspondiente del ángulo ϕ , de acuerdo con la ecuación (2.5a)
4. Una vez calculadas todas las variables descritas, se aplica la ecuación (2.5b) y se resuelve para encontrar el valor respectivo de Q_c .

En la figura 10 se muestran tres de las curvas calculadas bajo este procedimiento. Cada una de éstas fueron calculadas bajo la consideración de $\tan \phi = 0.4$, lo cual representa un factor de potencia en atraso, además de asumir diferentes valores de potencia activa de carga para cada caso.

Figura 10. Curvas VQ considerando $\tan \phi = 0.4$



Los puntos ubicados en la parte derecha de las curvas, en referencia con el fondo de cada curva en específico, representan puntos de operación estables, mientras que los puntos situados en la parte izquierda de la misma son considerados como puntos de operación inestables, lo que nos indica que cuando se inyectan reactivos en el nodo la magnitud del tensión decae.

La intersección de las curvas con la línea punteada horizontal, representan el caso no compensado, donde el dispositivo de compensación no genera ni consume reactivos. A los resultados que se obtienen aplicando este método, generalmente se le dan las siguientes interpretaciones:

1. Cálculo de la potencia reactiva que debe de ser generada o suministrada al nodo para mantener un nivel de tensión predeterminado. Para ejemplificar esto, nos basamos en los puntos A, B, C señalados en la figura 10.

Estos puntos indican, que dependiendo del nivel de carga que se tenga, así son los requerimientos de potencia reactiva que se le exigen al dispositivo de compensación. A más carga, más potencia reactiva es necesaria para cumplir con el objetivo de mantener la magnitud de tensión constante, que en este caso es 1 *p.u.*

Hay que tener en mente que también se puede tener la condición en la cual el dispositivo de compensación se comporte como un reactor, absorbiendo potencia reactiva, como en el caso de sobretensión u otras situaciones similares, pero siempre con el objetivo de mantener un nivel de tensión deseado.

2. Estimación de un margen de potencia reactiva que sea utilizado como una referencia y que indique cuánta potencia reactiva de carga puede ser agregada al sistema, sin que esto provoque pasar de una condición de operación estable a una inestable.

Esto se ilustra considerando la curva correspondiente a una condición de carga de $P = 0.1 \text{ p.u.}$, donde la longitud de la flecha que va desde el punto de operación *A*, hasta el punto *O* marcado en el fondo de la curva, indica el margen del cual se dispone para soportar incrementos de carga y que los niveles de tensión permanezcan dentro de un rango de operación seguro.

En la figura 10, este margen sólo se ha indicado para una sola curva, pero de manera similar se realiza para las otras dos, o cualquier otra curva que sea calculada mediante esta técnica.

De acuerdo con esto, es claro que conforme se incrementa el nivel de carga, disminuye el margen de potencia reactiva del que se dispone, ya que se esta considerando un factor de potencia constante.

2.3.4 Contingencias dentro de un SEP

Como hemos visto hasta este punto, un sistema de potencia es propenso a distintos disturbios que pueden conllevar a ciertos tipos de inestabilidades. Los estudios de estos disturbios, ya sean ocasionados por el medio ambiente o por maniobras propias de la naturaleza del sistema, y sus posibles métodos predictivos o correctivos son denominados estudios de *Contingencias* [4].

Las contingencias son interpretadas, analizadas y clasificadas por los modelos de estudio teórico, los criterios de construcción y operación, y por las normas técnicas de cada región como se presenta a continuación [15]:

- Contingencia Extrema: Evento o sucesión de fallas intempestivas que provocan apagón parcial en el sistema, y que poseen una probabilidad de ocurrencia muy baja, esto es una probabilidad menor o igual a una vez cada diez años.
- Contingencia Severa: Contingencia simple que involucra la falla intempestiva de más de un elemento del sistema, que por su naturaleza introduce restricciones en la operación que llevan al sistema a un estado de emergencia.
- Contingencia Simple: Falla intempestiva de un elemento del sistema, pudiendo ser éste una unidad generadora, un bloque de demanda o un elemento serie del sistema de transmisión.

Las contingencias que normalmente son consideradas dentro de estudios de planificación, construcción y desarrollo de un SEP son las siguientes:

1. Fallo simple de cualquier elemento del sistema, como un generador, línea de transmisión o reactancia. Este es denominado criterio N-1 (sección 3.1.7).
2. Fallo simultaneo en doble circuito que comparten apoyos en un tramo considerable de su trazado.

3. En situaciones especiales, el fallo del mayor generador de una zona y de una de sus líneas de interconexión con el resto del sistema.
4. Fallo simultaneo de dos elementos cualesquiera del sistema, criterio N-2.

2.3.5 Curvas PV y VQ en análisis de SEP

El método de las curvas PV también es utilizado en análisis de redes de gran tamaño, pero a diferencia del ejemplo que se examinó, para sistemas de dimensiones más grandes P representa la potencia activa total de carga en MW en el área bajo estudio, y V la magnitud de tensión en algún nodo del sistema en *p.u.*

Algunas veces P también puede representar el flujo de potencia transferido a través de una línea de transmisión. En estos casos, el cálculo de las curvas PV se hace a través del uso repetido de algún algoritmo de flujos de carga.

Para cada condición específica de carga, se realiza una simulación con la cual se obtienen sus correspondientes valores de tensión. El próximo paso en el análisis es incrementar la carga para obtener una nueva solución para los estados del sistema, y así sucesivamente hasta que se construye toda la curva.

También la metodología de las curvas VQ se aplica en el análisis de los SEP. Generalmente las curvas VQ grafican la magnitud de tensión en un nodo de prueba contra la potencia reactiva del mismo nodo.

Al igual que para las curvas PV, se realizan varias simulaciones de flujos de carga para poder obtenerlas, donde un condensador síncrono ficticio, sin límites de potencia reactiva es ubicado en el de nodo elegido para el estudio, representado como del tipo PV, con el propósito de controlar su magnitud de tensión.

Como se puede deducir, tanto las curvas PV como las curvas VQ están englobadas dentro de las herramientas en estado estable utilizadas en el análisis de los SEP. Una desventaja de estos dos métodos, es que generalmente los algoritmos de flujos de carga utilizados para su cálculo, divergen para condiciones de operación cercanas al punto crítico, debido a un mal condicionamiento de la matriz Jacobiana del sistema.

2.3.5.1 Margen de estabilidad de tensión

Una estimación muy utilizada como criterio de seguridad de tensión es la que se basa en verificar que los niveles en la magnitud de tensión sean aceptables, antes y después de que el SEP experimente un disturbio. Generalmente este tipo de criterios son desarrollados tomando en consideración los límites de operación de los diferentes dispositivos del SEP, mediante lo cual se ha logrado establecer niveles de operación adecuados.

Sin embargo, el sólo basarse en esta estimación para afirmar que el sistema puede operar satisfactoriamente sobre un rango amplio de situaciones es erróneo, ya que en muchas ocasiones el sólo contar con magnitudes de tensión elevadas no garantiza que exista un margen suficiente para asegurar la estabilidad de tensión del SEP.

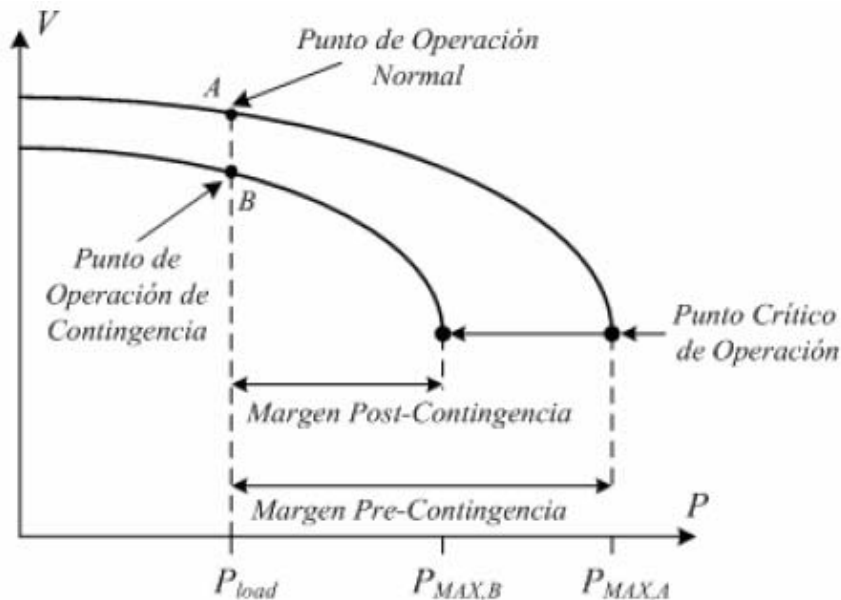
En respuesta a esta problemática, expertos e investigadores en el análisis de los SEP han introducido el concepto del margen de estabilidad de tensión, el cual puede ser definido como una medida que indica qué tan cerca está el SEP de experimentar disturbios debido a problemas relacionados con los niveles de tensión en sus nodos [16].

En general, el margen de estabilidad de tensión puede ser definido como la diferencia entre el valor de un *parámetro clave del sistema* PCS, en el actual punto de operación y el *punto crítico de estabilidad de tensión* [10]. En la práctica existen principalmente dos categorías establecidas para este propósito:

1. Elección del PCS en base al uso de curvas PV, tal como la carga total en un área específica del SEP, o la transferencia de potencia a través de una línea de transmisión.
2. Elección del PCS en base al uso de curvas VQ. Como un ejemplo de esto, se puede citar el caso de la potencia reactiva de compensación que se suministra a un nodo o grupo de nodos del SEP.

La figura 11 muestra a grandes rasgos y sin pérdida de generalidad, cómo se realiza el cálculo del margen de la estabilidad de tensión para diferentes circunstancias de operación en un SEP, considerando que el PCS es una carga modelada como potencia constante.

Figura 11. Margen de estabilidad de tensión



Con base a la figura 11, el margen denominado como pre-contingencia, corresponde a un caso donde el SEP está operando bajo condiciones normales, lo que en general se entiende que los elementos que lo conforman están funcionando adecuadamente.

El margen referido como post-contingencia se relaciona con un estado de operación anormal del sistema, dando a entender que se ha presentado alguna contingencia dentro del SEP, como la salida de un generador, de una línea de transmisión o algún otro evento que modifique sus condiciones de operación.

Es claro que se tiene un margen mucho más amplio para el caso pre-contingencia, y con esto se tiene mayor libertad de operar el sistema ante diversas circunstancias. El hecho de calcular el margen de estabilidad de tensión sólo para el caso pre-contingencia no ofrece grandes ventajas desde el punto de vista de la seguridad, ya que éste describe únicamente las características de cargabilidad del SEP para cada caso en particular.

De una manera estricta, sería necesario determinar el margen de estabilidad de tensión para todas las posibles contingencias que pudieran presentarse dentro del SEP, contemplando tanto contingencias simples o contingencias dobles. No obstante, esto lleva como consecuencia el empleo de tiempos prolongados de simulación, por lo que hay que tomar en consideración qué tipo de análisis se está realizando, en línea o fuera de línea.

En análisis en línea, la topología y el estado del sistema se conocen, o aproximadamente se conocen, a través de las diversas mediciones y estimaciones de estado, por lo que el cálculo del margen de estabilidad de tensión se realiza contemplando sólo una lista pequeña de contingencias.

En el ambiente fuera de línea, donde se dispone de mayor tiempo para realizar los análisis, es necesario determinar el margen de estabilidad de tensión para un número mayor de contingencias, además de considerar algunas condiciones específicas de operación, ya que con frecuencia, debido al mantenimiento y disparo forzoso de los equipos, el sistema rara vez está operando con todos los elementos en servicio.

Así que para propósitos de análisis, cada elemento puesto fuera de servicio es combinado con cada contingencia diseñada para formar un conjunto de dobles contingencias. Con los resultados obtenidos de estos estudios, algunas veces se crean bases de datos destinadas a ser utilizadas como respaldo por los operadores del SEP, con el objetivo de aplicar medidas correctivas adecuadas ante una contingencia dada.

De una manera general, el anterior criterio de estabilidad puede ser definido de la siguiente manera:

Un SEP debe ser capaz de operar de tal manera que para el punto actual de operación y sometido a las condiciones de todas las contingencias creíbles, el valor del margen de estabilidad de tensión permanezca superior a cierto porcentaje establecido del PCS [10].

Existen dos criterios establecidos dentro del margen de estabilidad, desarrollados con base a diferentes estudios prácticos, los cuales se mencionan a continuación.

- a) Criterio de incremento/decremento de tensión, con el cual se especifica que la magnitud de tensión debe permanecer dentro de cierto rango nominal durante todas las contingencias.
- b) Criterio de reserva de reactivos, mediante el cual se establece que las reservas de potencia reactiva de un grupo de fuentes (generadores, dispositivos de compensación) debe permanecer superior a un rango de su potencia de salida bajo todas las contingencias.

La combinación de los límites anteriormente mencionados, define los límites de operación y establece el rango de seguridad sobre el cual puede operar el SEP respecto a la tensión.

2.3.6 Porcentaje de regulación de tensión

Previamente a la definición del índice de regulación en el sistema nacional interconectado guatemalteco SNI, las tensiones generalizadas en la red se muestran en la siguiente tabla:

Tabla I: Tensiones generalizadas en el SNI guatemalteco

Baja tensión kV	Usuario	< 0.60
	Industrial	0.24, 0.48
	Generación	2.4
		6.9
Media tensión kV	Distribución	13.2, 13.8
		34.5
	Sub-transmisión	46.0
		69.0
Alta tensión kV	Transmisión	115.0
		138.0
		230.0

La normativa guatemalteca aplicada por medio de la CNEE (sección 1.5.2) indica en las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones NTCSTS, en su título IV sobre Calidad del Producto Técnico capítulo II sobre regulación de tensión, que el índice de calidad de tensión (artículo 21) es el siguiente [17]:

El índice para evaluar la tensión (índice de regulación de tensión IRT) que es transportada dentro de la red, para un intervalo de medición k , será el valor absoluto de la diferencia (Δk) entre la media de los valores eficaces (valores RMS) de la tensión (V_k) y el valor nominal de la tensión (V_n), expresado como un porcentaje como lo muestra la expresión (2.6).

$$IRT(\%) = \Delta V_k(\%) = \frac{100 \cdot |V_k - V_n|}{V_n} \quad (2.6)$$

Con base a esta expresión y al establecimiento de ciertos períodos de medición, los entes verificadores pueden evaluar la tensión que es proveída por el bloque generador, por los transportistas y por los distribuidores y grandes usuarios, son la finalidad de mantener ciertos límites de tolerancia establecidos. Las tolerancias admitidas de regulación de tensiones nominales son indicadas en la Normas Técnicas del Servicio de Distribución NTSD [18] y se muestran en la Tabla II, para los distintos niveles de tensión normalizados en el país.

Tabla II: Tolerancias admisibles respecto del valor nominal, en %

Tensión	Servicio Urbano	Servicio Rural
<i>Baja</i>	8	10
<i>Media</i>	6	7
<i>Alta</i>	5	5

Para el presente trabajo de graduación se tomará la tolerancia para la tensión de servicio Rural.

2.4 Medidas correctivas

Las medidas correctivas que generalmente se toman en los casos de colapsos de tensión se pueden definir en los procedimientos mostrados a continuación.

- a) Conexión de equipos de generación de potencia reactiva (condensadores, compensadores estáticos, entre otros). La velocidad con que se conectan estos equipos puede ser importante para definir si la medida es o no efectiva. Es más efectivo conectar equipos cuya producción de reactiva no depende de la tensión.
- b) Bloqueo de conmutadores bajo carga de transformadores, para evitar que restituyan la carga antes que se mejore la tensión del lado de alta de los transformadores.
- c) Despeje de carga (*load shedding*) por medio de relevadores de baja tensión.

- d) Ajuste de los valores de tensión en las barras de generación y otras barras controladas (es una forma indirecta de ajustar la producción de reactiva en el sistema)

Algunas alternativas de control que permiten mantener los rangos de operación de las tensiones, en rangos seguros y cercanos a los nominales típicamente del orden del 5%, aún cuando existan fluctuaciones de la demanda; generalmente algunas de estas alternativas pueden ser implementadas por medio de siguientes dispositivos:

- Banco de capacitores
- Transformadores con cambio de taps bajo carga, LTC
- Compensadores síncronos
- Controladores estáticos de potencia reactiva, SVC
- Otros dispositivos FACTS

Por lo general, estos dispositivos toman diferentes tipos de acciones, que pueden comprender maniobras como la regulación de potencia activa en los generadores, corte de carga, mecanismos de los LTC, compensación de reactivos.

Esta última opción generalmente es el método mayormente utilizado para el control de la estabilidad de tensión dentro de un SEP, y pueden ser medidas y verificadas mediante técnicas de control de potencia reactiva, generalmente utilizando las curvas VQ estudiadas en apartados anteriores.

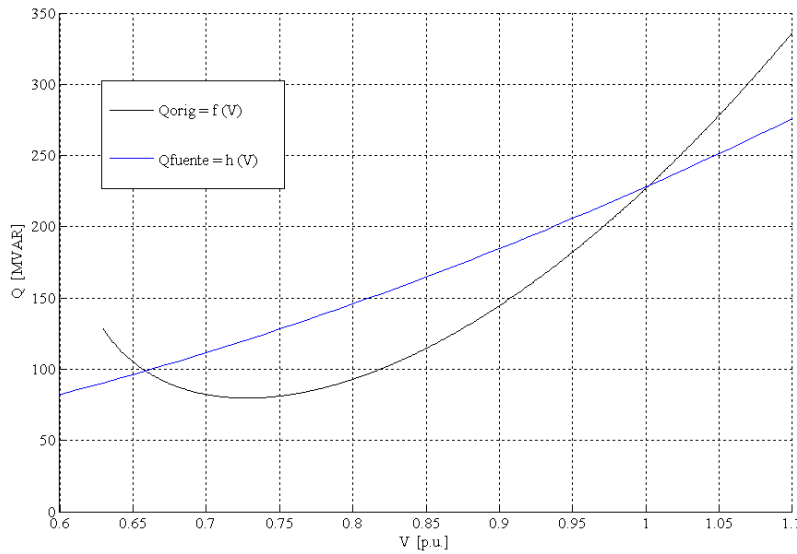
2.4.1 Cuantificación de medidas correctivas con base a curvas VQ

Para la verificación del efecto que tiene la inyección de reactivos sobre un SEP, en lo que se denomina el *margen de potencia reactiva de una barra del sistema*, de una fuente de reactiva determinada, se utiliza la técnica de comparación entre curvas VQ de la fuente supuesta la curva VQ de la barra.

Una forma rápida de verificar la cantidad de potencia reactiva necesaria para cada nivel de carga activa, se basa en observar la posición relativa de la tangente a ambas curvas (curvas VQ de la barra y de la fuente) en el punto de corte.

Para este efecto consideremos la figura 12 que representa el análisis de este margen. Si $Q_{orig} = f(V)$ es la curva VQ original de la barra y $Q_{fuente} = h(V)$ es la curva de la fuente propuesta, la curva VQ “nueva” de la barra en análisis (o sea la cantidad de potencia reactiva necesaria teniendo en cuenta el nuevo aporte) es $Q(V) = f(V) - h(V)$.

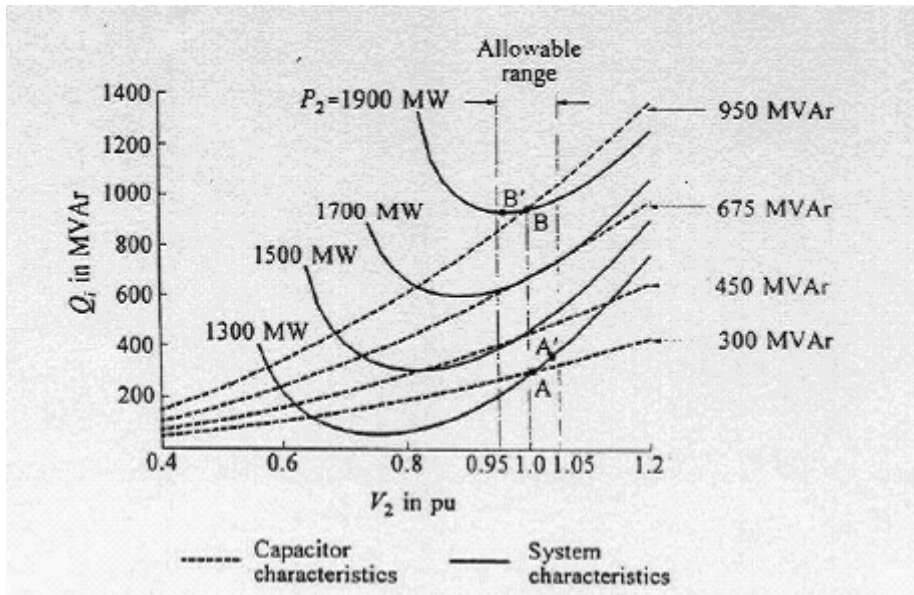
Figura 12. Representación del margen de potencia reactiva



Como el punto de equilibrio (corte de $f(V)$ y $h(V)$) debe estar en la rama estable de la nueva curva VQ, se debe verificar que $dQ/dV = df/dV - dh/dV \geq 0$ en el punto de corte.

Como ejemplo, consideremos la figura 13, donde se muestran las curvas características de la carga (de formas parabólicas), en base a distintos niveles de potencia activa y las curvas de la fuente propuesta, en este caso capacitores.

Figura 13. Ejemplo de margen de potencia reactiva con base a curvas VQ



Fuente: Thierry Van Cutsem, “**Voltaje stability of electric power systems**”, página 125.

Si la carga es 1300 MW, la fuente de potencia reactiva debe suministrar 300 MVAR para encontrar un punto de funcionamiento adecuado, (punto A, con tensión de la carga de 1 p.u.); en tanto que si la carga es de 1900 MW, el equipo de reactiva debe suministrar 950 MVAR para mantener la tensión y encontrar un nuevo punto de equilibrio (punto B).

2.4.2 Compensación de potencia reactiva

Los sistemas que regulan la cantidad de reactivos dentro de la red se les llama sistemas compensadores de potencia reactiva, basando su funcionamiento en el tratamiento de la potencia reactiva generada e inyectada (o en ocasiones absorbida) en la red. Normalmente el control de reactivos se da por medio de inyección de energía capacitiva, regulando la naturaleza normalmente inductiva de la red de transporte y de las cargas.

No obstante, en determinadas circunstancias, puede ocurrir la compensación mediante reactancias en derivación, que absorban potencia reactiva y se aplican para minimizar la sobretensión en las líneas bajo condiciones de baja carga.

2.4.2.1 La compensación dentro de la estabilidad de tensión

Durante la operación cotidiana del SEP, cuando se ha identificado que el margen de estabilidad de tensión del que se dispone es reducido, y no cumple con los criterios de seguridad establecidos, se deben ejecutar acciones de control con el objetivo de satisfacer tales criterios, y con esto evitar posibles situaciones de emergencia.

En la actualidad, existen diferentes tipos de medidas preventivas y correctivas de las cuales se puede hacer uso, y que pueden ser aplicadas en las distintas áreas del SEP (generación, transmisión, distribución o carga). La acción de control que se ejecute debe ser cuidadosamente evaluada, ya que una elección errónea de ésta puede agravar el problema en vez de solucionarlo. Esto dependerá en gran medida de la condición específica de operación que se mantenga y de las opciones que se tengan disponibles.

Estos sistemas de compensación también ayudan a reducir las corrientes de línea, y por ende, las pérdidas en el sistema. Existen varios dispositivos empleados para compensar el SEP, pero una práctica común es agregar capacitores con propósitos de contrarrestar los efectos inductivos que predominan por naturaleza en la red y en las cargas del sistema.

Las clasificaciones que se pueden establecer para los dispositivos de compensación, se basan según el tipo de conexión utilizada para introducirlos a la estructura del SEP, además se pueden basar según el fin de la compensación, en la carga o en la transmisión.

2.4.3 Compensación en carga y en transmisión

2.4.3.1 Compensación de cargas

Bajo este concepto se designa la gestión de la potencia reactiva de una carga (o grupo de cargas). El equipo de compensación se instala normalmente en las propias instalaciones del consumidor o, en todo caso, en las proximidades de la carga; generalmente lo que busca la compensación de cargas suele ser [3]:

- Corrección del factor de potencia
- Mejora de la regulación de tensión
- Generar un balanceado de la carga

La *corrección del factor de potencia* indica la práctica de generar potencia reactiva tan cerca de la carga como sea posible, en lugar de suministrarla desde generadores lejanos. La mayor parte de las cargas industriales tienen factores de potencia inductivos. La intensidad es, por lo tanto, mayor que la necesaria para suministrar solamente la potencia activa.

Dado que solo la potencia activa proporciona energía, este exceso de corriente se traduce en pérdidas innecesarias por efecto Joule y un sobredimensionamiento también innecesario de los elementos de transporte y distribución. Todo ello supone un incentivo para que las compañías de distribución intenten optimizar el factor de potencia de las cargas que suministran. Desde el punto de vista del consumidor, el consumo de energía reactiva suele estar penalizado en las tarifas.

La *regulación de tensiones* puede ser un problema importante si existen cargas con una demanda variable de potencia reactiva. Estas variaciones inducen cambios en las tensiones del sistema, que pueden interferir con la operación eficiente de generadores o de las cargas de otros consumidores.

En general, la distribuidora tiene la obligación de mantener las tensiones dentro de cotas definidas. Estos límites pueden, por ejemplo, variar en un $\pm 5\%$ de la tensión nominal en periodos largos (minutos, horas), a límites mucho más estrictos en el caso de variaciones rápidas como los flickers.

En general, la manera más económica de evitar estos efectos es diseñar el sistema eléctrico en función de las potencias activas solicitadas, y gestionar la potencia reactiva mediante compensadores y otros equipos que se pueden situar de forma flexible.

El *balanceado de la carga* surge debido a que los sistemas eléctricos son normalmente trifásicos, mientras que una gran parte de las cargas son monofásicas. La existencia de desequilibrios se traduce en la aparición de corrientes en los sistemas inversos y *homo polar*, que suelen tener un impacto negativo en generadores, transformadores y otros equipos.

2.4.3.2 Compensación en transmisión

En este caso, el propósito de la compensación es la modificación de las características eléctricas del sistema de transporte. En general, sirve a los siguientes propósitos:

- Ayuda a la consecución de un perfil de tensiones más plano.
- Mejora la estabilidad al aumentar el límite de transferencia de potencia.
- Proporciona la energía reactiva requerida por el sistema de transporte de una forma económica.

Una manera de cuantificar la bondad de un determinado esquema de compensación es el producto de la máxima potencia activa que se es capaz de transmitir por la distancia a la que se transmite, siempre teniendo en cuenta en la práctica el efecto Ferranti dentro de líneas de transmisión de gran longitud.

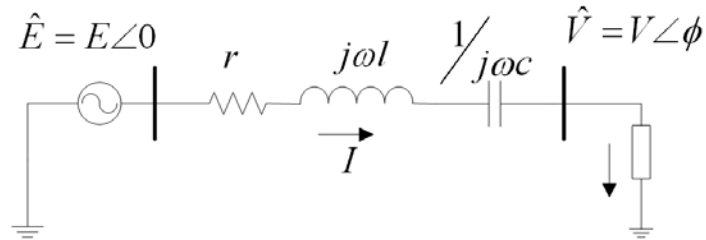
Existen dos esquemas básicos de compensación en la transmisión, la compensación serie y la compensación paralelo, cuales son útiles en el análisis de contingencias dentro de la estabilidad de tensión.

2.4.4 Compensación serie

Este tipo de compensación consiste en la instalación de un sistema de compensación en serie con una línea eléctrica, con la finalidad de reducir la reactancia equivalente de la línea.

Si consideramos la figura 14, como una línea de transmisión corta de longitud L , la impedancia en parámetros agrupados de la línea es simplemente una impedancia de \hat{Z} de componentes $r + jx = r + j\omega l$, denominada impedancia serie por unidad de longitud, donde r , x y l representan la resistencia, reactancia e inductancia de la línea de transmisión respectivamente.

Figura 14. Línea de transmisión con aplicación de un capacitor en serie



Por lo tanto, al añadir un compensador básico en serie, en este caso un condensador de valor c , el nuevo esquema de la línea es una impedancia de valor

$$\hat{Z} + \frac{1}{j\omega c} = (r + j\omega l)L - \frac{j}{\omega c} = rL + j(\omega lL - \frac{1}{\omega c}) \quad (2.7)$$

Representando a la línea de transmisión con una reactancia más pequeña. Esto, naturalmente, aumenta la potencia máxima que puede transmitir la misma. Si consideramos a esta línea de transmisión con $r = 0$, la potencia real transmitida de este sistema en base a la ecuación (2.1a) y con el compensador serie, se representa ahora por la expresión (2.8)

$$P = \frac{EV}{\hat{Z}} \text{sen} \phi = \left(\frac{EV}{\omega L - 1/\omega C} \right) \text{sen} \phi \quad (2.8)$$

Esta expresión demuestra de una manera simple que es posible disminuir la impedancia seria y por ende transmitir mayor potencia activa, o transmitirla misma potencia con un menor ángulo. En líneas más largas no existen expresiones tan compactas, aunque el efecto general es básicamente el mismo: una compensación de la parte inductiva de la línea que conlleva una menor impedancia total, y por tanto una mayor capacidad de transmisión.

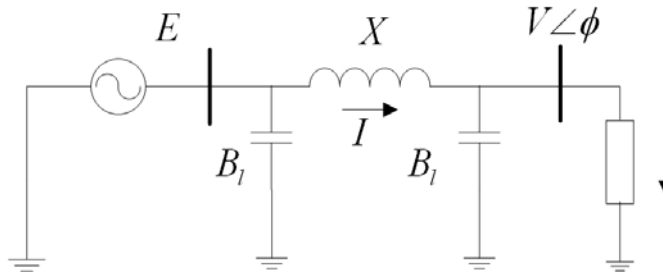
La compensación serie es uno de los procedimientos más eficientes para el control de tensiones, sin embargo, es también técnicamente complejo. Los condensadores serie deben ser capaces de soportar toda la corriente que circula por la línea, incluso en caso de cortocircuito. Se requieren también sistemas de protección sofisticados.

Por otra parte, el control del condensador (por ejemplo, su conexión y desconexión) puede ser también bastante complejo. En general, la instalación de estos sistemas solamente se justifica en el caso de líneas de muy elevada impedancia, es decir, muy largas.

2.4.5 Compensación en derivación, *shunt*

La compensación en derivación es el sistema mayormente utilizado para el control de tensión en redes eléctricas. Para entender su efecto, analicemos el sistema de la figura 9, ahora en su equivalente modelo π mostrada en la figura 15, con una susceptancia de valor B_c propia de la línea de transmisión.

Figura 15. Modelo π de una línea de transmisión

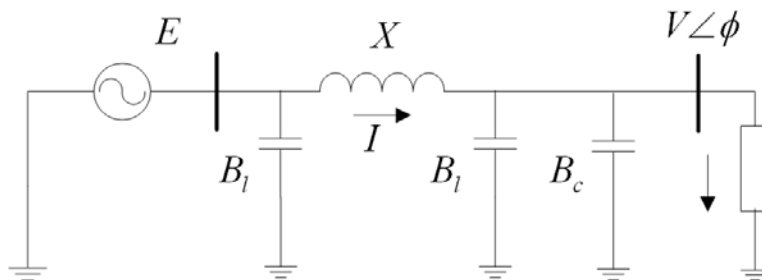


Las expresiones de la tensión y de impedancia equivalente de thevenin vistos por la carga, se muestran en las ecuaciones (2.9) y (2.10) respectivamente.

$$E_{th} = \frac{1}{1 - B_l X} E \quad (2.9)$$

$$X_{th} = \frac{1}{1 - X B_l} X \quad (2.10)$$

Figura 16. Línea con compensador en derivación



Si se agrega un elemento compensador de reactiva, para este caso un condensador de susceptancia Bq , el esquema se indica en la figura 16. La f.e.m. y la impedancia del equivalente thevenin para este esquema, se muestran en las ecuaciones (2.11) y (2.12).

$$E_{th} = \frac{1}{1 - (Bl + Bc)X} E \quad (2.11)$$

$$X_{th} = \frac{1}{1 - (Bl + Bc)X} X \quad (2.12)$$

Así pues, se ha reducido el problema al de una línea corta de impedancia X_{th} conectada a un generador cuya tensión de consigna es E_{th} que alimenta una carga, como el esquema mostrado en la figura 4. Si el factor de potencia de la carga es $\cos \phi$, entonces de acuerdo a la sección 1.1.3 y a las expresiones (1.6) y (1.8), en el punto de máxima transferencia de potencia será el mostrado en las siguientes ecuaciones.

$$P_{L_{max}} = \frac{E_{th}^2 \cos \phi}{2X_{th} (1 + \sin \phi)} = \frac{1}{1 - (Bl + Bc)X} \frac{\cos \phi}{1 + \sin \phi} \frac{E^2}{2X} \quad (2.13)$$

$$V_{L_{max}} = \frac{E_{th}}{\sqrt{2} \sqrt{1 + \sin \phi}} = \frac{1}{1 - (Bl + Bc)X} \frac{E}{\sqrt{2} \sqrt{1 + \sin \phi}} \quad (2.14)$$

Así pues, se puede observar que tanto la potencia transmitida como la tensión en el punto crítico se incrementan en el mismo porcentaje. En concreto, la relación entre las tensiones (o las potencias) en el punto crítico con compensación respecto al caso sin compensación, se indicará como la relación de las impedancias de thevenin de cada caso.

$$\frac{V_{L_{max} \text{ no compensada}}}{V_{L_{max} \text{ compensada}}} = \frac{1}{1 - BlX} \div \frac{1}{1 - X(Bl + Bc)} = 1 - \frac{BcX}{1 - BlX} \quad (2.15)$$

La ecuación (2.15) muestra esta relación, considerando que normalmente BIX es un número bastante pequeño respecto a la unidad. En esta hipótesis, el cambio en la relación es directamente proporcional al producto BcX .

La compensación en derivación es así un método efectivo para controlar el nivel de tensión; es relativamente sencillo modular la capacidad Bc (comparado al caso de compensación serie) para conseguir un nivel de tensión aceptable y una capacidad de transporte adecuada.

En ocasiones, si el nivel de tensión fuera demasiado elevado, se acoplan reactancias ($Bc < 0$) para disminuir la tensión. Esto suele ocurrir sobre todo en las horas nocturnas, cuando los flujos son pequeños y no existen problemas de transmisión de potencia, aunque si de tensiones.

2.5 Sistemas compensadores

Es útil distinguir entre compensadores activos y pasivos. Los compensadores pasivos incluyen reactancias y condensadores, en serie o en derivación *shunt*. Estos dispositivos pueden estar conectados de forma permanente, o pueden ser conectables. En cualquier caso, son incapaces de regulación continua, además de su conexión o desconexión, no es posible controlarlos [1, 11].

Los compensadores activos son, generalmente, dispositivos conectados en *shunt* que son capaces de mantener una tensión constante en sus terminales. Lo logran generando o absorbiendo precisamente la cantidad requerida de potencia reactiva en respuesta a las variaciones de tensión en su punto de conexión.

2.5.1 Capacitores en derivación conectados mecánicamente MSC

Desde hace mucho tiempo en los SEP se han utilizado estos dispositivos con propósitos de compensación. Una de las principales razones para esto, es que representan la alternativa más barata con la que se cuenta para proveer al sistema de potencia reactiva y soporte de tensión. Se ha demostrado que por medio de un manejo adecuado de estos dispositivos se pueden ampliar los límites de estabilidad de tensión .

Entre las desventajas que se pueden mencionar de estos elementos es que, ante condiciones de sobrecarga la regulación de tensión es deficiente, ya que la potencia reactiva que puede generar es proporcional al cuadrado del voltaje en sus terminales.

En algunas ocasiones, dependiendo del punto de operación donde se encuentre el sistema, puede ser que la conexión de los MSC provoque una condición de inestabilidad, además de que los mecanismos de su conexión al sistema pueden provocar perturbaciones en otros componentes del sistema, como resonancias.

2.5.2 Condensador síncrono

La estructura de un condensador síncrono es básicamente la misma que la de un generador síncrono, únicamente que no provee de potencia activa. Su principal aplicación se da en la regulación precisa del voltaje, lo cual se logra a través de ajustar los parámetros del sistema de excitación.

Su respuesta es relativamente lenta porque en su mecanismo interviene la constante de tiempo impuesta por los elementos que conforman el devanado de campo. Evidentemente esto es una desventaja, pero a diferencia del MSC y SVC, su potencia reactiva de salida no se ve afectada en lo más mínimo por bajos niveles de voltaje en el sistema.

2.5.3 Compensador estático de energía reactiva SVC

Este dispositivo es parte de la familia de los sistemas FACTS, y brinda la posibilidad de variar continuamente su susceptancia con la finalidad de regular su potencia reactiva de salida, lo cual puede ser visto como un proceso rápido de conexión de capacitores de distintos rangos.

Esto ayuda considerablemente a mitigar problemas de voltaje en períodos rápidos de tiempo. La conexión de este dispositivo es en derivación al igual que la mayoría de los sistemas compensadores mayormente utilizados.

Cuando el SVC está operando dentro de sus límites provee una regulación de voltaje fina y no representa riesgo alguno para que se presente una condición de inestabilidad, pero una vez que ha alcanzado sus límites de operación su desempeño es idéntico al de un MSC, lo que indica que su funcionamiento depende de la magnitud del tensión en sus terminales; la característica y modelado de este compensador será mostrado en el capítulo tres.

El control se realiza por medio del control de disparos de tiristores. Los elementos más característicos de un SVC son los condensadores conmutados TSC, reactores conmutados TSR y reactores controlados (TCR) por tiristores.

2.5.4 Sistemas compensadores tipo FACTS

La definición de los sistemas FACTS fue tratada en la sección 1.4 y a continuación presentaremos los dispositivos que son utilizados en la compensación de potencia reactiva al sistema [8, 9].

2.5.4.1 Compensados síncrono estático STATCOM

Un STATCOM, *Static Synchronous Compensator* por sus siglas en inglés, es una fuente conmutada de tensión tipo convertidor trifásico. Este dispositivo es el equivalente de una máquina síncrona, pero sin inercia mecánica. Con lo anterior su respuesta dinámica mucho más rápidas.

Este produce un conjunto de tres tensiones de salida, con parámetros ajustable de frecuencia, relación de fase y de magnitud, cuya conexión a la red se realiza a través de una reactancia, usualmente la de dispersión de un transformador de acople.

Utiliza las aplicaciones de *modulación de ancho de pulso* PWM, pero estas están circunscritas a bajas potencias debido a sus pérdidas de conmutación, pero dado las ventajas que presentan en cuanto a controlabilidad y desempeño dinámico se ha justificado la búsqueda de sistemas PWM con menores pérdidas, y mayores capacidad

El STATCOM opera como una compensación shunt, que puede tomar corrientes en 90 grados en adelante o en atraso de la tensión del sistema, y al proveer potencia reactiva con cualquier valor de tensión en el sistema, su habilidad para soportar la tensión es superior a la de un SVC (donde la potencia reactiva cae en proporción al cuadrado de la tensión del sistema).

2.5.4.2 Compensador serie de potencia reactiva SSSC

Este dispositivo opera como un compensador serie, inyectando tensión a 90 grados en adelante o en atraso de la corriente de línea, mediante un transformador especial llamado *booster transformer*. Este dispositivo en estado estable sólo puede intercambiar potencia reactiva con el sistema, siempre y cuando el favor de la tensión de compensación se encuentre perpendicular al favor de la corriente de carga.

Como compensador serie controlado, sus aplicaciones incluyen el control de la magnitud del flujo de potencia en la línea de transmisión, limitar los niveles de cortocircuito, amortiguar oscilaciones de potencia y evitar problemas de resonancia subsíncrona, aparte de variar la impedancia aparente de la línea, como se mostró anteriormente.

2.5.4.3 Compensador universal UPFC

Este dispositivo tiene muchas posibilidades de funcionamiento y es denominado *universal power flow controller* o UPFC. Mediante el acople de dos dispositivos STATCOM, por medio de un barraje en DC, un convertidor le puede proveer a otro de potencia activa, siendo posible inyectar, en la línea a compensar, una tensión de compensación con cualquier relación de fase con respecto a la corriente de línea.

Cuando la tensión de compensación se inyecta en fase con la tensión del sistema, se regula la tensión servida, similar a mover el tap de un transformador, o a la aplicación de un transformador LTC. Si esta tensión se inyecta 90 grados en adelante o en atraso con la corriente de carga, se trata de una compensación de potencia reactiva.

2.5.5 Ubicación del sistema compensador

Sin lugar a duda, cada uno de los dispositivos descritos tiene inherentemente sus ventajas y desventajas de operación. La opción de cuál elegir dependerá de varios factores, no sólo de funcionamiento sino también económicos. Una vez que se ha elegido el dispositivo de compensación que se aplicará en el SEP, otro aspecto importante, vinculado sobre todo con el área de planeación, es determinar en dónde será ubicado el dispositivo dentro de la estructura del SEP, además de calcular la capacidad del mismo.

Por principio, una regla general dice que mientras sea posible la potencia reactiva debe ser generada cerca de los centros de consumo, esta sugerencia es de gran utilidad desde un punto de vista práctico. Sin embargo, también se cuenta con herramientas de análisis destinadas a solucionar este tipo de problemas.

Otras técnicas sobre la ubicación óptima del sistema compensador, incluyen una variedad de análisis de *sensibilidades* o el uso de algoritmos de *optimización*. La definición de estos términos se mostrará en el siguiente capítulo.

Una técnica más sencilla y bastante útil, es determinar la *capacidad de corto-circuito* en los nodos del sistema. La *capacidad de cortocircuito* mide la fortaleza del nodo de prueba respecto al voltaje.

Una capacidad alta de corto-circuito (correspondiente a una baja impedancia) significa que el nodo es fuerte o robusto, y ante la conmutación en derivación de una carga, un reactor o un capacitor la magnitud de la tensión no cambiará sustancialmente. Por el contrario, una baja capacidad de corto-circuito significa que el nodo es eléctricamente débil [3].

3. MODELACIÓN DE SISTEMAS DE CONTROL DE TENSIÓN

3.1 Análisis matemático de la estabilidad de tensión

La estabilidad de tensión es un fenómeno intrínsecamente no lineal, donde deben utilizarse técnicas no lineales a modo de analizar, modelar, estudiar y explicar los posibles comportamientos dentro del sistema, con la finalidad de idear soluciones o contingencias a tomar a la hora de ocurrencia de un fenómeno que afecte dicha estabilidad.

Aunque los ingenieros de potencia solucionan rutinariamente problemas no lineales, la teoría no lineal para apoyar estos esfuerzos es a menudo desconocida. Este apartado intenta explicar las ideas teóricas principales más generalizadas dentro de este tipo de estudio [19, 20].

3.1.1 Modelo estándar de una red eléctrica

Para modelar redes eléctricas, la teoría generalmente utiliza un conjunto de ecuaciones diferenciales ordinarias con ciertas restricciones algebraicas para representar el análisis, estas se muestran en las ecuaciones (3.1).

$$\frac{dx}{dt} = f(x, y, \lambda) \quad (3.1a)$$

$$0 = g(x, y, \lambda) \quad (3.1b)$$

De estas ecuaciones se tiene que el vector x ($x \in \mathfrak{R}^n$) y representa a las variables de los estados asociadas a los ángulos de los generadores y sus respectivas velocidades; el vector y ($y \in \mathfrak{R}^n$), representa las tensiones y ángulos en las barras de carga, λ ($\lambda \in \mathfrak{R}^n$) es un vector de parámetros reales que se asume como el modelo de la variación lenta de la carga demandada por el sistema denominada cuasi-estacionaria y n representa la cantidad de barras de la red.

La función f captura la dinámica de los generadores y sus relaciones con la carga. La función g representa la interconexión de la red eléctrica y el balance de potencia activa y reactiva en las barras de carga.

Una hipótesis estándar que se asume es que el *Jacobiano* de la función g , denotado por $D_y g(x, y, \lambda)$, es no singular para todo (x, y, λ) en consideración, de forma tal que la ecuación algebraico-diferencias 3.1 puede ser localmente reducida a $dx/dt = f[x, h(x, \lambda), \lambda]$, donde h se obtiene del teorema de la función implícita.

Cuando $D_y g(x, y, \lambda)$ se vuelve singular, la situación se torna muy compleja y la propia hipótesis de variación cuasi-estacionaria del modelo dinámico fasorial de la red eléctrica, que sirve de base para las ecuaciones (3.19) pierde su validez. Esto significa que el modelo presentado, solo tiene soluciones de carácter físico en el caso de que las ecuaciones algebraicas puedan ser invertidas a lo largo de las trayectorias generadas por las ecuaciones diferenciales correspondientes, lo que implica que el Jacobiano pueda ser invertido y evaluado a lo largo de esas trayectorias.

En los modelos clásicos de los SEP, las ecuaciones diferenciales corresponden a las ecuaciones de los componentes dinámicos y las ecuaciones algebraicas a las ecuaciones de flujo de cargas de la red.

3.1.2 Métodos de análisis de estabilidad de tensión

Como se analizó en el capítulo dos, de acuerdo al tipo de perturbación en la red, la estabilidad de tensión se puede analizar a través de dos tipos de métodos, dinámicos y estacionarios.

3.1.2.1 Métodos dinámicos

Consisten en la resolución numérica (simulación) del sistema de ecuaciones diferenciales y algebraicas que modelan el sistema. Estos métodos tienen las características principales de

1. Ser válidos tanto para perturbaciones rápidas como lentas
2. Los períodos de estudio son más largos que los de estabilidad transitoria en el caso de las perturbaciones lentas
3. Se deben incorporar en el caso de las perturbaciones lentas modelos de dinámica lenta que no se necesitan en los estudios de estabilidad transitoria, como interruptores bajo carga, variación de las cargas con las tensiones cuando las tensiones son muy bajas, etc.

La principal ventaja de estos métodos es que son más precisos y se utilizan ampliamente en simulaciones *post-mortem* de incidentes reales

3.1.2.2 Métodos estacionarios

Consisten en la resolución del sistema de ecuaciones algebraicas que modelan el sistema en régimen, a fin de encontrar una bifurcación *silla-nodo*. Estos métodos son válidos para analizar perturbaciones lentas.

Las ventajas de estos métodos es que son más rápidos (adecuados para aplicaciones *online*), y que permiten realizar una variedad de cálculos útiles para la planificación u operación de la red, como encontrar márgenes de estabilidad, detección de las barras más comprometidas, etc. Los distintos métodos teóricos se describen en los siguientes apartados.

3.1.3 Teoría de las bifurcaciones

Los sistemas de potencia que son modelados a través de ecuaciones diferenciales, se ven alterados por cambios de estabilidad frente a los cambios de ciertos parámetros del sistema [22].

Por ejemplo, un detalle que indican los autores es el aumento de la vulnerabilidad de un SEP frente a pequeñas eventualidades de falla, mientras que la carga del sistema aumenta; un ejemplo de estas eventualidades pueden ser los rechazos de carga por alguna apertura de una línea de transmisión, entre otras.

Las leyes necesarias para estudiar los cambios de estabilidad cuando varían los parámetros del sistema se encuentran en la denominada teoría de las bifurcaciones. Existen diferentes tipos de bifurcaciones tales como la transcítica o la *pitchfork*, aunque las mismas no son genéricas en el sentido matemático, por lo que no resulta razonable esperar que ocurran en casos generalizados.

Otro tipo de bifurcaciones, son las de *Hopf*, las cuales son genéricas, sin embargo dan lugar a comportamientos oscilatorios en el sistema, no coincidiendo con el comportamiento observado en los colapsos de tensión, por lo que generalmente también son descartadas. Los métodos de bifurcación que se usan en el análisis de estabilidad de tensión son las bifurcaciones tipo *Límite* y tipo *Silla-Nodo*.

Las bifurcaciones tipo *Límite* son casos particulares de sistemas no lineales, en los que se representan los límites asociados con los diversos controladores del sistema, lo cual es típico y propios en los SEP donde estas bifurcaciones fueron inicialmente observadas y analizadas.

3.1.3.1 Relación entre el colapso de tensiones y la bifurcación Silla-Nodo

La bifurcación tipo Silla-Nodo es aquella donde simplemente se analizan los cambios de equilibrio en el sistema o cambios en λ . Estos cambios son lo suficientemente lentos permitiendo así que el sistema se mueva de un equilibrio a otro a medida que estos parámetros cambian. [2] Por lo tanto, si el punto de estabilidad en el que el sistema se encuentra desaparece, se dice entonces que el SEP colapsa.

La caracterización completa de esta clase particular de bifurcación en el caso de sistemas algebraico-diferenciales con parámetro vectorial se muestra en las ecuaciones (3.2).

$$z = \begin{bmatrix} x \\ y \end{bmatrix}, \quad F(z, \lambda) = \begin{bmatrix} f(x, y, \lambda) \\ g(x, y, \lambda) \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

Las condiciones que debe satisfacer un punto de la bifurcación silla nodo, se muestran en las ecuaciones siguientes:

$$0 = F(z^*, \lambda^*) \quad (3.3)$$

$$0 = w^T D_x F(z^*, \lambda^*) \quad (3.4)$$

$$0 \neq w^T D_\lambda F(z^*, \lambda^*) \quad (3.5)$$

$$0 \neq w^T [D_{xx} F(z^*, \lambda^*) v] \quad (3.6)$$

Las ecuaciones (3.3) y (3.4) indican que el punto de bifurcación es un punto de equilibrio del sistema, con Jacobiano singular con valor propio 0 simple y vectores propios izquierdo y derechos respectivos w y v .

Las condiciones (3.5) y (3.6) se denominan de *transversalidad* y están asociadas a la genericidad de esta clase de bifurcaciones (se dice que son fenómenos robustos).

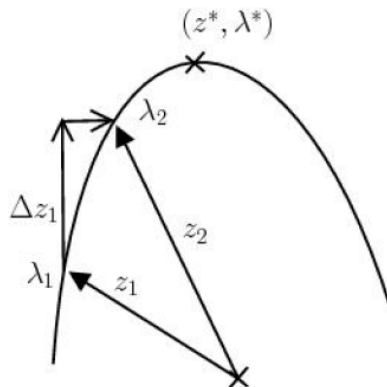
Existen métodos estándar para resolver las ecuaciones no lineales anteriores, que representan los puntos de bifurcación Silla-Nodo. El método de continuación es uno de los más utilizados.

