



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

**ESTUDIO TÉCNICO PRELIMINAR PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE
COMPENSACIÓN DE REACTIVOS EN LÍNEA DE TRANSMISIÓN
PANALUYA-SAN BUENAVENTURA**

Gustavo Adolfo López Muñoz
Asesorado por el Ing. Elvis Noé Leal Cante

Guatemala, septiembre de 2015

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ESTUDIO TÉCNICO PRELIMINAR PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE
COMPENSACIÓN DE REACTIVOS EN LÍNEA DE TRANSMISIÓN
PANALUYA–SAN BUENAVENTURA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

GUSTAVO ADOLFO LÓPEZ MUÑOZ
ASESORADO POR EL ING. ELVIS NOÉ LEAL CANTE

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, SEPTIEMBRE DE 2015

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. Angel Roberto Sic García
VOCAL II	Ing. Pablo Christian de León Rodríguez
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Narda Lucía Pacay Barrientos
VOCAL V	Br. Walter Rafael Véliz Muñoz
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

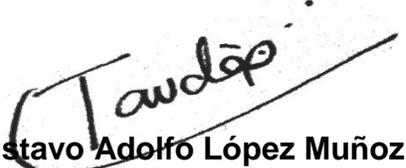
DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Fernando Alfredo Moscoso Lira
EXAMINADOR	Ing. Otto Fernando Andrino González
EXAMINADOR	Ing. Carlos Fernando Rodas
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

ESTUDIO TÉCNICO PRELIMINAR PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE COMPENSACIÓN DE REACTIVOS EN LÍNEA DE TRANSMISIÓN PANALUYA–SAN BUENAVENTURA

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 22 de septiembre de 2014.


Gustavo Adolfo López Muñoz

Guatemala, 22 de junio de 2015

Ingeniero
Francisco González
Escuela de Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimado Ingeniero González:

Deseándoles éxitos en el desarrollo de sus actividades, por este medio me suscribo para notificarle que el bachiller Gustavo Adolfo López Muñoz, con Documento de Identificación Personal 1926 60012 0101, ha finalizado su trabajo de graduación titulado "Estudio técnico preliminar para la implementación de compensación de reactivos en línea de transmisión Panaluya – San Buenaventura". Dicho trabajo ha sido supervisado y asesorado por mi persona, por lo que doy fe que ha completado satisfactoriamente su trabajo de graduación.

Sin otro particular me despido de usted.

Atentamente,


Elvis Noé Leal Cante

ELVIS NOE LEAL CANTE
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
COLEGIADO No. 7786

Ingeniero Mecánico Electricista

Colegiado activo 7786



Ref. EIME 42. 2015

Guatemala, 23 de JUNIO 2015.

Señor Director
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
ESTUDIO TÉCNICO PRELIMINAR PARA LA
IMPLEMENTACIÓN DE COMPENSACIÓN DE REACTIVOS
EN LÍNEA DE TRANSMISIÓN PANALUYA - SAN
BUENAVENTURA, del estudiante GUSTAVO ADOLFO LÓPEZ
MUÑOZ que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
D. Y ENSEÑADA A TODOS

Ing. Francisco Javier González López
Coordinador Área Potencia



SFO



REF. EIME 42. 2015.

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; GUSTAVO ADOLFO LÓPEZ MUÑOZ titulado: ESTUDIO TÉCNICO PRELIMINAR PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE COMPENSACIÓN DE REACTIVOS EN LÍNEA DE TRANSMISIÓN PANALUYA – SAN BUENAVENTURA., procede a la autorización del mismo.

Ing. Guillermo Antonio Puente Romero



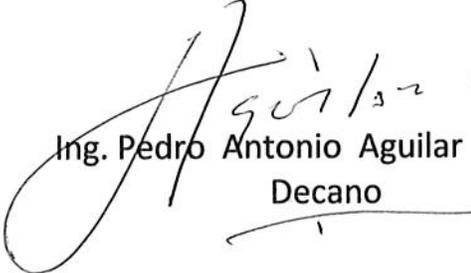
GUATEMALA, 27 DE JULIO 2015.