3.1.4 Método de continuación

Las ecuaciones (3.3) a (3.6) pueden ser resueltas usando métodos directos de resolución numérica de ecuaciones no lineales, como *Newton-Raphson*. Sin embargo los autores [31] utilizan el llamado Método de Continuación. Este método permite no sólo encontrar el punto de colapso, sino también obtener la información de cómo el sistema alcanzó dicho punto, partiendo de un punto de operación estable; esta técnica funciona para sistemas que trabajan en valores nominales cercanas a 1 *p.u.* y ángulos de fase pequeños.

Usualmente el perfil de tensiones del sistema eléctrico se obtiene hallando los puntos de equilibrio del sistema, es decir los ceros de la ecuación (3.3), resolviendo sucesivos *flujos de carga*, variando el parámetro de cargabilidad λ .

Figura 17. Esquema predictor-corrector



Sin embargo, cerca del colapso, la resolución numérica de 3.3 no es posible debido a que el Jacobiano del sistema es prácticamente no invertible. El método de continuación supera esta dificultad, utilizando una estrategia de *predictor-corrector* como lo muestra la figura 17.

La curva que se muestra en la figura anterior muestra el lugar de los puntos de equilibrios de la ecuación 3.2 al variar λ . El punto (z^*, λ^*) denota la bifurcación silla-nodo (punto de colapso). Si se supone que el sistema se encuentra en el punto de operación estable dado por (z_1, λ_1) y desea avanzar hacia un nuevo punto (z_2, λ_2) . En una primera instancia nos movemos a lo 2 largo de la tangente a la curva hasta el punto $(z_1 + \Delta z_1, \lambda_1 + \Delta \lambda_1)$. La dirección tangente a la curva sale de resolver el sistema lineal.

El largo del desplazamiento es un parámetro de control del algoritmo. Luego se efectúa la correspondiente corrección para volver a estar en la curva. Una manera de hacerlo es resolviendo el sistema no lineal de ecuaciones.

$$0 = F(z, \lambda) \quad (3.7)$$

$$0 = \Delta \lambda_1 \cdot (\lambda - \lambda_1 - \Delta \lambda_1) + \Delta Z_1^T \cdot (Z - Z_1 - \Delta Z_1) \quad (3.8)$$

Que consiste en intersecar con la curva buscada en la ecuación (3.3), el hiperplano que pasa por el punto predicho por la ecuación (3.9), normal a la dirección tangente.

$$D_z \cdot F|_{(z_1, \lambda_1)} \cdot \frac{\partial Z}{\partial \lambda}|_{(z_1, \lambda_1)} = - \frac{\partial F}{\partial \lambda}|_{(z_1, \lambda_1)} \quad (3.9)$$

3.1.5 Teoría de la Bifurcación más cercana

En una red de potencia se pueden simular aumentos de carga de infinitas maneras, de acuerdo a cómo uno elija las barras en que se desea aumentar la carga activa y/o reactiva, y las proporciones relativas de los aumentos entre las cargas elegidas.

Cuando se elige una de estas formas de aumentar la carga, que no es más que elegir un vector en el espacio multidimensional de las cargas activas y reactivas de la red, suele decirse que uno ha seleccionado una *dirección de carga* en el sistema.

Formalmente, esto significa que se selecciona para cada barra i los valores de incrementos básicos de carga activa ΔP_i y reactiva ΔQ_i , de acuerdo con el modelo de variación de carga indicado en la sección.

Es inmediato que el punto de colapso de tensión depende de la dirección de carga del sistema, por lo que cabe preguntarse naturalmente cuál es la dirección de carga del sistema que, a partir de un estado de operación inicial dado, lleva el sistema al colapso “lo más rápidamente posible”.

Desde el punto de vista formal deseamos, por lo tanto, encontrar la dirección de carga que (para alguna métrica a precisar) nos lleve desde el punto inicial a la bifurcación silla-nodo más cercana.

Consideremos nuevamente la ecuación (3.7), donde $Z \in \mathfrak{R}^n, \lambda \in \mathfrak{R}^p$. El conjunto de valores λ^* asociados a puntos (Z^*, λ^*) de bifurcación silla-nodo constituye una hipersuperficie en el espacio de los parámetros [8]. El vector n^* normal a dicha hipersuperficie se obtiene de la ecuación (3.10).

$$n^* = w^T D_\lambda F(Z^*, \lambda^*) \quad (3.10)$$

Donde w es un autovector izquierdo asociado al valor propio nulo de $D_\lambda F$. De esto, se deben proponer algoritmos iterativos para obtener la bifurcación más cercana (Z_c, λ_c) a un punto de funcionamiento dado (Z_0, λ_0) .

3.1.6 Método de sensibilidades

Como vimos al final de la sección 3.1.5, una vez que se ha detectado el punto de colapso asociado a una determinada dirección de incremento de carga, se dispone de información para establecer la influencia sobre el sistema de ciertas acciones que podamos tomar. Tal es la idea de los métodos de sensibilidad.

La sensibilidad se refiere a la dependencia del punto de operación respecto de ciertos parámetros de interés. Lo usual es realizar una aproximación de primer orden del sistema, determinando la *derivada* del punto de colapso respecto del parámetro, aunque también es posible realizar aproximaciones de orden superior [11].

Si se denota por p al vector de parámetros de interés y si se supone que la terna (z_C, λ_C, p_C) corresponde a un punto de colapso asociado a la dirección de incremento de carga definida por el vector \vec{k} . El margen de carga podemos escribirlo ΔL , donde $\Delta\lambda = \Delta L \vec{k}$. Como $F(z_C, \lambda_C, p_C) = 0$, podemos realizar una aproximación de primer orden, del estilo $dF = F_z \Delta z + F_\lambda \Delta\lambda + F_p \Delta p$ que aproxima por un hiperplano la superficie de ternas (z, λ, p) asociadas a puntos de colapso.

Esta aproximación sólo vale en las cercanías de (z_C, λ_C, p_C) . Variaciones admisibles de $\Delta z, \Delta\lambda, \Delta p$ deben resultar en $dF=0$. Premultiplicando por el autovector izquierdo w y operando, obtenemos la identidad mostradas en las ecuaciones (3.11).

$$\Delta L = L_p \Delta p \quad (3.11a)$$

$$L_p = -\frac{w \cdot F_p}{w \cdot F_\lambda \cdot \vec{k}} \quad (3.11b)$$

Donde L_p denota la sensibilidad (de primer orden) del margen de carga respecto del parámetro p . De forma análoga es posible definir una sensibilidad de segundo orden. La respectiva deducción puede encontrarse en [11]. Allí también se muestra cómo la sensibilidad puede usarse para diferentes aplicaciones en sistemas de potencia.

Existen otros métodos teóricos utilizados para la detección del punto de colapso, como las *técnicas de optimización*. Estas técnicas se basan en obtener el máximo λ para el cual, las ecuaciones del sistema tengan solución real.

Es decir, que el punto de colapso de tensiones corresponde con el punto en que el factor de carga λ no puede aumentas más, puesto que cualquier aumento infinitesimal implicaría un sistema de ecuaciones sin solución. Por lo tanto, el problema consiste en maximizar el factor de carga, sujeto a las condiciones ampliadas y necesitadas dentro de los estudios de flujos de carga.

3.1.7 Criterio de contingencia N-1

Este es un criterio de diseño y operación, utilizado para enfrentar la ocurrencia de una contingencia simple (sección 2.3.4) sin que ésta se propague a las restantes instalaciones del SEP.

Este criterio tiene como objetivo el de realizar análisis de flujos de carga (sección 3.2.1.1) en condiciones de corte para cada línea de transmisión y transformadores del SEP. Si la línea llega a un caso base no viable ($\lambda_{\max} < 1$) el corte de la línea no representa una situación grave. Todas las contingencias analizadas, son ordenadas de la manera de “la peor contingencia” [Psat] ordenando para el mínimo flujo de carga en cada líneas y transformador.

El mínimo flujo encontrado es el límite de flujo de potencia encontrado en el sistema y es por lo tanto, el caso que requerirá mayor análisis y énfasis de estudio para posibles soluciones. Cuando se realizan análisis de fallos de distintos elementos de un SEP simultáneamente, se dice que requiere un análisis de contingencia de criterio N-2.

3.2 Aspectos del modelado para el análisis de estabilidad de tensión

En la presente sección se presentarán los puntos requeridos para incorporar los distintos modelos, tanto del sistema como de los dispositivos que intervienen dentro de la estabilidad de tensión.

Como se detalló en el capítulo dos, el análisis de estabilidad de tensión se puede llevar a cabo, en estado estable o estacionario y en estado dinámico.

3.2.1 Modelado estacionario

En la mayoría de los casos, cuando una técnica en estado estable es utilizada para analizar un problema de estabilidad de tensión, tiene la finalidad de investigar principalmente los siguientes aspectos relacionados con el SEP [22]:

1. Dado un punto de operación, es necesario verificar si estable el sistema en términos de estabilidad de tensión, además de qué tan cerca se está de entrar a un estado de inestabilidad.
2. Si se está en una condición de inestabilidad de tensión, se debe analizar cuándo y por qué se originó.

En otras palabras, los análisis en estado estable proveen información concerniente con el margen de estabilidad de tensión disponible en el SEP, y los mecanismos que provocan la inestabilidad de tensión.

Por principio, cuando se tiene contemplado aplicar una técnica de análisis en estado estable, es necesario realizar la suposición de que el comportamiento del sistema puede describirse en un punto dado de operación en estado estacionario, y que los parámetros del mismo cambian de manera lenta y continua [23].

Tomando en cuenta esta consideración, se tiene la facultad de representar los dispositivos del SEP a través de modelos constituidos por ecuaciones algebraicas, y por medio de estos analizar los mecanismos involucrados en el fenómeno de la estabilidad de tensión; por lo general, esta clase de modelos son empleados principalmente para investigar los efectos que se presentan dentro del SEP cuando existen pequeñas variaciones en la demanda de carga.

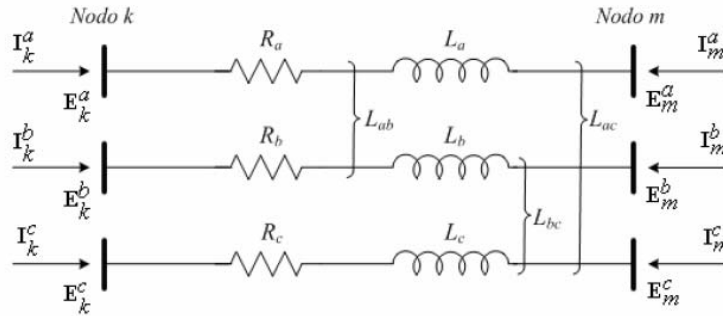
3.2.1.1 Problema de flujos de carga trifásico

En el análisis de los SEP cuando se plantea la formulación del problema de flujos de carga, ya sea monofásico o trifásico, se tiene la finalidad de calcular el valor en estado estacionario de los voltajes complejos en todos los nodos del sistema, de modo de determinar los flujos de potencia activa y reactiva en cada línea de transmisión [11]. Cuando se tienen bien definidos los objetivos que se quieren examinar en un problema de estabilidad de tensión, se pueden obtener resultados satisfactorios al manejar adecuadamente un programa de flujos de carga, el cual permite identificar las causas que provocan el problema, además de poder establecer medidas correctivas a través de los resultados obtenidos de éste [13].

Por principio, para poder implementar un algoritmo de simulación para resolver un problema de flujos de carga trifásico, es necesario plantear las ecuaciones que establecen el comportamiento del sistema. Para esto es de mucha utilidad comenzar con el análisis de la relación que existe entre la corriente inyectada a un nodo y el voltaje en el mismo.

El esquema que se muestra en la figura 18 será de utilidad para este propósito [23], el cual muestra de una manera general la estructura de una línea de transmisión trifásica conectada entre dos nodos del sistema, y sus diferentes parámetros eléctricos.

Figura 18. Configuración de una línea trifásica



La relación que se existe entre las tensiones e intensidades de las distintas fases de este esquema está dada por la matriz de admitancias de la línea de transmisión, mostradas en la siguiente expresión.

$$\begin{bmatrix} I_k^{abc} \\ I_m^{abc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{kk}^{abc} & Y_{km}^{abc} \\ Y_{mk}^{abc} & Y_{mm}^{abc} \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

Cada uno de los factores señalados en la ecuación (3.12) se define mediante las siguientes expresiones.

$$I_k^{abc} = [I_k^a \quad I_k^b \quad I_k^c]^T \quad (3.13)$$

$$I_m^{abc} = [I_m^a \quad I_m^b \quad I_m^c]^T \quad (3.14)$$

$$E_k^{abc} = [E_k^a \quad E_k^b \quad E_k^c]^T = [V_k^a \angle \theta_k^a \quad V_k^b \angle \theta_k^b \quad V_k^c \angle \theta_k^c]^T \quad (3.15)$$

$$E_m^{abc} = [E_m^a \quad E_m^b \quad E_m^c]^T = [V_m^a \angle \theta_m^a \quad V_m^b \angle \theta_m^b \quad V_m^c \angle \theta_m^c]^T \quad (3.16)$$

$$Y_{kk}^{abc} = G_{kk}^{abc} + jB_{kk}^{abc} = \begin{bmatrix} R_{km}^{aa} + j\omega L_{km}^{aa} & R_{km}^{ab} + j\omega L_{km}^{ab} & R_{km}^{ac} + j\omega L_{km}^{ac} \\ R_{km}^{ba} + j\omega L_{km}^{ba} & R_{km}^{bb} + j\omega L_{km}^{bb} & R_{km}^{bc} + j\omega L_{km}^{bc} \\ R_{km}^{ca} + j\omega L_{km}^{ca} & R_{km}^{cb} + j\omega L_{km}^{cb} & R_{km}^{cc} + j\omega L_{km}^{cc} \end{bmatrix}^{-1} \quad (3.17)$$

$$Y_{kk}^{abc} = Y_{mm}^{abc} = -Y_{km}^{abc} = -Y_{mk}^{abc} \quad (3.18)$$

Tomando como referencia la figura 18, las expresiones para la potencia activa y la potencia reactiva inyectada en los tres nodos, k y m , respectivamente, pueden ser derivadas de la siguiente expresión de potencia compleja:

$$\begin{bmatrix} S_k^{abc} \\ S_m^{abc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_k^{abc} + jQ_k^{abc} \\ P_m^{abc} + jQ_m^{abc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E_k^{abc} I_k^{abc*} \\ E_m^{abc} I_m^{abc*} \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

Empleando las ecuaciones 3.13 a 3.18 en la ecuación 3.19, y realizando algunas operaciones algebraicas con el propósito de obtener las expresiones para las potencias activas y reactivas inyectadas en las fases a , b y c correspondientes al nodo k , se obtiene el siguiente resultado:

$$P_k^\rho = V_k^\rho \left\{ \sum_{i=k,m} \sum_{j=a,b,c} V_i^j \left[G_{ki}^{\rho,j} \cos(\theta_k^\rho - \theta_i^j) + B_{ki}^{\rho,j} \text{sen}(\theta_k^\rho - \theta_i^j) \right] \right\} \quad (3.20)$$

$$Q_k^\rho = V_k^\rho \left\{ \sum_{i=k,m} \sum_{j=a,b,c} V_i^j \left[G_{ki}^{\rho,j} \text{sen}(\theta_k^\rho - \theta_i^j) - B_{ki}^{\rho,j} \cos(\theta_k^\rho - \theta_i^j) \right] \right\} \quad (3.21)$$

Donde el superíndice ρ es utilizado para indicar cantidades de fases a , b y c .

Como es lógico pensar, las expresiones resultantes para el cálculo de las potencias activa y reactiva inyectadas al nodo m resultan de la misma forma que las mostradas en las ecuaciones (3.20) y (3.21), respectivamente, donde únicamente el subíndice k se reemplaza por el subíndice m , y viceversa, esto se representa en las ecuaciones (3.22) y (3.23).

$$P_m^\rho = V_m^\rho \left\{ \sum_{i=m,k} \sum_{j=a,b,c} V_i^j \left[G_{mi}^{\rho,j} \cos(\theta_m^\rho - \theta_i^j) + B_{mi}^{\rho,j} \text{sen}(\theta_m^\rho - \theta_i^j) \right] \right\} \quad (3.22)$$

$$Q_m^\rho = V_m^\rho \left\{ \sum_{i=m,k} \sum_{j=a,b,c} V_i^j \left[G_{mi}^{\rho,j} \text{sen}(\theta_m^\rho - \theta_i^j) - B_{mi}^{\rho,j} \cos(\theta_m^\rho - \theta_i^j) \right] \right\} \quad (3.23)$$

Una vez que se han establecido las expresiones que modelan el comportamiento de las potencias del sistema que se está analizando, el siguiente paso es elegir un método numérico para poder resolverlas. Entre los métodos más populares para resolver el problema de flujos de carga se encuentra el método Newton-Raphson, el cual ha demostrado tener excelentes características de convergencia aún cuando se aplica para el análisis de SEP de dimensiones grandes, este método tiene la característica de una convergencia cuadrática [24].

Lo más común es que este método sea utilizado para solucionar problemas de flujos de carga monofásicos contemplando modelos sólo de secuencia positiva de los distintos elementos del SEP. Pero esta formulación puede extenderse a un caso trifásico siguiendo las mismas reglas y conceptos aplicados para el caso monofásico. En base a esto, las ecuaciones (3.20) a (3.23) son linealizadas alrededor de un punto de operación, lo cual da como resultado la siguiente expresión:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_\ell^\rho \\ \Delta Q_\ell^\rho \end{bmatrix}^{(i)} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_\ell^\rho}{\partial \theta_\ell^\rho} & \frac{\partial P_\ell^\rho}{\partial \theta_\ell^\rho} V_j^\rho \\ \frac{\partial Q_\ell^\rho}{\partial \theta_\ell^\rho} & \frac{\partial Q_\ell^\rho}{\partial \theta_\ell^\rho} V_j^\rho \end{bmatrix}^{(i)} \begin{bmatrix} \Delta \theta_j^\rho \\ V_j^\rho \end{bmatrix}^{(i)} \quad (3.24)$$

Donde, $\ell = k,m; j = k,m$. El superíndice 'i' indica el número de iteración del método aplicado. Como se puede apreciar de la nomenclatura utilizada en la ecuación (3.24), cuando el problema de flujos de carga se plantea bajo una formulación trifásica, los términos correspondientes a las variables de estado y desajustes de potencia del sistema resultan ser vectores de orden 3×1 , y los términos individuales de la matriz Jacobiana, submatrices de orden 3×3 .

Los vectores tiene la siguiente forma:

$$\Delta P_\ell^\rho = [\Delta P_k^a \quad \Delta P_k^b \quad \Delta P_k^c \quad \Delta P_m^a \quad \Delta P_m^b \quad \Delta P_m^c]^t \quad (3.25)$$

$$\Delta Q_\ell^\rho = [\Delta Q_k^a \quad \Delta Q_k^b \quad \Delta Q_k^c \quad \Delta Q_m^a \quad \Delta Q_m^b \quad \Delta Q_m^c]^t \quad (3.26)$$

$$\Delta \theta_\ell^\rho = [\Delta \theta_k^a \quad \Delta \theta_k^b \quad \Delta \theta_k^c \quad \Delta \theta_m^a \quad \Delta \theta_m^b \quad \Delta \theta_m^c]^t \quad (3.27)$$

$$\frac{\Delta V_j^\rho}{V_j^\rho} = \left[\frac{\Delta V_k^a}{V_k^a} \quad \frac{\Delta V_k^b}{V_k^b} \quad \frac{\Delta V_k^c}{V_k^c} \quad \frac{\Delta V_m^a}{V_m^a} \quad \frac{\Delta V_m^b}{V_m^b} \quad \frac{\Delta V_m^c}{V_m^c} \right]^t \quad (3.28)$$

Para los elementos de la matriz Jacobiana se tiene:

$$\frac{\partial P_\ell^\rho}{\partial \theta_\ell^\rho} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_\ell^a}{\partial \theta_j^a} & \frac{\partial P_\ell^a}{\partial \theta_j^b} & \frac{\partial P_\ell^a}{\partial \theta_j^c} \\ \frac{\partial P_\ell^b}{\partial \theta_j^a} & \frac{\partial P_\ell^b}{\partial \theta_j^b} & \frac{\partial P_\ell^b}{\partial \theta_j^c} \\ \frac{\partial P_\ell^c}{\partial \theta_j^a} & \frac{\partial P_\ell^c}{\partial \theta_j^b} & \frac{\partial P_\ell^c}{\partial \theta_j^c} \end{bmatrix} \quad (3.29)$$

$$\frac{\partial P_\ell^\rho}{\partial V_\ell^\rho} V_\ell^\rho = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_\ell^a}{\partial V_j^a} V_j^a & \frac{\partial P_\ell^a}{\partial V_j^b} V_j^b & \frac{\partial P_\ell^a}{\partial V_j^c} V_j^c \\ \frac{\partial P_\ell^b}{\partial V_j^a} V_j^a & \frac{\partial P_\ell^b}{\partial V_j^b} V_j^b & \frac{\partial P_\ell^b}{\partial V_j^c} V_j^c \\ \frac{\partial P_\ell^c}{\partial V_j^a} V_j^a & \frac{\partial P_\ell^c}{\partial V_j^b} V_j^b & \frac{\partial P_\ell^c}{\partial V_j^c} V_j^c \end{bmatrix} \quad (3.30)$$

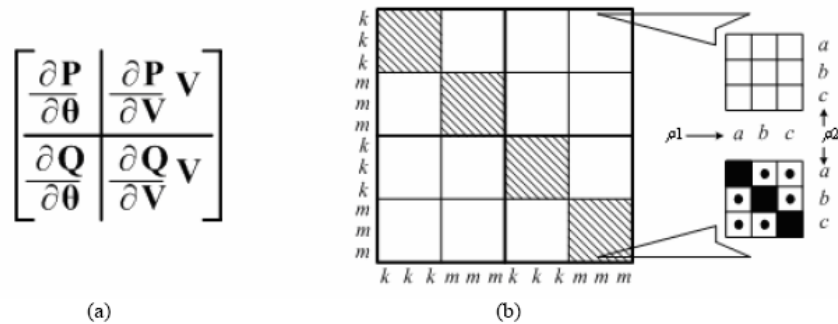
$$\frac{\partial Q_\ell^\rho}{\partial \theta_\ell^\rho} = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_\ell^a}{\partial \theta_j^a} & \frac{\partial P_\ell^a}{\partial \theta_j^b} & \frac{\partial Q_\ell^a}{\partial \theta_j^c} \\ \frac{\partial Q_\ell^b}{\partial \theta_j^a} & \frac{\partial P_\ell^b}{\partial \theta_j^b} & \frac{\partial Q_\ell^b}{\partial \theta_j^c} \\ \frac{\partial Q_\ell^c}{\partial \theta_j^a} & \frac{\partial Q_\ell^c}{\partial \theta_j^b} & \frac{\partial Q_\ell^c}{\partial \theta_j^c} \end{bmatrix} \quad (3.31)$$

$$\frac{\partial Q_\ell^\rho}{\partial V_\ell^\rho} V_\ell^\rho = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_\ell^a}{\partial V_j^a} V_j^a & \frac{\partial Q_\ell^a}{\partial V_j^b} V_j^b & \frac{\partial Q_\ell^a}{\partial V_j^c} V_j^c \\ \frac{\partial Q_\ell^b}{\partial V_j^a} V_j^a & \frac{\partial Q_\ell^b}{\partial V_j^b} V_j^b & \frac{\partial Q_\ell^b}{\partial V_j^c} V_j^c \\ \frac{\partial Q_\ell^c}{\partial V_j^a} V_j^a & \frac{\partial Q_\ell^c}{\partial V_j^b} V_j^b & \frac{\partial Q_\ell^c}{\partial V_j^c} V_j^c \end{bmatrix} \quad (3.32)$$

Es importante señalar que la ecuación linealizada (3.24) es válida sólo para la línea de transmisión trifásica conectada entre los nodos k y m , de acuerdo a lo mostrado en la figura 3-2. Sin embargo, este resultado puede ser extendido a un caso más general y práctico, que involucre n_ℓ líneas de transmisión conectadas entre n_b nodos genéricos ($\ell - j$) del sistema. Donde $\ell = 1, \dots, k, m, \dots, n_b - 1$, y lo mismo aplica para el subíndice $j = 1, \dots, k, m, \dots, n_b - 1$. Nótese que sólo $n_b - 1$ nodos son considerados, ya que la contribución del nodo compensador no está explícitamente representado en el sistema de ecuaciones, al igual que se hace para el caso monofásico.

De acuerdo con la ecuación (3.24), una estructura general de la matriz Jacobiana puede ser representada de la forma que se muestra en la figura 19, ésta se constituye de cuatro partes, correspondientes a cada una de las derivadas establecidas.

Figura 19. a) estructura general del jacobiano, b) orden de las submatrices.



Para el sistema trifásico que se está analizando, el cual consta de sólo dos nodos, el rango de la matriz Jacobiana es de 12×12 , contando con un total de 144 elementos distribuidos equitativamente en cada una de las cuatro partes definidas.

Con el propósito de definir cada elemento de la matriz Jacobiana, se toma como referencia, con base a su subíndice, el orden de los vectores definidos por las ecuaciones (3.25) a (3.28), además de que se establece que, $\ell_1 = a, b, c$, y $\ell_2 = a, b, c$. Esto da la posibilidad de representar de una manera más detallada la estructura de la matriz Jacobiana, como se muestra en la figura (19b), donde se aprecia claramente a través del acercamiento indicado el orden de las submatrices de rango 3×3 , de las cuales está conformada la matriz Jacobiana.

Con base a la simbología utilizada en esta figura, se deduce que cada elemento de la matriz puede estar dentro de uno de los siguientes casos:

Caso 1. Para $k = m$, y $\ell_1 = \ell_2$

Caso 2. Para $k = m$, y $\ell_1 \neq \ell_2$

Caso 3. Para $k \neq m$.

Para los elementos del caso 1 se tiene:

$$\frac{\partial P_k^{\rho 1}}{\partial \theta_k^{\rho 1}} = -Q_k^{\rho 1 cal} - (V_k^{\rho 1})^2 B_{kk}^{\rho 1 \rho 1} \quad (3.33)$$

$$\frac{\partial P_k^{\rho 1}}{\partial V_k^{\rho 1}} V_k^{\rho 1} = P_k^{\rho 1 cal} + (V_k^{\rho 1})^2 G_{kk}^{\rho 1 \rho 1} \quad (3.34)$$

$$\frac{\partial Q_k^{\rho 1}}{\partial \theta_k^{\rho 1}} = P_k^{\rho 1 cal} - (V_k^{\rho 1})^2 G_{kk}^{\rho 1 \rho 1} \quad (3.35)$$

$$\frac{\partial Q_k^{\rho 1}}{\partial V_k^{\rho 1}} V_k^{\rho 1} = Q_k^{\rho 1 cal} - (V_k^{\rho 1})^2 B_{kk}^{\rho 1 \rho 1} \quad (3.34)$$

Donde P^{cal} está definido por la ecuación (3.20), y Q^{cal} por la ecuación (3.21).

Por otro lado, para los elementos que engloba el caso 2, están definidos como:

$$\begin{aligned}\frac{\partial P_k^{\rho 1}}{\partial \theta_k^{\rho 2}} &= V_k^{\rho 1} V_k^{\rho 2} \left[G_{kk}^{\rho 1 \rho 2} \operatorname{sen}(\theta_k^{\rho 1} - \theta_k^{\rho 2}) - B_{kk}^{\rho 1 \rho 2} \cos(\theta_k^{\rho 1} - \theta_k^{\rho 2}) \right] \\ \frac{\partial P_k^{\rho 1}}{\partial V_k^{\rho 2}} \partial V_k^{\rho 2} &= V_k^{\rho 1} V_k^{\rho 2} \left[G_{kk}^{\rho 1 \rho 1} \cos(\theta_k^{\rho 1} - \theta_k^{\rho 2}) + B_{kk}^{\rho 1 \rho 2} \operatorname{sen}(\theta_k^{\rho 1} - \theta_k^{\rho 2}) \right] \\ \frac{\partial Q_k^{\rho 1}}{\partial \theta_k^{\rho 2}} &= -V_k^{\rho 1} V_k^{\rho 2} \left[G_{kk}^{\rho 1 \rho 2} \cos(\theta_k^{\rho 1} - \theta_k^{\rho 2}) + B_{kk}^{\rho 1 \rho 2} \operatorname{sen}(\theta_k^{\rho 1} - \theta_k^{\rho 2}) \right] \\ \frac{\partial Q_k^{\rho 1}}{\partial V_k^{\rho 2}} \partial V_k^{\rho 2} &= V_k^{\rho 1} V_k^{\rho 2} \left[G_{kk}^{\rho 1 \rho 2} \operatorname{sen}(\theta_k^{\rho 1} - \theta_k^{\rho 2}) - B_{kk}^{\rho 1 \rho 2} \cos(\theta_k^{\rho 1} - \theta_k^{\rho 2}) \right]\end{aligned}$$

Por último se definen los elementos para el caso 3:

$$\begin{aligned}\frac{\partial P_k^{\rho 1}}{\partial \theta_m^{\rho 2}} &= V_k^{\rho 1} V_m^{\rho 2} \left[G_{km}^{\rho 1 \rho 2} \operatorname{sen}(\theta_k^{\rho 1} - \theta_m^{\rho 2}) - B_{km}^{\rho 1 \rho 2} \cos(\theta_k^{\rho 1} - \theta_m^{\rho 2}) \right] \\ \frac{\partial P_k^{\rho 1}}{\partial V_m^{\rho 2}} \partial V_m^{\rho 2} &= V_k^{\rho 1} V_m^{\rho 2} \left[G_{km}^{\rho 1 \rho 1} \cos(\theta_k^{\rho 1} - \theta_m^{\rho 2}) + B_{km}^{\rho 1 \rho 2} \operatorname{sen}(\theta_k^{\rho 1} - \theta_m^{\rho 2}) \right] \\ \frac{\partial Q_k^{\rho 1}}{\partial \theta_m^{\rho 2}} &= -V_k^{\rho 1} V_m^{\rho 2} \left[G_{km}^{\rho 1 \rho 2} \cos(\theta_k^{\rho 1} - \theta_m^{\rho 2}) + B_{km}^{\rho 1 \rho 2} \operatorname{sen}(\theta_k^{\rho 1} - \theta_m^{\rho 2}) \right] \\ \frac{\partial Q_k^{\rho 1}}{\partial V_m^{\rho 2}} \partial V_m^{\rho 2} &= V_k^{\rho 1} V_m^{\rho 2} \left[G_{km}^{\rho 1 \rho 2} \operatorname{sen}(\theta_k^{\rho 1} - \theta_m^{\rho 2}) - B_{km}^{\rho 1 \rho 2} \cos(\theta_k^{\rho 1} - \theta_m^{\rho 2}) \right]\end{aligned}$$

De esta manera, se pueden calcular todos y cada uno de los elementos de la matriz Jacobiana del sistema.

3.2.2 Modelado dinámico

Esta sección está dedicada a resumir los modelos matemáticos que representan el comportamiento dinámico de algunos de los dispositivos que conforman un SEP.

El análisis de estos modelos es de gran utilidad, ya que por medio de ellos es posible establecer las bases para realizar un estudio de estabilidad de tensión en el dominio del tiempo, con la finalidad de captar a detalle la secuencia de eventos involucrados ante alguna perturbación del sistema en un lapso de tiempo de varios segundos.

Entre los dispositivos examinados se incluyen:

- Generador síncrono
- Líneas de transmisión
- Cargas de potencia constante.
- Carga dinámica (motor de inducción).
- Compensador estático SVC

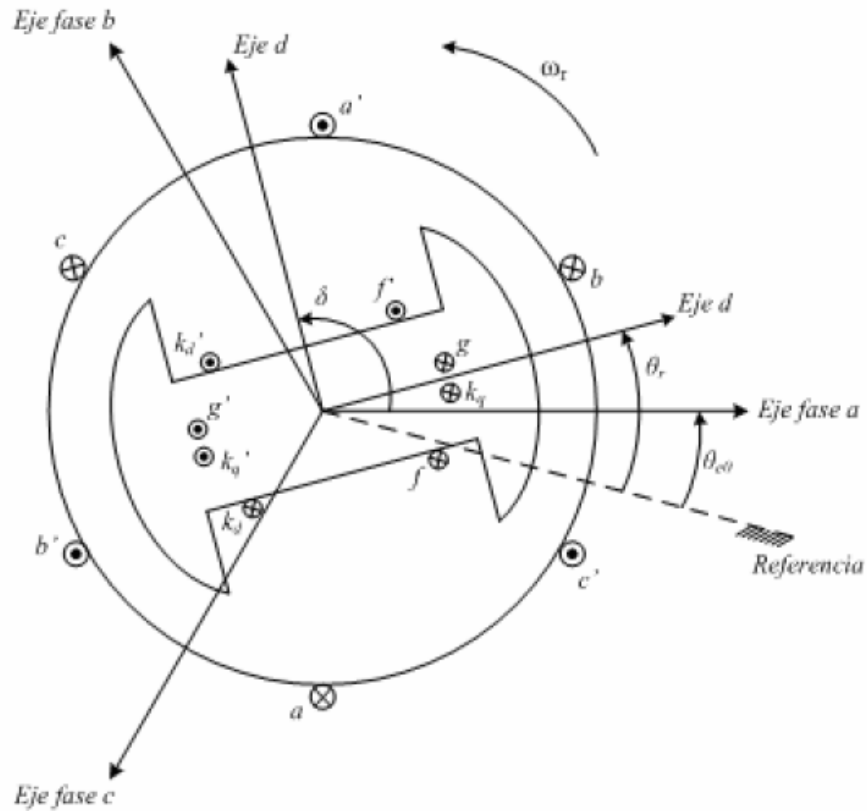
Existe bibliografía muy especializada para cada uno de los elementos listados anteriormente, la cual incluye en su contenido una explicación detallada de sus características de funcionamiento y de diseño [10, 22, 23]. Por esta razón, en lo que respecta a la descripción de tales elementos se abordan sólo los factores principales por medio de los cuales se logran establecer su formulación.

3.2.2.1 Máquina síncrona

La máquina síncrona es el dispositivo principal con el que cuenta el SEP para generar energía eléctrica. Es por esto, que un entendimiento claro de su desempeño dinámico es esencial para modelar este dispositivo adecuadamente, ya que en menor o mayor grado, su comportamiento interviene en los problemas de estabilidad de cualquier índole que se presentan dentro del SEP [25].

En la actualidad existen diversos modelos mediante los cuales se analiza el funcionamiento dinámico de la máquina síncrona. En el presente trabajo se ha optado por emplear un modelo dinámico en función de las variables originales de la máquina, o dicho de otra manera, utilizar un modelo dinámico contemplando un marco de referencia en coordenadas de fase *abc*. La figura 20 muestra la estructura principal de una máquina síncrona trifásica, 2 polos, con un rotor de polos salientes.

Figura 20. estructura de un generador síncrono trifásico

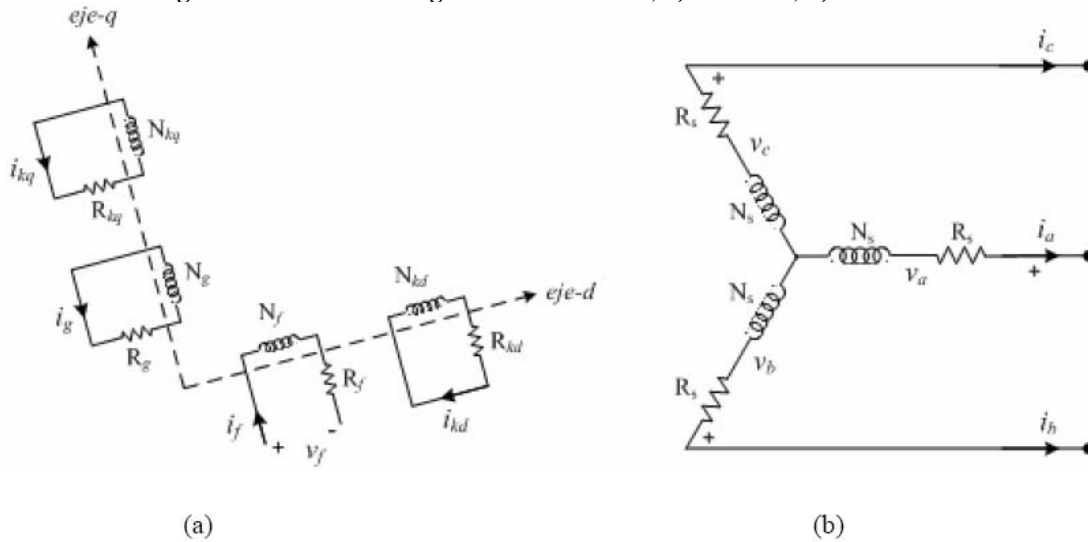


En la máquina síncrona se definen dos ejes; 1) El eje directo d , centrado magnéticamente con el polo norte del devanado de campo de la máquina y, 2) El eje en cuadratura q , que adelanta 90° grados eléctricos al eje d , de la forma en que se muestra en la figura 20; la selección de que el eje q adelante al eje d es meramente arbitraria.

Esta convención está basada en la definición proporcionada en el estándar IEEE [26], y es ampliamente utilizada. En el amplio sentido de la palabra, matemáticamente una máquina síncrona puede describirse como un grupo de circuitos acoplados, con inductancias propias y mutuas que en general varían con el tiempo [27].

Tales circuitos se localizan en los devanados que constituyen la máquina, estos son; los devanados del rotor, y los devanados del estator. La distribución típica de estos devanados se muestra en la figura 21.

Figura 21. Circuitos del generador síncrono, a) del rotor, b) del estator



Los circuitos del rotor lo conforman: el devanado de campo (f), y los devanados amortiguadores (g , kd , kq), de acuerdo con la notación utilizada en la figura 21a. En cierto modo se podría decir que el circuito más importante del rotor es el devanado de campo, ubicado sobre el eje directo d , consistente de un número de vueltas N_f y una resistencia R_f . Este devanado se conecta a una fuente de corriente directa y es el elemento principal del sistema de excitación de la máquina síncrona.

Como se aprecia en la figura 21a, los tres devanados amortiguadores (g , kd , kq) están en corto-circuito. El devanado kd se encuentra ubicado sobre el mismo eje magnético que el devanado de campo, sobre el eje d , y consta de un número de vueltas N_{kd} y una resistencia R_{kd} . Los otros dos devanados amortiguadores g y kq con parámetros N_g, R_g y N_{kq}, R_{kq} respectivamente, se encuentran sobre el eje cuadratura q .

En algunas ocasiones, es común representar sólo dos devanados amortiguadores en los circuitos del rotor, contemplando sólo los devanados (kd , kq), esto depende de las consideraciones que se estén realizando sobre el modelado de la máquina.

Por ejemplo:

- a. Incluir el modelado del devanado (g) en el eje en cuadratura q , indica que se están considerando los efectos de las *corrientes de eddy* en el rotor; por lo que se estará modelando un rotor de polos lisos, correspondiente a un turbogenerador.
- b. Despreciar las corrientes en el devanado (g) equivale a considerar una máquina de polos salientes, lo cual es adecuado para representar una máquina con una turbina hidráulica.
- c. Por último, ya sea que se incluya o no el circuito (g), el modelo de la máquina se hace más completo al tomar en cuenta los devanados amortiguadores (kd, kq). El hacer esto es equivalente a incluir los efectos subtransitorios que se presentan en la máquina síncrona.

Ahora, para los circuitos del estator se tiene que las tres fases (a, b, c) constituyen tres circuitos acoplados. Sus devanados están simétricamente distribuidos, desplazados 120° uno con respecto de otro, cada uno de ellos contiene un número de vueltas equivalentes N_s con su respectiva resistencia R_s .

Como se está considerando una condición balanceada, el número de vueltas es el mismo para los tres devanados, $N_s = N_a = N_b = N_c$. Lo que implica que también el valor de la resistencia sea idéntico para las tres fases, $R_s = R_a = R_b = R_c$.

Se ha estado mencionando constantemente la relación de acoplamiento que existe entre los diversos devanados de la máquina síncrona, con respecto a esto, se puede realizar la siguiente síntesis:

- Los acoplamientos entre los circuitos del rotor en el eje directo se representan mediante una inductancia mutua entre la bobina del devanado de campo f y el devanado amortiguador kd , sin importar que estén eléctricamente separadas.

Una situación similar se presenta entre los dos devanados amortiguadores del eje en cuadratura (g , kq). Sin embargo, no existe acoplamiento mutuo entre las bobinas del eje directo y las bobinas del eje en cuadratura.

- Ahora, en lo que respecta a los circuitos del estator, se emplea una inductancia mutua entre todos y cada uno de los tres devanados que lo conforman.
- Existen inductancias de acoplamiento entre cada devanado del rotor y cada uno de los tres devanados del estator.

Todos los acoplamientos descritos anteriormente se reflejan en la matriz de inductancias que se formula para la máquina síncrona, dicha matriz de inductancias se definirá en la sección siguiente.

3.2.2.2 Formulación de la máquina síncrona

En este trabajo el generador síncrono se modela considerando una simetría entre las fases, además de despreciar la saturación y los armónicos de orden superior, en resumen, se contempla la máquina ideal de *Park* [28].

Es importante mencionar que el transitorio eléctrico de la máquina síncrona se rige por las dinámicas aplicadas a los circuitos magnéticamente acoplados, una descripción detallada de este concepto se puede encontrar en [29].

Por otra parte, este transitorio eléctrico también puede deducirse por medio de aplicar las ecuaciones de voltaje a cada uno de los devanados de la máquina mostrados en la figura (3-5). Dicho de otra manera, es necesario aplicar la *segunda ley de Kirchhoff* a tales circuitos. Realizando este procedimiento, y ordenando los resultados en forma matricial, se obtienen las siguientes ecuaciones:

$$\mathbf{V} = R\mathbf{I} + \frac{d}{dt}\boldsymbol{\lambda} \quad (3.35)$$

$$\boldsymbol{\lambda} = L\mathbf{I} \quad (3.36)$$

Cada uno de los parámetros representados en las ecuaciones 3.35 y 3.36 se definen de la siguiente manera:

$$\mathbf{V} = [v_a \quad v_b \quad v_c \quad v_f \quad 0 \quad 0 \quad 0]^T \quad (3.37)$$

$$\mathbf{I} = [-i_a \quad -i_b \quad -i_c \quad i_f \quad i_g \quad i_{kd} \quad i_{kq}]^T \quad (3.38)$$

$$\boldsymbol{\lambda} = [\lambda_a \quad \lambda_b \quad \lambda_c \quad \lambda_f \quad \lambda_g \quad \lambda_{kd} \quad \lambda_{kq}]^T \quad (3.39)$$

$$\mathbf{R} = \begin{bmatrix} R_a & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & R_b & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & R_c & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & R_f & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & R_g & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & R_{kd} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & R_{kq} \end{bmatrix} \quad (3.40)$$

$$\mathbf{L} = \begin{bmatrix} L_{aa} & L_{ab} & L_{ac} & L_{af} & L_{ag} & L_{akd} & L_{akq} \\ L_{ba} & L_{bb} & L_{bc} & L_{bf} & L_{bg} & L_{bkd} & L_{bkq} \\ L_{ca} & L_{cb} & L_{cc} & L_{cf} & L_{cg} & L_{ckd} & L_{ckq} \\ L_{fa} & L_{fb} & L_{fc} & L_{ff} & 0 & L_{fkd} & 0 \\ L_{ga} & L_{gb} & L_{gc} & 0 & L_{gg} & 0 & L_{gkq} \\ L_{kda} & L_{kdb} & L_{kdc} & L_{kdf} & 0 & L_{kdkd} & 0 \\ L_{kqa} & L_{kqb} & L_{kqc} & 0 & L_{kqg} & 0 & L_{lkq} \end{bmatrix} \quad (3.41)$$

Es pertinente mencionar algunos puntos de interés respecto a las ecuaciones (3.37) a (3.41) que se acaban de definir:

- El vector de tensiones \mathbf{V} de la ecuación (3.37), está constituido por los voltajes existentes en las terminales de los tres devanados del estator y en el devanado de campo. Ahora, para los devanados amortiguadores, como se puede corroborar en la figura 31, estos se encuentran en corto-circuito, por lo tanto, sus correspondientes tensiones son nulas.
- Lo que hay que resaltar del vector de corrientes \mathbf{I} definido en la ecuación (3.38), es el signo negativo que prevalece en las tres corrientes del estator, lo cual indica que la máquina síncrona está operando como generador. Por el contrario, un signo positivo en estas corrientes denotaría una operación como motor síncrono. Este es un aspecto que hay que tomar en cuenta al momento de realizar los cálculos.
- La manera de obtener el vector de enlaces de flujos λ definido por la ecuación (3.39), es a través del empleo de la ecuación (3.36), este vector contiene los enlaces de flujos de todos los devanados de los que consta la máquina síncrona.
- La matriz de resistencias \mathbf{R} definida por la ecuación (3.40), contiene elementos no nulos sólo en su diagonal, los cuales representan la resistencia de los diferentes devanados de la máquina.
- Como se había mencionado en párrafos anteriores, la matriz de inductancias \mathbf{L} de la máquina síncrona definida por la ecuación (3.40), proporciona información de cuáles son los devanados que mantienen una relación de inductancias mutuas o de acoplamiento entre sí. Observando la estructura de esta matriz se corrobora que los únicos devanados en los cuales no existe esta relación es entre los devanados del eje directo y los devanados del eje en cuadratura, representado esto a través de los elementos nulos marcados en sus correspondientes posiciones dentro de la matriz.

La matriz de inductancias puede dividirse en cuatro submatrices; 1) Inductancias propias del estator L_{ss} , 2) inductancias mutuas entre el estator y el rotor L_{sr} , 3) Inductancias de acoplamiento entre el rotor y el estator L_{rs} , 4) Inductancia propias del rotor L_{rr} . Estas cuatro submatrices se pueden representar de la siguiente manera:

$$L = \begin{bmatrix} L_{ss} & L_{sr} \\ L_{rs} & L_{rr} \end{bmatrix} \quad (3.42)$$

De acuerdo a la formulación de la máquina síncrona en coordenadas de fase abc , el valor de las inductancias de las submatrices (L_{ss} , L_{sr} , L_{rs}), depende de la posición angular del rotor θ_r , señalado en la figura 3-4. Por lo tanto, los valores de estas inductancias están en función del tiempo.

Asumiendo este planteamiento, las únicas inductancias que permanecen con un valor constante son las correspondientes a la submatriz L_{rr} . Una descripción detallada de cada uno de los elementos que conforman la matriz de inductancias L de la máquina síncrona se puede encontrar en [28].

En el presente trabajo se ha elegido formular la máquina síncrona teniendo como variables de estado sus enlaces de flujos λ . Esta formulación es la más sencilla y rápida de implementar desde el punto de vista computacional, y consiste en eliminar el vector de corrientes I de la ecuación (3.35). Para lograr esto, se reordena la estructura de la ecuación (3.35) de la siguiente manera:

$$\frac{d}{dt} \lambda = V - RI \quad (3.43)$$

La expresión para la corriente se obtiene de la ecuación (3.36), de la siguiente manera:

$$I = L^{-1} \lambda \quad (3.44)$$

La expresión planteada a través de la ecuación (3.44) describe el transitorio eléctrico del generador síncrono en términos de las variables de enlaces de flujos. Por lo general, el vector de tensiones puede establecerse a través de funciones que son conocidas en el dominio del tiempo.

Por otra parte, el resultado que se obtiene al realizar el producto de la matriz de resistencias por la inversa de la matriz de inductancias, es una matriz de séptimo orden que tiene que ser calculada para cada instante de tiempo, tantas veces como sea necesario, de acuerdo al tiempo de estudio establecido y el método de integración que se esté utilizando para la solución de las ecuaciones.

Ya que en la mayoría de los casos enfocados al análisis del generador síncrono es prioritario conocer el comportamiento de las corrientes a través de sus distintos devanados, una vez calculados los flujos de la máquina por medio de (3.44), las corrientes de ésta se pueden calcular a través del empleo de la ecuación (3.43).

La expresión del par eléctrico en función de las corrientes y enlaces de flujos en coordenadas de fase *abc*, está dada por:

$$T_e = p \frac{2}{3\sqrt{3}} [\lambda_a(i_b - i_c) + \lambda_b(i_c - i_a) + \lambda_c(i_a - i_b)] \quad (3.45)$$

El conjunto de ecuaciones (3.43) a (3.45) establecen el modelo eléctrico de un generador síncrono trifásico.

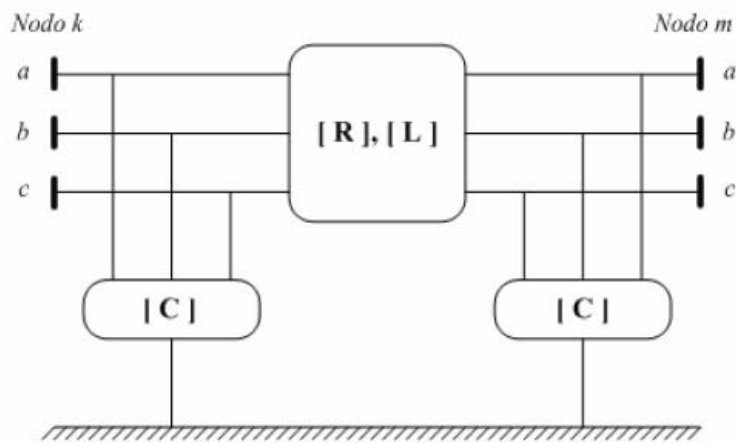
3.2.2.3 Líneas de transmisión

Para examinar el comportamiento dinámico que se presenta en las líneas de transmisión de los SEP, se hace uso de los conceptos aplicados a las redes eléctricas *RLC*.

Éste es uno de los esquemas más simples, mediante el cual se puede analizar una línea de transmisión; este equivalente se encuentra expresado en términos de parámetros concentrados por fase, así como también por sus respectivos circuitos de acoplamiento.

Continuando con la misma notación que se ha establecido desde la descripción de los modelos en estado estable, la figura 22 muestra el circuito equivalente *RLC* trifásico de la línea de transmisión conectada entre dos nodos.

Figura 22. Modelo de línea trifásica con retorno por tierra

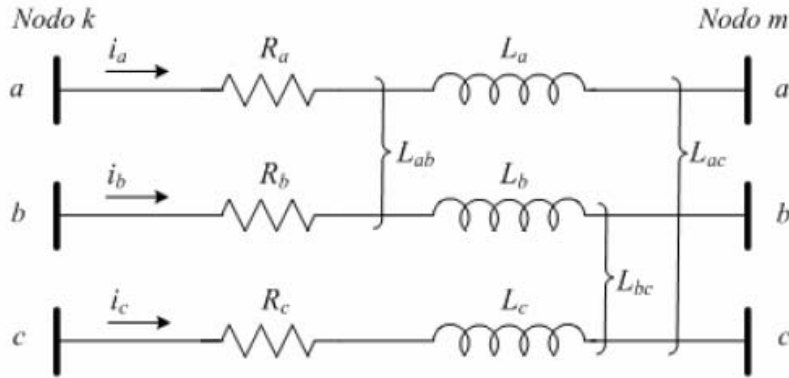


El análisis que se realiza sobre el circuito equivalente mostrado en la figura 22 para la deducción de sus ecuaciones, se descompone en dos partes. La primera parte está conformada por la impedancia serie entre los nodos *k* y *m* para cada una de las tres fases del sistema, con sus respectivos efectos resistivos e inductivos.

El circuito equivalente con parámetros concentrados de la impedancia serie de la línea de transmisión es el que se muestra en la figura 23. De acuerdo a la configuración empleada en esta figura, el sistema de ecuaciones que modela los elementos serie de la línea de transmisión es:

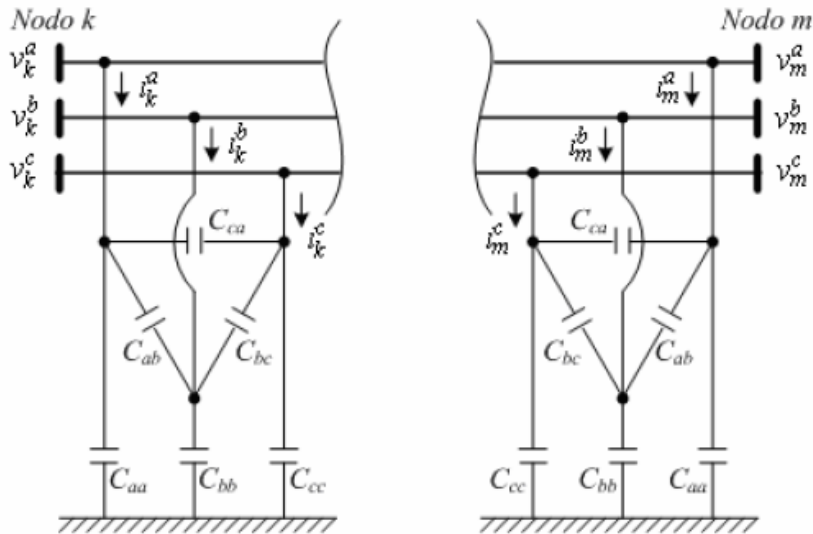
$$\begin{bmatrix} v_k^a - v_m^a \\ v_k^b - v_m^b \\ v_k^c - v_m^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_{km}^{aa} & R_{km}^{ab} & R_{km}^{ac} \\ R_{km}^{ba} & R_{km}^{bb} & R_{km}^{bc} \\ R_{km}^{ca} & R_{km}^{cb} & R_{km}^{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_{km}^{aa} & L_{km}^{ab} & L_{km}^{ac} \\ L_{km}^{ba} & L_{km}^{bb} & L_{km}^{bc} \\ L_{km}^{ca} & L_{km}^{cb} & L_{km}^{cc} \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (3.46)$$

Figura 23. Parámetros serie de una línea de transmisión trifásica



La segunda parte del análisis de la línea de transmisión se conforma por el efecto capacitivo que se presenta en derivación con la línea, esto se representa a través de colocar capacitores, de idéntico valor, en los dos extremos de la línea para cada uno de sus nodos, de la forma en que se muestra en la figura 24.

Figura 24. Parámetros en derivación de una línea de transmisión trifásica



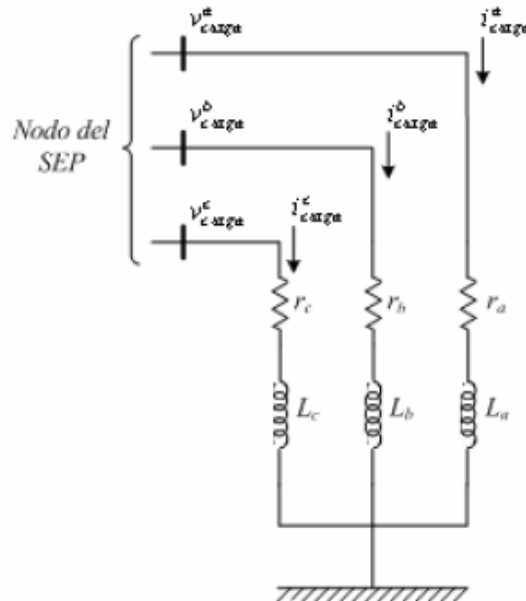
Considerando que $C_{ab} = C_{ba}$, $C_{bc} = C_{cb}$, $C_{ca} = C_{ac}$ la ecuación matricial correspondiente al circuito equivalente de la figura 24 es la mostrada en la ecuación (3.47).

$$\begin{bmatrix} i_\ell^a \\ i_\ell^b \\ i_\ell^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C_{aa} & C_{ab} & C_{ac} \\ C_{bca} & C_{bb} & C_{bc} \\ C_{ca} & C_{cb} & C_{cc} \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} v_\ell^a \\ v_\ell^b \\ v_\ell^c \end{bmatrix} \quad (3.47)$$

3.2.2.4 Cargas de potencia constante

Existen diversas configuraciones, mediante las cuales se pueden establecer los modelos de las cargas instaladas en un SEP, algunos de ellos se proporcionan en [33]. Para el caso de una carga trifásica balanceada, de potencia constante, en este análisis su modelo es representado a través de un circuito RL, considerando una conexión en estrella, de la manera en que se muestra en la figura 25.

Figura 25. Modelo de la carga trifásica de potencia constante



La ecuación matricial correspondiente para este modelo de carga es:

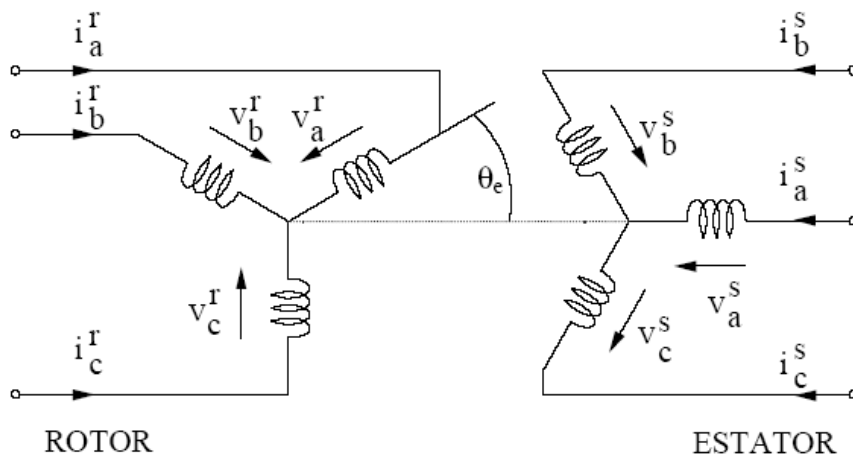
$$\begin{bmatrix} v_{carga}^a \\ v_{carga}^b \\ v_{carga}^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_a & 0 & 0 \\ 0 & r_b & 0 \\ 0 & 0 & r_c \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{carga}^a \\ i_{carga}^b \\ i_{carga}^c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_a & 0 & 0 \\ 0 & L_b & 0 \\ 0 & 0 & L_c \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{carga}^a \\ i_{carga}^b \\ i_{carga}^c \end{bmatrix} \quad (3.48)$$

Como puede apreciarse en la ecuación (3.48), no se están considerados acoplamientos mutuos entre las inductancias de cada fase, por lo tanto, ambas matrices de la ecuación (r, L) son diagonales.

3.2.2.5 Modelo del motor de inducción

Se desarrollará un modelo dinámico para un motor de inducción de tipo jaula de ardilla (rotor en cortocircuito), considerando la máquina con neutro aislado. Para ello es necesario formular un conjunto de ecuaciones, tanto para el estator como el rotor del motor, teniendo en cuenta que existe una interacción entre los campos de estator y rotor que dependerán de su posición relativa. En la figura 26 se muestran los devanados del estator y rotor con las variables de interés en componentes de fase [25, 28].

Figura 26. Devanados del motor de inducción



Las ecuaciones temporales, a partir de la figura anterior, pueden establecerse como:

$$v_i^S(t) = R_S i_i^S(t) + \frac{d\lambda_i^S(t)}{dt} \quad (3.49)$$

Donde R_S es la resistencia del devanado del estator, λ_i^S es el enlace de flujo del devanado de la i -ésima fase del estator e i_i^S es la corriente en la fase i del estator. Asumiendo simetría en las tres fases de la máquina, puede plantearse, por ejemplo para la fase a que:

$$\lambda_a^S = L^S i_a^S + L_m^S (i_b^S + i_c^S) + L_m^{Sr} (i_a^r \cos \theta_e + i_b^r \cos(\theta_e + 120^\circ) + i_c^r \cos(\theta_e - 120^\circ)) \quad (3.50)$$

Donde L^S es la inductancia propia del devanado del estator, L_m^S es inductancia mutua entre los devanados del estator, L_m^{Sr} inductancia mutua entre los devanados del estator y rotor, i_i^r representa a la corriente de la fase i -ésima y θ_e es el ángulo eléctrico entre la fase i del estator y rotor.

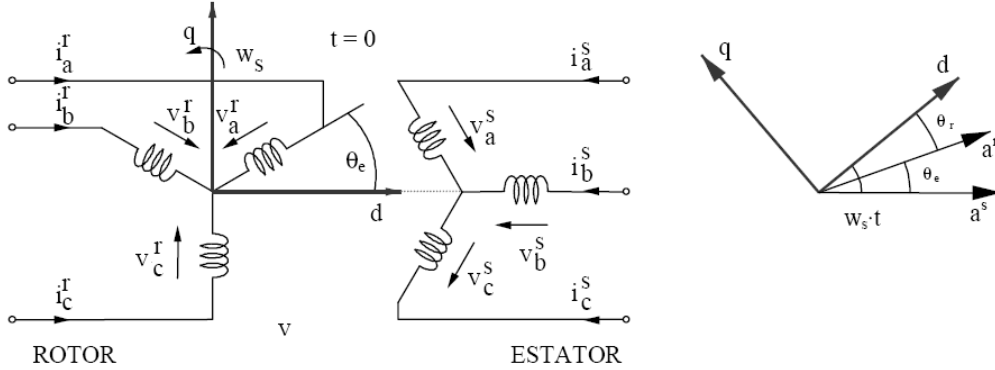
De forma análoga se pueden establecer las ecuaciones para las otras fases. Similarmente las ecuaciones temporales para el rotor se obtienen de la misma manera:

$$v_i^r(t) = R_r i_i^r(t) + \frac{d\lambda_i^r(t)}{dt} \quad (3.51a)$$

$$\lambda_a^r = L^r i_a^r + L_m^r (i_b^r + i_c^r) + L_m^{Sr} (i_a^S \cos \theta_e + i_b^S \cos(\theta_e + 120^\circ) + i_c^S \cos(\theta_e - 120^\circ)) \quad (3.51b)$$

Para simplificar el análisis, las ecuaciones en componentes de fase se expresan en un nuevo sistema de referencia. Este nuevo sistema de referencia, que se mueve a la velocidad de sincronismo, está formado por dos ejes, el eje d que coincide con el devanado de la *fase a* del estator en el instante $t = 0$ y del eje q en cuadratura con d , en el sentido del movimiento del rotor, tal como se aprecia en la figura 27.

Figura 27. Posición relativa de los ejes $d-q$ en el motor de inducción



En estas condiciones las ecuaciones en el estator y rotor, con base a los ejes $d-q$ se muestran a continuación.

Estator:

$$i_d^s = 2/3 \cdot (i_a^r \cos(\omega_s t) + i_b^r \cos(\omega_s t - 120^\circ) + i_c^r \cos(\omega_s t + 120^\circ)) \quad (3.52a)$$

$$i_q^s = -2/3 \cdot (i_a^r \cos(\omega_s t) + i_b^r \cos(\omega_s t - 120^\circ) + i_c^r \cos(\omega_s t + 120^\circ)) \quad (3.52b)$$

Rotor:

$$i_d^r = 2/3 \cdot (i_a^r \cos \theta_r + i_b^r \cos(\theta_r - 120^\circ) + i_c^r \cos(\theta_r + 120^\circ)) \quad (3.53a)$$

$$i_q^r = -2/3 \cdot (i_a^r \cos \theta_r + i_b^r \cos(\theta_r - 120^\circ) + i_c^r \cos(\theta_r + 120^\circ)) \quad (3.53b)$$

Donde ω_s es la velocidad de sincronismo y θ_r es el ángulo entre el eje d y el devanado de *fase a* del rotor.

Aplicando estas transformaciones a las ecuaciones temporales en componentes de fase de la tensión para estator y rotor, se obtiene el siguiente conjunto de ecuaciones, que representan el modelo del motor en ejes $d-q$.

$$v_d^S(t) = R_s i_d^S(t) + \frac{d\lambda_d^S(t)}{dt} - \omega_s \lambda_q^S \quad (3.54a)$$

$$v_q^S(t) = R_s i_q^S(t) + \frac{d\lambda_q^S(t)}{dt} - \omega_s \lambda_d^S \quad (3.54b)$$

$$v_d^r(t) = R_r i_d^r(t) + \frac{d\lambda_d^r(t)}{dt} - \frac{d\theta_r}{dt} \lambda_q^r \quad (3.54c)$$

$$v_q^r(t) = R_r i_q^r(t) + \frac{d\lambda_q^r(t)}{dt} - \frac{d\theta_r}{dt} \lambda_d^r \quad (3.54d)$$

Y las ecuaciones de enlaces de flujo, considerando que $L_m = 2/3.L_m^{Sr}$ se representan como:

$$\lambda_d^S = L^S i_d^S + L_m i_d^r \quad (3.55a)$$

$$\lambda_q^S = L^S i_q^S + L_m i_q^r \quad (3.55b)$$

$$\lambda_d^r = L^r i_d^r + L_m i_d^S \quad (3.55c)$$

$$\lambda_q^r = L^r i_q^r + L_m i_q^S \quad (3.55d)$$

La potencia eléctrica en estator y rotor se denotan como:

$$p^S = 2/3.(v_d^S i_d^S + v_q^S i_q^S) \quad (3.56a)$$

$$p^r = 2/3.(v_d^r i_d^r + v_q^r i_q^r) \quad (3.56a)$$

La potencia mecánica se indica como:

$$P_m = p^r - p_{pérdidas} \quad (3.57a)$$

$$P_m = \frac{3}{2} \cdot \frac{d\theta_r}{dt} . (\lambda_d^r i_q^r - \lambda_q^r i_d^r) \quad (3.57b)$$

Se observa en la figura 27 que el rotor se mueve con respecto a los ejes d - q a una velocidad de:

$$\omega_r - \omega_s = -\frac{d\theta_r}{dt} \quad (3.58)$$

Recordando que $\omega_r = \omega_e / p$, donde ω_r es la velocidad mecánica del rotor (eje), $\omega_r \omega_e$ es la velocidad eléctrica del mismo y p es el número de pares de polos.

El par eléctrico se determina de la siguiente ecuación:

$$T_e = \frac{3}{2} (\lambda_q^r i_d^r - \lambda_d^r i_q^r) p \quad (3.59)$$

El par mecánico se obtiene de la ecuación (3.60), donde T_o es el par inicial, las constantes A, B y C son propias del modelo y ω_m es la velocidad mecánica del rotor.

$$T_m = T_o (A \omega_m^2 + B \omega_m + C) \quad (3.60)$$

La ecuación de oscilación de la máquina se muestra de la siguiente expresión y dependerá del momento de inercia total J y del coeficiente de rozamiento D .

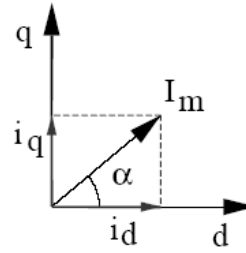
$$J \frac{d\omega_m}{dt} = T_e - T_m - D \omega_m \quad (3.61)$$

3.2.2.5.1 Modelo del motor en régimen permanente equilibrado

A partir de las ecuaciones dinámicas que describen el comportamiento del motor, es posible obtener el modelo clásico del motor en régimen permanente cuando opera en condiciones simétricas y equilibradas.

En los ejes d - q , las ecuaciones del estator así como los fasores asociados a las variables temporales se mueven a la velocidad de sincronismo. Por lo tanto a partir de la figura 28 se puede plantear que las corrientes de eje serán $i_d^S = I_m \cos \alpha$ e $i_q^S = I_m \sin \alpha$

Figura 28. Componentes de tensión d - q



Fasorialmente se cumplirá, por ejemplo en la *fase a*, que: $I_a^S = \frac{I_m}{\sqrt{2}} \angle \alpha = \frac{i_d^S + j.i_q^S}{\sqrt{2}}$

Para las ecuaciones 3.54a y b, para estado estacionario se cumple que $\frac{d\lambda_d^S}{dt} = \frac{d\lambda_q^S}{dt} = 0$ y

de las ecuaciones 3.55a y b obtenemos:

$$v_d^S = R_s i_d^S - \omega_s \cdot (L^S i_q^S + L_m i_q^r) \quad (3.62a)$$

$$v_q^S = R_s i_q^S - \omega_s \cdot (L^S i_d^S + L_m i_d^r) \quad (3.62b)$$

Fasorialmente, para la *fase a* se tiene que $V_a^S = \frac{u_d^S + j.u_q^S}{\sqrt{2}}$, reduciendo las ecuaciones

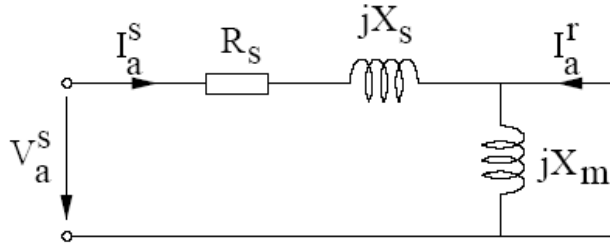
anteriores se obtiene:

$$V_a^S = R_s I_a^S + jX_s I_a^S + j.X_m \cdot (I_a^S + I_a^r) \quad (3.63)$$

Considerando que $X_s = \omega_s \cdot (L^S - L_m)$ es la reactancia de dispersión del estator y que $X_m = \omega_s L_m$ es la reactancia de magnetización del estator.

El diagrama de estas ecuaciones se puede representar como se muestra en la figura 29.

Figura 29. Circuito equivalente del estator del motor de inducción



Las ecuaciones para el rotor se desarrollarán considerando las ecuaciones 3.54c y

d, además de $\frac{d\lambda_d^s}{dt} = \frac{d\lambda_d^r}{dt} = 0$, junto con las ecuaciones 3.55a y b, junto al deslizamiento:

$s = \frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s}$, con $s\omega_s = \frac{d\theta_r}{dt}$, obtenemos que:

$$0 = R_r i_d^r - s.\omega_s.(L^r i_q^r + L_m i_q^s) \quad (3.64a)$$

$$0 = R_r i_q^r - s.\omega_s.(L^r i_d^r + L_m i_d^s) \quad (3.64b)$$

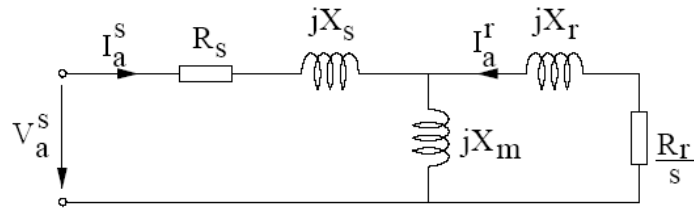
Donde fasorialmente se cumple que $V_a^r = \frac{v_d^r + j.v_q^r}{\sqrt{2}}$, y reduciendo las expresiones

anteriores e igualmente que el caso del estator, donde $X_r = \omega_r.(L^r - L_m)$ es la reactancia de dispersión del rotor y la reactancia de magnetización del estator X_m , se obtiene la expresión del rotor:

$$0 = \frac{R_r}{s} I_a^s + jX_r I_a^r + j.X_m.(I_a^s + I_a^r) \quad (3.65)$$

Por lo tanto, a partir de las ecuaciones anteriores, el circuito equivalente por fase del motor de inducción operando en régimen permanente es mostrado en la figura 30.

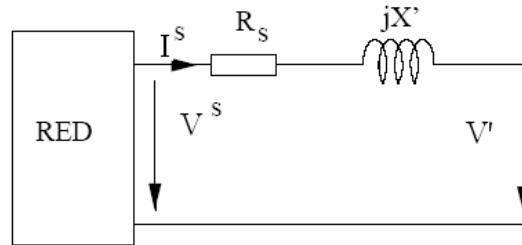
Figura 30. Circuito equivalente del motor de inducción



3.2.2.5.2 Modelo del motor para análisis de estabilidad de tensión

La representación de enlace temporal del motor de inducción con la red para la simulación dinámica, según lo indica el estudio del PhD Horacio Díaz [16] es mostrada en la figura 31.

Figura 31. Enlace temporal del motor de inducción con la red



Este estudio se basa en hacer las temporales de los flujos del estator en los ejes d y q iguales a cero, como se hizo en el análisis previo, además se redefinen las expresiones temporales para las tensiones de estos ejes y de la reactancia dinámica, como las mostradas en las ecuaciones (3.66) y (3.67) respectivamente

$$v'_d = -\omega_s \cdot \frac{L_m}{L'} \cdot \lambda'_q \quad (3.66a)$$

$$v'_q = \omega_s \cdot \frac{L_m}{L'} \cdot \lambda'_d \quad (3.66b)$$

$$X' = \omega_s \left(L^s - \frac{L_m^2}{L'} \right) \quad (3.67)$$

Por lo que las tensiones de los ejes d y q mostradas en las expresiones (3.65), se presentan como:

$$v_d^S = R_S i_d^S - X' i_q^S + v'_d \quad (3.68a)$$

$$v_q^S = R_S i_q^S - X' i_d^S + v'_q \quad (3.68b)$$

El par eléctrico mostrado en la ecuación (3.59), luego del análisis realizado en el referido estudio se define de la siguiente manera:

$$T_e = \frac{v'_d i_d^S + v'_q i_q^S}{\omega_S} \quad (3.69)$$

Si llevamos este conjunto de ecuaciones a partir de la ecuación (3.61), a valores por unidad a partir de valores del torque base T_{base} (como se presentan en el Apéndice A) obtenemos que:

$$\frac{J}{T_{base}} \cdot \frac{d\omega_m}{dt} = \frac{T_e - T_m - D\omega_m}{T_{base}} \quad (3.70)$$

Luego de conocer por el mismo apéndice que $T_{base} = S_{base} / \omega_{m, base}$ y definiendo a la constante de inercia $H = \frac{1}{2} \cdot \frac{J(\omega_{m, base})^2}{S_{base}}$ (expresada en segundos), se define la expresión de equilibrio como sigue:

$$2H \frac{d\omega_m}{dt} = T_e - T_m - T_{roce} \quad (3.71)$$

Donde $T_{roce} = D\omega_m / T_{base}$. Conociendo la expresión para T_m de la ecuación (3.60), obtenemos la expresión útil en la simulación dinámica:

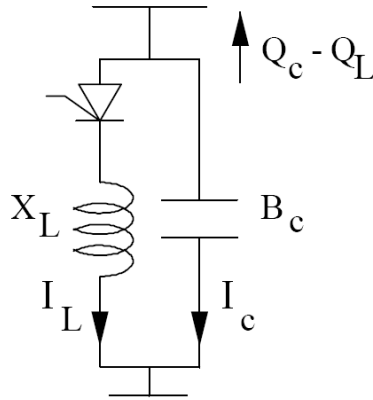
$$2H \frac{d\omega_m}{dt} = T_e - T_o \cdot (A\omega_m^2 + B\omega_m + C) - T_{roce} \quad (3.72)$$

3.3 Modelado dinámico de compensadores de potencia reactiva

3.3.1 Compensador estático SVC

Este dispositivo compensador de potencia reactiva, como se vio en el capítulo 2, es un dispositivo que utiliza la electrónica de potencia y su esquema básico se muestra en la figura 32 y su funcionamiento se detalla a continuación [30].

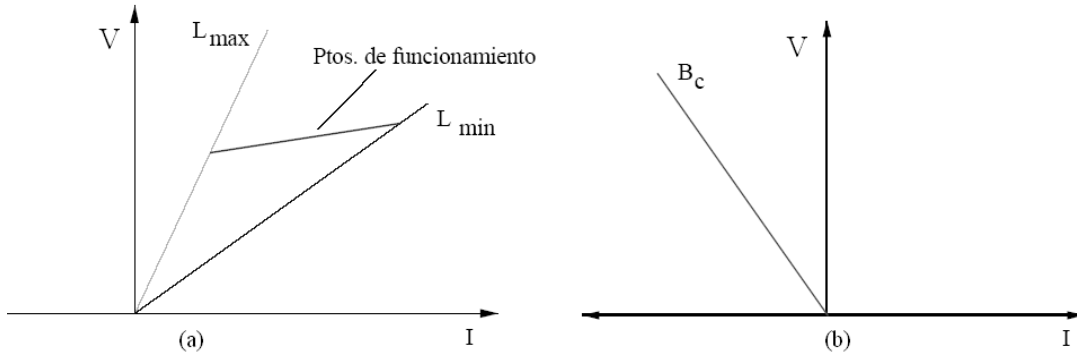
Figura 32. Modelo del compensador estático SVC



Se compone de una bobina caracterizada por una reactancia constante X_L por donde circula una intensidad de valor eficaz I_L que se controla con ángulo de disparo del tiristor que se encuentra en serie con ella, y un condensador caracterizado por una susceptancia contando B_c . La aportación de potencia reactiva al nodo será de $Q_c - Q_L$.

Para un valor de tensión dado, la bobina puede tomar un valor entre un valor máximo L_{max} y un valor mínimo L_{min} dependiendo del ángulo de disparo del tiristor. A menor valor de inductancia, para una tensión dada, la intensidad de mayor, por tanto este comportamiento se puede representar gráficamente como se muestra en la figura 33a.

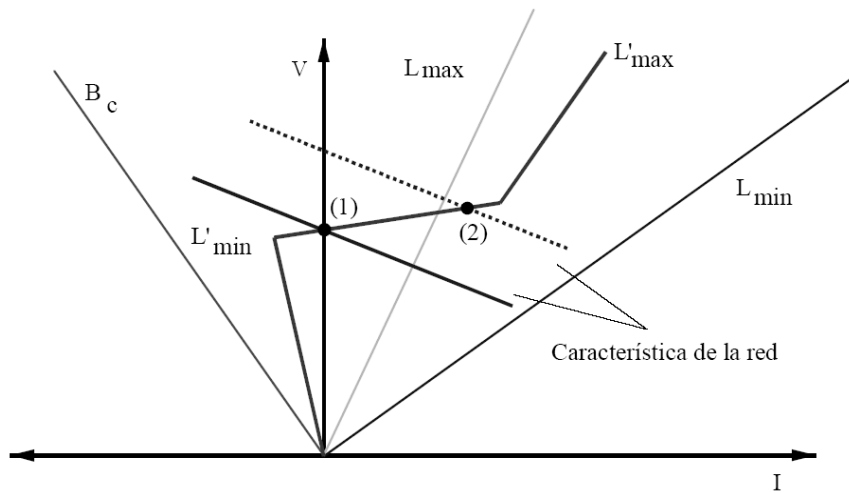
Figura 33. Curvas de funcionamiento de la bobina variable y condensador fijo del SVC



Por otra parte, para un valor de tensión dado, el condensador presenta un valor constante B_c y la relación de tensión e intensidad es la que se muestra en la figura (29).

Teniendo en cuenta estos dos efectos, se tiene que el SVC se puede representar como una bobina de valor variable. Mientras exista control de ángulo de disparo, el SVC opera en la recta roja de la figura 34, que muestra el funcionamiento del SVC, pero al llegar al límite superior e inferior del mismo, el SVC se comporta como una bobina de valor L'_{\max} o una bobina de valor L'_{\min} , es decir, un condensador.

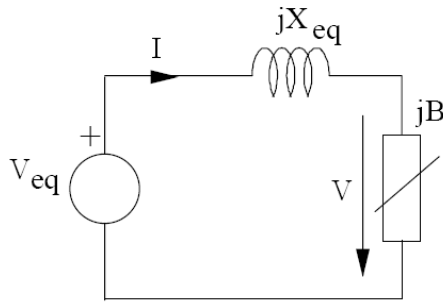
Figura 34. Curvas de funcionamiento del SVC



El circuito equivalente del compensador estático SVC se presenta en la figura 35, y la ecuación del compensador se muestra en siguiente expresión:

$$V = V_{eq} - jX_{eq}I \quad (3.63)$$

Figura 35. Circuito equivalente del SVC



Esta ecuación representa la recta de la característica de la red. El punto de corte de esta recta con la característica del SVC, representa el punto de funcionamiento. El punto de consigna en el que no se cede ni absorbe reactiva en el punto 1 de figura 3-18 que representa el nivel de tensión de referencia que se desea mantener.

Si la tensión de la red cambia por cualquier motivo, la recta de funcionamiento se desplaza paralelamente a la anterior (recta discontinua de la misma figura), siendo ahora el nuevo punto de funcionamiento el indicado en el punto 2, donde se observa que el nuevo valor de tensión varía levemente, ya que el SVC se encuentra operando dentro de sus límites (L_{max} y L_{min}).

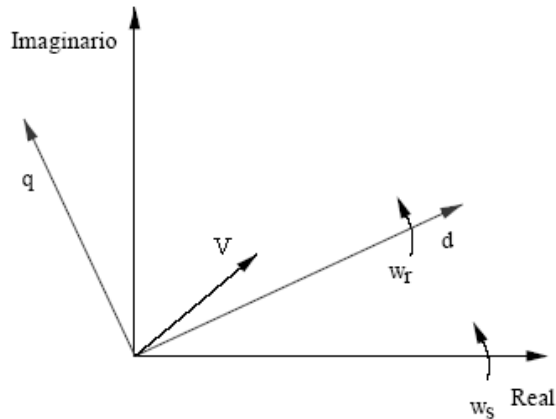
Si bien sería deseable que la característica de este dispositivo tuviera una pendiente próxima a cero, esto tiene la desventaja de que se producirían sobrecargas de los dispositivos de pendiente nula, que tenderían a hacerse cargo de toda la variación de tensión, frente a los dispositivos de pendiente no nula.

3.3.2 Compensador síncrono

El modelo del compensador síncrono puede obtenerse a partir del análisis realizado de un generador síncrono realizado en la sección 3.2.2.2, el cual trabaja sin carga (potencia activa nula), lo tanto las ecuaciones de funcionamiento son las mismas.

Éstas se podrían desarrollar de forma análoga a como se realizó en el análisis del motor de inducción, en la sección 3.2.2.5, a partir de las ecuaciones temporales correspondientes a cada fase y luego establecer un cambio de variables de fase a ejes d y q . Este análisis es más complejo que el del motor de inducción, entre otras cosas por la existencia de un devanado de excitación que hace que el rotor no sea simétrico [22, 27].

Figura 36. Diagrama de ejes d - q para el compensador síncrono



El análisis se inicia con las ecuaciones del comportamiento del generador en ejes d - q , y se muestra el comportamiento en la figura 36, tomando como referencia la intensidad que sale de la máquina o del estator.

Las expresiones que se derivan de este razonamiento se muestran a continuación.

$$u_d^S = -R_S i_d^S + \frac{d}{dt} \lambda_d^S - \omega_r \lambda_q^S \quad (3.64)$$

$$u_q^S = -R_S i_q^S + \frac{d}{dt} \lambda_q^S + \omega_r \lambda_d^S \quad (3.65)$$

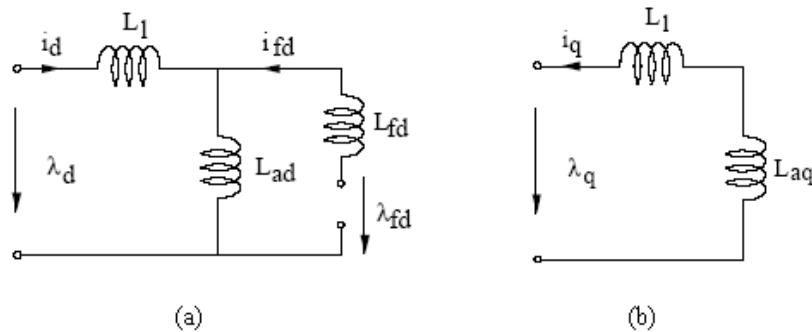
Este caso los ejes d - q se mueven a la velocidad del rotor ω_r que no es igual a la de sincronismo durante el transitorio, este por ejemplo causa que no exista una correspondencia directa entre los ejes d - q y los ejes real-imaginario como ocurría en el motor de inducción, razón por la cual la interfase entre el generador y el sistema de potencia debe tener en cuenta este efecto.

Para el análisis de estabilidad de tensión se pueden simplificar estas ecuaciones si se ignoran los transitorios del estator, es decir $\frac{d}{dt} \lambda_d^s = 0$ y $\frac{d}{dt} \lambda_q^s = 0$, además de asumir que $\omega_r = 1$, lo cual es válido en régimen permanente, no así en el transitorio. Sin embargo, esta simplificación no es válida al establecer la ecuación de oscilación de la máquina; por lo tanto las expresiones quedan de la siguiente manera.

$$u_d^s = -R_s i_d^s - \omega_r \lambda_q^s \quad (3.66)$$

$$u_q^s = -R_s i_q^s + \lambda_d^s \quad (3.67)$$

Figura 37. Diagramas a) del eje d y b) del eje q



A continuación se describirán las ecuaciones correspondientes a los enlaces de flujo, para lo cual resultan útiles los siguientes diagramas de los ejes d y q mostrados en la figura 37.

Para el eje d L_l, L_{ad}, L_{fd} representan las inductancias del estator, inductancia mutua estator-rotor para el eje d y la inductancia del devanado de excitación

respectivamente. De la figura 33a se obtienen las expresiones siguientes para el flujo del eje d .

$$\lambda_d^S = -L_\ell i_d^S + L_{ad} (i_{fd} - i_d^S) \quad (3.68a)$$

$$\lambda_d^S = -(L_\ell + L_{ad}) i_d^S + L_{ad} i_{fd} = -X_d i_d^S + L_{ad} i_{fd} \quad (3.68b)$$

La impedancia, vista desde el estator con el rotor en circuito abierto es $X_d = L_d = L_\ell + L_{ad}$ y la impedancia vista desde el estator con el rotor en cortocircuito es

$$X'_d = L'_d = L_\ell + \frac{L_{ad} L_{fd}}{L_{ad} + L_{fd}}.$$

Para el eje q no se representa el rotor, por lo tanto a partir de la figura 33b se obtiene la expresión del flujo en la ecuación (3.69).

$$\lambda_q^S = -(L_\ell + L_{aq}) i_q^S = -L_q i_q^S = -X_q i_q^S \quad (3.69)$$

Donde L_{aq} es la inductancia mutua estator-rotor para el eje q y la impedancia de este eje es $X_q = L_q = L_\ell + L_{aq}$.

3.3.2.1 Interfase con el sistema de excitación

Para la figura 33a, el flujo en el eje d por el sistema de excitación es el siguiente:

$$\lambda_{fd} = (L_{fd} + L_{ad}) i_{fd} - L_{ad} i_d^S \quad (3.70a)$$

$$\lambda_{fd} = L_{fd} i_{fd} - L_{ad} i_d^S \quad (3.70b)$$

La tensión de alimentación del devanado de excitación, se puede expresar como:

$$u_{fd} = R_{ff} i_{fd} + \frac{d}{dt} \lambda_{fd} \quad (3.71)$$

Donde, $L_{ff} = L_{fd} + L_{ad}$ y R_{ff} es la resistencia del devanado de excitación. Las ecuaciones anteriores se pueden expresar en función de otras variables, que suelen ser las que especifican los fabricantes; estas variables son las siguientes:

- $E_\ell = L_{ad} i_{fd}$ Tensión proporcional a la excitación (útil para la interfase con el sistema de excitación)
- $E'_q = \frac{L_{ad}}{L_{ffd}} \lambda_{fd}$ Tensión proporcional con los enlaces de flujo (útil para la interfase con el sistema de potencia)
- $E_{fd} = \frac{L_{ad}}{R_{ff}} u_{fd}$ Tensión proporcional a la tensión de excitación (interfase con el sistema de excitación)

A partir de estas variables, las ecuaciones (3.68b) y (3.69) pueden expresarse como:

$$\lambda_d^s = -L_d i_d^s + E_\ell \quad (3.72)$$

$$\lambda_q^s = -L_q i_q^s \quad (3.73)$$

Combinando las dos expresiones anteriores en la ecuación (3.70b), a modo de obtener una expresión para la tensión de enlace de flujo, por medio de la combinación de las expresiones de la impedancia vista desde el estator con el rotor en circuito abierto con la impedancia vista desde el estator con el rotor en cortocircuito (ya analizadas) como sigue:

$$X'_d - X_d = -\frac{L_{ad}^2}{L_{ffd}} \quad (3.74)$$

Se obtiene la expresión necesaria del enlace de flujo λ_{fd} , por lo tanto:

$$E'_q = E_\ell + (X'_d - X_d) i_d^S \quad (3.75)$$

De la expresión que define la alimentación del devanado de excitación, ecuación (3.71) obtenemos que:

$$\frac{d}{dt} \lambda_{fd} = u_{fd} - R_{ff} i_{fd} \quad (3.76)$$

En la cual se puede incluir la expresión (3.75) para obtener:

$$\frac{d}{dt} E'_q = \frac{L_{ad}}{L_{ffd}} \cdot \frac{R_{ff}}{L_{ffd}} E_{fd} - \frac{R_{ff}}{L_{ffd}} E_\ell \quad (3.77)$$

De la cual se puede definir la constante de tiempo del rotor como $T'_{d0} = L_{ffd} / R_{ff}$, de modo que redefinimos la expresión (3.77) como:

$$\frac{d}{dt} E'_q = \frac{1}{T'_{d0}} (E_{fd} - E_\ell) \quad (3.78)$$

Si consideramos la ecuación de oscilación de la máquina síncrona, en la expresión (3.79), y la expresión del torque eléctrico en la expresión (3.80).

$$2H \frac{d\omega_m}{dt} = T_m - T_e \quad (3.79)$$

$$T_e = \frac{u'_d i_d^S + u'_q i_q^S}{\omega_s} \quad (3.80)$$

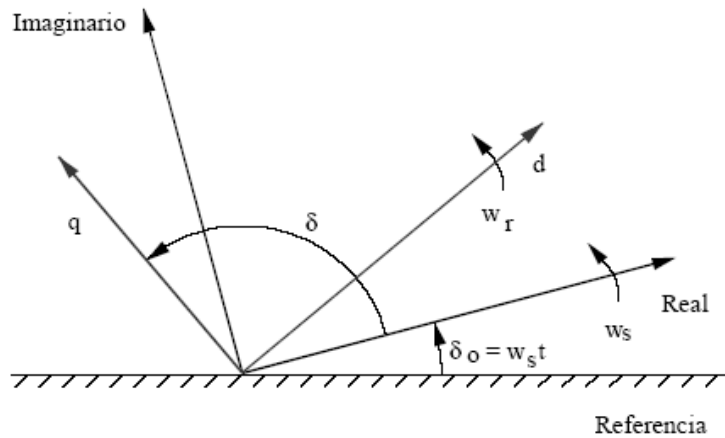
Como un compensador síncrono el torque mecánico es nulo, entonces $T_m = 0$ y la velocidad del rotor a valor de $\omega_m = 1 p.u.$

$$2H \frac{d\omega_m}{dt} = P_m - P_e \quad (3.81)$$

Y para las referencias angulares de los ejes d y q , consideramos que $\omega_m = \omega_o + \Delta\omega_m$, en el tiempo tenemos que $\omega_m t = \omega_o t + \Delta\omega_m t$, para que la expresión angular sea $\delta_T = \delta_o + \delta$.

En la figura 38 se muestran estas referencias angulares, donde δ_T sea la posición angular del eje q respecto a la referencia de ángulos, δ_o es el eje real con respecto a la referencia de ángulos y δ es el ángulo del eje q con respecto a la posición del eje real en cada instante de tiempo.

Figura 38. Referencias angulares para los ejes d - q y real-imaginario



Por lo tanto $\frac{d\omega_m}{dt} = \frac{d\Delta\omega_m}{dt} = \frac{d^2\delta_T}{dt^2} = \frac{d^2\delta}{dt^2}$, para que la expresión final de oscilación sea:

$$2H \frac{d\Delta\omega_m}{dt} = P_m - P_e \quad (3.82)$$

De donde se obtiene el incremento de la velocidad angular $\Delta\omega_m$.

Con base al análisis realizado el estator del compensador síncrono se analiza con el conjunto de ecuaciones siguientes. Sustituyendo la expresión (3.73) en la (3.66) se obtiene la expresión de la tensión en el estator por el eje d .

$$u_d^S = -R_S i_d^S + X_q i_q^S \quad (3.83)$$

Ahora la expresión obtenida al sustituir la ecuación (3.72) en la (3.67), que nos queda así $u_q^S = -R_S i_q^S + X_d i_d^S + E_\ell$, se sustituye en la ecuación (3.75) para obtener la expresión de la tensión en el estator respecto el eje q .

$$u_q^S = -R_S i_q^S + X'_d i_d^S + E'_q \quad (3.84)$$

Por lo tanto, las ecuaciones finales para simular la dinámica del estator serán:

$$\begin{bmatrix} i_d^S \\ i_q^S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -R_S & X_q \\ -X'_d & -R_S \end{bmatrix}^{-1} \left(\begin{bmatrix} u_d^S \\ u_q^S \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 0 \\ E'_q \end{bmatrix} \right) \quad (3.85)$$

$$E_\ell = (X'_d - X_d) i_d^S - E'_q \quad (3.86)$$

Para la dinámica del rotor se obtienen las siguientes ecuaciones:

$$\frac{d\Delta\omega_m}{dt} = -\frac{1}{2H} \left(\frac{u'_d i_d^S + u'_q i_q^S}{\omega_s} \right) \quad (3.87)$$

Y para la dinámica del control de excitación se representa con la siguiente expresión:

$$\frac{dE'_q}{dt} = \frac{1}{T'_{do}} (E_{fd} - E_\ell) \quad (3.88)$$

4. SIMULACIÓN DE ACCIONES BÁSICAS DE CONTROL DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN

En el presente capítulo se analizarán los distintos métodos de control de tensión de un SEP, por medio de la ejemplificación de sistemas eléctricos pequeños, ya que se desea representar el accionar de los elementos básicos y más comunes que influyen en la estabilidad y los posibles efectos al utilizarlos.

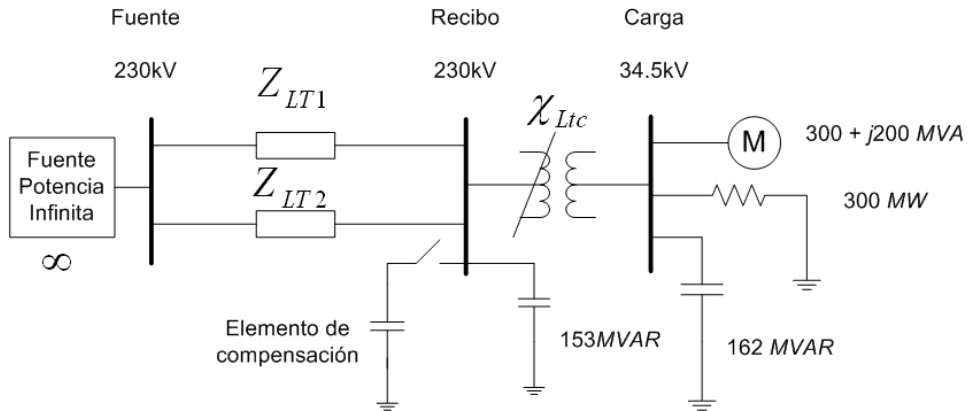
Como se mostró en el capítulo anterior, existen varias teorías utilizadas para analizar la estabilidad de tensión, pero se distinguen los análisis de la estabilidad de una manera estacionaria así como dinámica, tanto a corto como a largo plazos, cuales generalmente se realizan en conjunción para detectar todas las combinaciones de posibles contingencias a la hora de un disturbio.

Se utilizarán elementos de Software de programación para llevar a cabo las simulaciones de los métodos de análisis (curvas PV y VQ, algoritmos de flujos de carga) y de los modelos dinámicos descritos en el anterior capítulo.

4.1 Análisis cuasi–estacionario por medio de curvas VQ

Esta sección pretende analizar es comportamiento del sistema de potencia mostrado en la figura 39, el cual será sujeto a un disturbio y se ejemplificará el comportamiento de la carga y de la tensión por medio del análisis cuasi–estacionario de curvas VQ para determinados estados de funcionamiento de la red [16].

Figura 39. Sistema de potencia para ejemplo cuasi-estacionario



Fuente: C. W. Taylor, “**Power System Voltage Stability**”, página 217

Este ejemplo de estabilidad de tensión es una adecuación al presentado en el capítulo VI del libro de “*Power System Voltage Stability*” de W.C. Taylor [11], y es utilizado por muchos autores para mostrar los comportamientos básicos de la estabilidad de tensión ante un disturbio.

Este análisis de curvas se ha llevado a cabo por medio de programación computacional con el software de análisis matricial MATLAB 7.01⁴ [34], el Apéndice B detalla la utilización de las herramientas de simulación.

El sistema en cuestión alimenta una carga 600MW a través de dos líneas en paralelo de 230kV, alimentadas de una barra infinita (no se analiza efecto de la generación). El sistema está fuertemente cargado y con una gran compensación de potencia reactiva, por medio de banco de condensadores.

La carga está compuesta por un consumo de naturaleza resistiva (50% de la carga total) y por un motor de inducción (restante del total de carga que representa la naturaleza reactiva del sistema) que está 80% compensado.

⁴ MATLAB 7.01.24704 (R14) Service Pack 1, derechos reservados.

La tensión en la carga está regulada por medio de un transformador cambiador de tomas bajo carga (ULTC o LTC). En el extremo receptor de las líneas de 230kV existe un banco de condensadores que se encarga del control de la potencia reactiva en la barra *Recibo*.

Las curvas VQ obtenidas en el extremo receptor de las líneas (Nodo *Recibo*) para diferentes condiciones de operación del sistema, considerando distintos modelos de representación de las cargas antes e inmediatamente después que ocurre una perturbación en la red, que hace que una de las línea de 230kV quede fuera de servicio.

El motor se modela de manera estática, por lo que el análisis es aproximado, sin embargo, es lo suficiente para comprender algunos de los problemas que pueden originar un colapso de tensión.

4.1.1 Casos de análisis

Para estudiar el efecto de la carga y la compensación de potencia reactiva, se proponen cinco casos en los cuales el sistema se comporta con diferentes características, con el objetivo de simular de manera cuasi-estacionario el comportamiento de la red ante la pérdida de una de las líneas. Para ello se considerarán diferentes modelos de cargas en el tiempo y la capacidad del LTC de controlar la tensión en la carga. Los análisis son los siguientes:

- Análisis 1: sistema operando en régimen permanente en condiciones normales de carga. Tensiones en las barras *Fuente* y *Recibo* consideradas iguales a 1.05 *p.u.* y tensión en la barra Carga es 1 *p.u.*
- Análisis 2: se simula la operación del sistema en el instante inmediatamente después que una de las líneas queda fuera de servicio.

- Análisis 3: el primer instante de la perturbación ha pasado, se simula ahora el comportamiento del sistema instantes después de la pérdida de una de las líneas. Se considera que el LTC aún no tiene el tiempo suficiente para actuar.
- Análisis 4: la línea ha salido de servicio y ha pasado un tiempo suficiente para que reaccionen las tomas del LTC.
- Análisis 5: ha pasado un tiempo tal que la red, después de perder una de sus líneas, alcanza su régimen de operación permanente.

La tabla III presenta los estados posibles del comportamiento en el tiempo de cada uno de los elementos de la red correspondientes a los cinco análisis de interés.

Tabla III: Estados de los elementos del sistema para cada análisis

	<i>Análisis 1</i>	<i>Análisis 2</i>	<i>Análisis 3</i>	<i>Análisis 4</i>	<i>Análisis 5</i>
<i>Tiempo</i>	$t^* = 0^-$	$t^* = 0^+$	unos ciclos después	varios segundos	minutos
<i>Sistema</i>	Normal	Línea fuera de servicio	Línea fuera de servicio	Nuevo régimen sin una línea	Nuevo régimen sin una línea
<i>LTC</i>	Tomas actuando para mantener $V = 1$ p.u.	Poco tiempo para que actúan tomas	Poco tiempo para que actúan tomas	Actúan tomas para mantener $V = 1$ p.u.	Actúan tomas para mantener $V = 1$ p.u.
<i>Motor</i>	P_M y Q_M constantes	P_M constante, $Q_M (V)$	P_M constante, $Q_M (V)$	P_M constante, $Q_M (V)$	P_M constante, $Q_M (V)$
<i>Carga Resistiva</i>	Potencia constante	Impedancia constante	Impedancia constante	Impedancia constante	Potencia constante

* Tiempo t antes y después de la liberación de la falla

4.1.2 Metodología de simulación

En general, pueden plantearse dos metodologías para resolver el problema de encontrar las curvas VQ para los análisis planteados.