DTG. 430.2015

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: **ESTUDIO TÉCNICO PRELIMINAR PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE COMPENSACIÓN DE REACTIVOS EN LÍNEA DE TRANSMISIÓN PANALUYA-SAN BUENAVENTURA**, presentado por el estudiante universitario: **Gustavo Adolfo López Muñoz**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:


Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
Decano 

Guatemala, septiembre de 2015

/gdech

ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Por tu amor y misericordia infinita, y por darme el mejor regalo en la vida.
Señor Jesús	Por tu sacrificio y ejemplo que han cambiado mi pasado y me han dado una nueva vida.
Espíritu Santo	Por morar en mi vida y nunca apartarte de mí, siendo mi guía, apoyo y dirección.
Mis Padres	Gustavo López y Aracely Muñoz, por formarme con tanto amor y aceptación sin que faltara la corrección.
Mi esposa	Melanie Piñeiro, por ser el amor de mi vida y darle tanta emoción y felicidad a mis días.
Mi hijo	Por ser la motivación y la alegría más grande en esta vida junto a mí esposa.
Mis hermanos	Geovany y Andrea López, Jorge Muñoz, Karla y Adriana López, porque el lazo con ustedes es irrompible y hermoso.
Mis abuelos	Aracely Arana, Jorge Muñoz, Elena Orizabal (q. e. p. d.) y Celso López (q. e. p. d.).

AGRADECIMIENTOS A:

Universidad de San Carlos de Guatemala	Por ser mi casa de estudios y formarme profesionalmente.
Facultad de Ingeniería	Por educarme y guiarme en la profesión que tanto disfruto.
Mis padres	Por darme el apoyo y la posibilidad de realizarme profesionalmente.
Mi esposa	Por apoyarme y motivarme a cerrar esta etapa completamente.
Mis tíos	Por su apoyo y amor incondicional.
Mis primos	Crecer con ustedes fue lo máximo, los amo a todos.
Mis compañeros de fórmula	Alfredo Reyes y Edwin Guzman, sin su ayuda no hubiera alcanzado esta meta tan alegremente sufrida.
Instituto Técnico Vocacional Dr. Imrich Fischmann	Por ser mi segundo hogar durante 3 años fantásticos, siempre serán recordados con cariño.

Evangelismo del niño		Por ser parte fundamental en mi formación cristiana, moral y sembrar en mi corazón el amor de Dios. Cada campamento y escuelita bíblica de vacaciones vive en mis recuerdos.
Club Bíblico Reformita	La	Por ser parte fundamental en mi formación cristiana, moral y sembrar en mi corazón el amor de Dios.
Mis amigos		Por estar conmigo en todo momento, porque sobra dar sus nombres, ellos saben que son aludidos.
Administrador del Mercado Mayorista	del	Por darme la oportunidad de realizarme profesionalmente y formarme como ingeniero.
CDC		Por su apoyo y dirección, por ser mis amigos.
Mi asesor		Ing. Elvis Leal, quien ha sido más que un profesor y asesor, un buen amigo.
Mi mentor		Ing. Manuel Calderón, quien ha sido un gran compañero de trabajo y amigo.
Edgar Bolaños		Por tu gran amistad y cariño.
Alfredo Reyes		Por tu amistad y apoyo incondicional.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	IX
LISTA DE SÍMBOLOS	XV
GLOSARIO	XVII
RESUMEN.....	XIX
OBJETIVOS.....	XXI
INTRODUCCIÓN.....	XXIII
1. GENERALIDADES SOBRE EQUIPOS DE COMPENSACIÓN DE REACTIVOS.....	1
1.1. Equipos de compensación de reactivos tipo activo	1
1.1.1. Descripción de la máquina síncrona.....	2
1.1.2. Operación de una máquina síncrona.....	5
1.1.2.1. Conexión de carga resistiva pura	5
1.1.2.2. Conexión de carga inductiva pura	7
1.1.2.3. Conexión de carga capacitiva pura.....	8
1.1.3. Regulación de tensión en una máquina síncrona	9
1.1.4. Curva de capacidad de la máquina síncrona.....	13
1.2. Equipos de compensación de reactivos tipo pasivo	15
1.2.1. Equipos de absorción de potencia reactiva	15
1.2.1.1. Aplicación de los reactores.....	17
1.2.1.2. Conexión de reactores de potencia	17
1.2.1.3. Equipos de aporte de potencia reactiva	20

2.	MARCO REGULATORIO DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO EN GUATEMALA.....	21
2.1.	Administrador del Mercado Mayorista	21
2.1.1.	Programación de la operación.....	22
2.1.2.	Supervisión de la operación en tiempo real.....	22
2.1.3.	Administración de las transacciones	22
2.1.4.	Organización	22
2.1.5.	Agentes del Mercado Mayorista	23
2.2.	Funcionamiento y coordinación del Administrador del Mercado Mayorista.....	26
2.2.1.	Despacho económico y cálculo de precios.....	26
2.2.2.	Coordinación de la operación.....	29
2.2.3.	Programación semanal.....	29
2.2.4.	Despacho diario	30
2.2.5.	Operación en tiempo real	30
2.3.	Coordinación de la operación del Sistema Nacional Interconectado en tiempo real.....	30
2.3.1.	Condiciones normales.....	31
2.3.1.1.	Operación satisfactoria.....	31
2.3.1.2.	Clasificación de las contingencias.....	31
2.3.1.3.	Operación segura.....	32
2.3.2.	Mantenimiento de la seguridad del Sistema Nacional Interconectado.....	32
2.3.3.	Operación confiable	33
2.3.4.	Responsabilidades y obligaciones para la seguridad del Sistema Nacional Interconectado	34
2.4.	Condiciones de riesgo.....	34
2.5.	Declaración de situación de emergencia.....	35
2.6.	Eventos	35