4.1.2.1 Metodología ocupando un programa de flujo de carga

En este caso, haciendo uso de un programa de flujo de carga se resuelve el problema simulando el sistema para cada análisis y corriendo tantos flujos de carga como sea necesario, para trazar aceptablemente cada curva VQ. En general, esta metodología se resume en los siguientes pasos:

1. Modelar el sistema de acuerdo a las características indicadas para cada caso, teniendo especial cuidado en seleccionar adecuadamente el modelo de carga que corresponda y el valor de la toma del transformador.
2. Definir la barra de interés, en este caso, la barra *Recibo*, como nodo PV especificando el valor de tensión correspondiente.
3. Ejecutar el programa de flujo de carga y tomar nota de la potencia reactiva obtenida en la barra PV, ya definida.
4. Graficar la potencia reactiva obtenida en el punto 3 contra la tensión especificada en 2, que corresponderá a un punto de la curva VQ
5. Repetir los pasos 2 a 4 tantas veces como sea necesario para graficar aceptablemente la curva VQ, observar en cada caso las posibles variaciones que experimenta la toma.

4.1.2.2 Metodología analítica directa

En este caso se trata de analizar analíticamente la red, de manera de obtener un modelo que permita evaluar y simular de manera directa y no iterativa, cada una de las curvas VQ de interés. En especial esta metodología es la que se desarrollará en el presente análisis.

4.1.3 Modelado del sistema en análisis para método directo

Para los análisis llevados a cabo en esta sección y en la siguiente, se debe mantener una tensión de $V_{carga} = 1\angle 0^\circ \text{ p.u.}$ en el nodo de *Carga* y una tensión de 1.05 en la barra donde se colocarán los elementos compensadores de reactiva, nodo *Recibo* V_{recibo} .

Tabla IV: Datos equivalentes en por unidad

Líneas de Transmisión	Resistencia serie (p.u.)	X serie (p.u.)	B (p.u.)
LT1 y LT2	0.0	0.529500	0.03696
Transformador	R pérdidas (p.u.)	Reactancia dispersión X_t (p.u.)	Relación Transf. (p.u.)
base 100MVA	0.0	0.083300	1.038300
Susceptancias fijas	Nodo 2 <i>Recibo</i>	$153/(500*1) =$	0.306 p.u.
	Nodo 3 <i>Carga</i>	$162/(500*1) =$	0.324 p.u.
Cargas	Potencia Activa	Potencia Reactiva	
Carga Motórica	$300/500 = 0.6$	$200/500 = 0.4$	
Carga Constante	$300/500 = 0.6$	0.0	

La relación de transformación se obtiene de la siguiente forma: Los datos del sistema, en valores por unidad, son los siguientes: reactancia de líneas $X_l = 0.5295$, susceptancia de líneas $B_l = 0.03696$, reactancia del transformador LTC $X_{lc} = 0.0833$, todos en una base de 500MVA; el transformador puede variar en $\pm 10\%$. Los datos de la red en sistema por unidad, se listan en la tabla IV.

$$P_{carga} = 0.6 + 0.6 = 1.2 \text{ p.u.}$$

$$Q_{carga} = 0.4 - 0.324 = 0.076 \text{ p.u.}$$

$$I = \frac{P_{carga} - jQ_{carga}}{V_{carga} = 1} = 1.2024 \angle 3.6239^\circ \text{ p.u.}$$

$$V = jX_T I + V_{carga} = 1.0113 \angle 0.099^\circ \text{ p.u.}$$

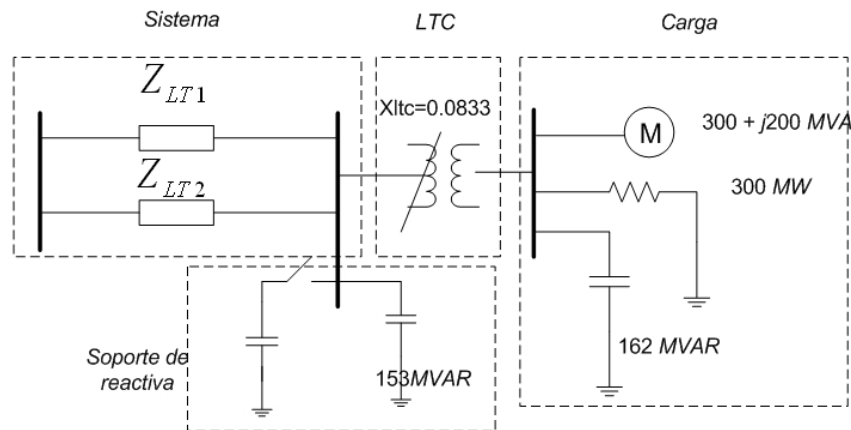
$$a = |V_2|/|V| = 1.05/1.0113 = 1.0383$$

Se ha realizado un flujo de carga del sistema, por medio del programa de simulación PSAT, para analizar en sistema estacionario. Los resultados de este flujo de cargas se muestran en el Apéndice C. Del flujo de carga del apéndice, obtenemos las magnitudes y ángulos de las tensiones de la siguiente manera:

$$V_{fuente} = 1.04879 \angle 22.4403^\circ, \quad V_{recibo} = 1.05 \angle 5.6726^\circ \quad \text{y} \quad V_{carga} = 1.00 \angle 0^\circ$$

Se considera como sistema a la red que alimenta a la barra *Recibo* tal como se muestra en la figura 40, modelándose con su respectivo equivalente de *Thevenin* visto desde este mismo nodo, el cual debe determinarse tanto para el caso de operación normal como los casos de pérdida de la línea de transmisión.

Figura 40. Sistema equivalente de la red eléctrica en análisis



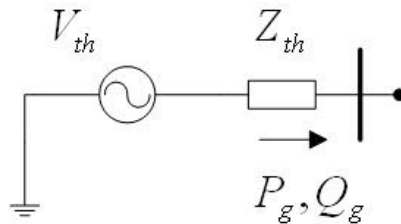
4.2.3.1 Sistema equivalente de *Thevenin* del sistema

En condiciones normales el sistema está formado por una barra infinita que alimenta la barra *Recibo* mediante dos líneas largas conectadas en paralelo, por lo que el equivalente de *Thevenin* del *bloque Sistema* es el siguiente:

$$X_{th} = \frac{jX_l/2 \cdot \left(-j/B_l\right)}{jX_l/2 - j/B_l} = j0.2674 p.u., \quad V_{th} = V_{Fuente} \frac{-j/B_l}{jX_l/2 - j/B_l} = 1.0604 p.u.$$

En condiciones anormales el equivalente de *Thevenin*, varía su impedancia al perder una línea de transmisión, por lo tanto $V_{th}=1.0604 p.u.$, $X_{th} = (2 \times 0.2674) = 0.5347 p.u.$ El circuito equivalente se muestra en la figura 41.

Figura 41. circuito equivalente del bloque *Sistema*



En sistema de la figura 41 se cumplen las ecuaciones de potencia 1.4a y b, ahora presentadas con cambio de nombres de variables como sigue:

$$P_S = \frac{V_{Recibo} V_{th}}{X_{th}} \text{sen} \delta \quad (4.1a)$$

$$Q_S = \frac{V_{Recibo} V_{th}}{X_{th}} \text{cos} \delta - \frac{V_{Recibo}^2}{X_{th}} \quad (4.1b)$$

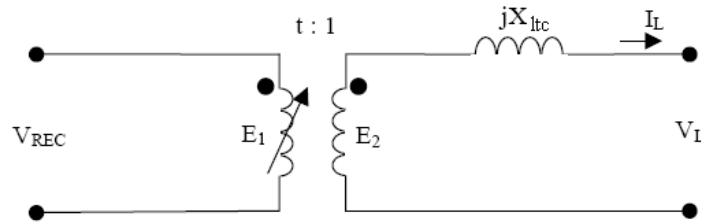
Ahora, conociendo la identidad trigonométrica de la suma de los cuadrados del seno y coseno es igual a la unidad, podemos derivar una ecuación para la potencia reactiva como sigue:

$$Q_S = \sqrt{\left(\frac{V_{Recibo} V_{th}}{X_{th}}\right)^2 - P_S^2} - \frac{V_{Recibo}^2}{X_{th}} \quad (4.2)$$

4.1.3.2 Modelo del LTC

Hay que mencionar el hecho que el LTC solamente es capaz de controlar tensión en la carga con las tomas variando entre 0.9 y 1.1 ($\pm 10\%$), por lo tanto, si se necesitan valores superiores o inferiores a estos rangos, el transformador quedará con la toma en el límite correspondiente según sea el caso. El modelo del LTC es mostrado en la figura 42.

Figura 42. Modelo del transformador con cambio de tomas LTC



La potencia reactiva consumida por el transformador puede obtenerse como:

$$Q_{ltc} = X_{ltc} I_L^2 \quad (4.3)$$

4.1.3.3 Modelo del motor

Las potencias activa y reactiva consumidas por el motor, para una tensión \$V_L\$ cualquiera, será:

$$P_M = G_M V_L^2 \quad (4.4)$$

$$Q_M = B_M V_L^2 \quad (4.5)$$

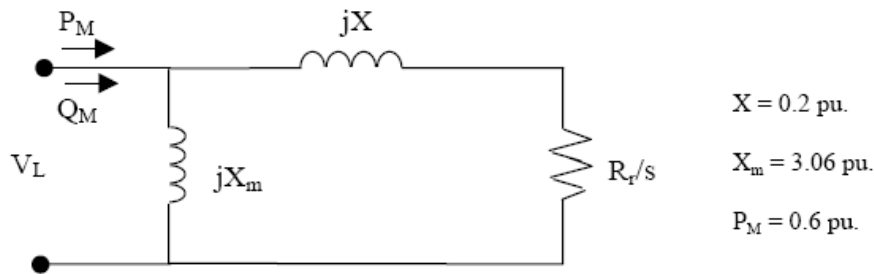
Según la tabla III, los posibles estados que el motor tendrá en cada análisis serán (con una base de 500MVA):

- i. Potencia activa constante: $P_M = 300/500 = 0.6 \text{ p.u.}$
- ii. Potencia reactiva constante: $Q_M = 200/500 = 0.4 \text{ p.u.}$
- iii. Impedancia constante $Z_M = G_M + j B_M = \text{constante}$, donde G y B se pueden obtener de las condiciones nominales, donde $V_{LN} = 1 \text{ p.u.}$

$$G_M = P_M / V_{LN}^2 = 0.6 / 1 = 0.6 \text{ p.u.}, \text{ y } B_M = Q_M / V_{LN}^2 = 0.4 / 1 = 0.4 \text{ p.u.}$$

- iv. Potencia reactiva variable con la tensión $Q_M = Q_M(V_L)$, para los casos en que se requiere la potencia reactiva dependiente de la tensión, se ha considerado el modelo del motor que se muestra en la figura 43.

Figura 43. Circuito equivalente del motor de inducción



La potencia reactiva Q_M absorbida por el motor se obtiene a partir de:

$$Q_M = \frac{V_L^2}{X_M} + \frac{V_L^2}{2X} - \sqrt{\left(\frac{V_L^2}{2X}\right)^2 - P_M^2} \quad (4.6)$$

4.1.3.4 Modelo de la carga resistiva

Esta es una carga puramente resistiva controlada termostáticamente, para una tensión V_L por lo que:

$$P_T = G_T V_L^2 \quad (4.7)$$

Para la cual se consideran los dos modelos siguientes:

- i. Potencia constante: $P_T = 300/500 = 0.6 \text{ p.u.}$
- ii. Impedancia constante: $G_T = \text{constante}$, $G_T = P_T / V_{LN}^2 = 0.6 / 1 = 0.6 \text{ p.u.}$

4.1.3.5 Modelo de la compensación reactiva del motor

El banco de condensadores que se utiliza para la compensación de reactiva del motor, se modela como impedancia constante, a partir de la siguiente ecuación:

$$Q_C = B_C V_L^2 \quad (4.8)$$

De los datos mostrados para este problema se tiene que: $B_C = (162/500) / 1 = 0.324 \text{ p.u.}$

4.1.3.6 Modelo del soporte de reactiva de la barra *Recibo*

En la barra *Recibo* existe un banco de condensadores variables que actúan como soporte de potencia reactiva en este nodo y que simula la presencia de un condensador sincrónico o un SVC. Esta potencia reactiva se modela en la siguiente ecuación:

$$Q_{\text{Banco}} = B_i V_{\text{Recibo}}^2 \quad (4.9)$$

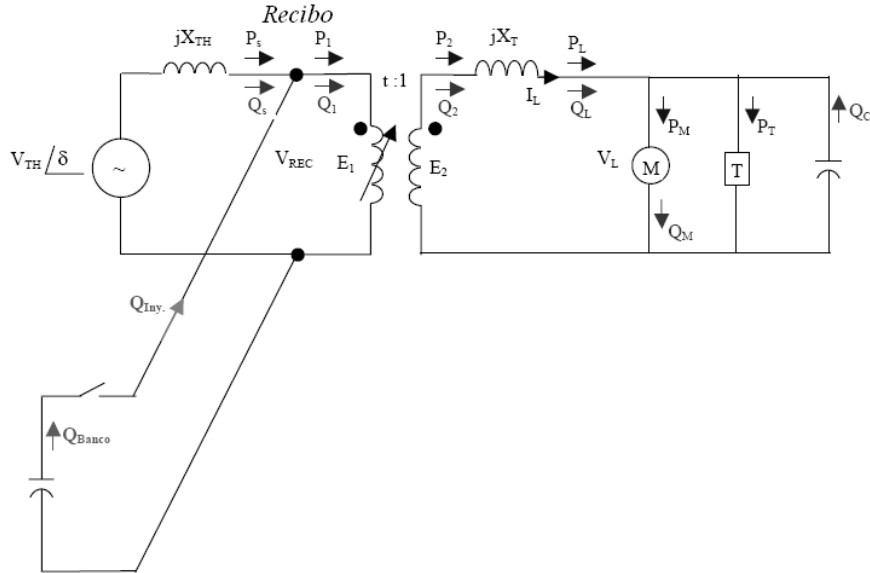
Se considerarán para el presente estudio, tres tamaños equivalentes de 153 MVAR, 228 MVAR y 278 MVAR, por lo tanto:

$$B_1 = 153/500 = 0.306 \text{ p.u.}, \quad B_2 = 228/500 = 0.456 \text{ p.u.}, \quad B_3 = 278/500 = 0.556 \text{ p.u.}$$

4.1.3.7 Balance de potencias en la barra *Recibo*

Considerando los modelos presentados anteriormente, el sistema de la figura 40, se puede representar en el modelo de la figura 44.

Figura 44. Identificación de los flujos de potencia de cada elemento del sistema en estudio



De la figura anterior, se pueden realizar los siguientes balances de potencias en el nodo *Recibo* como se muestra a continuación.

1. Balance de potencias activas: $P_s = P_1$, $P_1 = P_2$, $P_2 = P_L$ y $P_L = P_M + P_T$
2. Balance de potencias reactivas: $Q_{Iny} = Q_1 - Q_s$, $Q_1 = Q_2$, $Q_T + Q_L$ y $Q_L = Q_M - Q_C$

Por lo tanto, la potencia reactiva inyectada en la barra *Recibo* está dada por:

$$Q_{Iny} = Q_T + Q_M - Q_C - Q_s \quad (4.10)$$

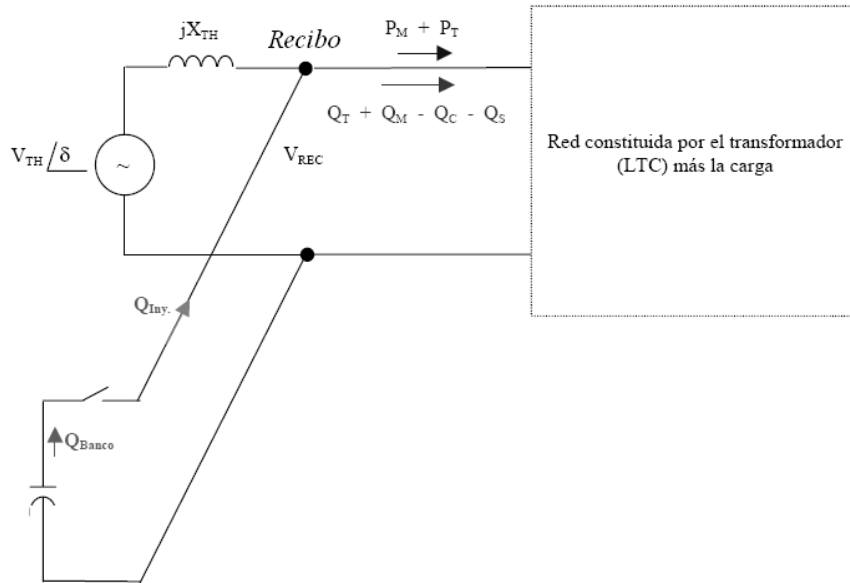
Se debe satisfacer el punto de equilibrio de la potencia reactiva inyectada, el cual debe ser igual a la potencia reactiva suministrada por el banco de condensadores (bloque *soporte de reactiva* de la figura 4-2, en la barra *Recibo*, es decir:

$$Q_{Iny} = Q_{Banco} \quad (4.11)$$

Cada una de las potencias que forman parte de la potencia reactiva inyectadas están definidas por las expresiones deducidas de los modelos presentados anteriormente.

Para efectos de obtener las curvas $V_{\text{recibo}} - Q_{\text{iny}}$ (de la barra *Recibo*), se puede interpretar el sistema como el mostrado en la figura 45.

Figura 45. Sistema equivalente, visto desde la barra *Recibo*



4.1.4 Análisis de estudio cuasi-estacionario

El problema planteado se ha reducido en evaluar una de las potencias que salen de la barra *Recibo*, indicada en la figura 45.

Puesto que estas potencias dependen del modelo de la carga que se seleccione, su magnitud dependerá del caso de estudio que se analice. En general, el algoritmo necesario para evaluar estas potencias es el mostrado a continuación:

- i. Especificar un valor de tensión de carga V_L
- ii. Especificar un modelo para la carga (depende del análisis a estudiar)
- iii. Con los datos de de (i) e (ii) quedan determinadas las potencias en la carga (P_M , Q_M , P_T y Q_C) y la corriente de carga I_L , con lo cual es posible calcular Q_T .
- iv. Calcular la tensión E_2 en los enrollados del secundario del LTC:

$$E_2 = j X_T I_T + V_L$$

- v. Calcular la tensión de la barra *Recibo* según $V_{\text{recibo}} = t E_2$
El valor de la toma depende del caso que se estudie y es importante tener en cuenta que sólo se puede variar entre 0.9 y 1.1
- vi. Con la tensión obtenida en (v) se puede determinar Q_s y de esta forma evaluar la potencia reactiva inyectada Q_{Iny}

Cada uno de los análisis planteados se ha simulado en Matlab; en esta sección se presentan y analizan las curvas obtenidas, para todos los casos se ha considerado que las tomas pueden variar de manera continua y que el soporte de reactiva en la barra *Recibo* puede ser de 153, 228 y 278MVAR

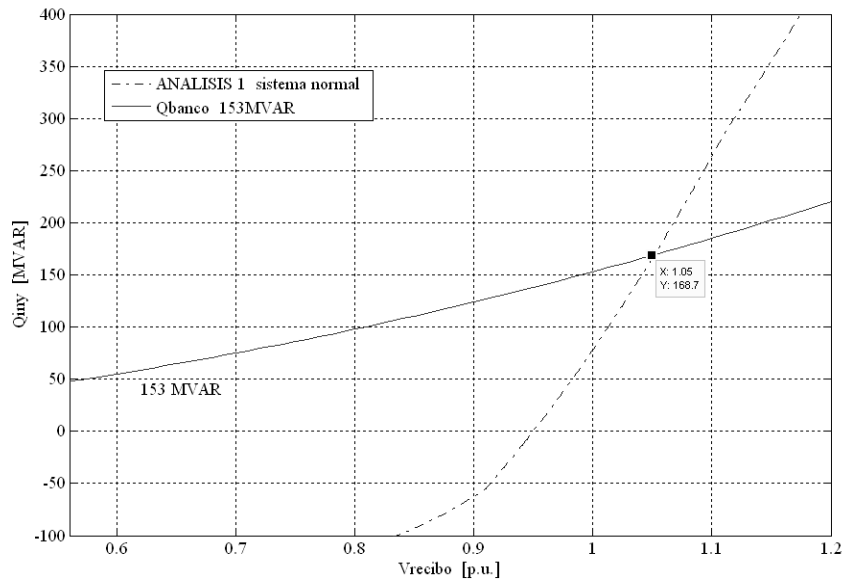
4.1.4.1 Análisis 1, sistema en condiciones pre-falla

Para este análisis (situación pre-falla), el sistema se encuentra operando en su régimen normal. En este caso existirán tres tramos de curvas en función de las tomas (t) del LTC, que existan en el transformador.

- a. Toma = 0.9 Se varía V_L entre 0.8 y 1.0 y se calculan las potencias del sistema según los modelos.
- b. $0.9 < \text{toma} < 1.1$ En este caso la toma pueden mantener la tensión de carga en 1 p.u., es decir V_L permanece constante. Las potencias en la carga, la tensión E_2 y Q_T son constantes. Se varías las tomas entre 0.9 y 1.0 para determinar V_{recibo} . Se calculan las potencias según los modelos.
- c. Toma = 1.1 Se varía V_L entre los valores de 1.0 y 1.2, Se calculan las potencias, según los modelos.

En la figura 46 se muestran las curvas del primer análisis. Se puede observar que el punto de operación del conjunto formado por el sistema (Q_{iny}) y el soporte de potencia reactiva (banco de condensadores) en la barra *Recibo* (Q_{banco}) es el punto de intersección de ambas curvas, el cual corresponde a una tensión de 1.05 p.u. Por lo tanto, el sistema operando en condiciones normales y régimen permanente funciona de manera estable.

Figura 46. Curva V_{recibo} - Q_{iny} en la barra *Recibo*, situación pre-falla



El quiebre que se produce en la curva de potencia reactiva inyectada (color rojo), en torno a una tensión de 0.91 p.u., se debe a que la toma del transformador ha alcanzado su límite interior ($t = 0.9$), por lo que permanece constante para cualquier tensión mejor que 0.91 p.u., lo cual provoca el cambio de pendiente que se aprecia en la curva.

4.1.4.2 Análisis 2, sistema en falla

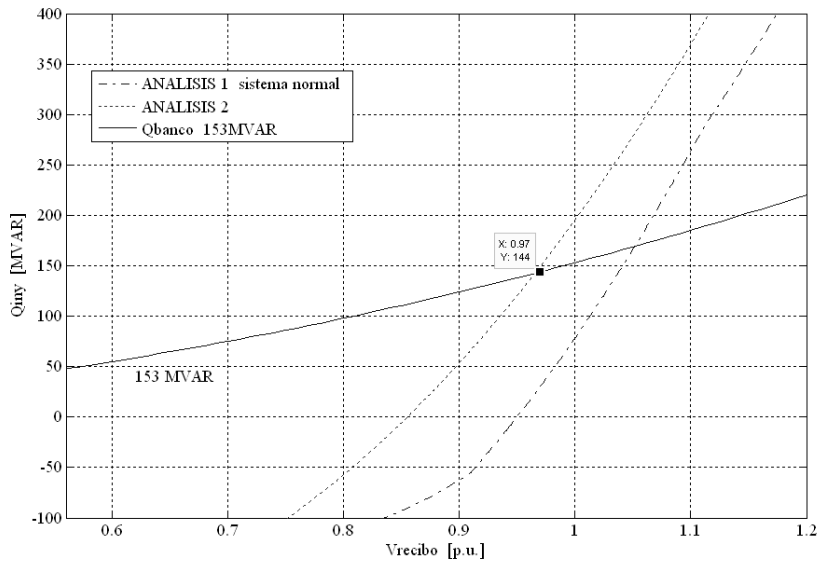
Para este caso, el sistema ha sufrido de una perturbación en una de las dos líneas de transmisión paralelas; la falla fue liberada en unos pocos ciclos por medio de la apertura de los interruptores de potencia.

El tiempo transcurrido desde la apertura hasta este análisis es de unos ciclos más. La toma del LTC no tiene tiempo para reaccionar y la curva $V_{\text{recibo}}-Q_{\text{iny}}$ se determina de la siguiente manera:

- Se obtiene la curva con los datos pre-falla del valor de la toma.
- Se varía V_L entre 0.7 y 1.2, por ejemplo
- Se calculan las potencias de acuerdo a la metodología general (con los modelos), considerando el modelo de carga que se usa en este caso, esto es en impedancias constantes.

Los resultados se muestran en la figura 47, en la cual se puede observar que inmediatamente que una de las líneas sale de servicio, el punto de operación del conjunto cambia desde una tensión en la barra *Recibo*, inicialmente de 1.05 p.u. (sistema normal) a una tensión de 0.97 p.u., con lo cual se aprecia una caída de tensión que podría significar el comienzo de algún problema de tensión en la barra. Sin embargo, el sistema se mantiene estable pues existe una clara intersección entre las curvas.

Figura 47. Curva $V_{\text{recibo}}-Q_{\text{iny}}$ en la barra *Recibo*, pocos ciclos de liberada la falla



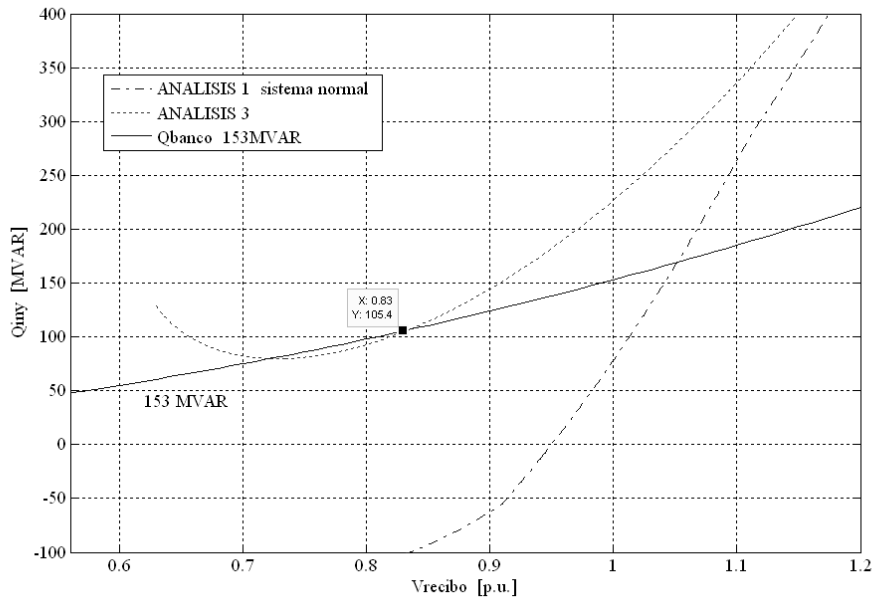
4.1.4.3 Análisis 3, compensación de reactiva post-fallo

En este caso, la toma del LTC aún no alcanza a actuar, pero las cargas se comportan de manera distinta y la curva $V_{\text{recibo}}-Q_{\text{iny}}$ se ha obtenido como:

- Se mantiene la toma constante
- Se varía V_L entre, por ejemplo 0.7 y 1.2
- Se calculan las potencias de acuerdo a la metodología general, considerando el modelo de carga que se usa en este caso, esto es P_M constante, $Q_M = Q_M(V_L)$ y Z_T constante.

Los resultados de esta simulación se muestran en la figura 48, acá se observa que casi no existe intersección entre la curva de potencia reactiva inyectada Q_{iny} y la curva de soporte de reactiva en la barra Recibo ($Q_{\text{banco}} = 153\text{MVAR}$) y el punto de operación está muy cerca de su valor crítico en torno a una tensión cercana a 0.8 p.u.

Figura 48. Curva $V_{\text{recibo}}-Q_{\text{iny}}$, incidencia del comportamiento de las cargas

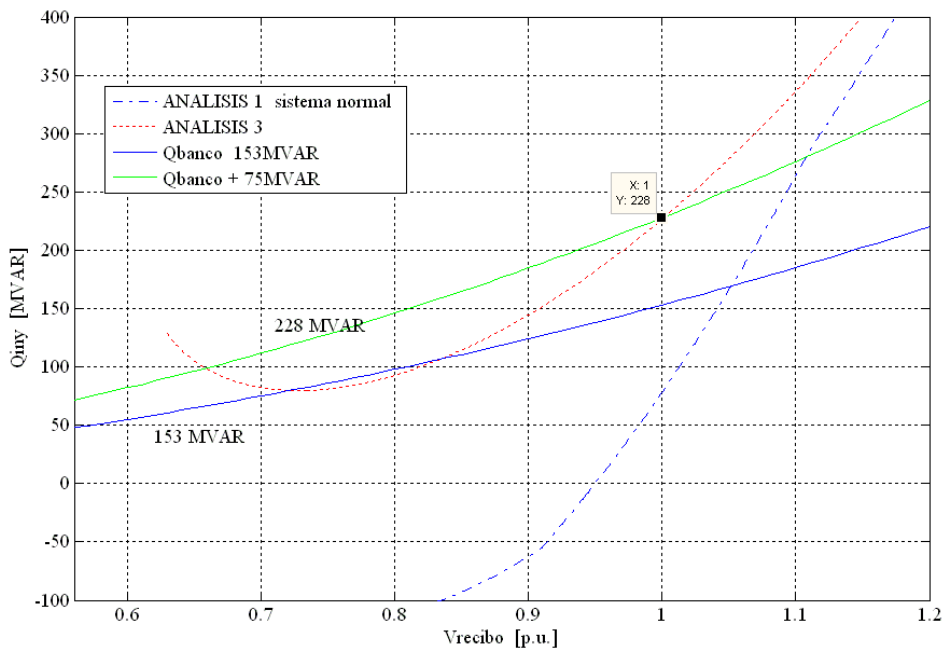


El valor de tensión es inaceptable, ya que podría causar que el motor de inducción quede operando a rotor bloqueado, puesto que el torque desarrollado por éste depende del cuadrado de la tensión.

En estas condiciones se requiere que el soporte de reactiva de la barra *Recibo* opere rápidamente para preservar temporalmente la estabilidad del sistema, puesto que la transición entre la característica del *análisis 2* al *3* se realiza en tan solo unos cuantos segundos.

Agregando 75MVAR al banco de 153MVAR se obtiene un nuevo punto de operación temporal en torno a 1.0 *p.u.*, tal como se puede observar en la figura 49, a pesar de ello la tensión en la carga sigue bajo su valor nominal.

Figura 49. Curva $V_{recibo}-Q_{iny}$, inyección de potencia reactiva de compensación

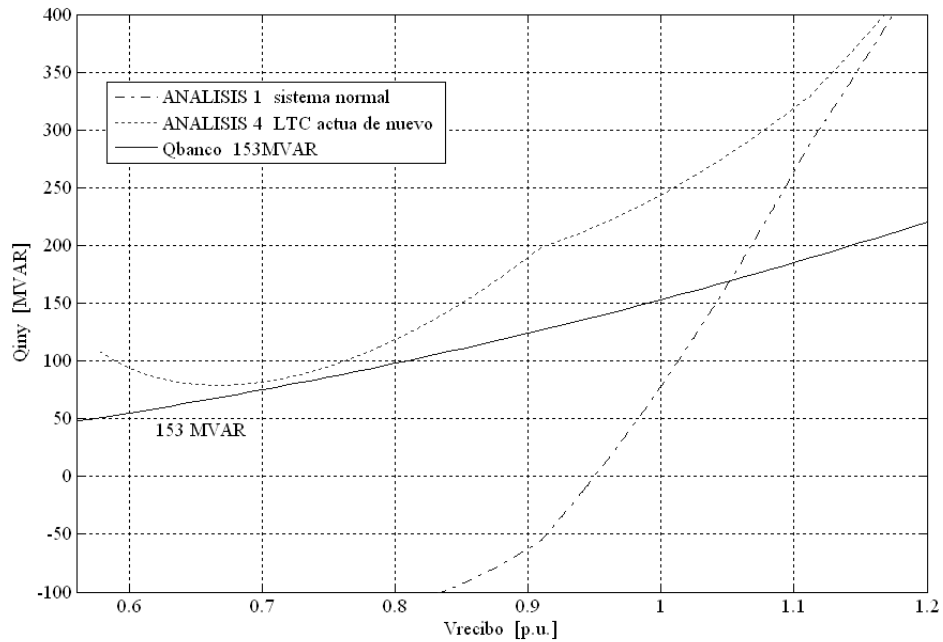


4.1.4.4 Análisis 4, LTC actuando

Acá, la toma del LTC vuelve a actuar, pero el comportamiento de la carga varía, en estas condiciones la curva $V_{\text{recibo}}-Q_{\text{iny}}$ se ha obtenido de la misma forma que lo indicado en el *análisis 1*, pero con otro modelo de la carga, esto es P_M constante, $Q_M = Q_M(V_L)$ y Z_T constante.

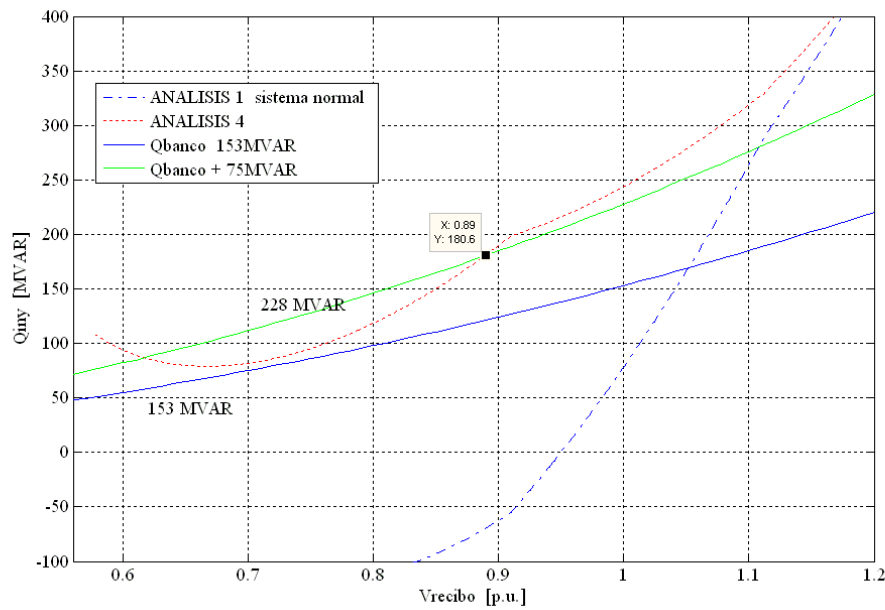
Los resultados se muestran en la figura 50, en donde se muestra la compensación de 153MVAR únicamente. Puede observarse que no existe intersección entre las curvas, por lo tanto, el colapso de tensión podría ocurrir en un par de minutos si es que la velocidad de actuación de la compensación del *análisis 3* es demasiado lenta comparada con la variación del sistema que se representa en este caso.

Figura 50. Curva $V_{\text{recibo}}-Q_{\text{iny}}$, actúa el LTC y comportamiento de cargas



Por lo contrario, si los 75MVAR que se agregan al banco actúan antes que se llegue a esta condición crítica mostrada en la figura anterior, entonces se establecerá un nuevo punto de operación en torno a una tensión de 0.89 p.u., tal como se muestra en la figura 51.

Figura 51. Curva $V_{\text{recibo}}-Q_{\text{iny}}$, actúa el LTC, comportamiento de cargas y compensación

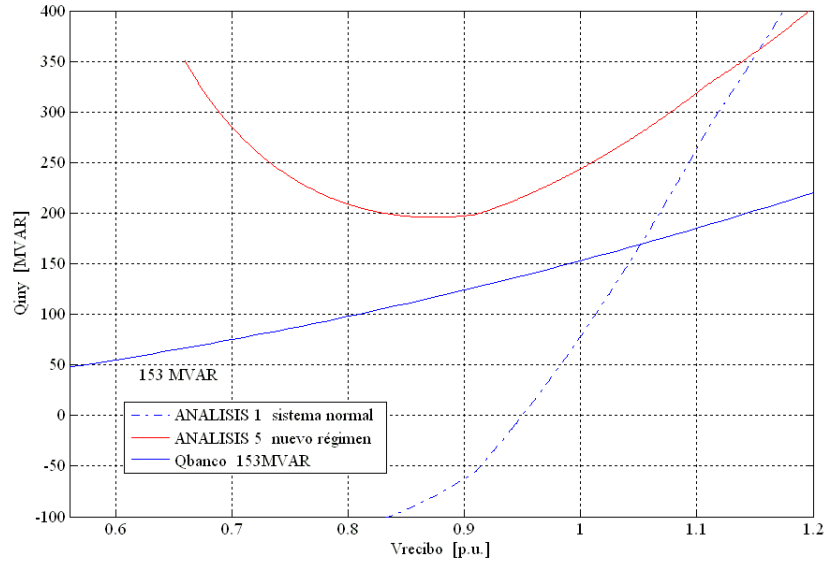


Sin embargo, la situación sigue siendo crítica dado que la tensión ha sufrido una caída del orden del 20%, lo cual nuevamente podría significar problemas para el normal funcionamiento del motor.

4.1.4.5 Análisis 5, nuevo régimen permanente de cargas

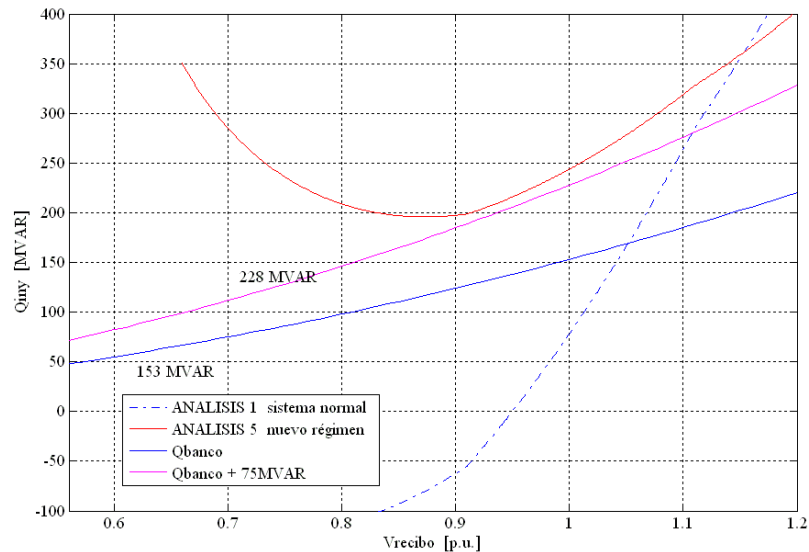
El problema es similar al detallado anteriormente, excepto que ahora se considera que la carga termostática ha alcanzado ahora su régimen permanente y se comporta como $P_T = \text{constante}$. Este caso correspondería al nuevo establecimiento en régimen permanente del sistema después que ha ocurrido la perturbación. La gráfica de simulación se muestra en la figura 52.

Figura 52. Curva $V_{recibo}-Q_{iny}$, nuevo régimen permanente del sistema



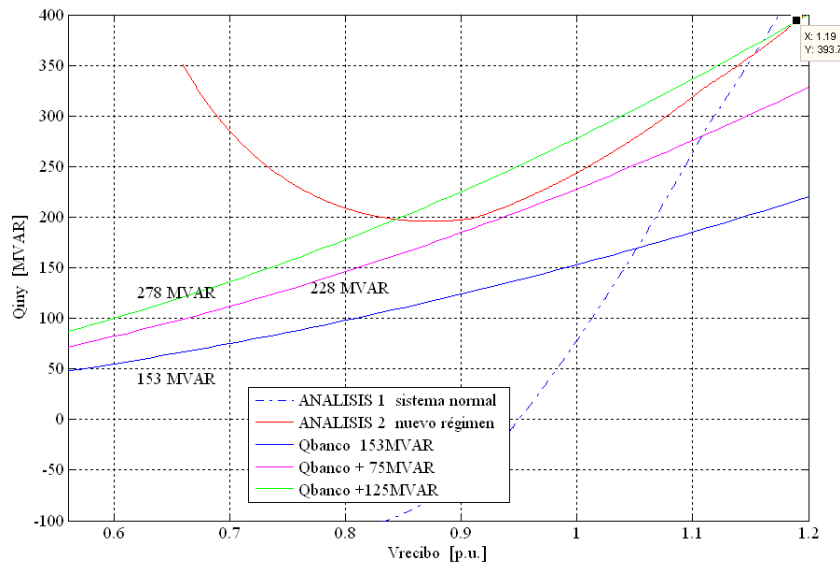
En esta figura se observa que si no ha actuado el sistema de control del banco de condensadores, el colapso de tensión es inminente, puesto que la curva de potencia reactiva inyectada está muy alejado de un punto de intersección con la característica de potencia reactiva aportada por el banco de condensadores de la barra.

Figura 53. Curva $V_{recibo}-Q_{iny}$, nuevo régimen permanente del sistema con compensación



Si se considera la situación a partir del *análisis 4*, cuando ya ha actuado la inyección de 75MVAR adicionales al banco de la barra *Recibo*, la situación tampoco mejora, puesto que aún no existe intersección entre las curvas, tal como se muestra en la figura 53; es decir, el sistema aún sufre de problemas de estabilidad de tensión.

Figura 54. Curva $V_{recibo}-Q_{iny}$, nuevo régimen permanente del sistema con mayor compensación



Si se agregan 125MVAR al banco de condensadores, el sistema se estabiliza en torno a una tensión de 1.19 *p.u.*, como se muestra en la figura 54, es decir en este caso existiría una sobretensión respecto al valor de pre-falla en la barra *Recibo*.

4.1.5 Descripciones finales del estudio cuasi-estacionario

Como se ha desarrollado en el presente apartado, las curvas VQ se pueden obtener de un análisis directo de la red, sin embargo, si el sistema es complejo puede resultar más sencillo obtener esta característica haciendo uso de un programa de flujo de potencia.

A través de un análisis de curvas VQ trazadas en condiciones de pre y post-falla para diferentes modelos de cargas se puede comprobar la robustez del sistema al aumentar el soporte de potencia reactiva; sin embargo esto no asegura la estabilidad de la red, ya que el colapso de tensión depende del tiempo que tardan las acciones de control (inyección de reactiva, cambio de tomas, desprendimiento de carga, etc.) en tomar efecto. Este hecho pudo observarse claramente en los *análisis 3 y 4*.

Se ha demostrado que el modelo asumido para la carga es un factor muy importante para el análisis de la estabilidad de tensión de una red eléctrica, razón por la cual es importante conocer la naturaleza de las cargas que existen en el nodo donde se obtienen las características VQ de manera de representarlas apropiadamente, de especial interés el caso de las máquinas rotatorias, puesto que es necesario el empleo de los modelos de mayor precisión.

Este análisis también demuestra que el problema de estabilidad de tensión es un fenómeno dinámico, razón por lo cual una simulación de esta naturaleza permitirá determinar de mejor forma los niveles de potencia reactiva, así como los tiempos de actuación de las acciones de control necesarias para preservar la estabilidad de tensión.

4.2 Análisis dinámico de estabilidad de tensión

En este apartado se presentarán distintos análisis básicos (similares al del apartado 4.1) de las dinámicas que envuelve el problema de estabilidad de tensión de un sistema eléctrico [32,33]. Los modelos dinámicos de los dispositivos comunes que intervienen dentro de un estudio de este tipo, fueron desarrollados y presentados en el capítulo tres.

El sistema de potencia bajo estudio, es el presentado en la sección 4.1 y se modela en el presente estudio considerando lo siguiente:

1. alimentación desde una barra de potencia infinita (nodo *Fuente*)
2. las líneas y las susceptancias de compensación se consideran de parámetros constantes, ignorando su transitorio.
3. el transformador LTC se considera con su toma fija, puesto que se suponen que las tomas no actúan en los tiempos de simulación considerados en este problema.
4. no se considera la dinámica de la carga termostática.

Los análisis a llevar a cabo son la adecuación del estudio cuasi–estacionario presentado en la sección anterior. Estos análisis serán:

- Análisis 1, análisis de caso base: se estudia el comportamiento dinámico de las variables principales del sistema, considerando los distintos métodos de control de potencia reactiva, con los datos especificados en el problema.
- Análisis 2, efecto del tiempo de retardo de conexión: sobre el efecto del tiempo de retardo de la conexión del banco de banco de condensadores. Se trata de analizar el efecto que tiene en la estabilidad de tensión el tiempo que tarda el banco de condensadores en conectarse a la red.
- Análisis 3, efecto del tamaño del banco de condensadores. Se analiza el efecto que tiene en la tensión del nodo *Recibo* el tamaño del banco de condensadores, considerando distintos instantes de conexión y duración de la falla.
- Análisis 4, análisis del efecto del tiempo de retardo en el despeje de la falla. Se analiza el efecto que tiene en la estabilidad de tensión el tiempo que tarda en despejarse la falla.

Para estos análisis, las variables del sistema a estudiar son:

- Tensión en el nodo *Recibo*
- Velocidad del rotor del motor de inducción
- Par eléctrico-par mecánico del motor de inducción
- Intensidad inyectada por el elemento de control de reactiva en el nodo *Recibo*
- Susceptancia del elemento de control de reactiva

Los datos numéricos requeridos para la simulación dinámica se muestran en las siguientes tablas:

Tabla V: Datos para el motor de inducción

Motor de Inducción, base 500MVA

Resistencia de estator, R_s (p.u.)	0.031
Reactancia de estator, X_s (p.u.)	0.10
Reactancia magnetización, X_m (p.u.)	3.20
Resistencia del rotor, R_r (p.u.)	0.018
Reactancia del rotor, X_r (p.u.)	0.180
Constante de inercia, H (seg)	0.7
Factor A del par mecánico	1.0
Factor B del par mecánico	0.0
Factor C del par mecánico	0.0
X' ecuación 3.67 sección 3.2.2.5.1	0.2704

Tabla VI: Datos el compensador estático de potencia reactiva

Compensador estático SVC

Límite de potencia máximo (p.u.)	125MVAR/100 MVAR = 1.25
Límite de potencia mínimo (p.u.)	- 75MVAR/100MVAR = -0.75
Constante de tiempo dinámica (seg)	0.05
Pendiente %	2.00
Ganancia dinámica (p.u.)	50.0

Tabla VII: Datos el compensador síncrono⁵

Condensador síncrono, base 125MVA	
Resistencia de estator, R_s (p.u.)	0.0
Reactancia desde estator con rotor a C.A., X_d (p.u.)	1.386x 100MVA/125MVA = 1.1088
Reactancia desde estator con rotor a C.C., $X'd$ (p.u.)	0.285x 100MVA/125MVA = 0.2280
Reactancia estator del eje q, X_q (p.u.)	0.285x 100MVA/125MVA = 0.6520
Contante de tiempo del rotor $T'do$ (seg)	9.5640
Constante de inercia, H (seg)	2.15x 100MVA/125MVA = 2.6875
Valor máximo de la excitación, E_{fd} max (p.u.)	12.43
Valor mínimo de la excitación, E_{fd} min (p.u.)	-9.00

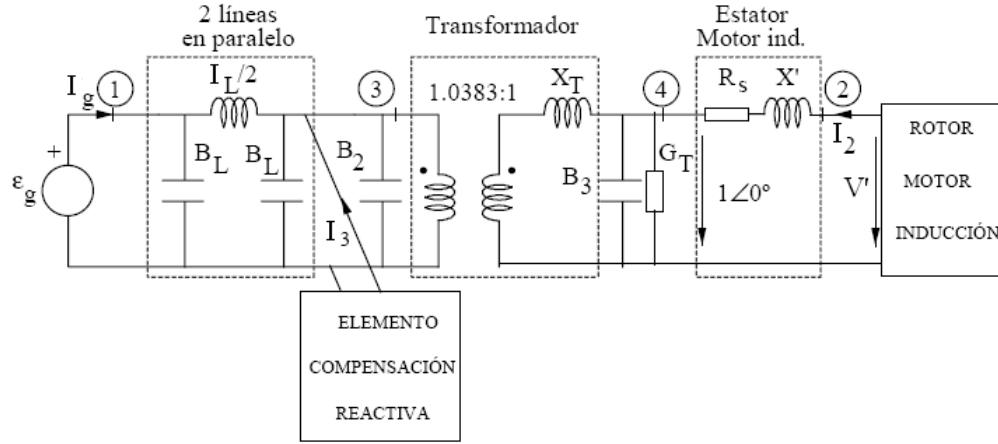
4.2.1 Interfase red-cargas dinámicas

Para simular la interacción entre la red y las cargas dinámicas, es necesario realizar una interfase que relacione la operación permanente de la red eléctrica con la operación transitoria de las distintas cargas dinámicas que existen en el sistema.

El método empleado ha sido relacionar ambos sistemas mediante un análisis por nodos, considerando el aporte de los elementos dinámicos como fuentes de corriente, tal como se muestra en la figura 55, donde muestra el circuito equivalente monofásico de la red en análisis.

⁵ Datos obtenidos del artículo “New synchronous compensator for The Nelson River”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.6, No.2, abril de 1991

Figura 55. Circuito equivalente para el análisis dinámico de la red en estudio



Se consideran los siguientes nodos:

- Nodo 1: nodo de conexión a la red infinita (*Fuente*)
- Nodo 2: nodo interno para señalar la conexión del rotor del motor de inducción (*Rotor*)
- Nodo 3: nodo de control de potencia reactiva, donde se conectará el condensador fijo, el SVC o el compensador síncrono (*Recibo*)
- Nodo 4: nodo de conexión de las cargas (*Carga*)

Se puede plantear del análisis nodal, la siguiente igualdad considerando:

$$\begin{bmatrix} I_g \\ I_2 \\ I_3 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & Y_{14} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} & Y_{24} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} & Y_{34} \\ Y_{41} & Y_{42} & Y_{43} & Y_{44} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \varepsilon_g \\ V' \\ V_3 \\ V_4 \end{bmatrix} \quad (4.12)$$

Donde Y_{Bus} varía según el estado del sistema, que para este estudio son los siguientes:

- a. Situación inicial pre-falla: sistema inicial con las dos líneas conectadas y sin perturbación.