3.	ESTUDIOS ELÉCTRICOS APLICADOS A REGULACIÓN DE VOLTAJE EN SUBESTACIÓN PANALUYA.....	37
3.1.	Programa de simulación y modelación de sistemas eléctricos de potencia.....	38
3.2.	Época seca.....	38
3.2.1.	Estudios eléctricos considerando demanda media en época seca.....	39
3.2.1.1.	Condiciones normales de línea en operación, demanda media en época seca.....	39
3.2.1.2.	Disparo de banco de transformador 230/69/13.8 kV en subestación Panaluya, demanda media en época seca.....	40
3.2.1.3.	Disparo de planta generadora Chixoy, demanda media en época seca.....	41
3.2.1.4.	Condiciones de energización en vacío desde Panaluya hacia San Buenaventura, demanda media en época seca.....	44
3.2.2.	Estudios eléctricos considerando demanda máxima en época seca.....	45
3.2.2.1.	Condiciones normales de línea en operación, demanda máxima en época seca.....	45
3.2.2.2.	Disparo de banco de transformador 230/69/13,8 kV en subestación	

	Panaluya, demanda máxima en época seca	46
3.2.2.3.	Disparo de planta generadora Chixoy, demanda máxima en época seca.....	47
3.2.2.4.	Condiciones de energización en vacío desde Panaluya hacia San Buenaventura, demanda máxima en época seca	49
3.2.3.	Estudios eléctricos considerando demanda mínima en época seca	51
3.2.3.1.	Condiciones normales de línea en operación, demanda mínima en época seca	51
3.2.3.2.	Disparo de banco de transformador 230/69/13,8 kV en subestación Panaluya, demanda mínima en época seca	52
3.2.3.3.	Disparo de planta generadora Chixoy, demanda mínima en época seca.....	53
3.2.3.4.	Condiciones de energización en vacío desde Panaluya hacia San Buenaventura, demanda mínima en época seca	54
3.3.	Época de invierno	56
3.3.1.	Estudios eléctricos considerando demanda media en época de invierno	56

3.3.1.1.	Condiciones normales de línea en operación, demanda media en época de invierno	56
3.3.1.2.	Disparo de banco de transformador 230/69/13,8 kV en subestación Panaluya, demanda media en época de invierno	57
3.3.1.3.	Disparo de planta generadora Chixoy, demanda media en época de invierno	58
3.3.1.4.	Condiciones de energización en vacío desde Panaluya hacia San Buenaventura, demanda media en época de invierno	60
3.3.2.	Estudios eléctricos considerando demanda máxima en época de invierno	62
3.3.2.1.	Condiciones normales de línea en operación, demanda máxima en época de invierno	62
3.3.2.2.	Disparo de banco de transformador 230/69/13,8 kV en subestación Panaluya, demanda máxima en época de invierno	63
3.3.2.3.	Disparo de planta generadora Chixoy, demanda máxima en época de invierno	64
3.3.2.4.	Condiciones de energización en vacío desde Panaluya hacia San	

	Buenaventura, demanda máxima en época de invierno	66
3.3.3.	Estudios eléctricos considerando demanda mínima en época de invierno	67
3.3.3.1.	Condiciones normales de línea en operación, demanda mínima en época de invierno	67
3.3.3.2.	Disparo de banco de transformador 230/69/13,8 kV en subestación Panaluya, demanda mínima en época de invierno	68
3.3.3.3.	Disparo de planta generadora Chixoy, demanda mínima en época de invierno.....	69
3.3.3.4.	Condiciones de energización en vacío desde Panaluya hacia San Buenaventura, demanda mínima en época de invierno	70
4.	SIMULACIÓN DE CONEXIÓN DE EQUIPOS DE COMPENSACIÓN DE REACTIVOS EN LÍNEA DE TRANSMISIÓN PANALUYA–SAN BUENAVENTURA.....	73
4.1.	Estudio de conexión de reactor de potencia de 50 MVAR en subestación Panaluya para el caso de operación de línea en vacío, demanda mínima en época seca	73
4.2.	Estudio de conexión de reactor de potencia de 45 MVAR en subestación Panaluya para el caso de operación de línea en vacío, demanda mínima en época seca	75

4.3.	Estudio de conexión de reactor de potencia de 40 MVAR en subestación Panaluya para el caso de operación de línea en vacío, demanda mínima en época seca	76
4.4.	Estudio de conexión de reactor de potencia de 35 MVAR en subestación Panaluya para el caso de operación de línea en vacío, demanda mínima en época seca	77
4.5.	Estudio de conexión de reactor de potencia de 30 MVAR en subestación Panaluya para el caso de operación de línea en vacío, demanda mínima en época seca	77
4.6.	Estudio de conexión de reactor de potencia de 25 MVAR en subestación Panaluya para el caso de operación de línea en vacío, demanda mínima en época seca	78
4.7.	Propuesta de conexión de reactor de potencia con capacidad de 30 MVAR en la línea de transmisión Panaluya–San Buenaventura	79
CONCLUSIONES		83
RECOMENDACIONES		85
BIBLIOGRAFÍA		87

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Partes de una máquina síncrona	2
2.	Rotor de polos salientes y de polos lisos	3
3.	Onda de corriente y voltaje con carga resistiva pura conectada a terminales de la máquina síncrona	6
4.	Posición de los campos magnéticos del rotor y de reacción de armadura para carga resistiva pura.....	6
5.	Posición de los campos magnéticos del rotor y de reacción de armadura para carga inductiva pura.....	7
6.	Onda de corriente y voltaje con carga inductiva pura conectada a terminales de la máquina síncrona	8
7.	Posición de los campos magnéticos del rotor y de reacción de armadura para carga capacitiva pura.....	8
8.	Onda de corriente y voltaje con carga capacitiva pura conectada a terminales de la máquina síncrona	9
9.	Circuito equivalente de la máquina síncrona.....	10
10.	Diagrama fasorial para una máquina síncrona con una carga resistiva inductiva conectada	12
11.	Curva de capacidad de un generador síncrono	14
12.	Reactor de núcleo de hierro	16
13.	Reactor de núcleo de aire	16
14.	Conexión de reactores de potencia.....	18
15.	Ilustración de reactor de potencia conectado a devanado terciario de transformador de potencia	19

16.	Parámetros de la línea de transmisión Panaluya–San Buenaventura	37
17.	Estudio de operación en condiciones normales, demanda media en época seca	40
18.	Estudio de operación con disparo de transformador 230/69/13,8 kV en Panaluya, demanda media en época seca	41
19.	Estudio de operación en condiciones de disparo en planta generadora Chixoy, demanda media en época seca.....	42
20.	Estudio en condición de operación normal en línea de interconexión Los Brillantes (Gua) – Tapachula (Mex) , demanda media en época seca	43
21.	Estudio en condiciones de operación en línea de interconexión Los Brillantes (Gua) – Tapachula (Mex) con disparo de planta generadora Chixoy, demanda media en época seca.....	43
22.	Estudio de primer transitorio en condiciones de línea de transmisión en vacío, demanda media en época seca	44
23.	Estudio de estado estable en condiciones de línea de transmisión en vacío, demanda media en época seca	45
24.	Condiciones de operación normal de la línea Panaluya–San Buenaventura, demanda máxima en época seca.....	46
25.	Estudio de operación con disparo de transformador 230/69/13 kV en Panaluya, demanda máxima en época seca	47
26.	Estudio de operación en condiciones de disparo en planta generadora Chixoy, demanda máxima en época seca	48
27.	Estudio en condición de operación normal en línea de interconexión Los Brillantes (Gua) – Tapachula (Mex), demanda máxima en época seca	48

28.	Estudio en condiciones de operación en línea de interconexión Los Brillantes (Gua) – Tapachula (Mex) con disparo de planta generadora Chixoy, demanda máxima en época seca	49
29.	Estudio de primer transitorio en condiciones de línea de transmisión en vacío, demanda máxima en época seca	50
30.	Estudio de estado estable en condiciones de línea de transmisión en vacío, demanda máxima en época seca	50
31.	Condiciones de operación normal de la línea Panaluya–San Buenaventura, demanda mínima en época seca	52
32.	Estudio de operación con disparo de transformador 230/69/13,8 kV en Panaluya, demanda mínima en época seca	53
33.	Estudio de operación en condiciones de disparo en planta generadora Chixoy, demanda mínima en época seca	54
34.	Estudio de primer transitorio en condiciones de línea de transmisión en vacío, demanda mínima en época seca	55
35.	Estudio de estado estable en condiciones de línea de transmisión en vacío, demanda mínima en época seca	55
36.	Estudio de operación en condiciones normales, demanda media en época de invierno	57
37.	Estudio de operación con disparo de transformador 230/69/13,8 kV en Panaluya, demanda media en época de invierno	58
38.	Estudio de operación en condiciones de disparo en planta generadora Chixoy, demanda media en época de invierno	59
39.	Estudio en condición de operación normal en línea de interconexión Los Brillantes (Gua) – Tapachula (Mex)	59
40.	Estudio en condiciones de operación en línea de interconexión Los Brillantes (Gua) – Tapachula (Mex) con disparo de planta generadora Chixoy, demanda media en época de invierno	60