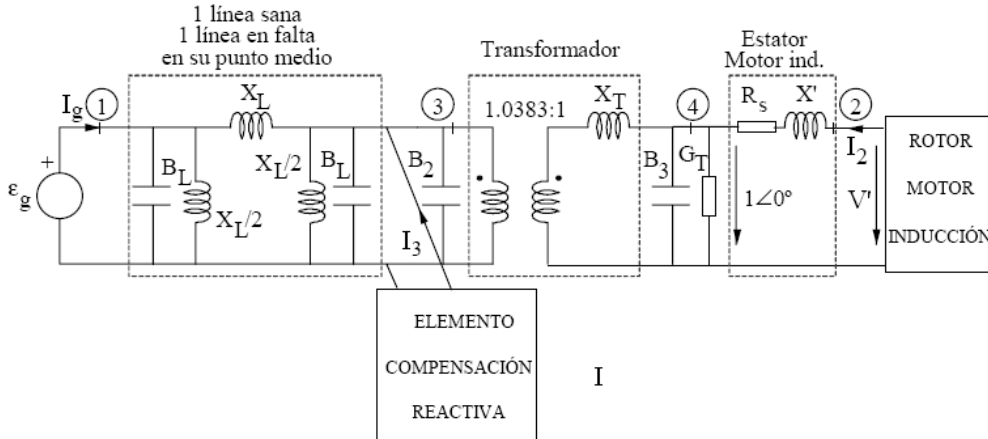
- b. Situación de falla: cortocircuito trifásico en el punto medio de una de las líneas
- c. Situación post-falla: se despeja la falla y el sistema queda operando con una línea fuera de servicio.

4.2.1.1 Situación pre-falla

A partir de la figura 55 se obtiene la Y_{Bus} pre-falla:

$$Y_{pre-f} = \begin{bmatrix} 0 - j3.7402 & 0 & 0 + j3.771 & 0 \\ 0 & 0.4185 - j3.6502 & 0 & -0.4185 \\ 0 + j3.771 & 0 & 0 - j14.5697 & 0 + j11.5620 \\ 0 & -0.4185 + j3.6502 & 0 + j11.5620 & 1.0185 - j15.3310 \end{bmatrix}$$

Figura 56. Circuito equivalente dinámico de la red con una línea cortocircuitada



4.2.1.2 Situación de falla

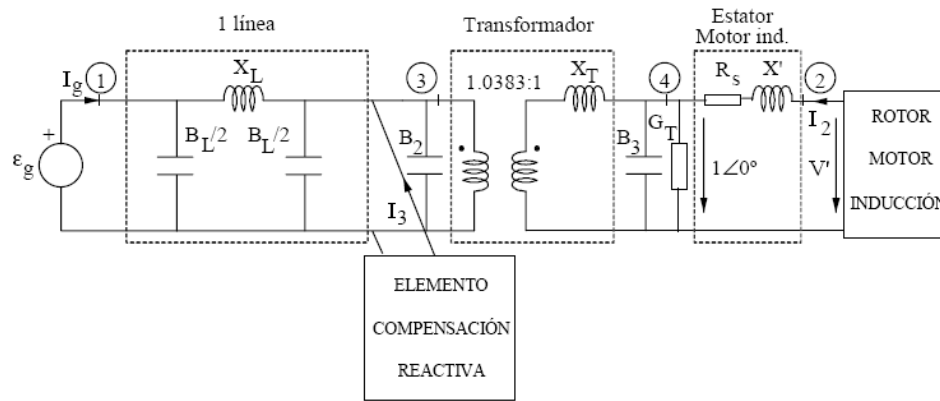
Para representar esta situación se muestra la figura 56, donde se representa la falla en el punto medio de una de las líneas. La Y_{Bus} en falla es la siguiente:

$$Y_f = \begin{bmatrix} 0 - j5.6288 & 0 & 0 + j1.8886 & 0 \\ 0 & 0.4185 - j3.6502 & 0 & -0.4185 + j3.6502 \\ 0 + j1.8886 & 0 & 0 - j14.5697 & 0 + j11.5620 \\ 0 & -0.4185 + j3.6502 & 0 + j11.5620 & 1.0185 - j15.3310 \end{bmatrix}$$

4.2.1.3 Situación de post-falla

La representación del sistema en situación post-falla se presenta en la figura 57.

Figura 57. Circuito equivalente dinámico de la red con la falla despejada



La Y_{Bus} en post-falla es la siguiente:

$$Y_{post-f} = \begin{bmatrix} 0 - j1.8701 & 0 & 0 + j1.8886 & 0 \\ 0 & 0.4185 - j3.6502 & 0 & -0.4185 + j3.6502 \\ 0 + j1.8886 & 0 & 0 - j12.6996 & 0 + j11.5620 \\ 0 & -0.4185 + j3.6502 & 0 + j11.5620 & 1.0185 - j15.3310 \end{bmatrix}$$

Las inyecciones de corriente se pueden representar también como:

$$\begin{bmatrix} I_g \\ I_2 \\ I_3 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (Y_{gg}) & (Y_{gr}) \\ (Y_{rg}) & (Y_{rr}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathcal{E}_g \\ V_1 \\ V_3 \\ V_4 \end{bmatrix} \quad (4.13)$$

$$\text{De donde: } \begin{bmatrix} I_g \\ I_2 \end{bmatrix} = [Y_{gg}] \begin{bmatrix} \mathcal{E}_g \\ V' \end{bmatrix} + [Y_{gr}] \begin{bmatrix} V_3 \\ V_4 \end{bmatrix} \quad \text{y} \quad \begin{bmatrix} I_3 \\ 0 \end{bmatrix} = [Y_{rg}] \begin{bmatrix} \mathcal{E}_g \\ V' \end{bmatrix} + [Y_{rr}] \begin{bmatrix} V_3 \\ V_4 \end{bmatrix}$$

En función del caso particular que se analice, las corrientes inyectadas tomarán diferentes valores.

En cualquier caso, serán de interés la corriente inyectada al nodo donde está el rotor del motor (la corriente de alimentación del motor $I_2 = -I_m$), y la tensión del nodo de control de reactiva V_3 . Siendo datos conocidos en un instante del tiempo de tensión en el nodo 1 ($\mathcal{E}_g = V_{fuente} = 1.04879 \angle 22.4403^\circ$, sección 4.1.3) y la tensión en el nodo 2, que se obtiene como resultado del análisis del transitorio del motor, cual es distinta en cada instante. De este modo para cada uno de los análisis base planteados se tiene lo que a continuación se describirá.

4.2.2 Comportamiento de las corrientes dentro de los análisis

4.2.2.1 Sin corriente inyectada en el nodo 3, $I_3 = 0$

Esta situación corresponderá al caso en que solamente la red y el motor inyectan corriente a la red, no existe ningún elemento adicional que inyecte potencia reactiva en el nodo 3; por lo tanto, se tendrá:

$$\begin{bmatrix} I_g \\ -I_m \end{bmatrix} = [Y_{gg}] \begin{bmatrix} \mathcal{E}_g \\ V' \end{bmatrix} + [Y_{gr}] \begin{bmatrix} V_3 \\ V_4 \end{bmatrix} \quad \text{y} \quad \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} = [Y_{rg}] \begin{bmatrix} \mathcal{E}_g \\ V' \end{bmatrix} + [Y_{rr}] \begin{bmatrix} V_3 \\ V_4 \end{bmatrix}$$

De donde:

$$\begin{bmatrix} V_3 \\ V_4 \end{bmatrix} = -[Y_{rr}]^{-1} \cdot [Y_{rg}] \begin{bmatrix} \mathcal{E}_g \\ V' \end{bmatrix} \Rightarrow V_3 = [V_3^{1f}] \begin{bmatrix} \mathcal{E}_g \\ V' \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} I_g \\ -I_m \end{bmatrix} = ([Y_{gg}] - [Y_{gr}][Y_{rr}]^{-1} \cdot [Y_{rg}]) \begin{bmatrix} \mathcal{E}_g \\ V' \end{bmatrix} \Rightarrow I_m = [I_3^{2f}] \begin{bmatrix} \mathcal{E}_g \\ V' \end{bmatrix}$$

Para lo cual, las expresiones $[V_3^{1f}]$ es la primera fila de la matriz $-[Y_{gg}]^{-1} \cdot [Y_{rg}]$ y $[V_3^{1f}]$ es la segunda fila de la matriz $-([Y_{gg}] - [Y_{gr}][Y_{rr}]^{-1} \cdot [Y_{rg}])$.

Estos vectores tienen los siguientes valores para cada una de las situaciones que se presentan en la red:

Situación pre-falla

$$[V_3^{1f}] = [V_{3v}] = [0.6357 - j0.0622 \quad 0.4667 - j0.0233]$$

$$[V_m^{2f}] = [I_{mv}] = [-0.0879 - j1.7628 \quad -0.2794 - j1.4912]$$

Situación de falla

$$[V_3^{1f}] = [V_{3v}] = [0.2415 - j0.0179 \quad 0.3544 - j0.0093]$$

$$[V_m^{2f}] = [I_{mv}] = [-0.0175 - j0.6693 \quad -0.2556 + j1.8032]$$

Situación de post-falla

$$[V_3^{1f}] = [V_{3v}] = [0.4605 - j0.0661 \quad 0.6780 - j0.0644]$$

$$[V_m^{2f}] = [I_{mv}] = [-0.1217 - j1.2805 \quad -0.3651 - j1.9022]$$

4.2.2.2 Conexión un condensador fijo o un SVC al nodo 3 de control de reactiva $I_3 \neq 0$

El tratamiento de un condensador de valor fijo y un SVC es el mismo, ya que como se ha puesto de manifiesta en el capítulo 2, el SVC es una susceptancia de valor variable en cada instante de tiempo y esto no afecta al tratamiento de la interfase con el sistema.

En esta situación, estos elementos aportan una intensidad que se puede relacionar con la tensión del nodo donde están colocados, de la siguiente forma $I_3 = I_{comp} = -j B_{comp} V_3$. Por lo tanto se tendrá lo siguiente:

$$\begin{bmatrix} I_g \\ -I_m \end{bmatrix} = [Y_{gg}] \begin{bmatrix} \mathcal{E}_g \\ V' \end{bmatrix} + [Y_{gr}] \begin{bmatrix} V_3 \\ V_4 \end{bmatrix} \quad \text{y} \quad \begin{bmatrix} I_{comp} \\ 0 \end{bmatrix} = [Y_{rg}] \begin{bmatrix} \mathcal{E}_g \\ V' \end{bmatrix} + [Y_{rr}] \begin{bmatrix} V_3 \\ V_4 \end{bmatrix}$$

De donde:

$$\begin{bmatrix} V_3 \\ V_4 \end{bmatrix} = -[Y_{rr}]^{-1} \cdot [Y_{rg}] \begin{bmatrix} \mathcal{E}_g \\ V' \end{bmatrix} + [Y_{rr}]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} -jB_{comp} V_3 \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} I_g \\ -I_m \end{bmatrix} = ([Y_{gg}] - [Y_{gr}][Y_{rr}]^{-1} \cdot [Y_{rg}]) \begin{bmatrix} \mathcal{E}_g \\ V' \end{bmatrix} + [Y_{rg}][Y_{rr}]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} -jB_{comp} V_3 \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$V_3 = V'_3 + ([Y_{rr}]^{-1})_{1,1} \cdot (-jB_{comp} V_3)$$

$$I_m = I'_m - ([Y_{rg}][Y_{rr}]^{-1})_{2,1} \cdot (-jB_{comp} V_3)$$

Para lo cual:

$$V'_3 = [V_3^{1f}] \begin{bmatrix} \mathcal{E}_g \\ V' \end{bmatrix} : \text{Tensión en el nodo 3, para el análisis 1 } (I_3 = 0)$$

$$I'_m = [I_m^{2f}] \begin{bmatrix} \mathcal{E}_g \\ V' \end{bmatrix} : \text{Intensidad del motor para el análisis 1 } (I_3 = 0)$$

Ahora, como simplificación de las ecuaciones vectoriales mostradas y con la finalidad de simular dinámicamente estas expresiones, encontramos las partes real e imaginaria de la tensión V_3 en función de vectores constantes de simulación:

$$V_3 = \frac{V'_3}{1 + ([Y_{rr}]^{-1})_{1,1} \cdot jB_{comp}}$$

$$V_3 = \frac{V'_3}{1 + (A + jB) \cdot jB_{comp}}$$

$$V_3 = \frac{V'_3}{(1 - B \cdot jB_{comp}) + jA \cdot B_{comp}}$$

$$V_3 = \frac{V'_{3real} \cdot (1 - B \cdot B_{comp}) + V'_{3imag} \cdot A \cdot B_{comp}}{(1 - B \cdot B_{comp})^2 + (A \cdot B_{comp})^2} + j \frac{V'_{3imag} \cdot (1 - B \cdot B_{comp}) + V'_{3real} \cdot A \cdot B_{comp}}{(1 - B \cdot B_{comp})^2 + (A \cdot B_{comp})^2}$$

Similarmente, las expresiones para la corriente del motor se muestran a continuación:

$$I_m = I'_m - (C + jD) \cdot (-jB_{comp} V_3)$$

$$I_m = I'_m - (CV_{3imag} + DV_{3real}) \cdot B_{comp} - j \cdot (DV_{3imag} + CV_{3real}) \cdot B_{comp}$$

Donde las constantes con fines de simulación describen a los vectores:

A: parte real de $([Y_{rr}]^{-1})_{1,1}$

B: parte imaginaria de $([Y_{rr}]^{-1})_{1,1}$

C: parte real de $([Y_{rg}][Y_{rr}]^{-1})_{2,1}$

D: parte real de $([Y_{rg}][Y_{rr}]^{-1})_{2,1}$

Estos vectores tienen los siguientes valores, mostrados en la tabla VIII, para cada una de las situaciones que presenta la red:

Tabla VIII: Valor de los vectores para cada situación de la red

Vector	<i>pre-falla</i>	<i>falla</i>	<i>post-falla</i>
<i>A</i>	0	0.0095	0.0350
<i>B</i>	0	0.1279	0.2438
<i>C</i>	0	-0.3544	-0.6780
<i>D</i>	0	0.0093	0.0644

- Tensión en el nodo *Recibo*
- Velocidad del rotor del motor de inducción
- Par eléctrico-par mecánico del motor de inducción
- Intensidad inyectada por el elemento de control de reactiva en el nodo *Recibo*
- Susceptancia del elemento de control de reactiva

4.2.2.3 Conexión de un compensador síncrono al nodo 3, $I_3 \neq 0$

En esta situación, el compensador síncrono inyecta una corriente al nodo 3 que se obtiene en cada instante a partir del modelo transitorio del compensador, y por lo tanto se tendrá lo siguiente:

$$\begin{bmatrix} I_g \\ -I_m \end{bmatrix} = [Y_{gg}] \begin{bmatrix} \mathcal{E}_g \\ V' \end{bmatrix} + [Y_{gr}] \begin{bmatrix} V_3 \\ V_4 \end{bmatrix} \quad \text{y} \quad \begin{bmatrix} I_{CS} \\ 0 \end{bmatrix} = [Y_{rg}] \begin{bmatrix} \mathcal{E}_g \\ V' \end{bmatrix} + [Y_{rr}] \begin{bmatrix} V_3 \\ V_4 \end{bmatrix}$$

De donde:

$$\begin{bmatrix} V_3 \\ V_4 \end{bmatrix} = -[Y_{rr}]^{-1} \cdot [Y_{rg}] \begin{bmatrix} \mathcal{E}_g \\ V' \end{bmatrix} + [Y_{rr}]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} I_{CS} \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} I_g \\ -I_m \end{bmatrix} = \left([Y_{gg}] - [Y_{gr}] [Y_{rr}]^{-1} [Y_{rg}] \right) \begin{bmatrix} \mathcal{E}_g \\ V' \end{bmatrix} + [Y_{rg}] [Y_{rr}]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} I_{CS} \\ 0 \end{bmatrix}$$

Por lo tanto:

$$V_3 = V'_3 + ([Y_{rr}]^{-1})_{1,1} \cdot I_{CS}, \quad I_m = I'_m - ([Y_{rg}] [Y_{rr}]^{-1})_{2,1} \cdot I_{CS}$$

Como el caso anterior, se define que:

$$V_3 = V'_3 + (A + jB) \cdot I_{CS}, \quad I_m = I'_m - (C + jD) \cdot I_{CS}$$

Donde las constantes A, B, C, y D son las mismas que en el análisis 3 y por tanto sus valores para distintas situaciones de la red son los mismos que se han indicado anteriormente.

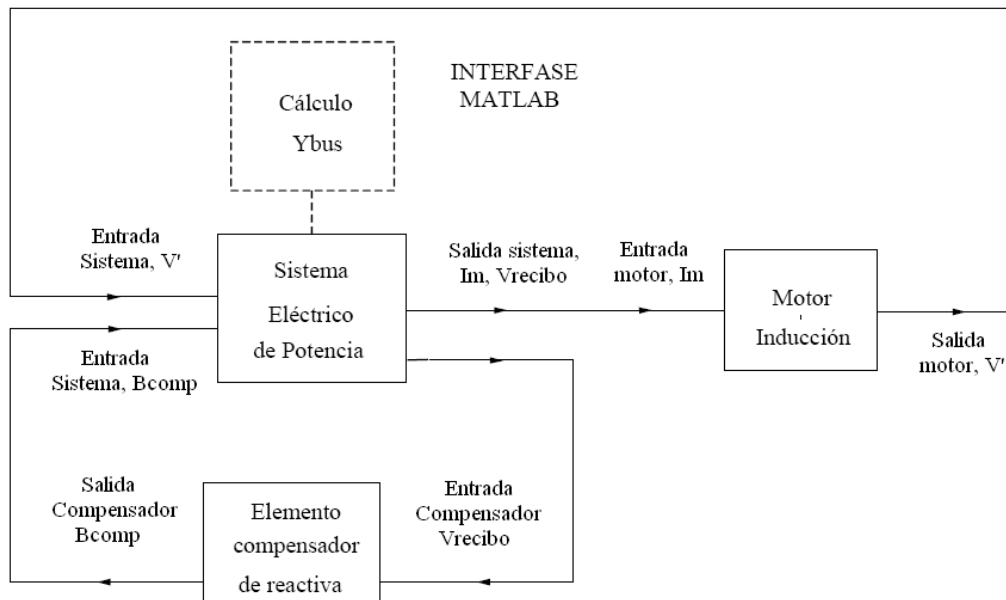
En resumen, después de este análisis se observa que para cualquier caso de estudio, el agregar cualquier tipo de elemento dinámico a un nodo de la red, puede estudiarse empleando la técnica de superposición, es decir se considera la situación antes de agregar el elemento (V'_3 e I'_m) más el efecto propio de este componente sobre la red (valores A, B, C, D en combinación con las intensidades que aportan). En caso que la incorporación de elementos sea al mismo nodo, los valores no varían.

También es importante destacar que con esta metodología de enlace entre la red y los elementos dinámicos, por cada motor que se agregue a la red, se genera una nueva incógnita de corriente, sin embargo por cada elemento que inyecte corriente (generador, SVC, condensador, etc.) se genera una nueva incógnita de tensión.

4.3 Bloques de simulación dinámica

La herramienta de simulación dinámica es implementada en Simulink⁶. Esta herramienta es una adecuación de los modelos presentados por el PhD Horacio Díaz [16]. El programa está estructurado en bloques, como se muestra en la figura 58.

Figura 58. Diagrama de bloques de la estructura de simulación dinámica



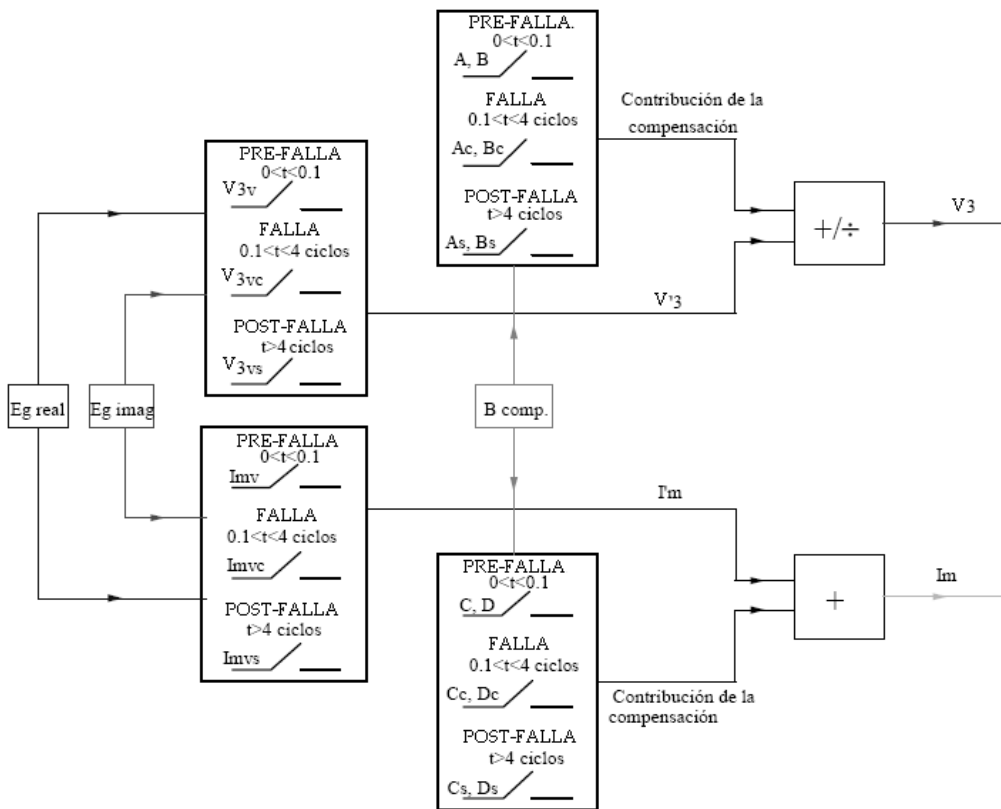
⁶ Simulink de Matlab 7.01

4.3.1 Bloque sistema de potencia

El bloque de sistema de potencia cumple la función de representar a la red eléctrica mediante un análisis de nodos, el cual fue detallado en el apartado de la descripción del modelo de la red.

La estructura interna y parámetros de este bloque se muestran en la figura 59, donde se puede apreciar lo siguiente:

Figura 59. Estructura interna del bloque del sistema de potencia



- la tensión del nodo de potencia infinita, se incluye como una constante que aparece como Egr y Egi , que indican las partes real e imaginaria respectivamente.

- Existe un conjunto de constantes necesarias para el cálculo de la tensión V_3 y la corriente I_m ; estas variables se identifican a continuación:

V_{3v} , V_{3vc} , V_{3vs} : se emplean para el cálculo de la tensión V'_3

Imv , $Imvc$, $Imvs$: se emplean para el cálculo de la intensidad del motor I'_m

A , B , Ac , Bc , As , Bs : empleadas para tener en cuenta el efecto del condensador o el SVC en el cálculo de la tensión V_3

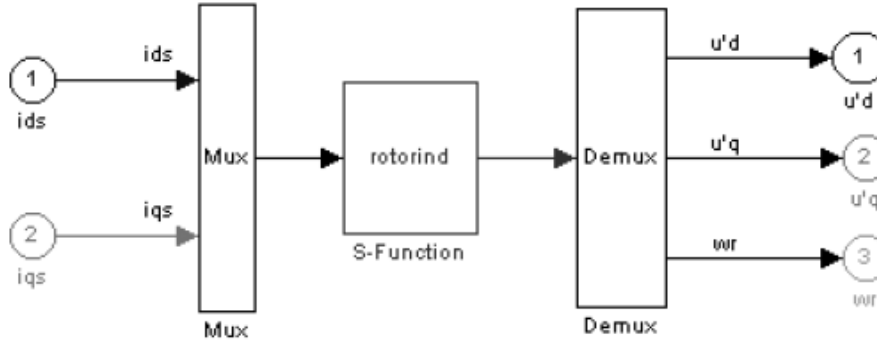
C , D , Cc , Dc , Cs , Ds : empleadas para tener en cuenta el efecto del condensador o SVC en el cálculo de la tensión V_3

- La selección de las constantes anteriores, correspondientes a los distintos estados de la red (pre-falla, falla y post-falla), se ha realizado mediante interruptores controlados por unos relojes que seleccionan el instante en que se produce el cambio de un estado a otro.
- La duración de cada estado se ha definido de la siguiente forma:
Pre-falla: un tiempo constante de valor $t_{\text{pre-falla}} = 0.1$ seg.
Falla: un tiempo de duración de la falla en ciclos que corresponde al tiempo de despeje de la falla
Post-falla: desde el despeje de la falla, hasta el tiempo final de la simulación
- la complejidad de este bloque se debe al hecho que las operaciones que requieren el uso de números complejos han sido realizadas manualmente.

4.3.2 Bloque del motor de inducción

Este bloque simula la dinámica del rotor del motor de inducción, cuyo modelo fue detallado en la sección 3.2.2.5; la figura 60 presenta el diagrama de bloques de este dispositivo.

Figura 60. Diagrama de bloques del motor de inducción de Simulink



En este caso, las ecuaciones diferenciales que definen el comportamiento dinámico del rotor, se han representado con una función *S-function* que es una función propia de Simulink que permite la comunicación con un lenguaje de alto nivel, como es el caso de Matlab, de esta forma se consigue programar cualquier subrutina creada por el usuario.

El detalle de la *S-function* que define el comportamiento del motor de inducción, se encuentra en el Apéndice B.

Los parámetros de este bloque se ingresan a través de un menú desplegable realizado a través de la función de enmascaramiento de Simulink; los valores numéricos de este bloque se presentan en la tabla IX.

Tabla IX: Definición de parámetros del Motor de Inducción

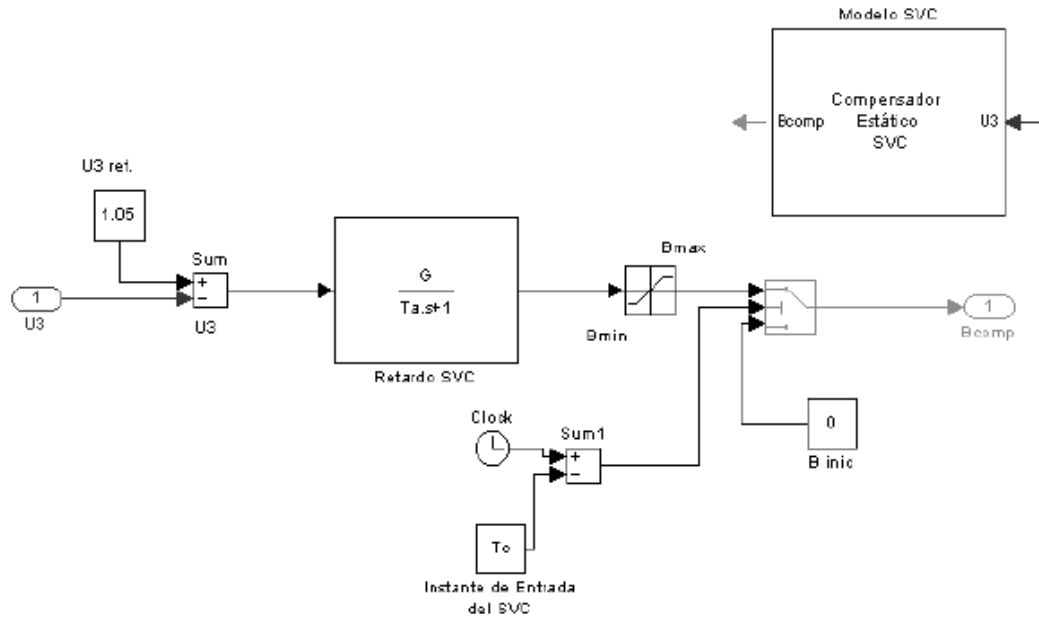
Tensión de alimentación (<i>p.u.</i>)	1.0	Constante de Inercia H (seg.)	0.7
Potencia en el eje (<i>p.u.</i>)	0.6	Reactancia de magnetización X_m (<i>p.u.</i>)	3.2
Parámetro A, modelo de Tcarga	1.0	Reactancia del Rotor X_r (<i>p.u.</i>)	0.18
Parámetro B, modelo de Tcarga	0.0	Resistencia del Rotor R_r (<i>p.u.</i>)	0.018
Parámetro C, modelo de Tcarga	0.0	Reactancia del estator X_s (<i>p.u.</i>)	0.1
Parámetro D, modelo de Tcarga	0.0	Resistencia del estator R_s (<i>p.u.</i>)	0.031

4.3.3 Bloque compensador estático de reactiva SVC

Este bloque simula la dinámica de un SVC y como caso particular permite simular un banco de condensadores de valor fijo; se muestra en la figura 61.

La dinámica del SVC se ha representado de acuerdo a lo descrito en la sección 3.3.1 como un sistema de primer orden y los valores utilizados en esta simulación son los siguientes: una constante de tiempo $T_a = 50$ milisegundos, con un 2% de pendiente y una ganancia de 50 en por unidad.

Figura 61. Diagrama de bloques del SVC en Simulink



La susceptancia es $B_{max} = 125\text{MVAR}$, correspondiendo a un funcionamiento como condensador y la susceptancia mínima es $B_{min} = -75\text{MVAR}$, que corresponde al caso en que el SVC funciona como bobina. La tensión de referencia se ha fijado en $V_{3ref} = 1.05$ p.u., que corresponde a la tensión que se desea mantener en el nodo 3 del sistema en estudio.

4.3.4 Bloque del compensador síncrono

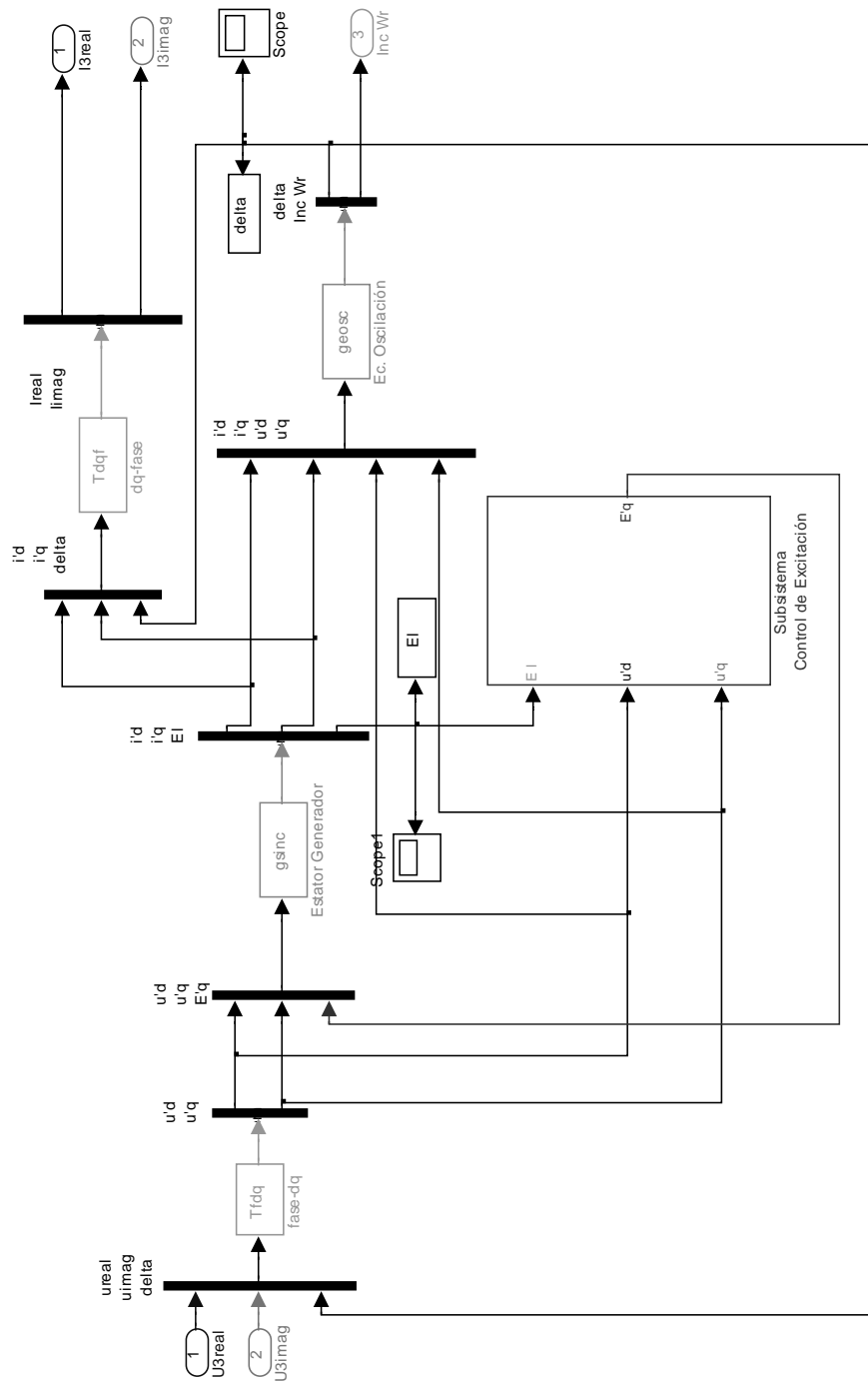
El bloque del compensador síncrono es presentado en la figura 62 y los parámetros utilizados se muestran en la tabla X.

Tabla X: Parámetros utilizados en la simulación del compensador síncrono

Reactancia síncrona de eje d, X_d (p.u.)	5.544	Reactancia de transformador X_t (p.u.)	0.34
Reactancia síncrona de eje q, X_q (p.u.)	3.26	Límite inferior de regulador de tensión	-9.0
Reactancia subtransitoria de eje d, X'_d (p.u.)	1.14	Límite superior de regulador de tensión	12.43
Resistencia de estator R_a (p.u.)	0.0	Constante de tiempo del rotor (seg)	9.564
Constante de inercia H (seg)	0.5375	Ganancia del Regulador	100

Las características de este bloque se han escogido con base al estudio presentado por el profesor Héctor Sarmiento [9], en el cual se presenta un regulador de tensión estático generalmente rápido, es decir un control de tipo proporcional caracterizado por la constante K igual a 100, además que no se considera el límite para la intensidad de campo (subexcitación y/o sobreexcitación).

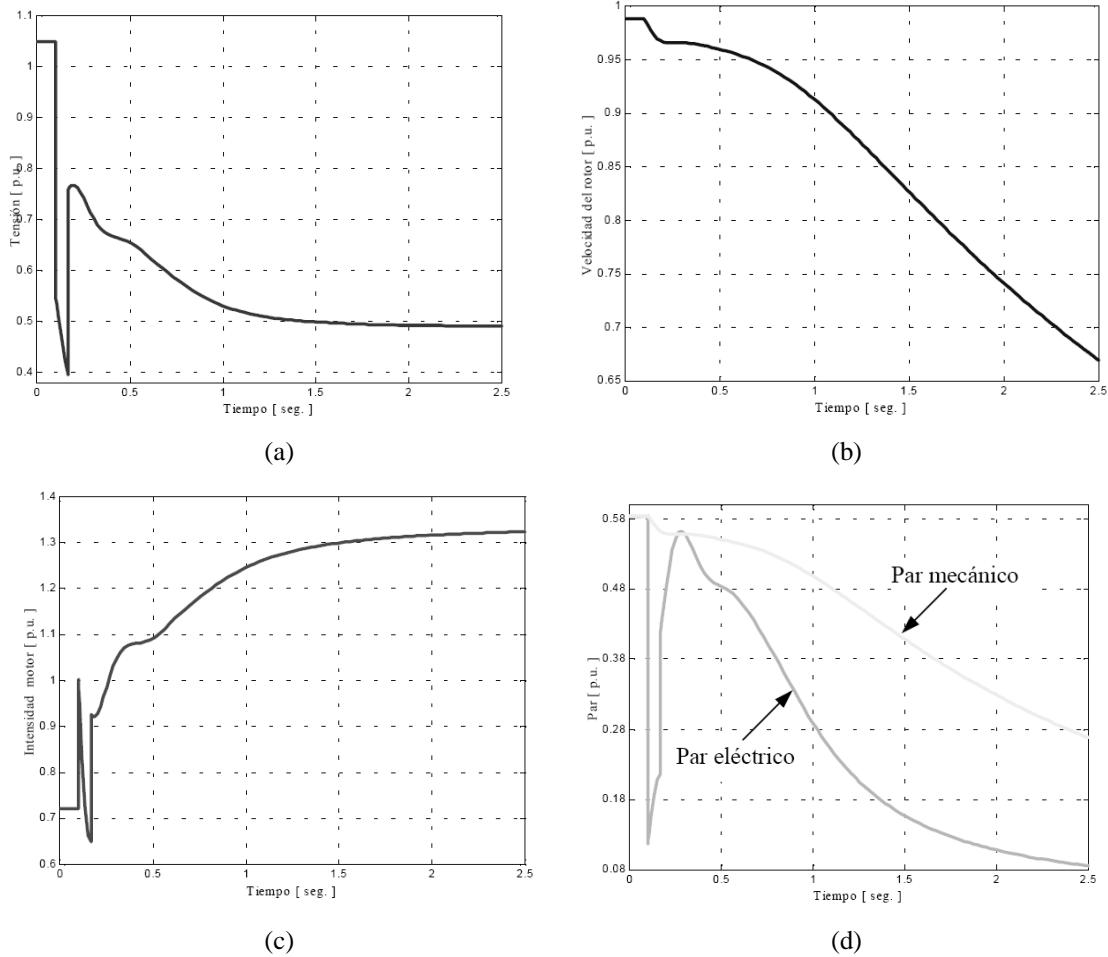
Figura 62. Diagrama de bloques de Simulink del compensador síncrono



4.4 Resultados de simulación dinámica

Al realizar el estudio de la red después de producirse la perturbación y sin considerar control alguno de potencia reactiva, como se puede observar en la figura 63a, donde la tensión en el nodo *Recibo* alcanza valores inaceptables en el nuevo período permanente, presentando problemas de inestabilidad.

Figura 63. Comportamiento dinámico sin considerar control de reactiva en el sistema



El origen del problema mostrado en la figura 63 se encuentra en que antes de que ocurra la perturbación el sistema se encuentra fuertemente cargado, hecho que se puede comprobar al observar los resultados del flujo de carga que se presenta en el Apéndice C, donde se muestra que el transformador está operando con un 20% de sobrecarga.

Este transformador alimenta a dos cargas; un motor que en régimen permanente está trabajando aproximadamente a un 60% de su carga nominal (instante inicial en la figura 63d) y una carga resistiva que consume el otro 60%.

Aunque el motor no está sobrecargado, cuando se produce la perturbación (cortocircuito en una de las líneas paralelas de la figura 39), la tensión en el sistema disminuye bruscamente, lo cual causa una disminución del par eléctrico (figura 63d) del motor y por tanto una desaceleración del mismo (figura 63b).

Al despejar la falla, la tensión del sistema tiende a recuperarse y por lo tanto también el par; sin embargo, la pérdida de una línea divita al sistema, que debe seguir alimentando la misma carga, lo que causa que la recuperación no sea suficiente para un suministrar el par demandado por la carga, con lo cual el rotor queda bloqueado, produciéndose un efecto en cadena de aumento de intensidad del motor (figura 63c) y una disminución de la tensión hasta un punto de colapso (figura 63a).

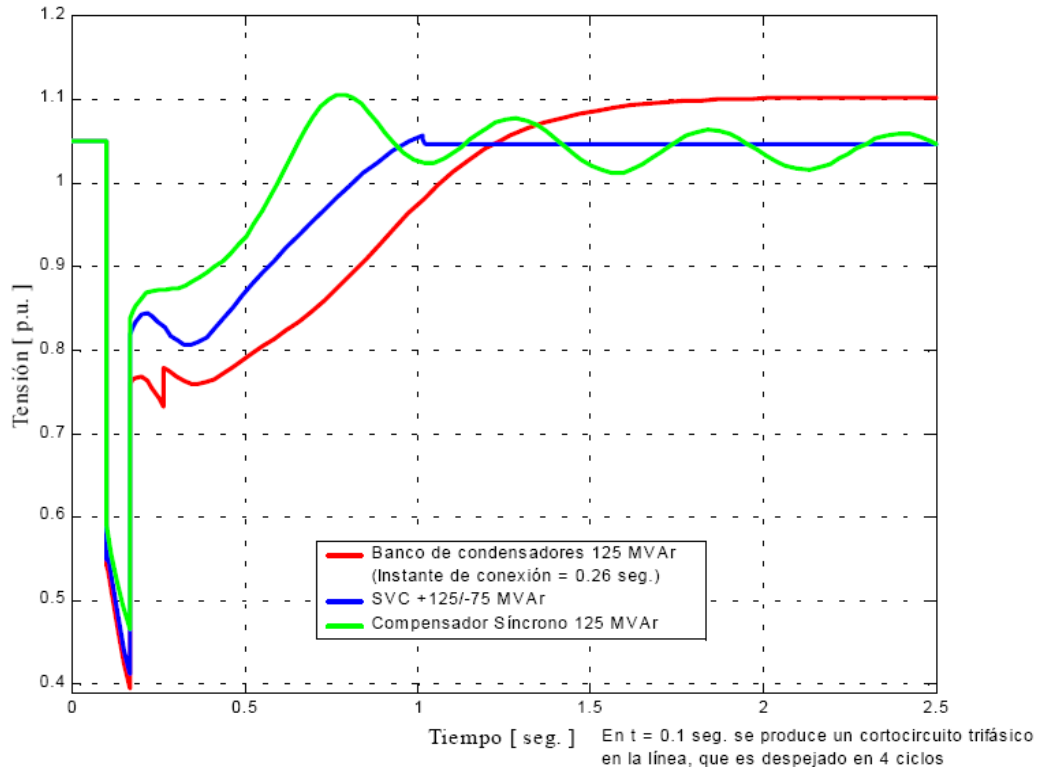
Debe notarse, que este fenómeno ha ocurrido aún cuando el motor antes de la perturbación estaba trabajando en condiciones de carga bajo la nominal; esto pone de manifiesto que la dinámica de las cargas rotativas es fundamental para el estudio de estabilidad de tensión, ya que el análisis con modelos de motor cuasi-estacionario (impedancia y potencia constantes, etc.) pueden conducir a resultados erróneos, por ejemplo un análisis del modelo del motor como impedancia constante da un punto de solución estable, hecho que de acuerdo a la figura 63 no es correcto.

Los análisis a llevar a cabo fueron definidos en la sección 4.2, donde se estudian las diferentes alternativas de control de potencia reactiva, en el comportamiento dinámico de las variables del sistema (Tensión en el nodo *Recibo*, velocidad del motor de inducción), intensidad inyectada por el elemento de control de reactiva al nodo *Recibo*, par eléctrico-par mecánico del motor de inducción.

Para los siguientes análisis todos los tiempos de retardo en conexión de dispositivos de control de potencia reactiva, fueron tomados en base al estudio presentado en la bibliografía siguiente [32].

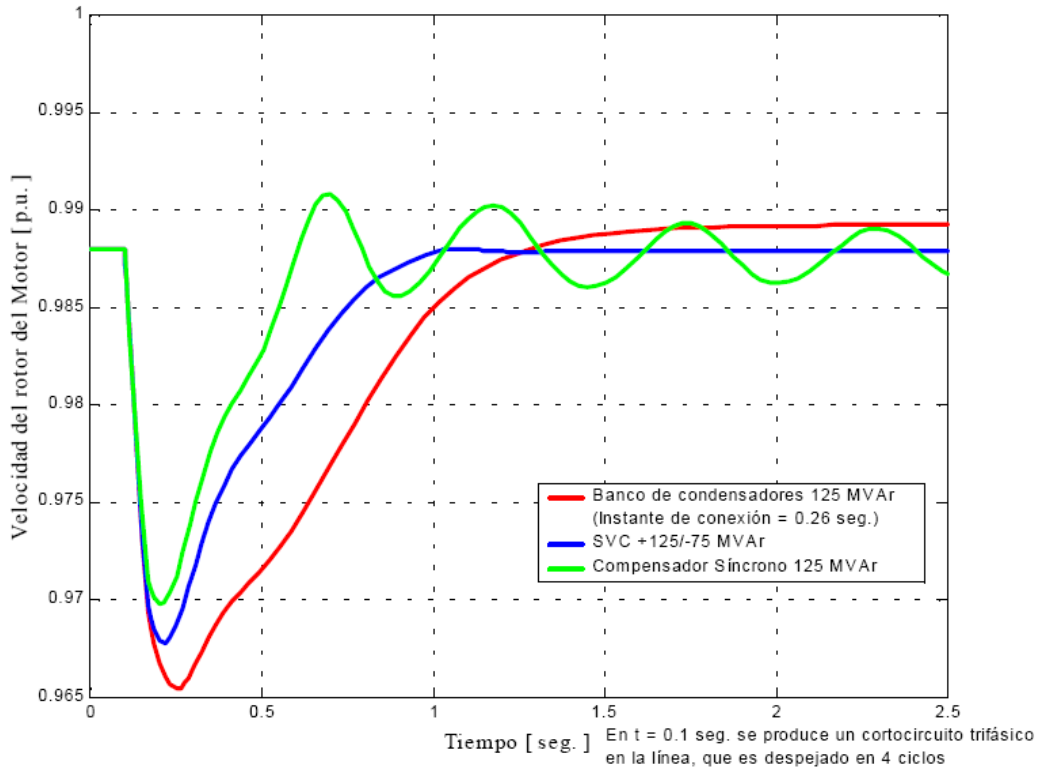
4.4.1 Análisis de caso base

Figura 64. Tensión en el nodo *Recibo* considerando distintos métodos de control de reactiva



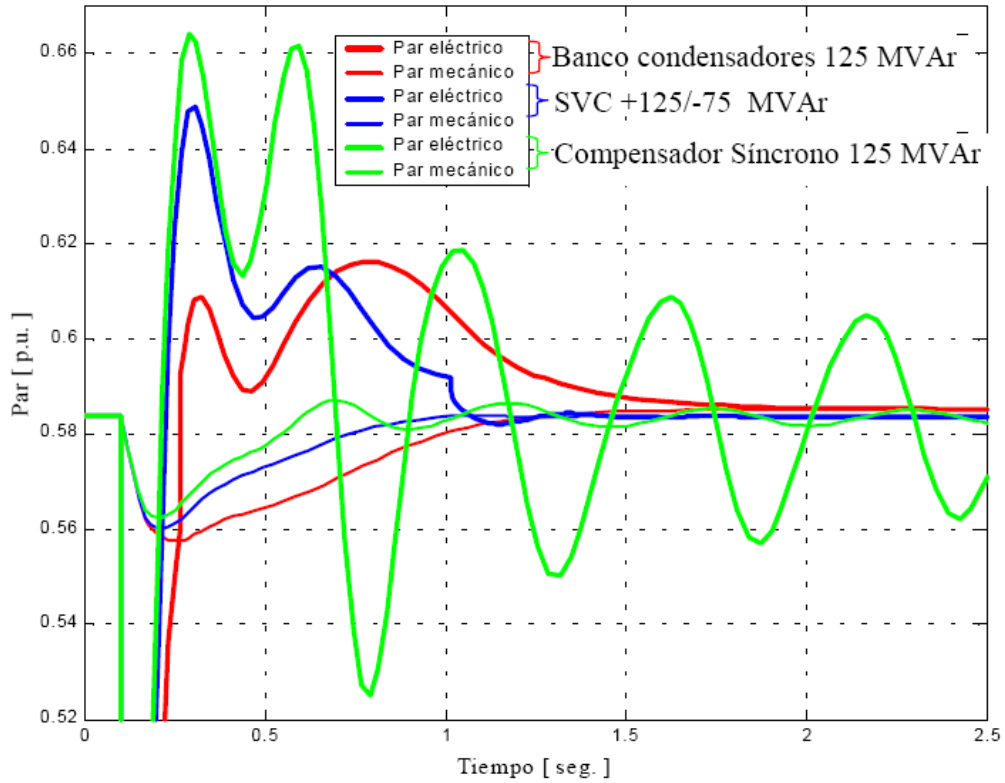
Se muestra que con las distintas alternativas de control de reactiva, es posible resolver el problema de estabilidad de tensión que se observa en la figura 63, ya que como se muestra en la figura 64, la tensión en el nodo Recibo se recupera a un valor aceptable después de ocurrida la perturbación.

Figura 65. Velocidad del motor de inducción para distintos métodos de control de reactiva



Sin embargo, el valor final de esta tensión en estado estacionario depende del método de control. El control automático del SVC y del Compensador Síncrono aseguran que después de ocurrida la perturbación, la tensión alcanza un valor igual al obtenido en la situación pre-falla (1.05 p.u.), por el contrario con el Banco de Condensadores, no se puede conseguir este efecto porque no está controlado (susceptancia constante, figura 68) y por lo tanto, el nivel de tensión, en este caso es superior al del régimen permanente inicial.

Figura 66. Pares eléctrico y mecánico del motor para distintos métodos de control de reactiva



En cuanto al tipo de respuesta dinámica de las diferentes alternativas de control de reactiva, mostradas en las figuras 64 a 68, se observa que el compensador síncrono es el que responde de manera más rápida, aunque su respuesta es más oscilatoria, debido a la inercia de la máquina; sin embargo el SVC tiene una respuesta similar al compensador síncrono y menor coste efectivo.

En cuanto al banco de condensadores mecánicamente conectado, es la alternativa más económica pero de respuesta más lenta. En relación a la diferencia entre el par eléctrico y el par mecánico del motor (figura 66), en los primeros instantes después de la perturbación, se aprecia que el condensador síncrono presenta la mayor diferencia y por lo tanto, se encuentra más alejado de la posibilidad de rotor bloqueado, que es una de las causas del problema de estabilidad de tensión.

El SVC tiene un comportamiento similar y el Banco de Condensadores presenta la diferencia más pequeña.

Figura 67. Corriente inyectada al nodo Recibo, para distintos métodos de control de reactiva

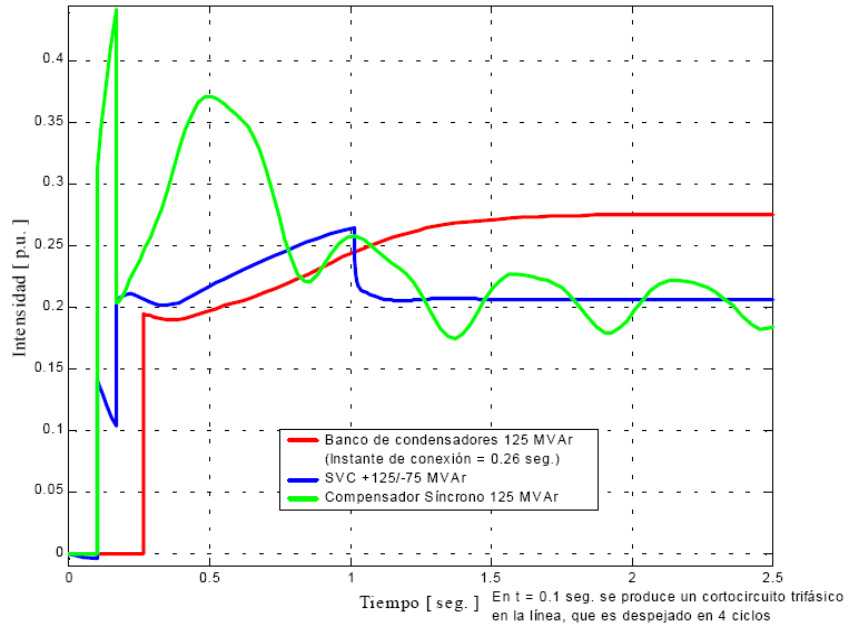
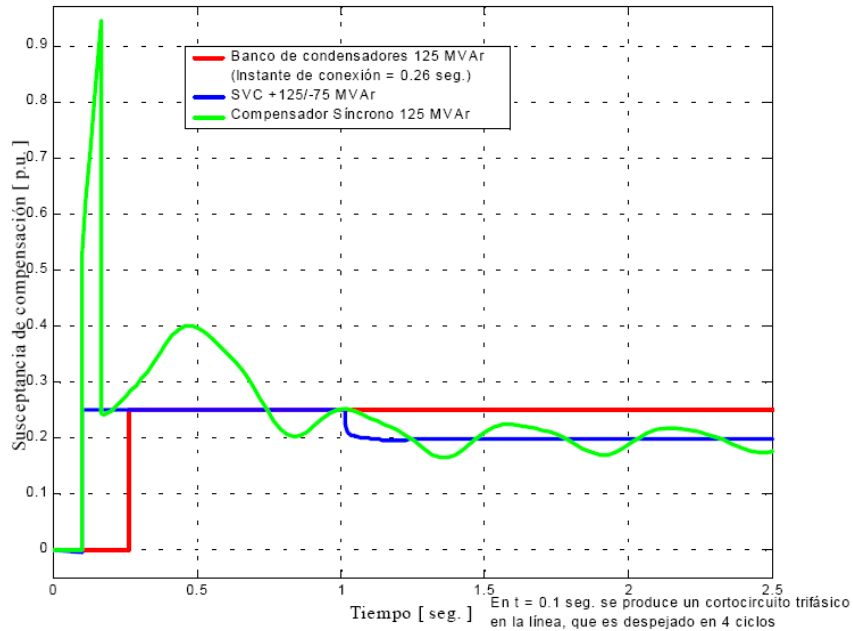


Figura 68. Variación de la compensación, para distintos métodos de control de reactiva



4.4.2 Efecto del tiempo de retardo

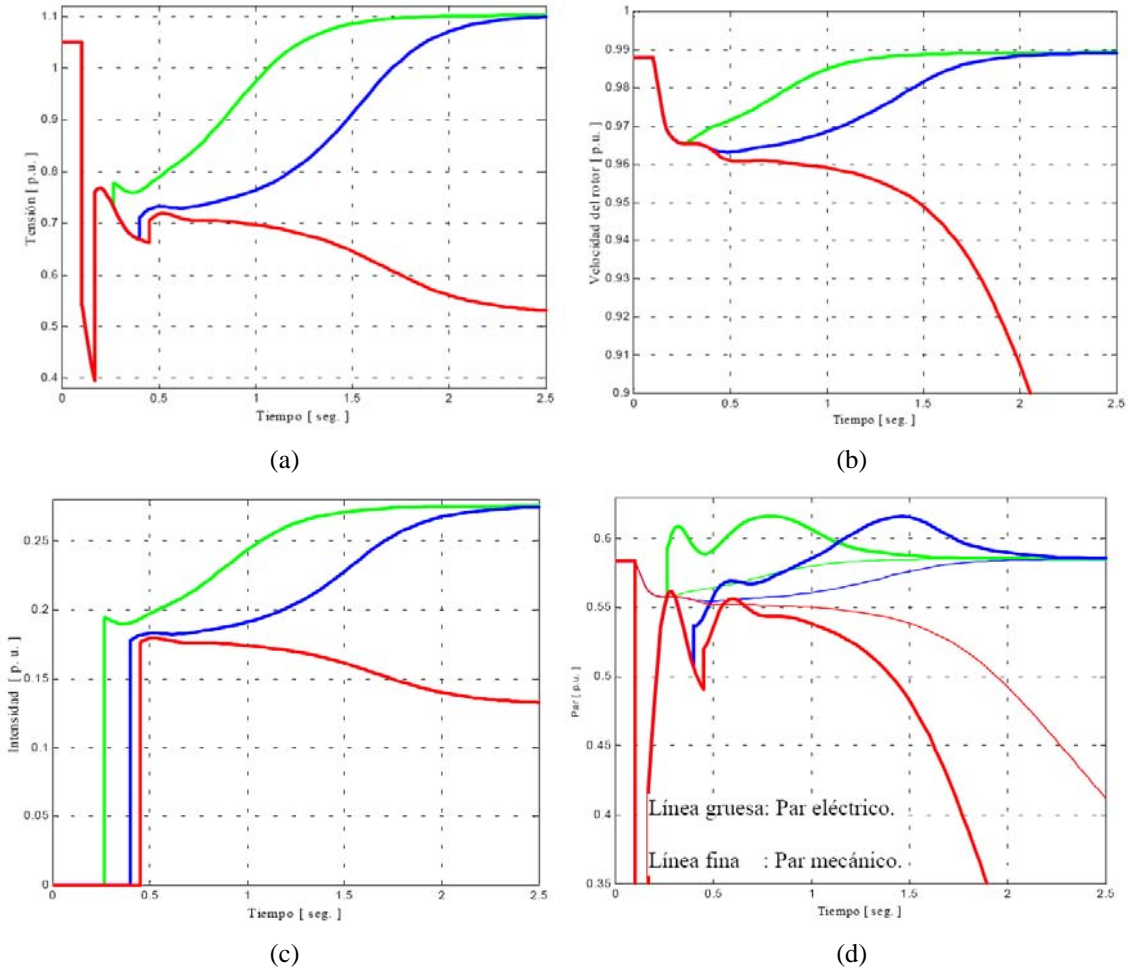
El análisis del efecto del tiempo de retardo de la conexión del Banco de Condensadores, se muestra en la figura 69; para este conjunto de gráficos los instantes de conexión del banco de condensadores se identifica de la siguiente manera [32]:

- conexión a 0.26 segundos: línea de color verde
- conexión a 0.40 segundos: línea azul
- conexión a 0.45 segundos: línea roja

El tiempo que tarda el banco de condensadores en ser conectado a la red, después de ser despejada la falla es una variable fundamental, puesto que existe un tiempo crítico después del cual el sistema no es capaz de estabilizarse ($t_{\text{critico}} = 0.28$ segundos), como se aprecia en la misma figura; el tiempo de respuesta es mayor para mayor retardo de conexión del banco.

Se observa en la figura 69b, que la aceleración del rotor del motor es más lenta, mientras mayor es el retardo de conexión, de forma similar, la diferencia entre el par eléctrico y el mecánico (figura 69d) también es menor a medida que demora más en conectarse el banco.

Figura 69. Diferentes instantes de conexión del banco de condensadores



4.4.3 Efecto del tamaño del Banco de Condensadores

Este análisis pone de manifiesto que el problema de estabilidad de tensión es muy sensible a los niveles de reactiva existentes, como se observa en las figuras 70 y 71 al aumentar el tiempo de retardo de conexión del banco o de duración de la falla, el sistema es capaz de mantener una condición de operación estable sólo si se aumenta el tamaño del Banco de Condensadores.

Figura 70. Tamaño del condensador en la tensión del nodo Recibo, considerando que el instante de conexión es a 0.45 y duración de falla de cuatro ciclos

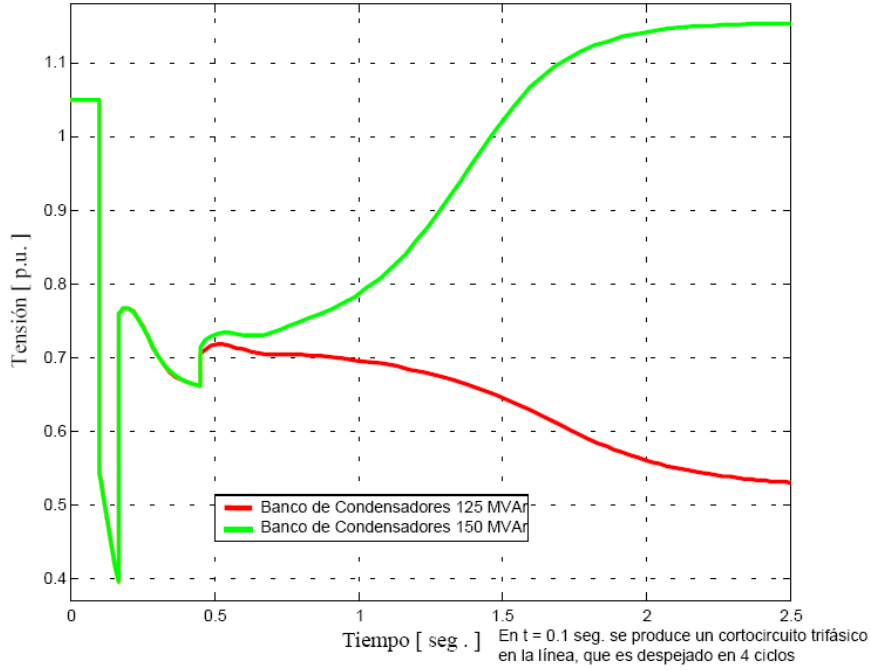
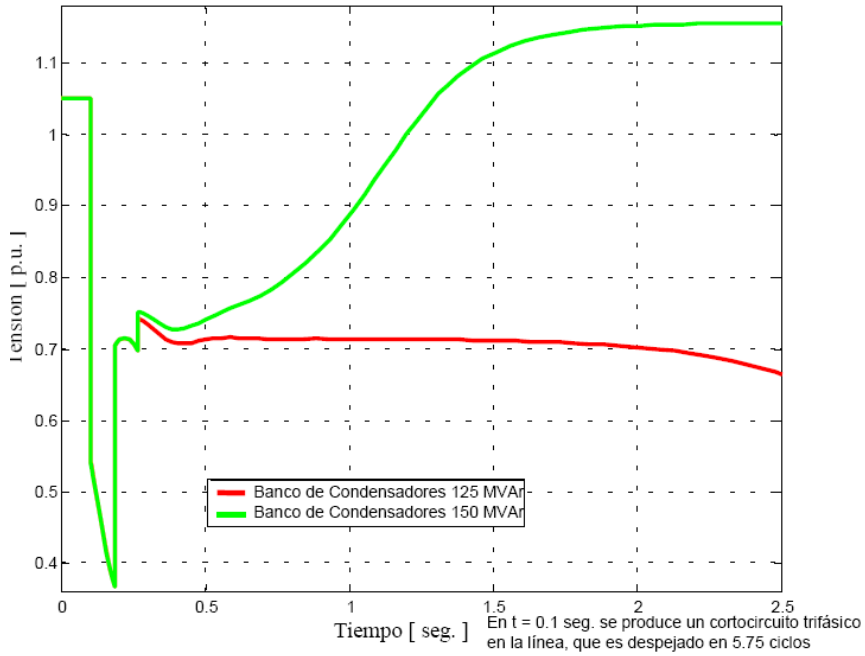


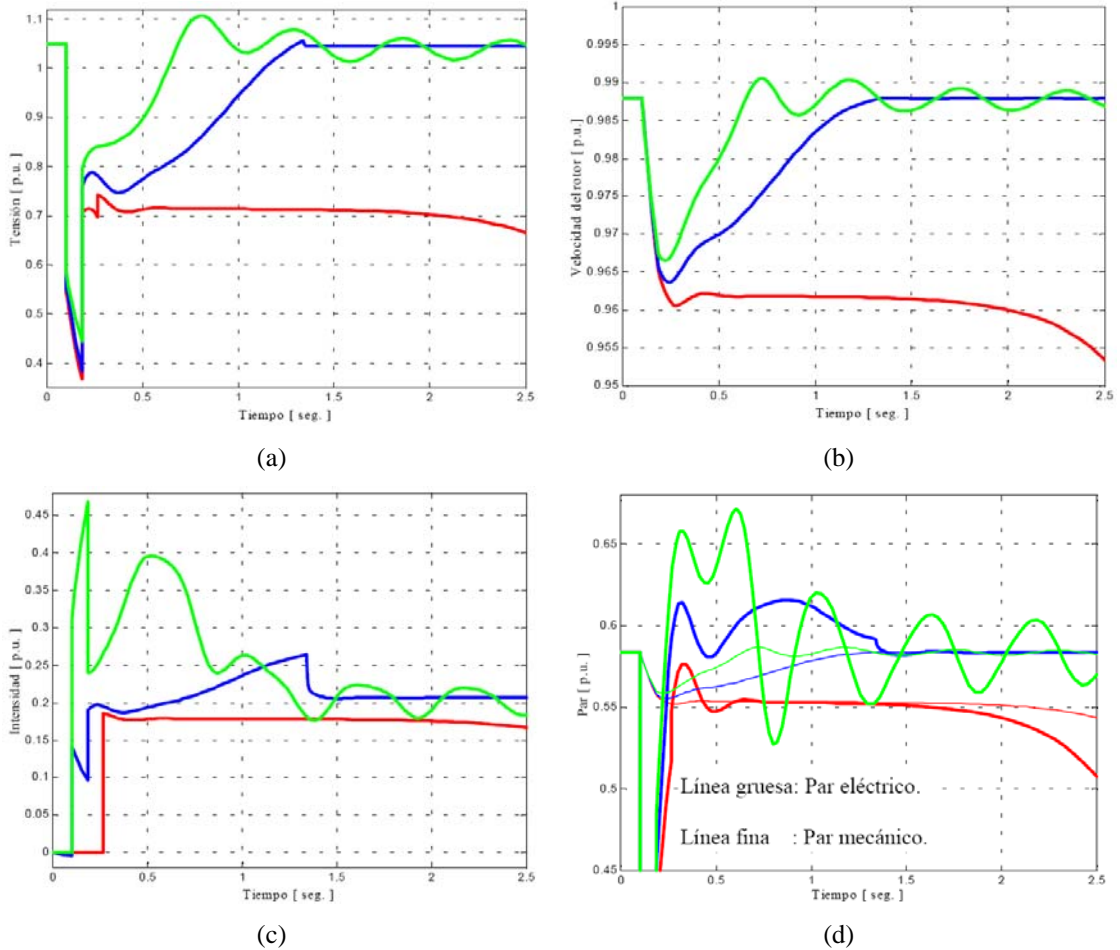
Figura 71. Tamaño del condensador en la tensión del nodo Recibo, considerando que el instante de conexión es a 0.2666 y duración de falla de 5.75 ciclos



4.4.4 Tiempo de retardo en el despeje de la falla

El tiempo de retardo en el despeje de la falla afecta de forma clara al comportamiento del Banco de Condensadores y al SVC, causando una disminución del tiempo de respuesta, así como una mayor probabilidad de la pérdida de estabilidad de tensión del sistema.

Figura 72. Duración de falla de cinco ciclos, para distintos métodos de control de reactiva



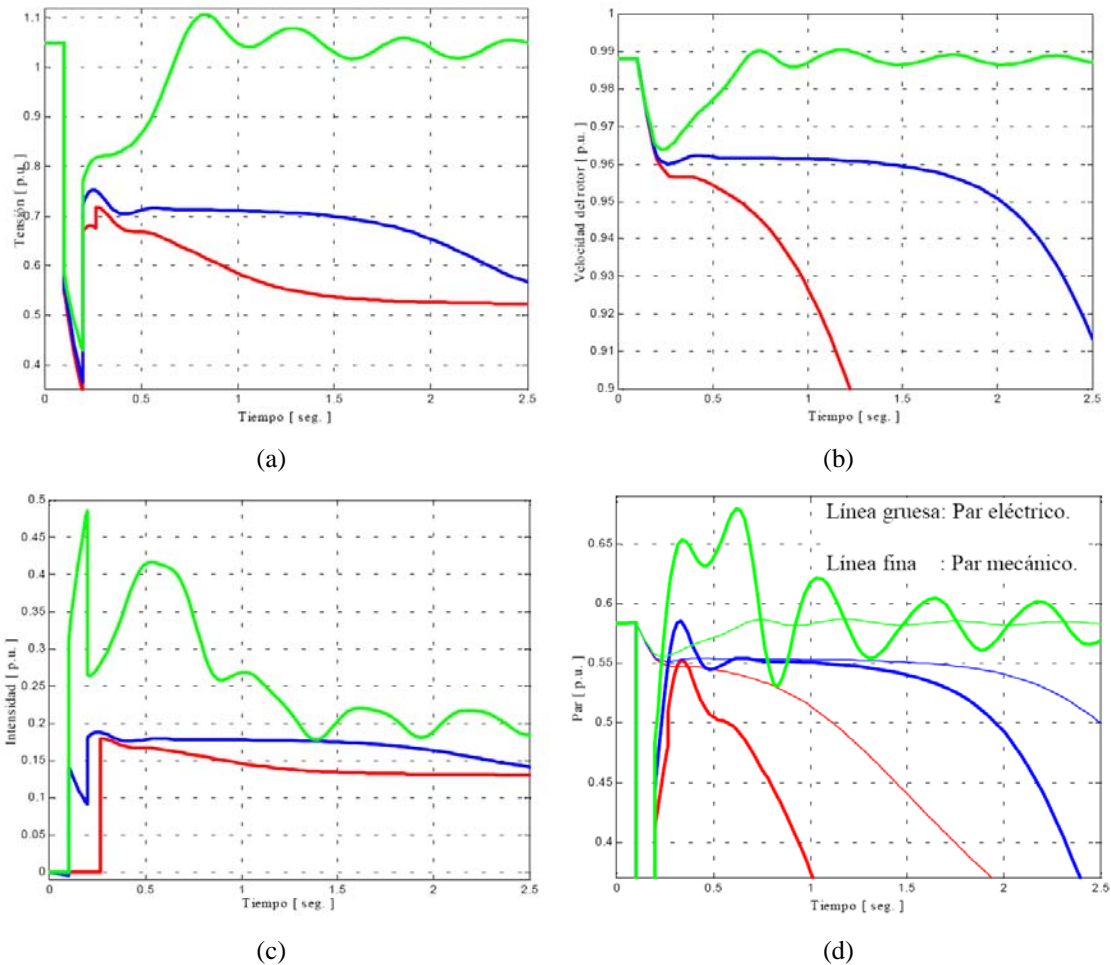
El elemento de control de reactiva más sensible a esta variable es el Banco de Condensadores, tal como se puede apreciar en la figura 72, donde para un tiempo de despeje de la falla de cinco ciclos, el banco es incapaz de mantener la estabilidad del sistema, el SVC responde apropiadamente, pero en un mayor tiempo y el compensador síncrono pareciera no verse afectado.

Para esta figura y la siguiente, el control de reactiva se identifica de la siguiente forma:

- línea verde: Banco de Condensadores de 125MVAR, a 0.26 segundos
- línea azul: SVC +125/-75MVAR
- línea roja: Compensador Síncrono de 125MVAR

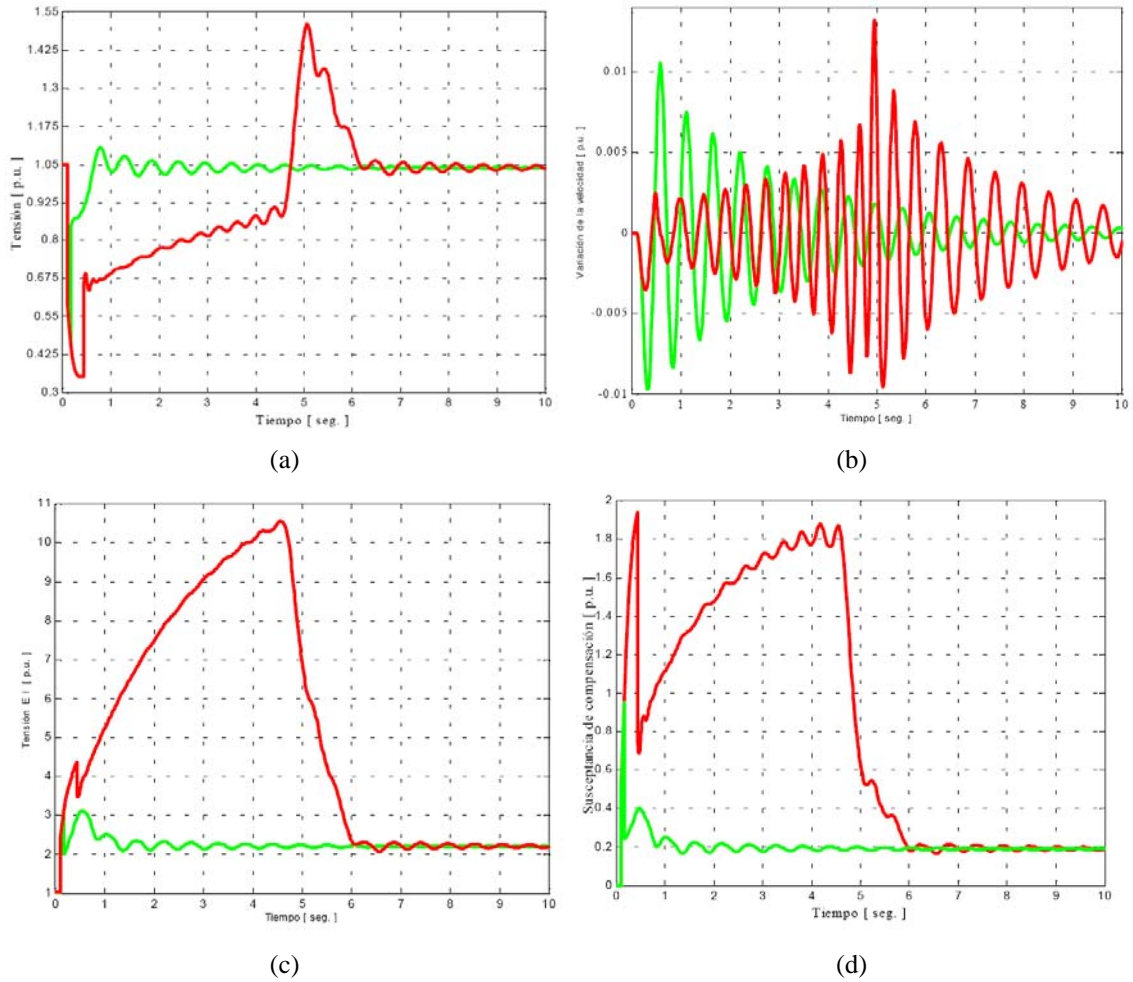
En la figura 73 se observa que el SVC no es capaz de mantener la tensión para un tiempo de duración de falla de 5.75 ciclos, pues el nivel de tensión es insuficiente para acelerar el motor después del cortocircuito, nuevamente la respuesta del compensador síncrono parece no verse afectada.

Figura 73. Duración de falla de 5.75 ciclos, para distintos métodos de control de reactiva



Producto de la supuesta robustez del compensador síncrono, se analiza en la figura 74 la sensibilidad de éste ante largos tiempos de duración de la falla, los resultados muestran que solamente para altos tiempos de retardo la forma de la respuesta se ve afectada, sin embargo, el sistema siempre alcanza estabilidad.

Figura 74. Efecto de la duración de la falla en el comportamiento del compensador síncrono



Por otra parte, si se observa la figura 74d se aprecia que ante esta situación, el compensador entrega toda la potencia reactiva que le demanda el sistema sin ningún límite, puesto que el modelo desarrollado no incluye los límites de excitación. Este hecho explica el porqué el compensador responde satisfactoriamente para cualquier tiempo de duración de la falla.

En consecuencia, el tiempo de retardo en el despeje de la falla es una variable importante, pero para poder realizar análisis comparativos de distintos elementos de control de reactiva, es imprescindible que el compensador incluya un modelo de control de excitación.

A pesar de los resultados mostrados, es importante señalar que la sensibilidad del sistema de estudio ante esta variable es alta, puesto que el sistema es relativamente débil debido a su naturaleza radial.

4.4.5 Descripciones finales del estudio dinámico

El análisis de los resultados presentados demuestra que el tipo de control y el tiempo de respuesta de éste son críticos para resolver el problema de estabilidad de tensión. En particular el tamaño y el instante de conexión de la compensación reactiva son determinantes para que estos controles tengan éxito.

La necesidad de reactiva después de una perturbación puede obtenerse usando bancos de condensadores mecánicamente conectados con costes iniciales significativamente bajos, sin embargo, el empleo de los SVC, que es una alternativa más cara, tienen la ventaja adicional de que son capaces de realizar un control de las oscilaciones rápidas del sistema debido a su alta velocidad de respuesta, además los costes de mantenimiento son menores porque no existen dispositivos mecánicos de los que haya que preocuparse.

Por lo tanto, los bancos de condensadores son adecuados para realizar compensaciones de reactiva de forma local o directamente conectados en los nodos de carga. Sin embargo, para el caso de la compensación en nodos de control de la red de transporte esta alternativa no es la mejor, siendo preferible el empleo de SVC o compensadores síncronos.

En cuanto a la comparación entre el SVC y el compensador síncrono, puede decirse que en general son de comportamiento similar, sin embargo el coste y las pérdidas de un SVC son menores, pero tienen la desventaja de una respuesta más lenta, menores capacidades de sobrecarga [30] y además son una fuente de contaminación armónica para la red.

5. ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN DEL SNI

En el presente capítulo se estudiará la estabilidad de tensión del Sistema Nacional Interconectado de Guatemala SNI, analizando primeramente la constitución actual del sistema, las tensiones y sus *índices de regulación de tensión* IRT (sección 2.3.6) [17, 18] y la representación del margen de estabilidad de tensión del sistema para un análisis pre y post-contingencia.

Para verificar estas situaciones se utilizarán el *método de continuación* CPF [31], el cual muestra los puntos del sistema que presentan las bifurcaciones y puntos de colapso de tensión respecto a la cargabilidad de los mismos. Este análisis utilizará el *criterio de contingencias N-1*, el cual analiza a posibles perturbaciones en un sistema de potencia para cada uno de sus nodos.

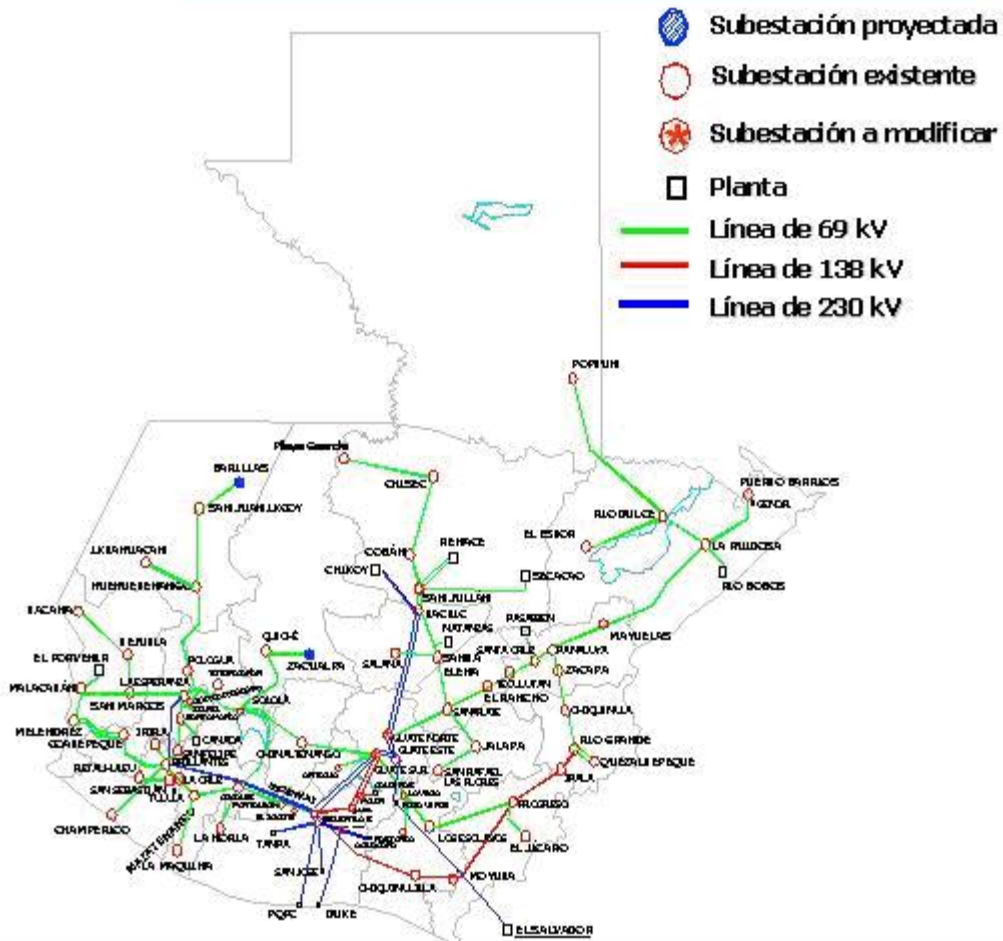
Seguidamente se presentarán ciertos casos de contingencias especiales, para los cuales se analizará la respuesta de los nodos más importantes del sistema. Para la realización de los análisis del presente capítulo, se utilizan las herramientas de análisis estacionarias por medio de corridas de flujos de carga y representación de las curvas PV normalizadas a la cargabilidad del sistema. Se utilizará la ayuda de las herramientas de software de simulación Power World [35] y PSAT [37] (ver Apéndice B).

Existe un trabajo de graduación enfocado a la capacidad de transporte del SIN, el cual describe un estudio similar enfocado a la capacidad del sistema y analiza puntos críticos del sistema por medio de contingencias en los principales nodos del mismo [36]. Cabe hacer la salvedad que el presente análisis tiene la finalidad principal de mostrar la utilización de las herramientas estudiadas en un sistema real.

5.1 Situación actual del sistema interconectado guatemalteco

El sistema de potencia interconectado SNI cuenta actualmente con 371 barras y 192 líneas de transmisión. La capacidad de generación total, según el presente análisis en base a datos del sistema para septiembre del 2006 es de 1,780MW con una capacidad instalada de 1,791MW; la demanda actual es de 1,745MW. La figura 75 muestra el esquema de transmisión de energía en el país.

Figura 75. Esquema de transmisión de potencia del SNI guatemalteco



Fuente: página electrónica del INDE Guatemala, www.inde.gov.gt

5.1.1 Planes de interconexión

Se tienen previstas las construcciones de varias líneas de transmisión, como la línea de 230kV desde la subestación de Chisec, en Alta Verapaz hacia Santa Elena en el Petén (único departamento de país no integrado al sistema eléctrico) así como una línea de transmisión de 69kV entre las subestaciones de La Máquina en Suchitepéquez y Champerico en Retalhuleu. Esta última línea es parte del fortalecimiento de la zona marítima en el puerto de Champerico, por lo que se incluirá en el presente análisis.

El proyecto del Plan Puebla Panamá PPP⁷, incluye interconexiones eléctricas entre el istmo centroamericano y México. El proyecto de interconexión México-Guatemala lo constituye la construcción de una línea de transmisión de 400 KV y 100Km entre las subestaciones de Tapachula en México y Los Brillantes de Guatemala.

Como parte de este plan, también se cuenta con el proyecto de interconexión Guatemala-Belice, por medio de una línea de 230kV y 195Km de longitud, conectado entre las subestaciones Santa Elena en el Petén, y de Belice City en Belice.

5.1.2 Situación actual de tensiones del SNI

Los principales puntos de generación de potencia del SNI se muestran en la zona norte por medio de la Hidroeléctrica Xichoy y en la zona Sur por las generadoras de combustible y de cogeneración (Térmicas, Bunker). Para un mayor detalle de las capacidades instaladas en el SNI referirse a la página del Instituto Nacional de Electrificación INDE o al trabajo de graduación [36].

El diagrama unifilar de los enlaces de alta tensión en 230kV del sistema se muestra en la figura 76.

⁷ Fuente www.eprsiepac.com

Figura 76. Diagrama unifilar de los enlaces de 230kV del SIN

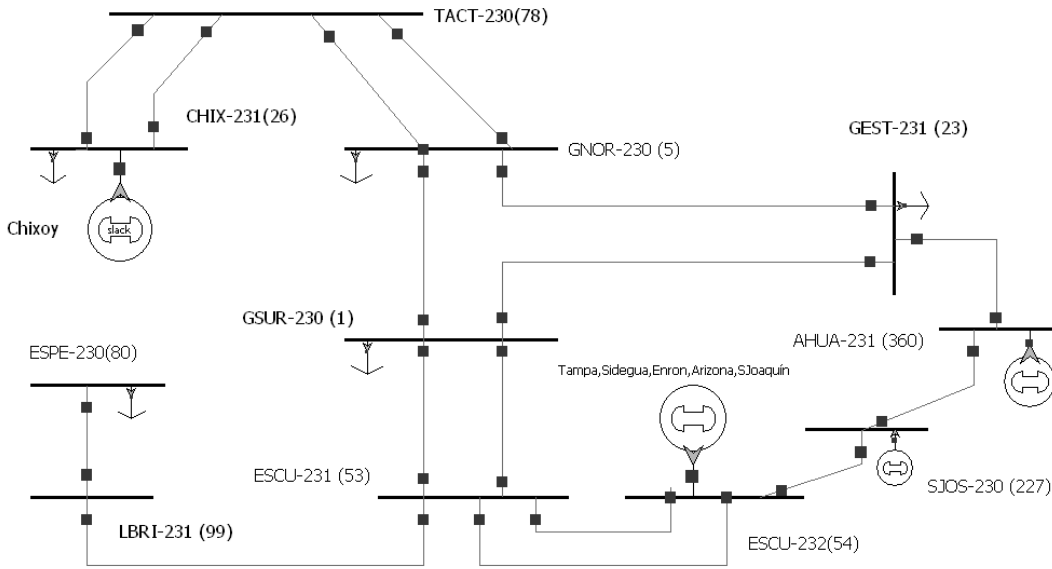


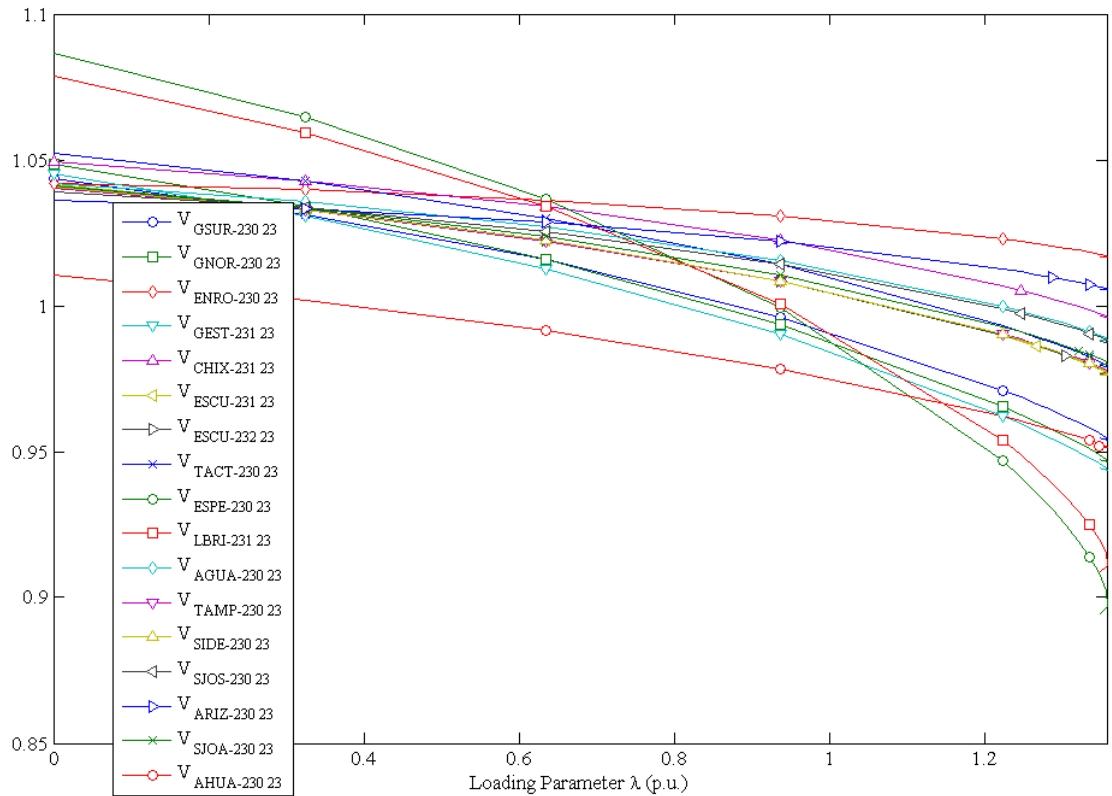
Tabla XI: Tensiones e índices de regulación de los nodos de 230kV

Barra	Vk [kV]	Vp.u.	%IRT
GSUR-230	227.97	0.991	0.88
GNOR-230	227.26	0.988	1.19
ENRO-230	236.74	1.029	2.93
GEST-231	226.51	0.985	1.52
CHIX-231	234.44	1.019	1.93
ESCU-231	231.11	1.005	0.48
ESCU-232	231.16	1.005	0.51
TACT-230	232.30	1.010	1.00
ESPE-230	227.58	0.990	1.05
LBRI-231	228.13	0.992	0.81
AGUA-230	232.85	1.012	1.24
TAMP-230	231.14	1.005	0.50
SIDE-230	231.16	1.005	0.50
SJOS-230	232.62	1.011	1.14
ARIZ-230	234.68	1.020	2.04
SJOA-230	231.61	1.007	0.70
AHUA-230	224.26	0.975	2.49

Los índices de regulación IRT de estas barras se muestran en la tabla XI. En esta tabla el título Vnom implica la tensión nominal y Vk la tensión de trabajo, ambas en kV.

La tabla II que muestra las tolerancias admisibles de tensión del IRT, indica que para las altas tensiones el margen debe estar bajo un 5% de desviación de su tensión nominal. La figura 77 muestra el perfil de tensiones de las barras de 230kV del SNI en base a curvas PV. En este análisis únicamente se graficará la parte superior de todas las curvas PV, cuales corresponden a todos los casos de operación estable del sistema.

Figura 77. Perfil de tensiones de los enlaces de 230kV



Para ejemplificar estas curvas PV, donde la tensión está en valores por unidad y la potencia normalizada al parámetro de cargabilidad λ , tomemos la curva del nodo de Ahuacapa denominada $V_{AHUA\ 230}$, para el valor de cargabilidad de 1 p.u. la tensión es 0.975 p.u. como se indica en la tabla XI. Esta es la tensión que la barra tiene en estado estable en su carga nominal pre-contingencia.

Las tablas XII y XIII muestran los márgenes para las barras de alta tensión del sistema de 115kV y 138kV respectivamente.

Tabla XII: Tensiones e índices de tensiones de los enlaces de 115kV

Barra	Vk [kV]	Vp.u.	%IRT
5NOV-115	113.65	0.988	1.17
GUAJ-115	112.21	0.976	2.42
ACAJ-115	115.75	1.007	0.66
AHUA-115	114.75	0.998	0.21
CGRA-115	113.15	0.984	1.60
15SE-115	114.09	0.992	0.78
BERL-115	114.60	0.997	0.35
SOYA-115	111.46	0.969	3.07
SRAF-115	112.62	0.979	2.07
SMIG-115	109.30	0.951	4.95
SANA-115	111.99	0.974	2.61
SANT-115	111.13	0.966	3.36
NEJA-115	111.94	0.973	2.66
OPIC-115	112.20	0.976	2.43
TECO-115	111.46	0.969	3.08
SONS-115	114.42	0.995	0.50
NCUS-115	110.90	0.964	3.56
SMAR-115	111.79	0.972	2.79
ATEO-115	112.95	0.982	1.78
SBAR-115	111.6	0.971	2.91
STOM-115	110.94	0.965	3.52

Tabla XIII: Tensiones e índices de tensiones de los enlaces de 138kV

Barra	Vk [kV]	Vp.u.	%IRT
GSUR-138	138.28	1.002	0.20
JURU-138	139.67	1.012	1.21
ESCU-138	140.41	1.017	1.74
CQLL-138	138.82	1.006	0.60
PROG-138	136.77	0.991	0.89
JALP-138	137.76	0.998	0.17

Como hemos podido observar en las tres tablas anteriores, ningún nodo de alta tensión del sistema se encuentra fuera de la tolerancia del 5% de estabilidad de tensión normado, para su estado de trabajo nominal. Según la figura 77, las tensiones para las cuales la cargabilidad λ es de valor igual a 1, nos indican el *punto de operación normal* de cada nodo.

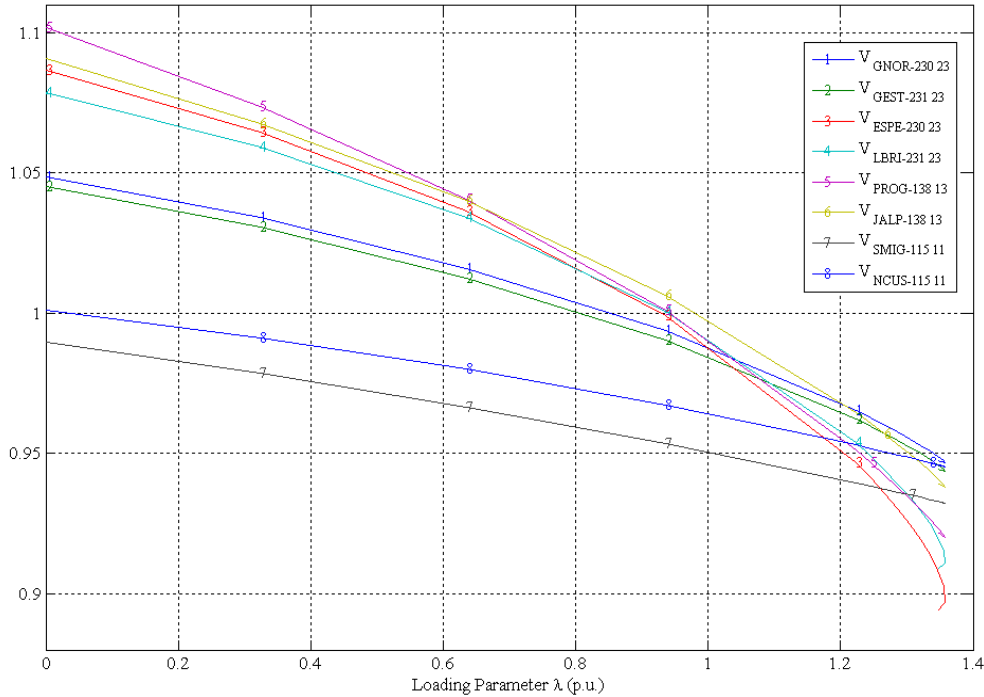
Realizando el análisis flujo de potencia continuado CPF el parámetro de cargabilidad máxima λ_{\max} para el sistema, considerando el análisis para la situación de invierno es de 1.3569, implicando que el sistema sufrirá colapso general cuando la cargabilidad máxima supere el 35.69% de su capacidad total; a partir de este punto este el dato λ_{\max} lo denominaremos el *parámetro clave del sistema* o PCS. Al porcentaje le denominaremos *margen pre-contingencia*, ya que será útil a la hora de encontrar el margen de *estabilidad de tensión del sistema*.

El método continuado encuentra los valores de tensiones de cada nodo del sistema para los cuales los mismos colapsarán. La tabla XIV muestra la situación de tensiones más propensas a colapso en las barras de alta tensión del SNI tomando el criterio del %IRT; la figura 78 muestra el perfil de tensiones de los nodos presentados en esta tabla.

Tabla XIV: Valores de tensiones críticas en base a análisis CPF

Barra	Vnom [kV]	Vk [kV]	Vp.u.	%IRT
GNOR-230	230	217.73	0.947	5.33
GEST-231	230	217.05	0.944	5.63
ESPE-230	230	206.33	0.897	10.29
LBRI-231	230	209.51	0.911	8.91
PROG-138	138	126.98	0.920	7.98
JALP-138	138	129.45	0.938	6.20
SMIG-115	115	107.22	0.932	6.76
SANT-115	115	109.23	0.950	5.01
NCUS-115	115	108.70	0.945	5.47
STOM-115	115	108.86	0.947	5.34

Figura 78. Perfil de tensiones de los nodos más cercanos a colapso



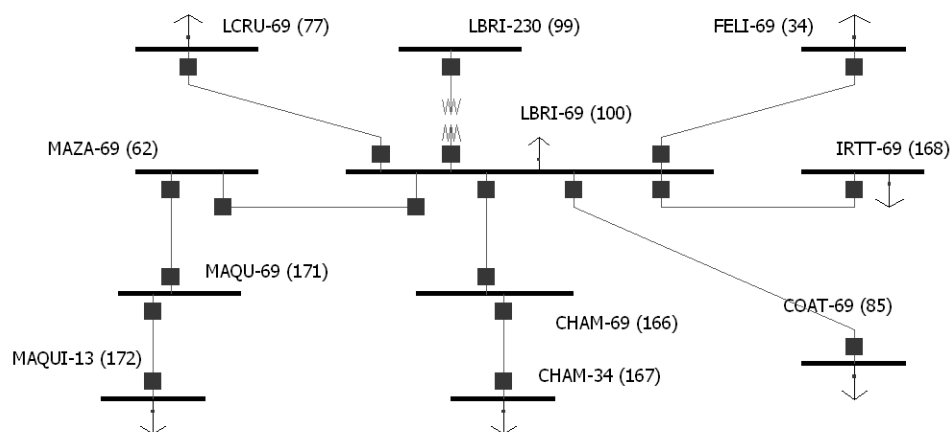
La anterior figura nos muestra, por ejemplo que para la barra de ESPE-230 (subestación de La Esperanza de 230kV), el punto de operación normal de la tensión es aproximadamente $0.99p.u.$ y el punto crítico de operación es de $0.897p.u.$ con un índice de regulación de tensión de 10.29.

5.1.2.1 Situación actual de nodos de media tensión

Para media tensión, las barras de 69 y 34 y 13.2kV tienen mayor ocurrencia de colapso que las barras de alta en base al criterio del IRT, por lo que el presente estudio únicamente toma análisis de una porción sur-occidental comprendida en la interconexión futura de 69kV entre La Máquina y Champerico. El diagrama unifilar de esta porción sur-occidental se muestra en la figura 79.

Se hace notar que los análisis que seguirán en el presente capítulo se aplicarán únicamente a los nodos y enlaces de alta tensión, generalmente los de 230kV.

Figura 79. Diagrama unifilar porción sur-occidental 69kV

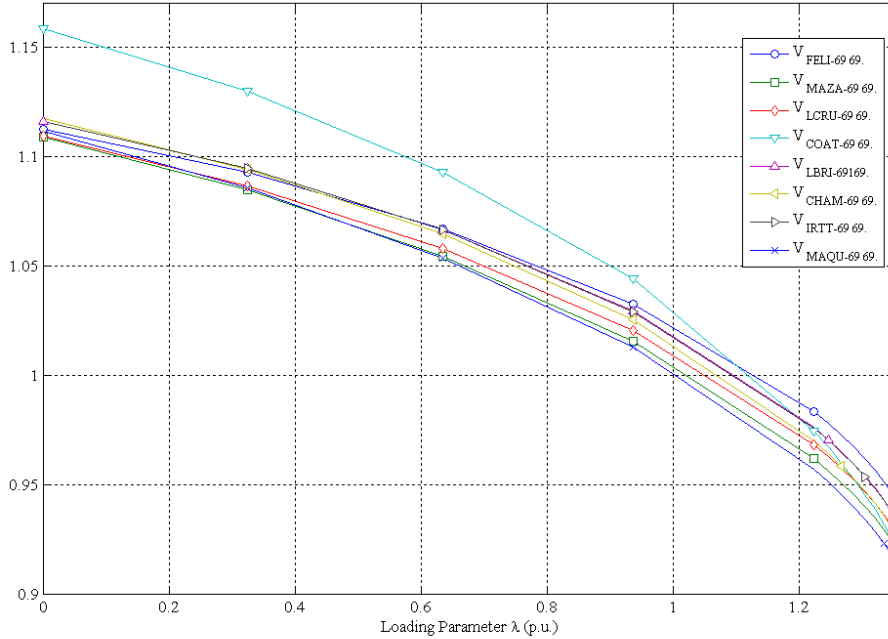


La tabla XV muestra las tensiones en estado pre-contingencia y en análisis continuado de la porción sur-occidental de 69kV analizada y su respectivo perfil de tensiones en el gráfico 80.

Tabla XV: Tensiones de región sur-occidental 69kV

PF 69kV sur-occidental				CPF 69kV sur-occidental		
Barra	V _k [kV]	V _{p.u.}	%IRT	V _k [kV]	V _{p.u.}	%IRT
LCRU-69	69.76	1.011	1.10	63.59	0.922	7.84
LBRI-69/169	70.36	1.019	1.97	63.98	0.927	7.28
CHAM-69	70.06	1.015	1.53	63.46	0.920	8.03
IRTT-69	70.35	1.019	1.95	63.96	0.927	7.31
MAQU-69	69.17	1.002	0.25	62.67	0.908	9.18
FELI-69	70.64	1.023	2.38	64.54	0.935	6.46
COAT-69	71.166	1.031	3.14	62.99	0.913	8.70
MAZA-69	69.39	1.005	0.57	63.12	0.915	8.53

Figura 80. Perfil de tensiones porción sur-occidental 69kV

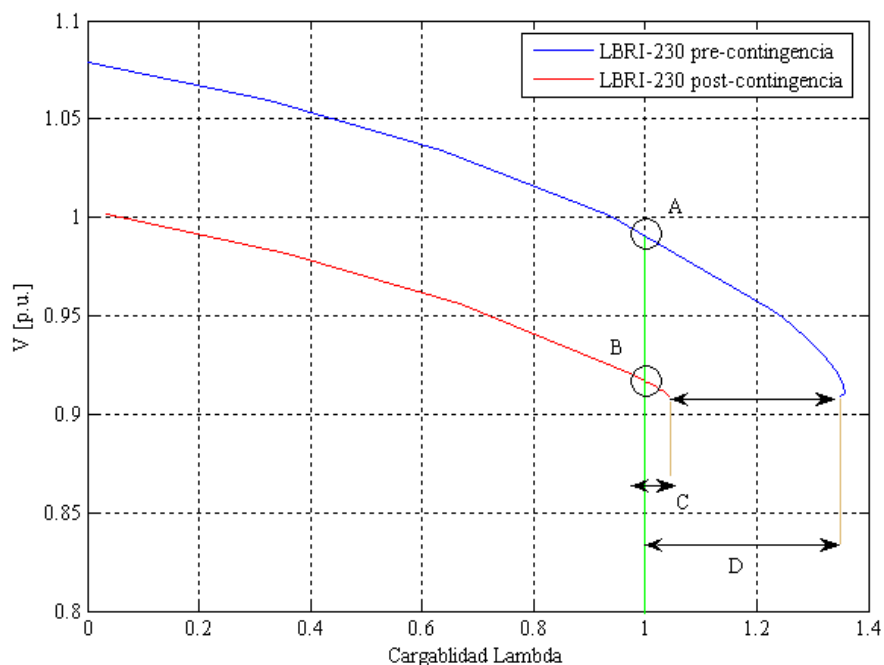


5.1.3 Análisis del sistema post-contingencia

Sujetando al sistema a un análisis de contingencias de N-1 por medio de la herramienta de análisis de PSAT [37], el sistema nos muestra un nuevo estado post-contingencia denotando un parámetro de cargabilidad $\lambda_{\max 2}$ de 1.0459, el cual nos indica que luego de una perturbación general, el sistema merma su cargabilidad en un 31.1% respecto al PCS [13, 14]. El *margen post-contingencia* del sistema se encuentra restando $\lambda_{\max 2}$ de la cargabilidad unitaria, en este caso 4.59%.