41.	Estudio de primer transitorio en condiciones de línea de transmisión en vacío, demanda media en época de invierno.....	61
42.	Estudio de estado estable en condiciones de línea de transmisión en vacío, demanda media en época de invierno	61
43.	Estudio de operación en condiciones normales, demanda máxima en época de invierno.....	62
44.	Estudio de operación con disparo de transformador 230/69/13,8 kV en Panaluya, demanda máxima en época de invierno	63
45.	Estudio de operación en condiciones de disparo en planta generadora Chixoy, demanda máxima en época de invierno	64
46.	Estudio en condiciones de operación normal en línea de interconexión Los Brillantes (Gua)–Tapachula (Mex), demanda máxima en época de invierno	65
47.	Estudio en condiciones de operación en línea de interconexión Los Brillantes (Gua)–Tapachula (Mex) con disparo de planta generadora Chixoy, demanda máxima en época de invierno	65
48.	Estudio de primer transitorio en condiciones de línea de transmisión en vacío, demanda máxima en época de invierno.....	66
49.	Estudio de estado estable en condiciones de línea de transmisión en vacío, demanda máxima en época de invierno.....	67
50.	Estudio de operación en condiciones normales, demanda mínima en época de invierno.....	68
51.	Estudio de operación con disparo de transformador 230/69/13,8 kV en Panaluya, demanda mínima en época de invierno	69
52.	Estudio de operación en condiciones de disparo en planta generadora Chixoy, demanda mínima en época de invierno	70
53.	Estudio de primer transitorio en condiciones de línea de transmisión en vacío, demanda mínima en época de invierno	71

54.	Estudio de estado estable en condiciones de línea de transmisión en vacío, demanda mínima en época de invierno.....	71
55.	Conexión de reactor de potencia de 50 MVAR	74
56.	Conexión de reactor de potencia de 50 MVAR con línea de transmisión Panaluya–San Buenaventura cerrada	75
57.	Conexión de reactor de potencia de 45 MVAR	76
58.	Conexión de reactor de potencia de 40 MVAR	76
59.	Conexión de reactor de potencia de 35 MVAR	77
60.	Conexión de reactor de potencia de 30 MVAR	78
61.	Conexión de reactor de potencia de 25 MVAR	79
62.	Conexión de 2 reactores de 15 MVAR en la línea de transmisión Panaluya–San Buenaventura.....	81

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
I	Corriente eléctrica
f	Frecuencia de la red eléctrica
km	Kilómetro
kV	Kilovoltios
MVAR	Megavolt-amperio reactivo
p	Número de polos en el rotor del generador
X_{σ}	Reactancia de dispersión en devanado
R	Resistencia
pu	Valor por unidad
η	Velocidad de sincronismo de la máquina síncrona
V	Voltaje
E_r	Voltaje inducido en el estator del generador

GLOSARIO

AMM	Administrador del Mercado Mayorista.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
Gua	Guatemala.
Hon	Honduras.
Mex	México.
PAN	Subestación eléctrica Panaluya.
POE	Precio de oportunidad de la energía.
Primotor	Recurso primario de energía usado para la conversión de energía eléctrica.
PSS®E	Programa de simulación y modelación de sistemas de potencia.
SBV	Subestación eléctrica San Buenaventura.
SER	Sistema Eléctrico Regional.
SNI	Sistema Nacional Interconectado.

RESUMEN

El presente trabajo de graduación hace la propuesta para la resolución de un caso actualmente no resuelto en la operación en tiempo real del SNI. Este consiste en el problema de regulación de voltaje en la línea de transmisión que interconecta a Guatemala con Honduras, entre las subestaciones eléctricas Panaluya (Gua) y San Buenaventura (Hon). Dicho problema es causado por la extensa longitud de la línea de transmisión y la falta de equipos de compensación de reactivos que brinden soporte a la regulación de voltaje en la zona a investigar.

En el primer capítulo se presenta la investigación sobre las generalidades de los equipos de compensación de reactivos para sistemas de potencia, tomando en cuenta únicamente aquellos que operan actualmente en el SNI para regulación de voltaje.

En el segundo capítulo se describe parte de la normativa vigente aplicada a la operación del SIN, que respalda la necesidad de regulación de voltaje por seguridad del sistema.

En el tercer capítulo se realizaron los estudios eléctricos que simulan el SNI en diferentes escenarios, que pueden representar amenazas a la operación segura de la línea Panaluya, San Buenaventura o que puedan impedir el restablecimiento de la línea ante un evento.

En el cuarto capítulo se detallan las simulaciones de conexión de equipos de compensación de reactivos en la subestación Panaluya, para buscar la solución al problema de regulación de voltaje.

OBJETIVOS

General

Presentar la propuesta para la implementación de compensación de reactivos en línea de transmisión Panaluya, San Buenaventura.

Específicos

1. Dar a conocer las generalidades de los equipos de compensación de reactivos que operan actualmente en el SNI.
2. Conocer la normativa vigente que se aplica a la operación del SNI para respaldar la necesidad de implementar un equipo de compensación de reactivos en la línea Panaluya, San Buenaventura.
3. Realizar los estudios eléctricos para diferentes escenarios de operación en el SNI que puedan afectar el voltaje en subestación Panaluya, para encontrar el escenario más crítico de operación de la línea Panaluya, San Buenaventura por problemas de regulación de voltaje.
4. Realizar los estudios eléctricos simulando la conexión de diferentes equipos de compensación de reactivos en la subestación Panaluya, para encontrar la solución al problema de regulación de voltaje en la línea de transmisión Panaluya, San Buenaventura.

INTRODUCCIÓN

Los sistemas de potencias son aquellos conformados por plantas generadoras, líneas de transmisión, líneas de distribución y grandes usuarios acoplados entres sí, para el funcionamiento del sistema eléctrico de una región, estado o nación.

Para la correcta operación de sistemas de potencia es necesario cumplir con valores de voltaje seguros en las líneas de transmisión, para evitar daño en los equipos en subestaciones, plantas generadores, o en la misma línea, y también, para minimizar pérdidas en las líneas de transmisión. Por ello están normalizados los valores mínimos y máximos de voltaje permisivos para la operación del Sistema Nacional Interconectado (SNI).

Es posible regular los valores de voltaje en las líneas de transmisión por medio de equipos de compensación de reactivos, como los reactores o los capacitores, también por medio de los cambiadores de tapas en los transformadores de potencia y por medio de máquinas síncronas que operan en plantas generadoras. Para el caso de la línea Panaluya–San Buenaventura, la regulación de voltaje es insuficiente cuando la línea está en vacío, impidiendo las maniobras de cierre de interconexión Guatemala–Honduras, en condiciones de baja demanda debido al alto voltaje producido en la línea. Es por ello, que se buscará una solución para compensación de voltaje directamente en la línea de transmisión Panaluya–San Buenaventura.

1. GENERALIDADES SOBRE EQUIPOS DE COMPENSACIÓN DE REACTIVOS

La potencia reactiva puede ser tan necesaria, como también ocasionar problemas en un sistema de potencia si no es regulada debidamente. Este componente de la potencia aparente es la que crea los campos eléctricos y magnéticos, por lo que en definitiva estará involucrada dentro de la mayoría de las máquinas generadoras, al igual que en las líneas de transmisión, pues las mismas son las que transportan ambos componentes de la potencia aparente.

En la operación de sistemas de potencia la regulación de potencia reactiva es sumamente importante, pues el voltaje fuera de límites seguros de operación puede dañar equipos y disparar líneas de transmisión por alto o bajo voltaje. Por ello, es necesaria la coordinación de la regulación de potencia reactiva a través de equipos de compensación de reactivos, los cuales pueden ser de tipo activo o pasivo.