Para ejemplificar esta situación se muestra la figura 81 para la barra de 230kV de Los Brillantes. Las características pre y post-contingencia se muestran en las líneas azul y roja respectivamente. El punto A es el punto de operación normal para una tensión de $0.992p.u.$, el punto B es el punto de operación de contingencia con valor de $0.9168p.u.$, para una cargabilidad $\lambda_{\max 2}$. La tensión de colapso es de $0.911p.u.$, mostrada en la tabla XIV, para una misma tensión de colapso.

Figura 81. Análisis pre y post-contingencia N-1



La tabla XVI muestra los valores post-contingencia de los nodos más críticos del sistema, de los cuales podemos verificar, por la condición del IRT, que la mayoría de estos nodos se encuentra arriba del índice normado y muy próximos a la tensión de inestabilidad.

Tabla XVI: Valores de tensiones post-contingencia

Barra	Vnom [kV]	Vk [kV]	Vp.u.	%IRT
GNOR-230	230	219.00	0.952	4.78
GEST-231	230	218.32	0.949	5.08
ESPE-230	230	207.62	0.903	9.73
LBRI-231	230	210.86	0.919	8.32
PROG-138	138	128.41	0.931	6.95
JALP-138	138	130.66	0.947	5.32
SMIG-115	115	107.54	0.935	6.49
NCUS-115	115	109.03	0.948	5.19
MAZA-69	69	63.71	0.923	7.66
LCRU-69	69	64.16	0.929	7.01
CHAM-69	69	64.01	0.928	7.23
MAQU-69	69	63.29	0.917	8.27

Los puntos D y C de la figura 81 muestran los márgenes pre y post-contingencias respectivamente; estos márgenes son una característica propia del sistema, esto es el tramo entre el punto críticos de operación post-contingencia (punto C, 0.459) y el punto crítico de operación pre-contingencia o PCS (punto D, 0.3569), denominándose este como el *margen de estabilidad de tensión del sistema*, el cual tiene un valor de 31.1%.

A continuación se presentarán algunas situaciones de contingencias en determinados nodos del sistema, con la finalidad de verificar la estabilidad de la red y de ciertas barras ante estos disturbios y si los mismos pueden llevar a alguna situación de colapso zonal o generalizado.

5.2 Análisis de disturbios propuestos dentro del SNI

Los casos de contingencias que se analizarán a continuación fueron tomados en cuenta por la magnitud de perturbación que puede causar dentro de la región nodal o las repercusiones que pueden causar en la red. Estos análisis de contingencias se listan a continuación:

1. Pérdida de generación en Chixoy, en Arizona y en Nejapa.
2. Pérdida de una línea de transmisión de 230kV entre Tactic y Guatenorte
3. Pérdida de una línea de transmisión de 230kV entre Guatesur y Escuintla
4. Pérdida de las dos líneas de transmisión de 230kV entre Guatesur y Escuintla

Por el tamaño de la red, se enfocarán los análisis en las barras de 230kV por ser las de mayor importancia dentro de la transmisión de potencia en el sistema. Se analizarán las situaciones de tensiones nodales y los flujos de potencias así como la cargabilidad del sistema en cada situación, a tal modo de verificar por medio de los perfiles de tensiones si existe alguna situación de colapso nodal o general de la red.

5.2.1 Descripción de nodos en análisis

Para iniciar con los análisis nombrados anteriormente, debemos hacer notar que cada perturbación presentará un parámetro de cargabilidad del sistema λ_i en cada situación, con lo que se debe verificar si el mismo se encuentra dentro del margen de estabilidad de tensión del sistema, para poder predecir el grado de importancia de la contingencia.

Las características generales de los nodos que simularán pérdida de generación se listan a continuación:

- Chixoy: este nodo contempla cinco barras con generación, las cuales se conectan para transmisión a la barra de CHIX-231 de 230kV, elevando de 13.8kV, la que a su vez transporta energía en dos circuitos hacia el nodo de Tactic TACT-230 como lo muestra la figura 5-2.
Existen una barra de 46.28MW y cuatro de 48MW para un total de 238.28MW. Se tratará de simular la situación de pérdida de 3 unidades de generación de 48MW, esto es, la carencia 144MW de potencia inyectada a la red.
- Arizona: el nodo de Arizona cuenta con tres barras de generación, con tensión elevada a 13.8, conectadas a la barra de transmisión ARIZ-230 de 230kV. La generación se encuentra en dos unidades de 46.8MW y una unidad de 62.4MW para un total de 156MW.
Se simulará la situación de pérdida de dos unidades de generación, la de 62.4MW y otra de 46.8MW
- Nejapa: este nodo contempla tres barras de generación de 48, 54 y 42MW, una barra de carga de $(68 + j19)$ MVA y una barra de transmisión en 115kV.

Se simulará la situación de pérdida de dos unidades de generación, de 54 y 42MW respectivamente.

- Conexión Tactic-Guatenorte: dos circuitos de 230kV con impedancias en equivalente modelo pi de $(0.0098 + j0.0578)$ p.u. susceptancia b/2 0.09288 para el circuito A, y $(0.0049 + j0.0289)$ p.u. y b/2 de 0.18576 para circuito B respectivamente. Se contempla la pérdida del circuito A.
- Conexión Guatesur-Escuintla: esta conexión contempla dos circuitos de 230kV, de impedancias en equivalente modelo pi de $(0.00571 + j0.02949)$ p.u. susceptancia b/2 0.05334 para el circuito A, y $(0.00285 + j0.01474)$ p.u. y b/2 de 0.10667 para circuito B respectivamente. Se contempla la pérdida del circuito A.

Se analizarán dos casos en esta conexión (GSUR-ESCU), la pérdida del circuito A de transmisión así como también la pérdida de ambos circuitos.

5.2.2 Simulación de contingencias propuestas

Los análisis de las simulaciones por corridas de flujos de carga se han tomado para la situación de invierno o de época húmeda, esto es, cuando las centrales hidroeléctricas trabajan a su capacidad de embalses nominales y existen riesgos de perturbaciones por las condiciones climáticas en las líneas de energía.

Los resultados de las situaciones anteriormente detalladas, así como también las condiciones de trabajo en situación nominal y situación de caso continuado (CPF) se muestran en las tablas del Apéndice D.

La figura 82 muestra los perfiles de tensiones para las situaciones de pérdidas de generación y la figura 83 para las situaciones de pérdidas de líneas de transmisión.

Figura 82. Perfil de tensiones para pérdida de generación en (a) Arizona, (b) Chixoy y (c) Nejapa

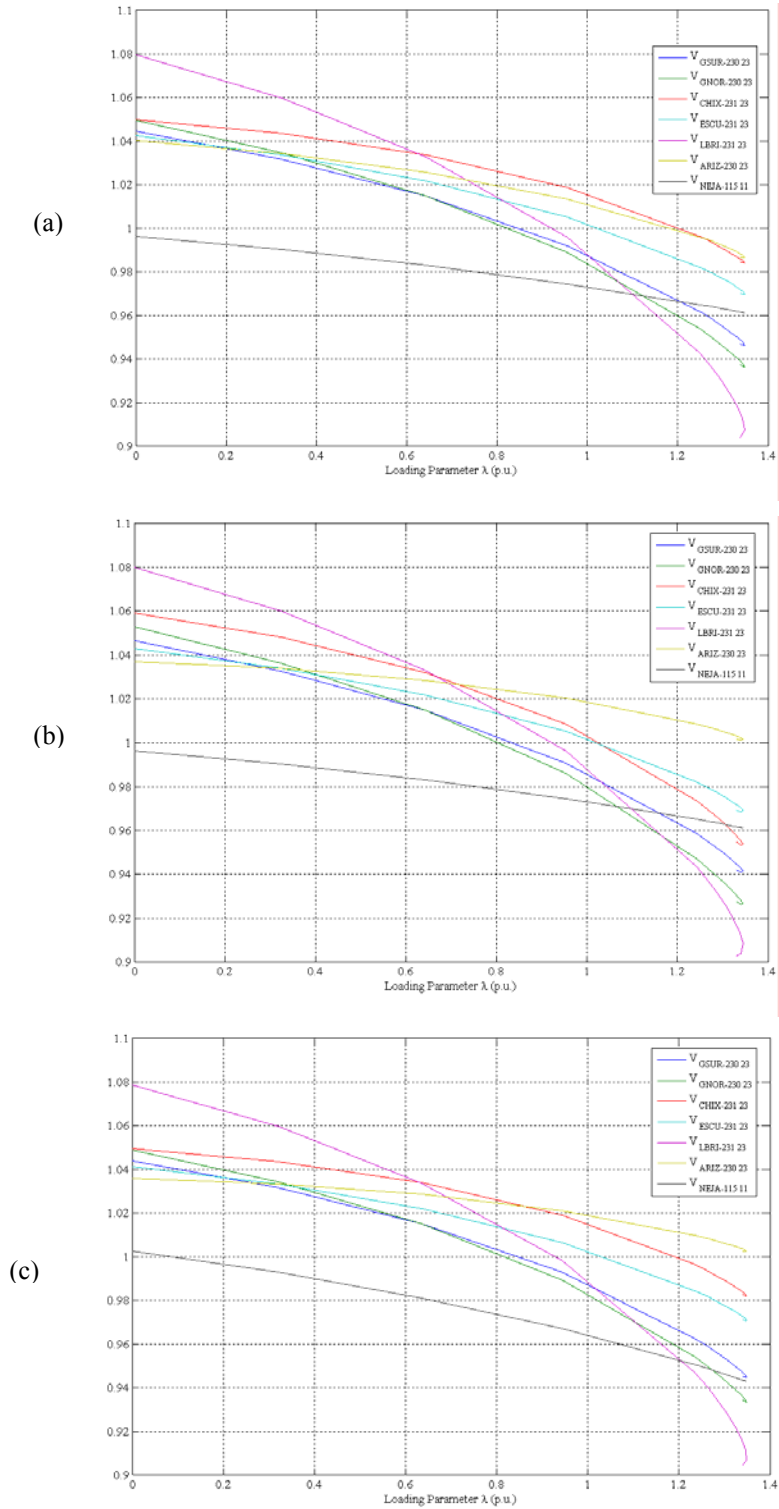
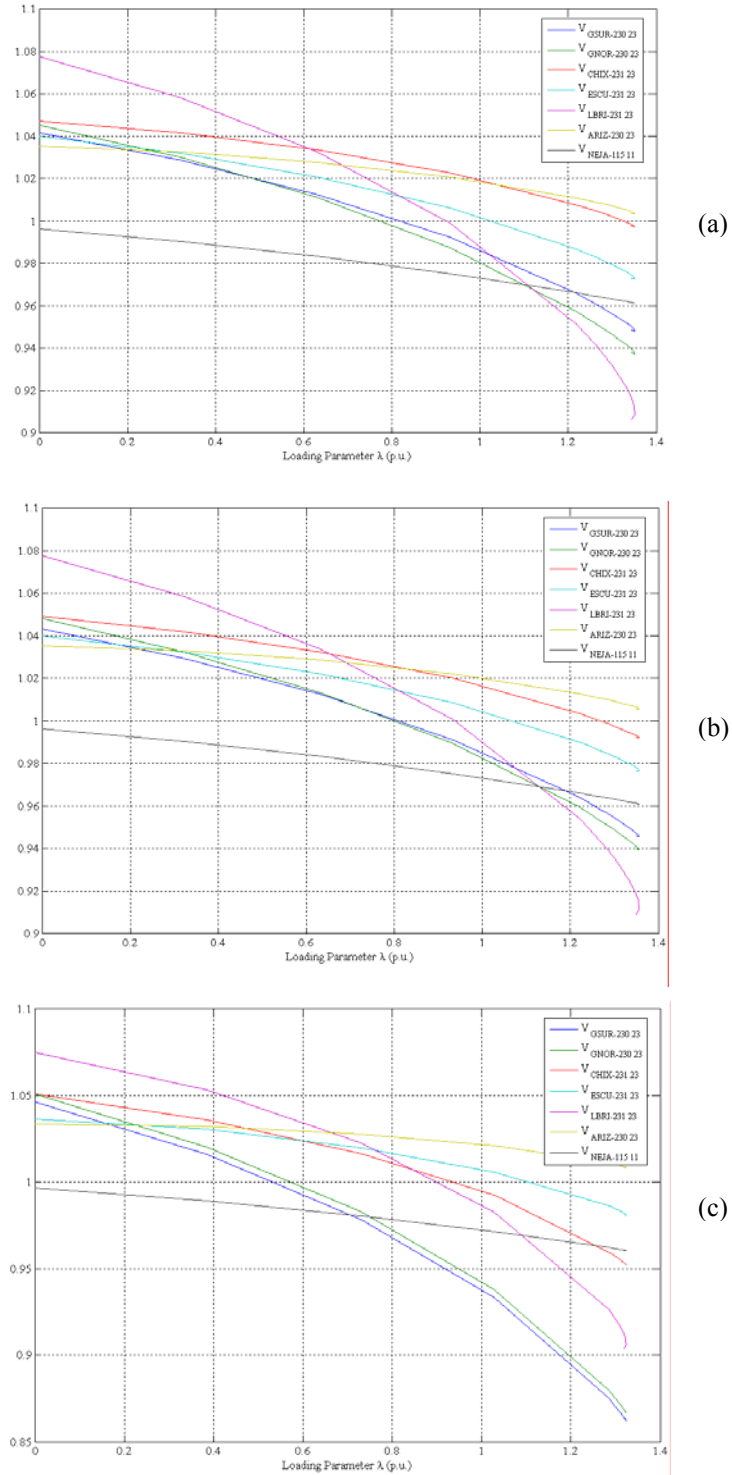


Figura 83. Perfil de tensiones para pérdida de líneas de transmisión entre (a) Tactic-Gnor, (b) Gsur-Escuintla y (c) las dos líneas entre Gsur-Escuintla



5.2.2.1 Pérdida de generación en Arizona

Para iniciar el análisis, podemos ver de manera gráfica y en los resultados de flujos de carga, que para los casos de pérdida de generación en el nodo de Arizona las tensiones disminuyen levemente, para los nodos de 230kV, en un 0.3% respecto a la tensión de trabajo estable.

Los parámetros del %IRT se encuentran dentro de los parámetros del 5% normado para estabilidad, pero existe un aumento en promedio de un 31.13%. Para los casos de los nodos de La Esperanza y Los Brillantes en CPF tienen el mayor índice con 10.29 y 8.91 respectivamente, seguidos de GEST y GNOR con 5.63 y 5.33 respectivamente. Los nodos próximos son AHUACAPA y GSUR con 2.84 y 2.60 respectivamente.

Para los flujos de potencia activa, según las tablas D-1 y D-3, para los nodos de GSUR y GNOR, el flujo del mismo es en dirección inversa, esto es la potencia real en estado estable fluye en la magnitud de 14.15MW y en esta situación en valor de -39.75 MW, indicando que GNOR provee de potencia real a GSUR para mantener su demanda. Al igual como se muestra en la tabla XVII existe un reacomodo de MW del 33% entre los nodos de la zona central para suplir la carencia de generación de esta contingencia.

Tabla XVII: Flujos de potencia activa en MW para pérdida de generación en Arizona

From Bus i to Bus j	Normal	Perd.Gen.Arizona
GSUR-230 - GNOR-230	14.15	-39.75
GSUR-230 - GEST-231	86.51	33.95
ESCU-231 - GSUR-230	84.05	50.30
ESCU-231 - GSUR-230	168.14	100.61
GNOR-230 - GEST-231	56.57	109.19
TACT-230 - GNOR-230	76.09	111.80
TACT-230 - GNOR-230	152.18	223.60
CHIX-231 - TACT-230	76.31	113.09
CHIX-231 - TACT-230	152.67	226.25

El flujo de potencia reactiva para la mayoría de nodos de alta tensión se reacomoda levemente, exceptuando los requerimientos de potencia reactiva capacitiva entre las líneas de GSUR con GNOR, GEST y Escuintla, que inciden entre estos últimos y sus nodos contiguos como lo vemos en la tabla XVIII, a tal modo de mantener la tensión es estos cercana al valor de trabajo.

Tabla XVIII: Flujos de MVAR, para pérdida de generación en Arizona

From Bus i to Bus j	Normal	Perd.Gen.Arizona
GSUR-230 - GNOR-230	8.96	22.93
GSUR-230 - GEST-231	44.17	56.61
ESCU-231 - GSUR-230	33.93	42.02
ESCU-231 - GSUR-230	67.92	84.09
GNOR-230 - GEST-231	18.51	4.36
TACT-230 - GNOR-230	32.12	22.87
TACT-230 - GNOR-230	64.24	45.75
ENRO-230 - ESCU-232	28.90	32.35
AHUA-230 - GEST-231	0.34	2.69
CHIX-231 - TACT-230	8.42	5.21
CHIX-231 - TACT-230	16.89	10.49
ESCU-232 - ESCU-231	-23.84	-28.61
ESCU-232 - ESCU-231	-47.69	-57.22

Otro asunto que conlleva el reacomodo de flujos de potencias entre los distintos nodos, a tal modo de satisfacer las demandas requeridas de carga y de reactiva para mantener las tensiones de trabajo, es el análisis de la capacidad de transporte que tengan los distintos conductores de las líneas de transmisión que transportan esa energía.

La cargabilidad máxima de los conductores para situación crítica, son dados también en el caso continuado CPF (mostrados en la tabla D-2 del apéndice D). Se puede tomar este criterio para identificar las líneas que se sobrecargarán en cada contingencia, aunque sería más exacto hacer el análisis de capacidad por cada conductor entre los nodos; de ello, el presente estudio considera únicamente la sobrecarga de conductores únicamente al existir flujos mayores que en el caso CPF.

Para los estudios restantes de pérdida de generación en Chixoy y en Nejapa o de pérdidas de única línea de transmisión, la situación no dista de la presentada anteriormente (como podemos verificar rápidamente en las figuras 82, 83a y 83b), con disminuciones leves de tensión y cambios o reacomodo de los flujos de los MW y MVAR (ver tablas D-3 a D-6 del Apéndice D) para cumplir con los requerimientos de la carga y de tensión en los nodos, manteniendo en estos casos la estabilidad en todos los nodos y por ende en el sistema.

Por ello estos casos se presentarán más adelante junto al siguiente, en un análisis comparativo a modo de verificar la magnitud de perturbación que pueden provocarle al sistema. A continuación se presentará el análisis de una contingencia que lleva a colapso de ciertos nodos en la red, el cual en la práctica puede conducir a un colapso generalizado del sistema por afectar ciertos límites de cargabilidad de alguna líneas, las cuales tratarán de compensar los requerimientos de potencias y por ende sobrepasar sus capacidades de diseño, haciendo actuar a los esquemas de protección para evitar repercusiones en áreas sanas.

5.2.2.2 Pérdida de dos líneas de transmisión entre GSUR y Escuintla

Para esta contingencia, la situación de tensiones se puede chequear rápidamente observando la figura 5-9c, donde podemos ver que la característica de tensión de los nodos de GSUR y GNOR cae drásticamente.

La tabla IXX muestra el listado de tensiones en valore *p.u.* de las barras de 230kV del SNI. En ella se hace el comparativo entre las tensiones de trabajo estable, las tensiones en caso continuado CPF (o tensiones críticas de colapso) y las tensiones obtenidas en las corridas de flujo de carga para esta situación.

Tabla IXX: Tensiones en p.u. para el caso de pérdida de dos líneas entre GSUR-ESCU

Barra	Normal	CPF	Perd.2Lt Gsu-Esc
GSUR-230	0.991	0.954	0.938
GNOR-230	0.988	0.947	0.943
ENRO-230	1.029	1.017	1.030
GEST-231	0.985	0.944	0.937
CHIX-231	1.019	0.996	0.995
ESCU-231	1.005	0.976	1.007
ESCU-232	1.005	0.977	1.007
TACT-230	1.010	0.979	0.978
ESPE-230	0.990	0.897	0.983
LBRI-231	0.992	0.911	0.987
AGUA-230	1.012	0.988	1.014
TAMP-230	1.005	0.977	1.007
SIDE-230	1.005	0.977	1.007
SJOS-230	1.011	0.988	1.013
ARIZ-230	1.020	1.005	1.022
SJOA-230	1.007	0.980	1.009
AHUA-230	0.975	0.952	0.953

En esta tabla podemos ver las tensiones de los nodos que colapsarán en esta contingencia, estos son GSUR, GNOR y GEST, y los nodos que se encuentran muy cercanos al colapso, CHIXOY, TACTIC y AHUACAPA. Este criterio se basa en verificar que las tensiones de los mismos están por debajo o próximos al valor de tensión de colapso del CPF.

El flujo de potencias se presenta en la tabla D-7 del apéndice D. En la tabla XX se hace un comparativo del flujo de potencia activa entre la situación de trabajo estable y la presente contingencia. De acá podemos visualizar que el flujo de MW entre GSUR y GNOR disminuye en un 83%; los restantes flujos de la tabla muestran que el comportamiento de estos no es tan drástico como en la tabla XVII, ya que el sistema trata de compensar la tensión del nodo de GSUR por medio de la inyección de reactiva capacitiva.

Tabla XX: Flujo de MW para contingencia de pérdida dos líneas entre GSUR-ESCU

From Bus i to Bus j	Normal	Perd.2Lt Gsur-Esc
GSUR-230 - GNOR-230	14.15	2.46
GSUR-230 - GEST-231	86.51	74.65
ESCU-231 - GSUR-230	84.05	0.00
ESCU-231 - GSUR-230	168.14	0.00
GNOR-230 - GEST-231	56.57	68.47
TACT-230 - GNOR-230	76.09	81.09
TACT-230 - GNOR-230	152.18	162.19
CHIX-231 - TACT-230	76.31	81.74
CHIX-231 - TACT-230	152.67	163.53
ESCU-232 - ESCU-231	164.89	164.90
ESCU-232 - ESCU-231	329.78	329.81
ESCU-231 - LBRI-231	154.97	176.42

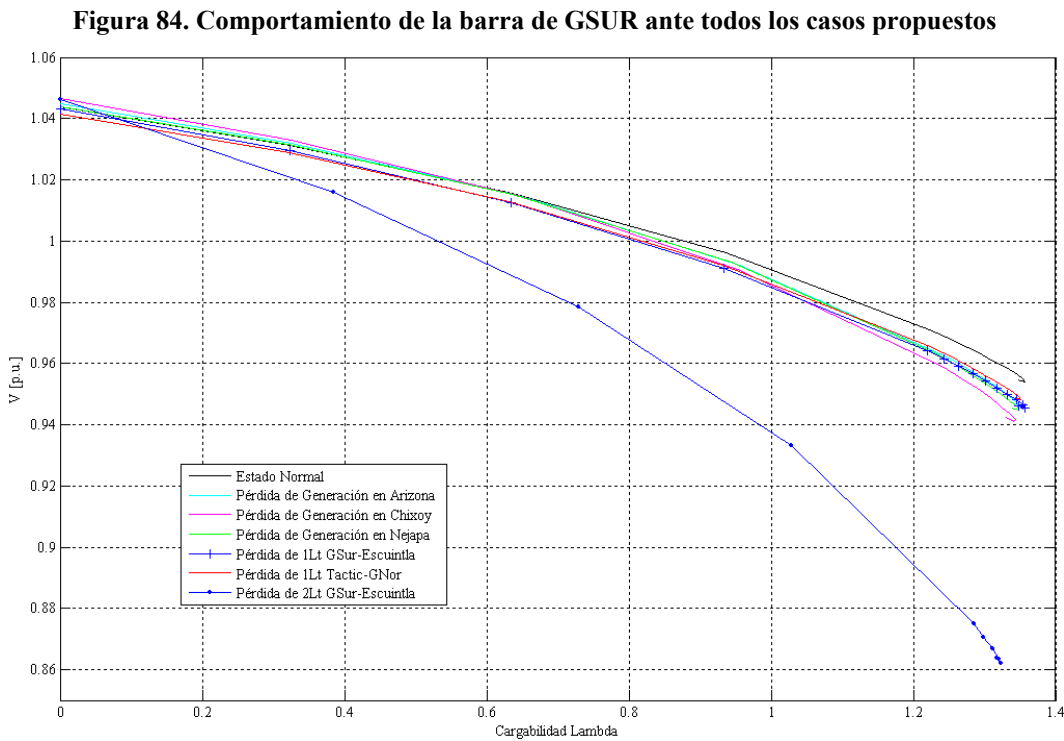
Tabla XXI: Flujo de potencia reactiva en MVAR, para dos contingencias presentadas

From Bus i to Bus j	Normal	Perd.Gen.Arizona	Perd.2Lt Gsu-Esc
GSUR-230 - GNOR-230	8.96	22.93	-25.59
GSUR-230 - GEST-231	44.17	56.61	-5.30
ESCU-231 - GSUR-230	33.93	42.02	0.00
ESCU-231 - GSUR-230	67.92	84.09	0.00
GNOR-230 - GEST-231	18.51	4.36	38.07
TACT-230 - GNOR-230	32.12	22.87	50.27
TACT-230 - GNOR-230	64.24	45.75	100.54
ENRO-230 - ESCU-232	28.90	32.35	25.91
AHUA-230 - GEST-231	0.34	2.69	34.16
CHIX-231 - TACT-230	8.42	5.21	29.26
CHIX-231 - TACT-230	16.89	10.49	58.58
ESCU-232 - ESCU-231	-23.84	-28.61	-20.14
ESCU-232 - ESCU-231	-47.69	-57.22	-40.27
ESCU-231 - LBRI-231	-14.42	-14.80	-5.80

La tabla XXII muestra el flujo de potencia reactiva entre los nodos de 230kV del SNI. Se puede verificar que el flujo de potencia entre los nodos de GSUR hacia GNOR y hacia GEST se torna capacitivo para tratar de estabilizar la tensión en el nodo de GSUR, lo que prácticamente es imposible, ya que los mismos colapsan, afectando a sus nodos contiguos como se ve los flujos de los nodos de CHIXOY y TACTIC.

5.2.3 Análisis de resultados

Antes de verificar de una manera general cómo las contingencias propuestas afectan en su medida al sistema, iniciaremos verificando el comportamiento de un nodo en específico ante los distintos disturbios. En la figura 84 se muestra el perfil de tensiones del nodo Guatemala Sur GSUR de 230kV ante los casos propuestos.



La barra tiene una tensión de estado estable de $0.991 p.u.$, y una tensión de colapso de $0.954 p.u.$; podemos ver que para las contingencias de pérdida de generación o de pérdida de una línea de transmisión la tensión del nodo se mantiene alrededor de $0.98 p.u.$ como vemos en la tabla D-16.

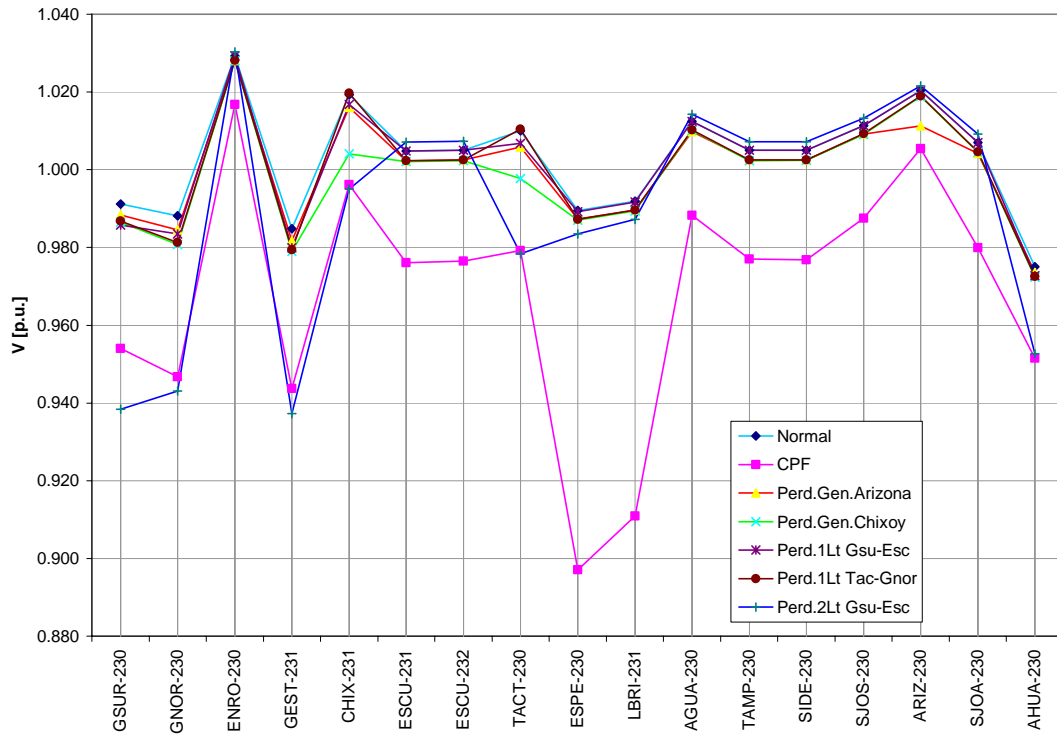
Para el caso de contingencia de pérdida de una línea entre este nodo y ESCUINTLA, en estable los dos circuitos transportan $(84 + j33.9)$ y $(168 + j67.9)$ MVA (tabla D-1), cuando se pierde el circuito A, el único circuito transportará $(245 + j86.8)$ MVA (tabla D-5), lo que supera los $(108.57 + j53.57)$ MVA del caso CPF.

Esta sobrecarga del circuito provocará que actúen los distintos esquemas de protección de la línea o las maniobras por parte del personal en las subestaciones para tratar de mantener en trabajo a la misma, por medio de la liberación de cargas y otros procedimientos previamente acordados para este tipo de contingencia.

La figura 84 muestra cómo las contingencias propuestas hacen variar la tensión del nodo de GSUR, hasta el un grado de colapso del nodo como se muestra en la línea azul con puntos, llegando a una tensión de $0.938 p.u.$ en cargabilidad nominal; esta tensión es menor que los 0.954 por unidad encontrados en el análisis continuado, por lo que estamos frente a un caso de inestabilidad y colapso de tensión.

Para visualizar de una manera global cómo estas contingencias afectan a las tensiones de los nodos de 230kV podemos resumirlas en la figura 85, para los datos de la tabla D-16.

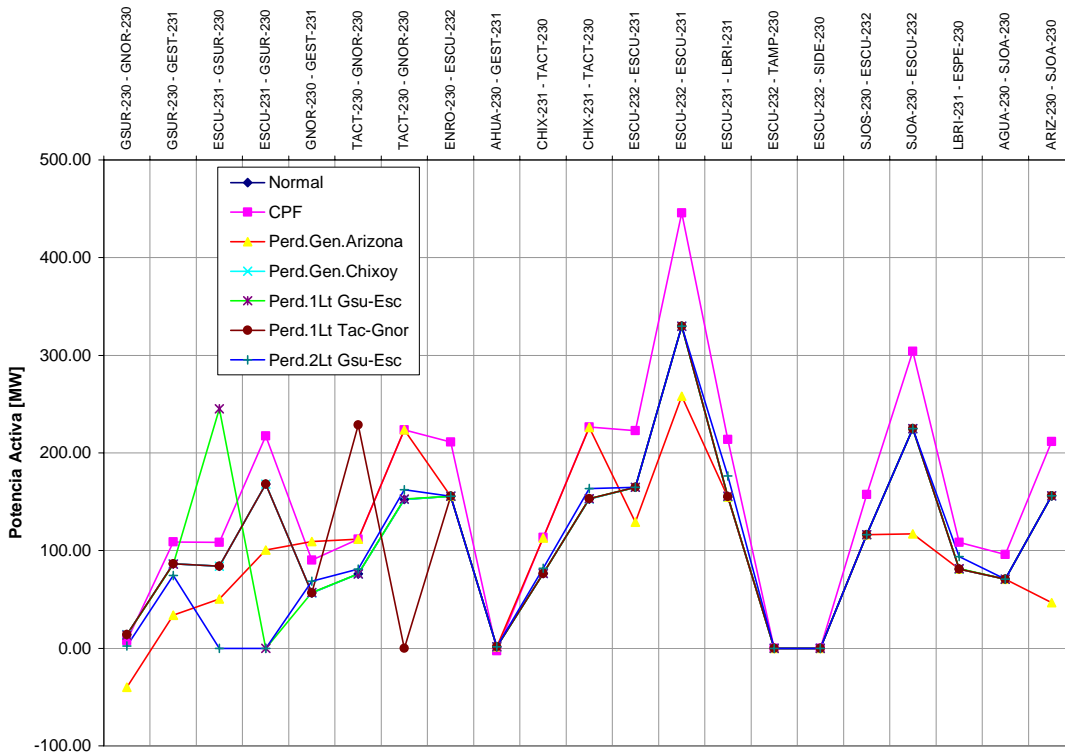
Figura 85. Comparativo de tensiones para las contingencias propuestas



Tomando como referencia la línea del caso continuado CPF, podemos verificar para cada caso propuesto, que nodos están al borde del colapso o en el colapso mismo. Si visualizamos la línea azul, para el caso de pérdida de dos líneas de transmisión entre Guatesur y Escuintla, los puntos en los que esta se encuentra bajo la línea del caso continuado (color magenta), son los nodos que colapsarán para esta contingencia.

De esto, podemos notar que los nodos de GSUR, GNOR y GEST colapsarán y los nodos de Chixoy, Tactic y Ahuacapa se encuentran muy próximos a su punto de colapso. Los nodos de La Esperanza y Los Brillantes, como se describió anteriormente tienen los valores de tensión en punto de colapso más bajos según CPF, muestran que para estas perturbaciones se encuentran con un mayor margen de tensión de colapso sobre el caso continuado, de 9 y 8% respectivamente.

Figura 86. Flujo de potencia activa entre nodos de 230kV



Para analizar el flujo de potencia activa entre los nodos de 230kV podemos visualizar la figura 86. Se puede definir rápidamente las líneas que presentarán problemas de sobrecarga ante las contingencias estudiadas, a partir de superar en cierta medida al caso continuado (línea color magenta en la figura anterior).

Para la contingencia de pérdida de un circuito entre los nodos de GSUR y ESCU (color verde), el circuito restante se sobrecarga en un 126% de su capacidad de colapso. Esta situación provocará que tanto los distintos esquemas de protección de la línea como las maniobras del personal actúen, tratando de liberar la sobrecarga del circuito.

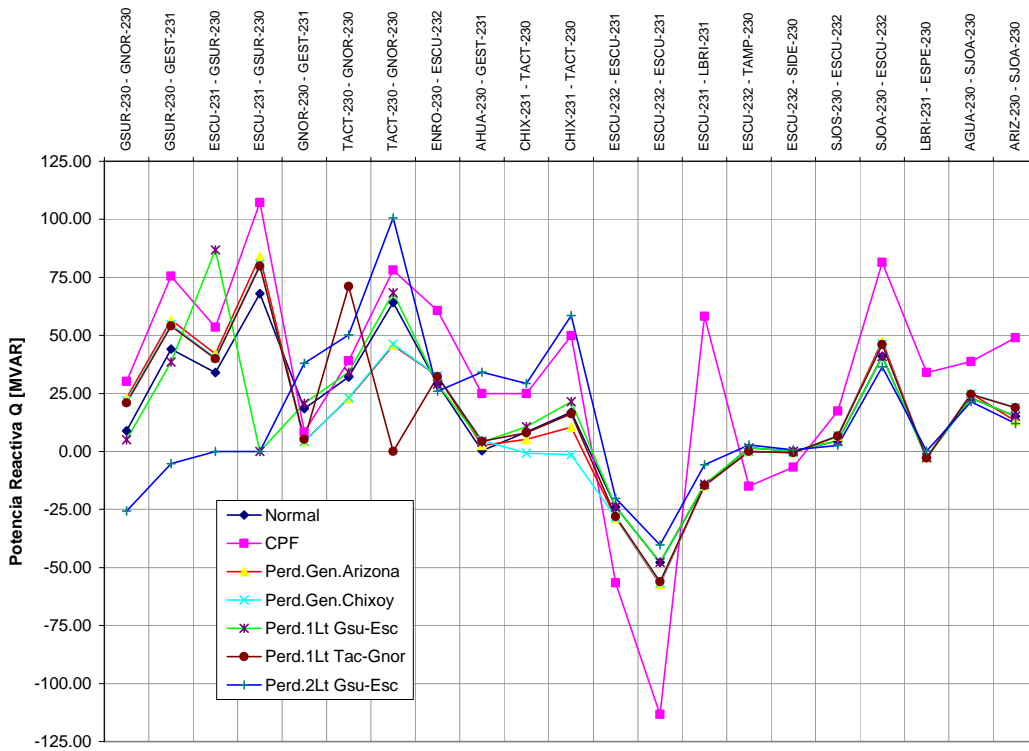
Para la contingencia de pérdida de generación entre Arizona (color rojo), la línea entre los nodos de GNOR y GEST es sobrecargada en un 21% sobre su capacidad de colapso. Los circuitos paralelos entre Tactic a GNOR, la línea entre Ahuacapa a GEST, y Chixoy entre Tactic, se encuentran sobre el punto de sobrecarga.

Un caso peculiar sucede, para esta contingencia entre los nodos de GSUR y GNOR, donde el flujo de potencia activa se torna inverso; esto debido a que no es satisfecha la necesaria potencia que proveía Arizona a GSUR, por lo que GNOR tratará de inyectar activa hacia GSUR, sobrecargando a esta línea y por ende la de Tactic a GNOR y Chixoy a Tactic.

En otro caso de sobrecarga sucede en la línea entre Tactic y GNOR para la contingencia de una pérdida de circuito entre ellos (línea color café en la figura 86), sobrepasando en un 104% a la carga de colapso de esta línea, para mantener la tensión de los nodos y sus cargas en valores cercanos a los nominales. Esta sobrecarga en la línea, como se mencionó en un anterior, repercutirá de una manera muy drástica en estos nodos y los contiguos, por lo que el sistema mismo deberá estar diseñado para sobrellevar esta situación.

Para el caso de flujo de potencia reactiva entre los nodos de 230kV, podemos ver el comportamiento en la figura 87. En ella podemos verificar el acomodo de los MVAR entre los nodos para mantener la tensión de sus nodos cercana a la de estado estable.

Figura 87. Flujo de potencia reactiva en MVAR en los enlaces de 230kV



Para la contingencia de pérdida de dos líneas, el flujo de reactiva se invierte entre los enlaces de GSUR hacia GEST y hacia GNOR, ya que el nodo necesita reactiva capacitiva para tratar de mantener su tensión cercano al valor de trabajo.

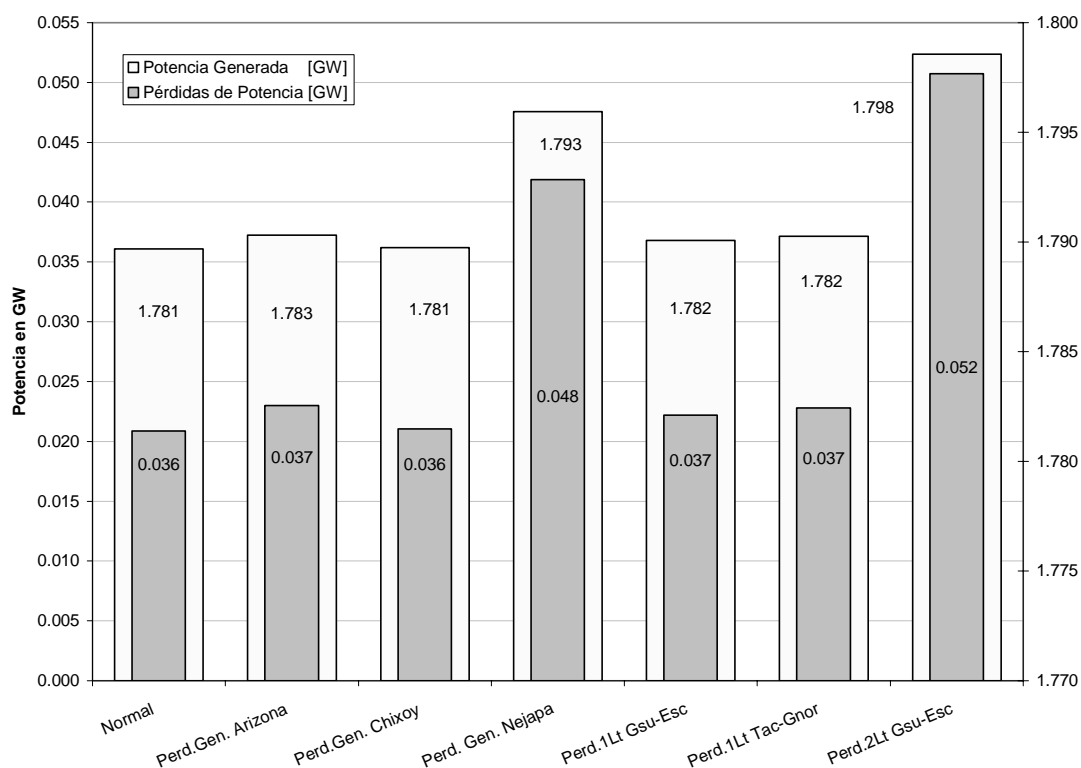
Además verificamos que el enlace entre GSET y Ahuacapa aumenta de 0.34 en estado estable a 34.16MVAR, superando la capacidad máxima de 24.88MVAR presentado dado del caso continuado (tablas D-1, D-2 y D-7 mostrados con flujos reversos), lo que indica que el enlace sufrirá colapso por sobrecarga en sus conductores.

5.2.3.1 Situación del SNI ante las contingencias propuestas

Para finalizar con el presente estudio, verificaremos la capacidad del sistema y su respectiva estabilidad ante las contingencias propuestas. La tabla D-15 muestra la situación de las potencias activa y reactiva que el SNI requiere para mantenerse en situación estable. El sistema completo requiere una potencia de 1,745MW y de 473MWVAR para suplir la carga del mismo. El sistema tendrá que balancear entre la generación de potencia y sus pérdidas para mantener los valores definidos por la carga.

De manera gráfica a los datos presentados en la tabla D-15a para la potencia activa, se muestra la figura 88. Podemos visualizar la generación en las barras de color amarillo, en donde podemos notar que para todo tipo de contingencia dada, la generación total del sistema aumentará, hasta la capacidad instalada, de 1.791GW.

Figura 88. Balanceo de potencia activa del SNI para contingencias analizadas



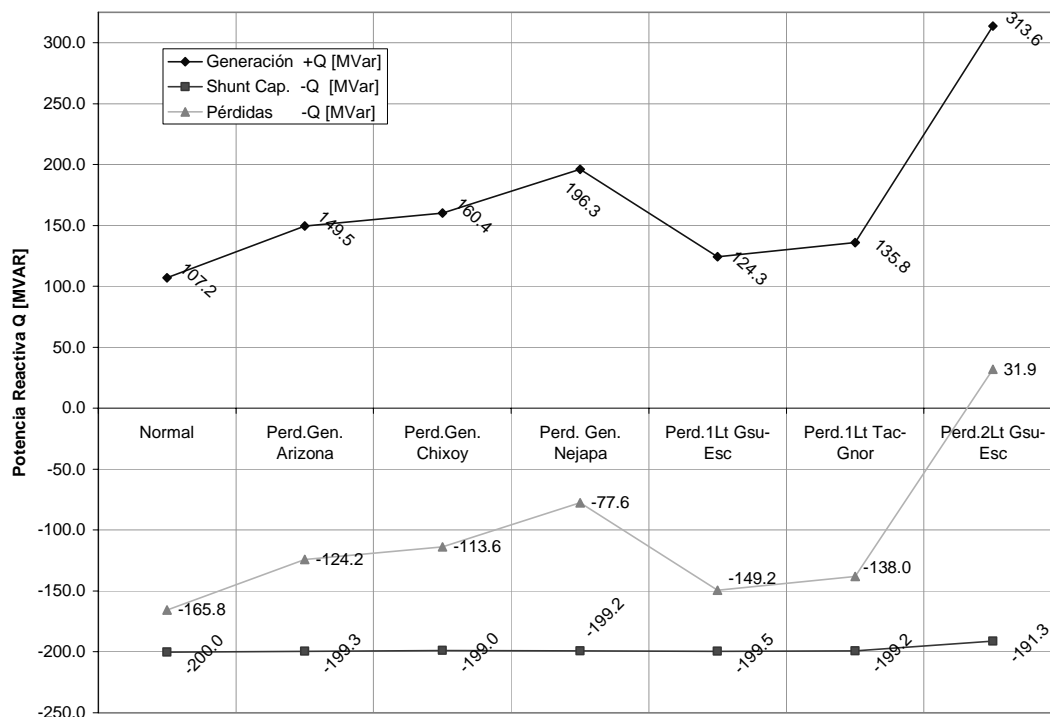
En los casos de pérdida de generación en Nejapa y de la pérdida de las dos líneas de enlace entre GSUR y Escuintla, esta potencia generada sobrepasa a la capacidad instalada, lo que indica que el sistema se encontrará en una situación en la que no puede suplir la demanda. Esto se debe a que como vemos en las barras grises, las pérdidas al igual crecen por la sobrecarga de los conductores y de los transformadores que son afectados por la contingencia, por lo que el algoritmo del flujo de carga tratará de satisfacer la potencia de carga sobrepasando a la potencia instalada y dando un mensaje de sobrecarga general del sistema.

La situación de la potencia reactiva es un poco distinta, debido a que el sistema requiere una potencia positiva total de 473MVAR por la naturaleza inductiva de la red. Esta potencia debe ser suplida en la generación o por los distintos sistemas de compensación (como potencia reactiva negativa), por medio de *shunt* de sistemas de capacitores.

El algoritmo de flujo tratará e balancear la potencia reactiva [P]; el archivo de entrada que detalla todas las características del sistema (nodos, líneas de transmisión, transformadores, barra swing, barras degeneración y carga) indica que la generación inicial de MVAR es cero, solo denota ciertos límites para las barras de generación. El balance de la potencia reactiva necesaria se realiza restando la generación total de MVAR de los *shunts* del sistema y de las pérdidas de reactiva encontradas por el algoritmo.

La figura 89 muestra el comportamiento de la potencia reactiva del SNI para los casos de contingencias propuestos. El comportamiento de la potencia reactiva proveída por los sistemas *shunt* es casi constante ante cada contingencia, ya que para un análisis estacionario como en este caso solamente interesará la magnitud de los MVAR inyectados, en cuanto vemos que la reactiva generada será utilizada únicamente para suplir la potencia reactiva de pérdidas del sistema.

Figura 89. Potencia reactiva en el SNI para contingencias analizadas



La potencia demandada por el sistema será igual a la resta de la potencia generada de las potencias *shunt* y las de pérdidas. De esta figura podemos ver cómo en un gran sistema, los sistemas de excitación juegan un papel muy interesante al suplir los requerimientos de reactiva, y con ello mantener los niveles de tensión demandados en cada contingencia.

Para la contingencia de la pérdida de dos líneas en el enlace de GSUR y Escuintla, como vimos anteriormente los flujos de reactiva se vuelven inversos entre los tramos de GSUR hacia GEST y hacia GNOR, por lo que el reacomodo de reactivos provocará una pérdida del tipo inductivo en el sistema, la cual requerirá de una subexcitación en la generación, ya que el algoritmo del flujo de carga no puede liberar *shunts*. Realmente este caso no puede ocurrir, ya que se cuenta con sistemas de control automáticos que liberarán a los mismos y en ciertos puntos inyectarán reactivos, a modo que no exista un reacomodo drástico como en esta contingencia.

La situación del parámetro de cargabilidad del sistema, tanto para caso estable, caso continuado CPF, análisis de contingencias de N-1 y para las contingencias propuestas se presentan en la tabla XXII.

Tabla XXII: Parámetros de cargabilidad para las contingencias analizadas

Parámetro de Cargabilidad λ		Cargabilidad del sistema	Margen de estabilidad de tensión
Parámetro clave del Sistema PCS	1.3569	35.69%	31.10%
Análisis N-1	1.0459	4.59%	0.00%
Perd. Gen. Arizona	1.3477	34.77%	30.18%
Perd. Gen. Chixoy	1.3441	34.41%	29.82%
Perd. Gen. Nejapa	1.3478	34.78%	30.19%
Perd. 1Lt Gsur-Esc	1.3569	35.69%	31.10%
Perd. 1Lt Tac-Gnor	1.3514	35.14%	30.55%
Perd. 2Lt Gsur-Esc	1.3239	32.39%	27.80%

La anterior tabla muestra que para cada contingencia analizada, el sistema queda limitado a una determinada cargabilidad, la cual no puede ser mayor que el PCS ni menor que la cargabilidad presentada en el análisis N-1, ya que las mismas deben oscilar dentro del margen de estabilidad de tensión, con un valor de 31.1%, siempre y cuando se tome en cuenta una única contingencia.

La peor contingencia mostrada es la de la pérdida de dos líneas entre GSUR y Escuintla, llegando un margen de estabilidad del 27.8%. Cabe hacer notar que en esta situación, otras líneas pueden salir de funcionamiento, con lo que el mismo parámetro puede disminuir e inclusive conducir a un punto de colapso parcial, como el ocurrido en el SNI a inicios del año 2008, para el cual se perdieron los dos circuitos de este enlace, provocando el derrumbamiento de la parte central del sistema nacional.

5.3 Comentarios finales del análisis de estabilidad de tensión del SNI

Como se ha desarrollado a lo largo del presente capítulo se han utilizado las principales herramientas de análisis estacionario mostradas en este trabajo de tesis, útiles para determinar ciertos parámetros que influyen dentro de la estabilidad de un sistema eléctrico de potencia de gran tamaño.

Se ha desarrollado el criterio del margen de estabilidad de tensión por medio de la definición del parámetro clave del sistema, del estudio presentado en el análisis del profesor Van Cutsem en el estudio “*Determination of Secure Operating Limits with Respect to Voltage Collapse*” [14] (capítulo 5 sobre *Contingency ranking*), al igual utilizando el índice de regulación de tensión %IRT para definir nodos muy próximos a inestabilidades.

Las herramientas utilizadas para los análisis llevados a cabo forman parte de un sistema teórico que se aplica al estudio de sistemas no lineales como un SEP. Como se mencionó en anteriores capítulos, las herramientas estacionarias son sumamente útiles para simular distintos escenarios que puede afrontar la red, pero debe hacerse notar que para determinar con mayor certeza la influencia de ciertas contingencias, deben realizarse análisis que incluyan la dinámica e influencia de los distintos elementos que contemplan de un sistema de potencia.

CONCLUSIONES

1. Los distintos dispositivos de un sistema eléctrico de potencia pueden ser representados por sus equivalentes modelos matemáticos, para su correcta representación dentro de simulaciones computacionales que representen sus comportamientos ante distintos casos de análisis.
2. La estabilidad de tensión de un sistema se ha analizado en una manera cuasi-estacionaria para representar los estados que incurre dentro de una contingencia, en una dinámica para representar los comportamientos transitorios de los elementos de control y en una manera estacionaria por medio de flujos de carga para analizar redes de gran envergadura.
3. La potencia reactiva y sus respectivos métodos de compensación juegan un papel muy importante dentro de la estabilidad de tensión, por medio de la inyección de la misma en paralelo de los nodos a modo de mantener el nivel de tensión dentro de niveles estables para la carga.
4. Los estudios de estabilidad estáticos no siempre son apropiados para el análisis de la mayoría de contingencias de una red eléctrica, por lo que deben emplearse modelos dinámicos, especialmente cuando la demanda del sistema está constituida mayoritariamente por cargas de naturaleza rotatoria.
5. Los modelos teóricos de estudio de estabilidad de tensión, el método de Continuación y el criterio de contingencia de N-1, pueden predecir con mayor exactitud las zonas o los nodos del sistema que se encuentran propensos al colapso de tensión o cercanos a sus niveles de tensión crítica.

RECOMENDACIONES

1. El estudio de estabilidad de un sistema eléctrico de potencia abarca un amplio ramo dentro del diseño y operación de un sistema eléctrico de potencia, por lo que la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica debería plantear un nuevo curso o un laboratorio que trate a fondo estos temas y los relacionados al estudio de contingencias y de calidad de energía tanto en redes de alta tensión, como en redes de distribución y de baja tensión.
2. La representación de las dinámicas que intervienen dentro de la estabilidad en el sistema nacional interconectado guatemalteco, deberían ser estudiadas en un análisis de pequeña señal, que muestre las zonas o nodos del sistema que se encuentren propensos a inestabilidades o a colapsos y la evolución de la red ante distintos fenómenos de contingencias.
3. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica CNEE junto con la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica deberían plantear la creación de una comisión de investigación, que tenga la capacidad de desarrollar trabajos de campo sobre el mejoramiento del sistema y de las redes de distribución en el país.

BIBLIOGRAFÍA

1. Kundur, Prabha. **Power System Stability and Control**. 3ed. New York, E.E.U.U.: McGraw-Hill, 1994.
2. IEEE/CIGRE Join Task Force on Stability Terms and Definitions, “*Definition and Classification of Power System Stability*”. **IEEE Transaction on Power Systems**. E.E.U.U. Vol. 19, No. 2, mayo 2004.
3. Van Cutsem, T. y Vournas C. “*Voltage Stability Analysis in Transient and Mid-Time Scales*”. **IEEE Transaction on Power System**, vol. 11, pp. 146-154, 1996.
4. CIGRE Task Force 38.03.12 Report. **Voltage stability, undervoltage load shedding strategy, and reactive power reserve monitoring methodology**. Western States Coordinating Council (WSCC), Electra, no. 175, Diciembre, 1997, disponible en <http://www.wsccl.com>.
5. Grainger, John. J. **Análisis de sistemas de potencia**. México: McGraw-Hill/Interamericana de México. 1996.
6. CIGRE Task Force 38.02.14 Report. “**Analysis and modelling needs of power systems under major frequency disturbances**”. E.E.U.U. Enero, 1999.
7. Rogers, Graham *et. al* “*A fundamental study of inter-area oscillations in power systems*”. **IEEE Transactions on power systems**. E.E.U.U.: Vol. 6, No. 3: 914-921. Agosto, 1991.

8. de la Bodegal, Faustino *et. al.* **FACTS Formas de Usar Más Eficientemente las Líneas Eléctricas Existentes**, Departamento de Ingeniería Eléctrica, E.U.I.T.I. de Bilbao, Plaza de la Casilla No. 3, 48012. Bilbao, España, 2001.
9. Sarmiento, Héctor. **Algunas Consideraciones Para Identificar la Aplicación de Controladores FACTS en los Sistemas de Transmisión**. Instituto de Investigaciones Eléctricas, E.U.I.T.I. de Bilbao, Plaza de la Casilla No. 3, 48012. Bilbao, España, 2001.
10. Power System Stability Subcommittee Special Publication, **Voltage Stability Assessment: Concepts, Practice and Tools**. IEEE / PES, Final Document. Agosto, 2002. ISBN 0780378695.
11. Taylor, C. W. **Power System Voltage Stability**. 2ed. New York, E.E.U.U.: McGraw-Hill, 1994.
12. Van Cutsem, T. y Vournas, C. **Voltage Stability of Electric Power Systems**. **Power Electronics and Power Systems Series**. Kluwer Academia Publishers. 1998. ISBN 0-7923-8139-4.
13. Flatabø N. *et al.*, “*Method for Calculation of Margin to Voltage Instability applied on the Norwegian System for Maintaining Required Security Level*” **IEEE Transaction on Power System**, vol. 8, pp. 920-928, Aug. 1993.
14. Van Cutsem, T. **Determination of Secure Operating Limits with Respect to Voltage Collapse: Contingency Ranking**. Londres, Inglaterra: Kluwer Academia Publisher International, 1999.

15. Comisión Nacional de Energía. **Norma técnica de seguridad y calidad de servicio.** Gobierno de Chile. Marzo, 2005.
16. Díaz H. y de Castro R. "*Estabilidad de tensión en el corto plazo, fenómeno, análisis y acciones de control*". **Revista de la Facultad de Ingeniería**, U.T.A. Chile, Vol. 10, 2002, pp. 11-21
17. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. **Normas técnicas de calidad del servicio de transporte y sanciones.** Guatemala. 1998. Disponible en www.cnee.gob.gt
18. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. **Normas técnicas del servicio de distribución.** Guatemala. 1998. Disponible en www.cnee.gob.gt
19. Dobson, I. et. al. "*Chapter 2: Basic Theoretical Concepts*", **Voltage Stability assessment: Concepts practices and tools.** IEEE Power Engineering Society, Power System Stability Subcommittee. E.E.U.U.: Special Publication IEEE. Agosto, 2002
20. Artnsteir, M. y Monzón J. **Evaluación de la estabilidad de tensión en una red de potencia en base a criterios derivados de la teoría de la bifurcación más cercana.** CIGRE/ERLAC, México. Julio, 2004
21. Cañizareas, C. y Alvarado F. "*Voltaje collapse in large electric power systems*" **IEEE Transaction on power systems.** E.E.U.U. Vol. 18 No. 1. Agosto, 1993
22. Cañizares C. y Alvarado F. "*Point of Collapse and Continuation Methods for Large AC/DC Systems*" **IEEE Transaction on Power System.** E.E.U.U. Vol. 8, pp. 1-8, febrero, 1993.

23. Gao, B., Morison, G. y Kundur, P. “*Voltage Stability Evaluation Using Modal Analysis*” **IEEE Trans. on Power System**. Vol. 7, No. 4, pp. 1529-1542, noviembre, 1992.
24. Löf P. A. “On Static Analysis of Long-Term Voltage Stability”, **PhD thesis of Royal Institute of Technology**, Estocolmo, Suecia, 1995.
25. Fitzgerald. A. *et. al.* **Máquinas Eléctricas**. 5ed. E.E.U.U.: McGraw-Hill, 1995.
26. ANSI/IEEE, Standard 100-1977, **IEEE Standard Dictionary of Electrical and Electronic Terms**. E.E.U.U., marzo 1991.
27. Ramírez J. **Reporte Interno de Transitorios Electromecánicos**. Cinvestav, Unidad Guadalajara, México: Mayo, 2004.
28. Pérez R, C. **Formulación Trifásica de Sistemas Eléctricos en Coordenadas de Fase abc**. Tesis de Maestría, UANL. Monterrey, México: Octubre, 1993.
29. Hayt, W. Jr. **Teoría Electromagnética**, 5ed. E.E.U.U.: McGraw-Hill, 1991.
30. Fuerte-Esquivel, R. *et. al.* **FACTS: Modelling and Simulation in Power Network**. Inglaterra: John Wiley & Sons, Ltd. Mayo, 2004.
31. Ajjarapu V. y Christy C., “The Continuation Power Flow: a Tool for Steady State Voltage Stability Analysis,” **IEEE Trans. on Power System**, Vol. 7, No. 1, pp. 416-423, febrero, 1992.

32. Pérez R., C. **Modelos Avanzados de Elementos del Sistema Eléctrico de Potencia en Coordenadas de Fase para Estudios de Estabilidad Dinámica.** Tesis Doctoral, UANL. Monterrey, México. Marzo, 2004.
33. Jiménez R., O. **Análisis de la Estabilidad de Voltaje en Estado Estable Mediante Técnicas de Análisis Modal.** Tesis de Maestría, CINESTAV. Guadalajara, México. 1999.
34. García de Jalón, J. *et. al.* **Aprenda MATLAB 7.01 como en primero.** Madrid, España. Diciembre, 2005.
35. PowerWorld Corporation. **PowerWorld Simulator Version 13.0 User's Guide.** Septiembre, 2007. Disponible en www.powerworld.com
36. Morataya, Juan C. **Estudio de la Capacidad del SNI de Guatemala.** Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, USAC. Guatemala. Septiembre, 2004.
37. Milano, Federico. **Power System Analysis Toolbox Documentation for PSAT version 2.0.0 Beta.** Marzo, 2007. <http://groups.yahoo.com/groups/psatforum>.
38. de Silva, R. **Discussion on Voltaje Satability of Transmisión Augmentations,** System Studies Group NZ Limited, Nueva Zelanda. Abril, 2006.
39. IEEE/PSS Excitation System Subcommittee “*New synchronous compensator for The Nelson River*”, **IEEE Transactions on Power Delivery**, Vol.6, No.2. E.E.U.U. Abril, 1991.
40. Sujana, A. , Nwanká, C. Gravner, M., “Towards the Real Time Monitoring of AGC”. **Proceedings of the 33rd Hawaii Conference on System Sciences.** 2000.

APÉNDICE

A. VALORES POR UNIDAD

Se les llama valores por unidad (*p.u.*) de un parámetro del sistema eléctrico de potencia SEP, a la relación de una cantidad o magnitud física de la red respecto a una magnitud llamada base. Este parámetro relacional debe ser de la misma naturaleza, esto es tensión, potencia, impedancia, etc.

Los valores de base utilizados en el presente trabajo de tesis se listan a continuación:

Tensión base:	$V_{\text{base}} \text{ o } v_{\text{base}}$
Intensidad base:	$I_{\text{base}} \text{ o } i_{\text{base}}$
Impedancia base:	$Z_{\text{base}} = v_{\text{base}} / i_{\text{base}}$
Potencia base trifásica:	$S_{\text{base}} = 3/2 v_{\text{base}} i_{\text{base}}$
Frecuencia nominal:	f_{base}
Pulsación base:	$\omega_{\text{base}} = 2\pi f_{\text{base}}$
Pulsación mecánica base:	$\omega_{\text{m, base}} = \omega_{\text{base}} / p$, donde p es el número de polos
Par base:	$T_{\text{base}} = S_{\text{base}} / \omega_{\text{base}}$
Inductancia base:	$L_{\text{base}} = v_{\text{base}} / (i_{\text{base}} \omega_{\text{base}})$
Enlaces de flujo base:	$\lambda_{\text{base}} = v_{\text{base}} / \omega_{\text{base}}$
Tiempo base:	$t_{\text{base}} = 1 / \omega_{\text{base}}$

Los valores en por unidad o *p.u.* se obtienen de la siguiente manera:

$$\text{Valor } p.u. = \text{Valor real} / \text{Valor Base}$$

B. HERRAMIENTAS DE SOFTWARE

B.1 MATLAB

MATLAB es el nombre abreviado de “*Matrix Laboratory*”. MATLAB^{B-1} es un programa (desarrollado por *The MathWorks, Inc.*^{B-2}) para realizar cálculos numéricos con vectores y matrices. Como caso particular puede también trabajar con números escalares (tanto reales como complejos), con cadenas de caracteres y con otras estructuras de información más complejas, además de poder realizar una amplia variedad de gráficos en dos y tres dimensiones [34]. MATLAB tiene también un lenguaje de programación propio.

El presente trabajo de tesis utilizó la versión 7.0 de este programa (también llamada *release 14*) del año 2004. MATLAB es un gran programa de cálculo técnico y científico. Para ciertas operaciones es muy rápido, cuando puede ejecutar sus funciones en código nativo con los tamaños más adecuados para aprovechar sus capacidades de vectorización. En otras aplicaciones resulta bastante más lento que el código equivalente desarrollado en C/C++ o Fortran.

Este programa incorpora *acelerador JIT* (Just In Time), que mejoraba significativamente la velocidad de ejecución de los ficheros **.m* en ciertas circunstancias, por ejemplo cuando no se hacen llamadas a otros ficheros **.m*, no se utilizan estructuras y clases, etc. Aunque limitado en ese momento, cuando era aplicable mejoraba sensiblemente la velocidad, haciendo innecesarias ciertas técnicas utilizadas en versiones anteriores como la *vectorización* de los algoritmos.

^{B-1} MATLAB 7.01.24704 (R14) *Service Pack 1*, Derechos Reservados.

^{B-2} www.mathworks.com

En cualquier caso, el lenguaje de programación de MATLAB es una magnífica herramienta de alto nivel para desarrollar aplicaciones técnicas y fáciles de utilizar. También dispone de un código básico y de varias librerías especializadas (*toolboxes*). En estos apuntes se hará referencia exclusiva al código básico.

B.2 Simulink

Es un paquete de Software que se ejecuta acompañando a MATLAB para modelar, simular y analizar sistemas dinámicos. Funciona sobre MATLAB, es decir, para iniciar SIMULINK es necesario entrar antes en MATLAB. Ambos programas están desarrollados y comercializados por *The MathWorks, Inc.*

Simulink puede simular cualquier sistema que pueda ser definido por ecuaciones diferenciales continuas y ecuaciones diferenciales discretas. Esto significa que se puede modelar sistemas continuos en el tiempo, discretos en el tiempo o sistemas híbridos. Simulink puede trabajar con sistemas lineales y no lineales, sistemas en tiempo continuo, muestreados o un híbrido de los dos y con sistemas multi-frecuencia.

Simulink tiene dos fases de uso, la definición del modelo y el análisis del modelo. La definición del modelo significa construir el modelo a partir de elementos básicos construidos previamente, tal como integradores, bloques de ganancia, etc. El análisis del modelo significa realizar la simulación, linealización y determinar el punto de equilibrio de un modelo previamente definido.

Posee una interfaz de usuario gráfica (GUI), con diagramas de bloques para construir los modelos utilizando operaciones con el ratón del tipo pulsar y arrastrar. De esta forma, podemos dibujar los modelos de la misma forma que lo haríamos con lápiz y papel. Esto supone un cambio radical respecto a los anteriores paquetes de simulación.

Una vez contruidos los diagramas de bloques, podemos ejecutar simulaciones y analizar los resultados, también de forma gráfica. En SIMULINK podemos encontrar una amplia biblioteca de bloques de sumideros, fuentes, componentes lineales y no lineales y conectores. También podemos personalizar y crear nuestros propios bloques.

Los modelos son jerárquicos, de forma que podemos ver un sistema desde un nivel superior y entrando en los bloques podemos ir descendiendo a través de los niveles para ver con más detalle el modelo.

Después de definir un modelo, se puede simular utilizando cualquiera de los métodos de integración disponibles, desde el menú de órdenes de SIMULINK o introduciendo órdenes directamente desde la línea de comando de MATLAB. Con los bloques de visualización se pueden ver los resultados de la simulación mientras se está ejecutando. Además, los resultados de la simulación se pueden transferir al espacio de trabajo de MATLAB para su posterior tratamiento.

B.3 Power World

PowerWorld Simulator es un paquete de simulación de sistemas de potencia que posee una interfaz gráfica e interactiva con el usuario^{B-3}. Las principales características del programa son [10] las que a continuación se detallan a continuación.

Simulación en el tiempo: permite que la solución de los flujos de carga se realice continuamente a medida que transcurre un período de tiempo determinado. Lo anterior permite que al realizar cambios en la generación, carga o intercambio en MW de un sistema de potencia, los resultados sean visualizados inmediatamente sobre el diagrama unifilar.

^{B-3} www.powerworld.com

Objetos y registros: cada elemento del sistema tiene asociado un registro de datos y un objeto que lo representa en el diagrama unifilar. El programa distingue claramente entre ambos, de manera que es posible borrar el objeto representativo de una línea u otro elemento sin borrar el registro de datos del mismo. Es de notarse que si el registro existe, el elemento se seguirá teniendo en cuenta en la simulación de flujos de carga.

Gráficos y variación de carga: la generación y la carga pueden visualizarse por medio de gráficos que son realizados a medida que se efectúa una simulación en el tiempo; así mismo pueden definirse curvas de variación de la carga para un área o zona específica.

PowerWorld Simulator trabaja fundamentalmente con dos tipos de archivos: el archivo *.PWB (Power World Binary) que almacena los datos del caso de simulación y el archivo *.PWD (Power World Display) que almacena el diagrama unifilar con los objetos representativos de los elementos. Adicionalmente se pueden abrir y grabar archivos que posean información de un sistema de potencia en otros formatos, como son: PTI Raw Data Format, GE PSLF Format e IEEE Common Format. Los análisis que se pueden realizar con este programa son: flujos de carga, análisis de contingencias análisis de fallos estabilidad (PVQV), flujo de potencia óptimo, análisis de ATC despacho económico, operaciones de intercambio.

La limitación de esta herramienta, es que se trabajó con una versión de estudiante, la cual se encuentra limitada a la utilización de únicamente 12 buses. Los diagramas unifilares presentados en el capítulo se desarrollaron y con la interfaz gráfica de este programa.

B.4 PSAT

PSAT o Power System Analysis Toolbox, es una caja de herramientas para Matlab (*toolbox*), desarrollada para realizar análisis de sistemas eléctricos de potencia. PSAT incluye herramientas de análisis para flujo de potencia PF, flujo de potencia continuado CPF, flujo de potencia óptimo OPF, análisis de estabilidad de pequeña señal y simulación en el dominio del tiempo [37]. Todas las operaciones pueden ser evaluadas por medio de interfaces gráficas para usuario (GUIs), además de ofrecer una biblioteca basada en Simulink amigable para el usuario, con herramientas para el diseño de redes.

El centro de PSAT se encuentra en las rutinas de flujo de potencia y también en la inicialización de las variables de estado del sistema sujeto a simulación. Una vez que el flujo de potencia se ha resuelto, se pueden llevar a cabo rutinas para análisis estáticos o dinámicos sobre la misma red. Estas rutinas son las siguientes:

1. Flujo de potencia continuado
2. flujo de potencia óptimo
3. Análisis de estabilidad de pequeña señal
4. Simulaciones en el dominio del tiempo
5. Medición de unidades fasoriales (PMU).

Con el fin de poder realizar precisos sistema de análisis, PSAT se apoya en una amplia variedad de modelos de componentes estáticos y dinámicos de un sistema de potencia, como los que a continuación se describen:

- Modelos para flujos de potencia: Buses, líneas de transmisión y transformadores, buses *snack* (*swing*), generadores PV, cargas de potencia constante, y admitancias en paralelo o *shunts*.

- Modelos para CPF y OPF: Fuentes de alimentación para ofertas de potencia con límites, generadores para reserva de potencia, generadores tipo *ramping*, demanda de energía para ofertas con límites.
- Operaciones de conmutación: línea de transmisión para fallas y línea de transmisión con *breakers*.
- Medidores: de frecuencia de barra y unidades fasoriales (PMU).
- Cargas: cargas de dependientes de tensión, cargas dependientes de frecuencia, cargas tipo ZIP (impedancia, corriente constante y energía constante), cargas de recuperación exponencial, cargas termostáticamente controladas, cargas mixtas.
- Máquinas: máquinas síncrona (dinámica orden del 2 al 8) y motores de inducción (dinámica orden de 1 a 5).
- Controles: Gobernadores de turbinas, reguladores automáticos de tensión, sistema estabilizador de potencia, limitadores de exceso de excitación, regulación de tensión secundaria (Controladores de área central y controladores de *cluster*), y una estabilización de Control Suplementario en *loop* de SVCS.
- Transformadores reguladores: cambiador de tomas bajo carga con tensión ULTC o de potencia reactiva regulada y transformadores de desplazamiento de fase.
- FACTS: Compensadores estáticos SVC, controlador de condensadores serie por tiristores, fuentes estáticas series para condensadores síncrono, UFPC y controladores de transmisión en alta tensión en DC.
- Aerogeneradores: modelos de viento, velocidad de giro constante de aerogeneradores con motor de jaula de ardilla, aerogeneradores con velocidad variable doblemente alimentados por generador de inducción y aerogeneradores con velocidad variable de accionamiento directo con generador síncrono.
- Otros modelos: máquina síncrona eje dinámico, modelo sub-síncrono de resonancia, y *solid oxide fuel cell*.

Además de las rutinas matemáticas y modelos, PSAT incluye una variedad de servicios públicos, como la siguiente manera:

1. Una red de líneas editor de diagramas (bibliotecas de Simulink).
2. GUIs para la configuración del sistema y parámetros de rutina.
3. Modelos de construcción e instalación definidos por el usuario.
4. GUI para trazar los resultados.
5. Filtros para la conversión de datos desde y hacia otros formatos.
6. Comando registros.

Los archivos de entrada para los flujos de carga presentados en el presente trabajo de tesis, fueron desarrollados en formato IEEE (*.cdf); la gran ventaja de esta herramienta de software radica en ser de código abierto o libre de limitaciones, con lo que se pueden desarrollar estudios más específicos como el presentado en el presente trabajo de tesis.

B.5 S-Function

La *S-function* es una herramienta de Simulink con la cual se pueden crear componentes o sub-modelos para utilizarlos en otros modelos de mayor complejidad. El formato de código de esta función es utilizado para generar interfaces para aplicaciones de programación (API) por medio de generación de códigos C MEX (códigos con fragmentación de lenguaje C en archivos *.m ejecutables). La aplicación de este forma incluye:

- Conversión de un modelo a un componente. Se pueden generar un bloque de *s-function* para un modelo m_1 , con el cual se puede generar otro bloque para un modelo m_2 ; Regenerando el código para el modelo m_2 no es necesario regenerar el código para m_1 .
- Conversión de un subsistema a un componente. Se puede extraer un subsistema de un modelo y generar su propio bloque *s-function* reutilizando el componente.

- Mayor velocidad de simulación. En algunos casos una *s-function* generada para la representación de un modelo, hace a este un modelo de mayor eficiencia.
- Reutilización de código. Se pueden crear múltiples instancias de un modelo base, replicando el código para cada instancia misma.

La *s-function* puede generar modelos no lineales, por medio de la utilización de las herramientas de *real-time* de Matlab. Con estas herramientas, los modelos pueden ser creados por medio de paquetes, los cuales son unidos en un modelo general con la finalidad de hacer más eficiente la simulación y la misma detección de códigos erróneos que entorpezcan al modelo.

C. FLUJO DE CARGA ESTÁTICO

Nodo	Barra	Tipo	V [p.u.]	Grados	Pgen	Qgen	Bcomp	Pcarga	Qcarga	Bcarga
1	Fuente	Swing	1.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	Recibo	PQ	1.05	0.00	0.00	0.00	0.31	0.00	0.00	0.00
3	Carga	PQ	1.00	0.00	0.00	0.00	0.32	0.60	0.40	0.00

Línea	Nodo i	Nodo j	R [p.u.]	X [p.u.]	G [p.u.]	B [p.u.]
1	Fuente	Recibo	0.0000	0.5295	0.0000	0.0370
2	Fuente	Recibo	0.0000	0.5295	0.0000	0.0370

Trafos	Hv	Lv	Rcc [p.u.]	Xcc [p.u.]	rff	Conexp
T1	Recibo	Carga	0	0.0833	1.0383	1

Resultados del Flujo de Cargas

Nodo	Barra	Vlímite [p.u.]	Grados	Pgen	Qgen	Pcarga	Qcarga	Qcomp	Deg(Vcarga)
1	Fuente	1.0488	0.0000	1.2000	0.1314	0.0000	0.0000	0.0000	22.4403
2	Recibo	1.0500	-16.7977	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.3374	5.6426
3	Carga	1.0000	-22.4403	0.0000	0.0000	1.2000	0.4000	0.3140	0.0000

Flujo de potencias por líneas

Línea	Nodo i	Nodo j	Pflow	Qflow	- Pflow	- Qflow
1	Fuente	Recibo	0.6000	0.0657	-0.6000	0.0705
2	Fuente	Recibo	0.6000	0.0657	-0.6000	0.0705

Flujo de potencias por transformadores

Trafos	Hv	Lv	P (Hv)	Q (Hv)	P (Lv)	Q (Lv)
T1	Recibo	Carga	1.2000	0.1964	-1.2000	-0.0760

D. FLUJOS DE CARGA DEL SNI

Tabla D-1: Flujo de potencias entre los nodos de 230kV en situación normal

From bus i	To Bus j	Pflow [MW]	Qflow [MVar]	Ploss [MW]	Qloss [MVar]
GSUR-230	GNOR-230	14.15	8.96	0.01	-7.08
GSUR-230	GEST-231	86.51	44.17	0.19	-2.59
GSUR-230	ESCU-231	-84.05	-33.93	0.46	-8.26
GSUR-230	ESCU-231	-168.14	-67.92	0.92	-16.51
GNOR-230	GEST-231	56.57	18.51	0.07	-3.29
GNOR-230	TACT-230	-76.09	-32.12	0.63	-14.80
GNOR-230	TACT-230	-152.18	-64.24	1.27	-29.60
ENRO-230	ESCU-232	155.60	28.90	2.05	1.16
GEST-231	AHUA-230	-1.58	-0.34	0.03	-29.07
CHIX-231	TACT-230	76.31	8.42	0.37	-10.57
CHIX-231	TACT-230	152.67	16.89	0.74	-21.14
ESCU-231	ESCU-232	-164.89	-23.84	0.02	-0.02
ESCU-231	ESCU-232	-329.78	-47.69	0.04	-0.05
ESCU-231	LBRI-231	154.97	-14.42	3.05	-8.20
ESCU-232	TAMP-230	0.00	1.53	0.00	-0.72
ESCU-232	SIDE-230	0.00	0.15	0.00	-0.80
ESCU-232	SJOS-230	-116.24	-4.48	0.66	-1.16
ESCU-232	SJOA-230	-224.95	-40.92	0.23	0.44
ESPE-230	LBRI-231	-81.23	2.60	0.33	-8.96
AGUA-230	SJOA-230	70.75	22.94	0.15	-4.01
ARIZ-230	SJOA-230	156.00	15.20	1.43	0.80

Tabla D-2: Flujo de potencias entre los nodos de 230kV en situación de Flujo Continuoado

From bus i	To Bus j	Pflow [MW]	Qflow [MVar]	Ploss [MW]	Qloss [MVar]
GSUR-230	GNOR-230	7.74	30.22	0.05	-6.33
GSUR-230	GEST-231	109.05	75.44	0.38	-1.32
GSUR-230	ESCU-231	-108.57	-53.57	0.89	-5.35
GSUR-230	ESCU-231	-217.20	-107.25	1.78	-10.69
GNOR-230	GEST-231	90.15	8.37	0.18	-2.42

GNOR-230	TACT-230	-111.80	-39.04	1.47	-8.56
GNOR-230	TACT-230	-223.60	-78.08	2.94	-17.12
ENRO-230	ESCU-232	211.14	60.60	4.06	10.81
GEST-231	AHUA-230	2.69	-24.88	0.02	-27.22
CHIX-231	TACT-230	113.23	24.93	0.89	-7.23
CHIX-231	TACT-230	226.52	49.93	1.78	-14.46
ESCU-231	ESCU-232	-222.79	-56.68	0.04	0.10
ESCU-231	ESCU-232	-445.59	-113.35	0.09	0.20
ESCU-231	LBRI-231	213.65	58.30	6.79	13.69
ESCU-232	TAMP-230	0.00	-15.06	0.00	-0.67
ESCU-232	SIDE-230	0.00	-6.76	0.00	-0.75
ESCU-232	SJOS-230	-157.34	-17.37	1.28	1.24
ESCU-232	SJOA-230	-304.10	-81.35	0.46	1.73
ESPE-230	LBRI-231	-108.53	-33.92	0.77	-5.16
AGUA-230	SJOA-230	96.00	38.65	0.30	-2.96
ARIZ-230	SJOA-230	211.68	49.02	2.83	7.57

Tabla D-3: Flujo de potencias entre los nodos de 230kV, pérdida de generación en Arizona

From Bus	To Bus	P Flow [MW]	Q Flow [MVar]	P Loss [MW]	Q Loss [MVar]
GSUR-230	GNOR-230	-39.75	22.93	0.09	-6.63
GSUR-230	GEST-231	33.95	56.61	0.09	-3.08
GSUR-230	ESCU-231	-50.30	-42.02	0.23	-9.39
GSUR-230	ESCU-231	-100.61	-84.09	0.45	-18.79
GNOR-230	GEST-231	109.19	4.36	0.25	-2.36
GNOR-230	TACT-230	-111.80	-22.87	1.28	-10.83
GNOR-230	TACT-230	-223.60	-45.75	2.57	-21.66
ENRO-230	ESCU-232	155.60	32.35	2.08	1.30
GEST-231	AHUA-230	-1.59	-2.69	0.02	-28.98
CHIX-231	TACT-230	113.09	5.21	0.80	-8.25
CHIX-231	TACT-230	226.25	10.49	1.60	-16.50
ESCU-231	ESCU-232	-128.97	-28.61	0.01	-0.07
ESCU-231	ESCU-232	-257.94	-57.22	0.03	-0.13
ESCU-231	LBRI-231	154.73	-14.80	3.05	-8.05
ESCU-232	TAMP-230	0.00	0.01	0.00	-0.72
ESCU-232	SIDE-230	0.00	-0.49	0.00	-0.79
ESCU-232	SJOS-230	-116.24	-6.59	0.66	-1.13
ESCU-232	SJOA-230	-117.19	-47.52	0.07	-0.42

ESPE-230	LBRI-231	-80.90	2.82	0.33	-8.92
AGUA-230	SJOA-230	70.75	24.95	0.15	-3.96
ARIZ-230	SJOA-230	46.80	13.09	0.14	-5.10

Tabla D-4: Flujo de potencias entre los nodos de 230kV, pérdida de generación en Chixoy

From Bus	To Bus	P Flow	Q Flow	P Loss	Q Loss
		[MW]	[MVar]	[MW]	[MVar]
GSUR-230	GNOR-230	13.96	21.73	0.03	-6.89
GSUR-230	GEST-231	86.47	54.71	0.21	-2.43
GSUR-230	ESCU-231	-83.95	-40.34	0.49	-8.04
GSUR-230	ESCU-231	-167.95	-80.76	0.97	-16.07
GNOR-230	GEST-231	56.61	4.20	0.07	-3.27
GNOR-230	TACT-230	-76.15	-23.10	0.61	-14.58
GNOR-230	TACT-230	-152.29	-46.20	1.22	-29.15
ENRO-230	ESCU-232	155.60	32.55	2.08	1.31
GEST-231	AHUA-230	-1.60	-4.66	0.01	-28.90
CHIX-231	TACT-230	76.34	-0.74	0.37	-10.23
CHIX-231	TACT-230	152.73	-1.45	0.74	-20.46
ESCU-231	ESCU-232	-164.87	-28.34	0.02	-0.02
ESCU-231	ESCU-232	-329.75	-56.68	0.04	-0.05
ESCU-231	LBRI-231	155.20	-14.72	3.07	-7.94
ESCU-232	TAMP-230	0.00	-0.08	0.00	-0.72
ESCU-232	SIDE-230	0.00	-0.52	0.00	-0.79
ESCU-232	SJOS-230	-116.24	-6.72	0.66	-1.13
ESCU-232	SJOA-230	-224.93	-46.40	0.23	0.46
ESPE-230	LBRI-231	-81.18	2.82	0.33	-8.91
AGUA-230	SJOA-230	70.75	24.74	0.15	-3.97
ARIZ-230	SJOA-230	156.00	19.03	1.44	0.88

**Tabla D-5: Flujo de potencias entre los nodos de 230kV
Pérdida de una línea de transmisión entre GSUR y Escuintla 1**

From Bus	To Bus	P Flow	Q Flow	P Loss	Q Loss
		[MW]	[MVar]	[MW]	[MVar]
GSUR-230	GNOR-230	13.71	5.02	0.01	-7.02
GSUR-230	GEST-231	86.02	38.60	0.18	-2.60
GSUR-230	ESCU-231	-245.03	-86.81	1.93	-11.14
GSUR-230	ESCU-231	0.00	0.00	0.00	0.00
GNOR-230	GEST-231	57.04	20.79	0.08	-3.23

GNOR-230	TACT-230	-76.30	-34.17	0.65	-14.54
GNOR-230	TACT-230	-152.60	-68.34	1.31	-29.08
ENRO-230	ESCU-232	155.60	28.91	2.05	1.16
GEST-231	AHUA-230	-1.60	-4.00	0.02	-28.93
CHIX-231	TACT-230	76.55	10.66	0.38	-10.46
CHIX-231	TACT-230	153.15	21.36	0.76	-20.91
ESCU-231	ESCU-232	-164.89	-23.86	0.02	-0.02
ESCU-231	ESCU-232	-329.78	-47.71	0.04	-0.05
ESCU-231	LBRI-231	155.80	-14.15	3.08	-8.02
ESCU-232	TAMP-230	0.00	1.53	0.00	-0.72
ESCU-232	SIDE-230	0.00	0.15	0.00	-0.80
ESCU-232	SJOS-230	-116.24	-4.48	0.66	-1.16
ESCU-232	SJOA-230	-224.95	-40.93	0.23	0.44
ESPE-230	LBRI-231	-81.55	2.55	0.34	-8.95
AGUA-230	SJOA-230	70.75	22.95	0.15	-4.01
ARIZ-230	SJOA-230	156.00	15.21	1.43	0.80

**Tabla D-6: Flujo de potencias entre los nodos de 230kV
Pérdida de una línea de transmisión entre Tactic y GNOR**

From Bus	To Bus	P Flow [MW]	Q Flow [MVar]	P Loss [MW]	Q Loss [MVar]
GSUR-230	GNOR-230	13.98	20.84	0.03	-6.91
GSUR-230	GEST-231	86.48	53.97	0.21	-2.44
GSUR-230	ESCU-231	-83.96	-39.90	0.48	-8.05
GSUR-230	ESCU-231	-167.96	-79.87	0.97	-16.10
GNOR-230	GEST-231	56.60	5.19	0.07	-3.27
GNOR-230	TACT-230	-228.42	-71.18	2.80	-20.34
GNOR-230	TACT-230	0.00	0.00	0.00	0.00
ENRO-230	ESCU-232	155.60	32.29	2.08	1.30
GEST-231	AHUA-230	-1.60	-4.36	0.01	-28.91
CHIX-231	TACT-230	76.66	8.07	0.38	-10.57
CHIX-231	TACT-230	153.37	16.19	0.75	-21.13
ESCU-231	ESCU-232	-164.88	-28.03	0.02	-0.02
ESCU-231	ESCU-232	-329.75	-56.05	0.04	-0.05
ESCU-231	LBRI-231	155.20	-14.69	3.07	-7.95
ESCU-232	TAMP-230	0.00	0.03	0.00	-0.72
ESCU-232	SIDE-230	0.00	-0.48	0.00	-0.79
ESCU-232	SJOS-230	-116.24	-6.56	0.66	-1.13

ESCU-232	SJOA-230	-224.93	-46.02	0.23	0.46
ESPE-230	LBRI-231	-81.18	2.80	0.33	-8.91
AGUA-230	SJOA-230	70.75	24.61	0.15	-3.97
ARIZ-230	SJOA-230	156.00	18.77	1.44	0.88

**Tabla D-7: Flujo de potencias entre los nodos de 230kV
Pérdida de dos líneas de transmisión entre GSUR y Escuintla 1**

From Bus	To Bus	P Flow [MW]	Q Flow [MVar]	P Loss [MW]	Q Loss [MVar]
GSUR-230	GNOR-230	2.46	-25.59	0.02	-6.34
GSUR-230	GEST-231	74.65	-5.30	0.12	-2.58
GSUR-230	ESCU-231	0.00	0.00	0.00	0.00
GSUR-230	ESCU-231	0.00	0.00	0.00	0.00
GNOR-230	GEST-231	68.47	38.07	0.14	-2.60
GNOR-230	TACT-230	-81.09	-50.27	0.92	-11.73
GNOR-230	TACT-230	-162.19	-100.54	1.84	-23.46
ENRO-230	ESCU-232	155.60	25.91	2.04	1.04
GEST-231	AHUA-230	-1.54	-34.16	0.06	-26.84
CHIX-231	TACT-230	81.74	29.26	0.51	-9.16
CHIX-231	TACT-230	163.53	58.58	1.03	-18.32
ESCU-231	ESCU-232	-164.90	-20.14	0.02	-0.03
ESCU-231	ESCU-232	-329.81	-40.27	0.04	-0.05
ESCU-231	LBRI-231	176.42	-5.80	3.93	-3.55
ESCU-232	TAMP-230	0.00	2.86	0.00	-0.73
ESCU-232	SIDE-230	0.00	0.70	0.00	-0.80
ESCU-232	SJOS-230	-116.25	-2.63	0.65	-1.18
ESCU-232	SJOA-230	-224.96	-36.40	0.23	0.42
ESPE-230	LBRI-231	-93.76	-0.16	0.45	-8.32
AGUA-230	SJOA-230	70.75	21.47	0.14	-4.04
ARIZ-230	SJOA-230	156.00	12.05	1.42	0.74

Tabla D-8: Tensiones en nodos de 230kV situación normal

Barra	Vk [kV]	ángulo	Vp.u.	%IRT
GSUR-230	227.97	-7.37	0.991	0.881
GNOR-230	227.27	-7.51	0.988	1.189
ENRO-230	236.74	-2.70	1.029	2.932
GEST-231	226.51	-7.83	0.985	1.516
CHIX-231	234.45	-3.75	1.019	1.933

ESCU-231	231.11	-6.04	1.005	0.484
ESCU-232	231.17	-6.00	1.005	0.507
TACT-230	232.31	-5.11	1.010	1.002
ESPE-230	227.59	-13.07	0.990	1.049
LBRI-231	228.14	-11.96	0.992	0.810
AGUA-230	232.85	-5.18	1.012	1.239
TAMP-230	231.15	-6.00	1.005	0.500
SIDE-230	231.16	-6.00	1.005	0.505
SJOS-230	232.62	-4.87	1.011	1.140
ARIZ-230	234.68	-3.33	1.020	2.035
SJOA-230	231.62	-5.70	1.007	0.703
AHUA-230	224.26	-7.65	0.975	2.495

Tabla D-9: Tensiones en nodos de 230kV, caso Continuo

Barra	Vk [kV]	ángulo	Vp.u.	%IRT
GSUR-230	219.43	-14.13	0.954	4.595
GNOR-230	217.74	-14.15	0.947	5.331
ENRO-230	233.86	-7.72	1.017	1.680
GEST-231	217.06	-14.74	0.944	5.628
CHIX-231	229.11	-8.25	0.996	0.387
ESCU-231	224.50	-12.33	0.976	2.391
ESCU-232	224.60	-12.28	0.977	2.348
TACT-230	225.21	-10.34	0.979	2.082
ESPE-230	206.33	-22.55	0.897	10.292
LBRI-231	209.52	-20.91	0.911	8.906
AGUA-230	227.30	-11.12	0.988	1.173
TAMP-230	224.73	-12.29	0.977	2.293
SIDE-230	224.66	-12.28	0.977	2.323
SJOS-230	227.14	-10.71	0.988	1.243
ARIZ-230	231.25	-8.60	1.005	0.544
SJOA-230	225.38	-11.87	0.980	2.010
AHUA-230	218.86	-14.95	0.952	4.844

Tabla D-10: Tensiones en nodos de 230kV, pérdida de generación en Arizona

Bus	Vk [kV]	ángulo	Vpu	%IRT
GSUR-230	227.31	-21.42	0.988	1.168
GNOR-230	226.44	-20.89	0.985	1.550
ENRO-230	236.47	-17.36	1.028	2.814

GEST-231	225.79	-21.55	0.982	1.831
CHIX-231	233.69	-15.16	1.016	1.606
ESCU-231	230.53	-20.68	1.002	0.229
ESCU-232	230.58	-20.65	1.003	0.251
TACT-230	231.34	-17.23	1.006	0.583
ESPE-230	227.09	-27.74	0.987	1.267
LBRI-231	227.62	-26.63	0.990	1.033
AGUA-230	232.26	-19.98	1.010	0.981
TAMP-230	230.57	-20.65	1.002	0.250
SIDE-230	230.58	-20.65	1.003	0.252
SJOS-230	232.12	-19.53	1.009	0.923
ARIZ-230	232.60	-19.82	1.011	1.130
SJOA-230	230.96	-20.50	1.004	0.415
AHUA-230	223.92	-21.39	0.974	2.643

Tabla D-11: Tensiones en nodos de 230kV, pérdida de generación en Chixoy

Bus	Vk [kV]	ángulo	Vpu	%IRT
GSUR-230	226.89	-22.80	0.986	1.352
GNOR-230	225.58	-22.91	0.981	1.920
ENRO-230	236.46	-18.15	1.028	2.807
GEST-231	225.18	-23.25	0.979	2.098
CHIX-231	230.93	-18.98	1.004	0.405
ESCU-231	230.49	-21.48	1.002	0.211
ESCU-232	230.54	-21.44	1.002	0.236
TACT-230	229.47	-20.41	0.998	0.229
ESPE-230	227.02	-28.56	0.987	1.295
LBRI-231	227.56	-27.45	0.989	1.059
AGUA-230	232.32	-20.62	1.010	1.009
TAMP-230	230.54	-21.44	1.002	0.235
SIDE-230	230.54	-21.44	1.002	0.237
SJOS-230	232.09	-20.32	1.009	0.910
ARIZ-230	234.34	-18.77	1.019	1.886
SJOA-230	231.03	-21.15	1.004	0.446
AHUA-230	223.63	-23.11	0.972	2.768

Tabla D-12: Tensiones en nodos de 230kV, pérdida de una línea entre GSUR y Escuintla 1

Bus	Vk [kV]	ángulo	Vpu	%IRT
GSUR-230	226.72	-7.46	0.986	1.428
GNOR-230	226.19	-7.61	0.983	1.654
ENRO-230	236.74	-2.17	1.029	2.932
GEST-231	225.38	-7.93	0.980	2.008
CHIX-231	233.87	-3.83	1.017	1.682
ESCU-231	231.11	-5.50	1.005	0.483
ESCU-232	231.16	-5.46	1.005	0.506
TACT-230	231.55	-5.20	1.007	0.675
ESPE-230	227.53	-12.57	0.989	1.075
LBRI-231	228.08	-11.46	0.992	0.833
AGUA-230	232.85	-4.64	1.012	1.239
TAMP-230	231.15	-5.46	1.005	0.499
SIDE-230	231.16	-5.46	1.005	0.504
SJOS-230	232.62	-4.33	1.011	1.140
ARIZ-230	234.68	-2.79	1.020	2.035
SJOA-230	231.62	-5.17	1.007	0.702
AHUA-230	223.73	-7.78	0.973	2.726

Tabla D-13: Tensiones en nodos de 230kV, pérdida de una línea entre Tactic y GNOR

Bus	Vk [kV]	ángulo	Vpu	%IRT
GSUR-230	226.97	-8.78	0.987	1.319
GNOR-230	225.70	-8.89	0.981	1.869
ENRO-230	236.48	-4.13	1.028	2.816
GEST-231	225.27	-9.23	0.979	2.057
CHIX-231	234.53	-3.86	1.020	1.969
ESCU-231	230.53	-7.46	1.002	0.230
ESCU-232	230.59	-7.42	1.003	0.255
TACT-230	232.41	-5.22	1.010	1.048
ESPE-230	227.06	-14.54	0.987	1.278
LBRI-231	227.60	-13.42	0.990	1.042
AGUA-230	232.36	-6.60	1.010	1.025
TAMP-230	230.58	-7.42	1.003	0.254
SIDE-230	230.59	-7.42	1.003	0.256
SJOS-230	232.13	-6.29	1.009	0.926
ARIZ-230	234.36	-4.75	1.019	1.897
SJOA-230	231.07	-7.12	1.005	0.464

AHUA-230	223.68	-9.08	0.973	2.749
----------	--------	-------	-------	-------

Tabla D-14: Tensiones en nodos de 230kV, pérdida de dos líneas entre GSUR y Escuintla 1

Bus	Vk [kV]	ángulo	Vpu	%IRT
GSUR-230	215.84	-9.57	0.938	6.158
GNOR-230	216.92	-9.66	0.943	5.689
ENRO-230	236.98	22.08	1.030	3.034
GEST-231	215.58	-10.07	0.937	6.270
CHIX-231	228.86	-5.54	0.995	0.496
ESCU-231	231.63	18.74	1.007	0.707
ESCU-232	231.68	18.78	1.007	0.728
TACT-230	225.02	-7.01	0.978	2.167
ESPE-230	226.19	10.76	0.983	1.656
LBRI-231	227.05	12.04	0.987	1.281
AGUA-230	233.29	19.60	1.014	1.428
TAMP-230	231.65	18.78	1.007	0.717
SIDE-230	231.67	18.78	1.007	0.724
SJOS-230	233.06	19.91	1.013	1.329
ARIZ-230	234.96	21.45	1.022	2.158
SJOA-230	232.10	19.07	1.009	0.914
AHUA-230	219.11	-10.17	0.953	4.733

Tabla D-15: Resumen de potencias activa y reactiva

E.15a Potencia activa		E.15b Potencia reactiva	
Pérdidas de Potencia [GW]	Normal	Normal	Normal
Potencia Generada [GW]	Perd.Gen. Arizona	Perd.Gen. Arizona	Perd.Gen. Arizona
Carga Sistema [GW]	Perd.Gen. Chixoy	Perd.Gen. Chixoy	Perd.Gen. Chixoy
	Perd. Gen. Nejapa	Perd. Gen. Nejapa	Perd. Gen. Nejapa
	Perd. 1Lt Gsu-Esc	Perd. 1Lt Gsu-Esc	Perd. 1Lt Gsu-Esc
	Perd. 1Lt Tac-Gnor	Perd. 1Lt Tac-Gnor	Perd. 1Lt Tac-Gnor
	Perd. 2Lt Gsu-Esc	Perd. 2Lt Gsu-Esc	Perd. 2Lt Gsu-Esc
		Generación +Q [MVar]	Generación +Q [MVar]
		Shunt Cap. -Q [MVar]	Shunt Cap. -Q [MVar]
		Pérdidas -Q [MVar]	Pérdidas -Q [MVar]
		Reactiva del sistema [MVAR]	Reactiva del sistema [MVAR]

Tabla D-16: Tensiones en p.u. de las barras de 230kV para todos los casos analizados

Barra	Normal	CPF	Perd Gen. Arizona	Perd Gen. Chixoy	Perd 1Lt Gsu-Esc	Perd 1Lt Tac-Gnor	Perd 2Lt Gsu-Esc
GSUR-230	0.991	0.954	0.988	0.986	0.986	0.987	0.938
GNOR-230	0.988	0.947	0.985	0.981	0.983	0.981	0.943
ENRO-230	1.029	1.017	1.028	1.028	1.029	1.028	1.030
GEST-231	0.985	0.944	0.982	0.979	0.980	0.979	0.937
CHIX-231	1.019	0.996	1.016	1.004	1.017	1.020	0.995
ESCU-231	1.005	0.976	1.002	1.002	1.005	1.002	1.007
ESCU-232	1.005	0.977	1.003	1.002	1.005	1.003	1.007
TACT-230	1.010	0.979	1.006	0.998	1.007	1.010	0.978
ESPE-230	0.990	0.897	0.987	0.987	0.989	0.987	0.983
LBRI-231	0.992	0.911	0.990	0.989	0.992	0.990	0.987
AGUA-230	1.012	0.988	1.010	1.010	1.012	1.010	1.014
TAMP-230	1.005	0.977	1.002	1.002	1.005	1.003	1.007
SIDE-230	1.005	0.977	1.003	1.002	1.005	1.003	1.007
SJOS-230	1.011	0.988	1.009	1.009	1.011	1.009	1.013
ARIZ-230	1.020	1.005	1.011	1.019	1.020	1.019	1.022
SJOA-230	1.007	0.980	1.004	1.004	1.007	1.005	1.009
AHUA-230	0.975	0.952	0.974	0.972	0.973	0.973	0.953