1.1. Equipos de compensación de reactivos tipo activo

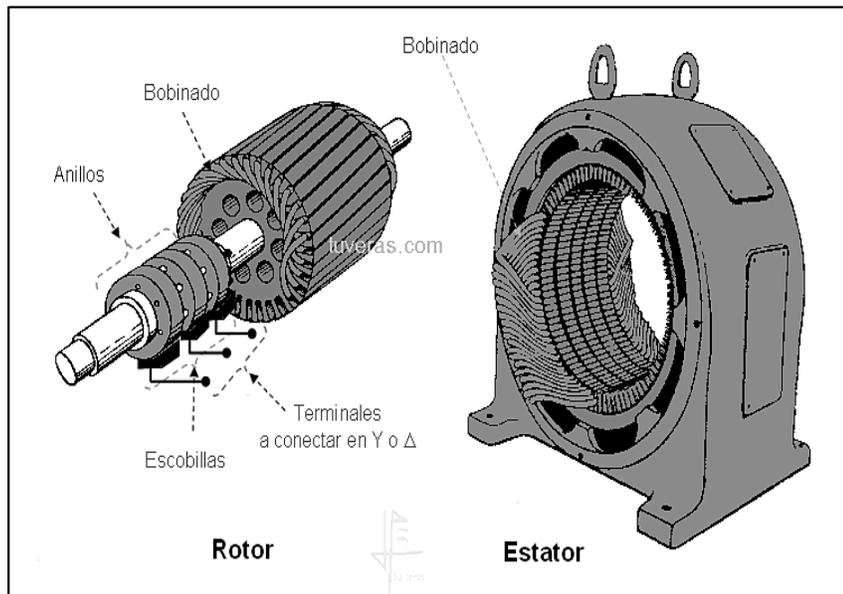
Actualmente, los equipos de compensación de reactivos de tipo activo se resumen a uno solo, la máquina síncrona. Se dice que la máquina síncrona es un equipo de compensación de reactivos tipo activo, porque es un equipo que está en movimiento, es decir es dinámico, y porque se puede regular y alcanzar cualquier valor de potencia reactiva dentro de las capacidades operativas de la máquina síncrona. En operación de sistemas de potencia es de mucha importancia el uso de centrales generadoras para regulación de potencia

reactiva, ya que ofrece la ventaja de que puede regular en forma de consumo o de aporte de potencia reactiva.

1.1.1. Descripción de la máquina síncrona

Es una máquina eléctrica rotativa que convierte energía mecánica en energía eléctrica. Está compuesta de una parte giratoria denominada rotor, cuya bobina se excita mediante la inyección de corriente continua, y una parte estática denominada estator, por cuyas bobinas circula corriente alterna.

Figura 1. Partes de una máquina síncrona



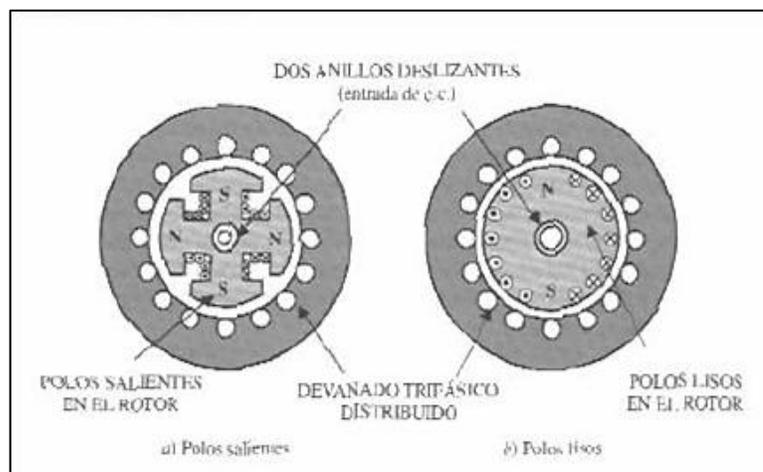
Fuente: AGUILAR RÍOS, Edgar. <https://www.maquinasac.blogspot.com>. Consulta: febrero de 2015.

La corriente que fluye por los devanados del estator crea un campo magnético rotatorio que gira en el entrehierro de la máquina a velocidad

síncrona. Para que la máquina síncrona opere el rotor debe hacerse girar hasta llegar a la velocidad síncrona, pues esta carece de par de arranque, por lo que necesita un medio externo que haga girar el rotor. Una vez el rotor gira a velocidad síncrona, se aplica corriente directa al rotor y se obtiene un campo magnético constante, pero debido al movimiento del rotor se vuelve un campo magnético giratorio que logra concatenar en las bobinas del estator, induciendo un voltaje en sus devanados. Al conectarse carga a las terminales del estator, fluye una corriente en los devanados del mismo que crean el campo magnético giratorio a velocidad de sincronismo, por lo que no hay un desplazamiento angular entre los campos del rotor y del estator, para que exista un par eléctrico medio y se realice el proceso de conversión de energía mecánica a energía eléctrica.

Existen dos tipos de máquinas síncronas clasificadas por su construcción: la máquina síncrona de polos salientes en el rotor y de polos lisos en el rotor.

Figura 2. **Rotor de polos salientes y de polos lisos**



Fuente: TIRADO, Sergio. [https:// http://www.monografias.com/trabajos93/maquinas-sincronicas/maquinas-sincronicas.shtml](https://http://www.monografias.com/trabajos93/maquinas-sincronicas/maquinas-sincronicas.shtml). Consulta: febrero de 2015.

La diferencia entre estos tipos de rotores es que en el de polos lisos, los devanados están distribuidos alrededor de todo el rotor, permitiendo que el entrehierro sea uniforme por la estructura del mismo, pero limita a solo 2 o 4 polos en el rotor. A diferencia del rotor de polos lisos, el de polos salientes, los devanados son concentrados y puede ser construido con mayor cantidad de polos, sin embargo, el entrehierro no es uniforme, por lo que la reluctancia en el mismo será variable.

La cantidad de polos en el rotor es la que define la velocidad a la que debe girar el rotor, para que sus campos giren a velocidad síncrona, como se puede observar en la siguiente ecuación.

$$\eta = \frac{120 \cdot f}{p}$$

Donde:

η : velocidad de sincronismo de la máquina

f : frecuencia de la red a la que se conecta la máquina síncrona

p : número de polos en el rotor

Es evidente que, a menor cantidad de polos en el rotor, mayor será la velocidad a la que debe girar el rotor para que los campos en el mismo alcancen la velocidad de sincronismo, por lo que cada tipo de máquina síncrona tiene aplicación de acuerdo a estas características en los polos. Para las máquinas síncronas de polos lisos su aplicación se encuentra, mayormente en las centrales generadoras térmicas, debido a los altos requerimientos de velocidad de estas centrales, mientras que las máquinas síncronas de polos salientes encuentran su aplicación, mayormente en las plantas generadoras

hidráulicas, pues pueden incrementar la conversión de potencia por el efecto de la reluctancia variable y reducir la velocidad por el incremento del número de polos en el rotor.

1.1.2. Operación de una máquina síncrona

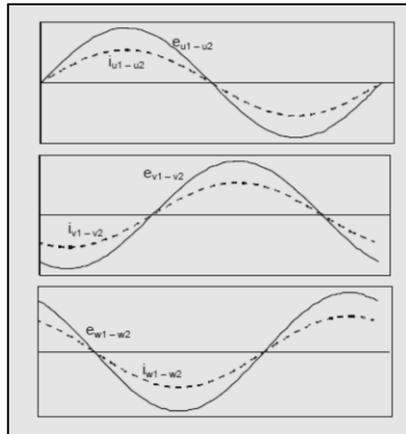
Debido al campo magnético giratorio del rotor se induce en el estator una fuerza electromotriz, que es en función del flujo magnético y de la velocidad de giro del rotor. La forma de operación de la máquina síncrona dependerá de la carga conectada al mismo, la cual puede ser de tipo resistivo, inductivo o capacitivo. Al momento de conectar carga a las terminales del generador síncrono, circulará una corriente que tendrá o no cierto ángulo de desfase respecto al voltaje, este desfase dependerá del tipo de carga conectada en terminales del generador síncrono.

Debido a la corriente, en el estator se creará un campo magnético alternativo en cada una de las fases, los que al componerse dará origen a un campo magnético rotante denominado reacción de armadura y que gira a la misma velocidad del campo del rotor.

1.1.2.1. Conexión de carga resistiva pura

Con este tipo de carga, la corriente va a estar en fase con la tensión en terminales de la máquina, tal y como se nota en la figura 3. En el diagrama ilustrado en esta figura se puede observar que la corriente (identificado con líneas punteadas) y el voltaje (identificado con línea continua) pasan por su máximo y mínimo valor al mismo tiempo en cualquiera de las tres fases del generador, por ello, que al tener una carga puramente resistiva a las terminales del generador síncrono, el desfase entre la corriente y el voltaje es cero.

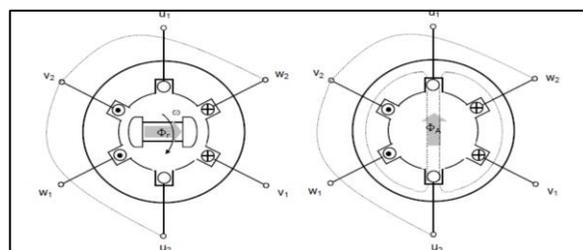
Figura 3. **Onda de corriente y voltaje con carga resistiva pura conectada a terminales de la máquina síncrona**



Fuente: TIRADO, Sergio. http://www4.frba.utn.edu.ar/html/Electrica/archivos/Apuntes_EyM/Capitulo_9_Maquina_Sincronica.pdf. Consulta: febrero de 2015.

El comportamiento en los flujos magnéticos del rotor y de la reacción de armadura forma un ángulo de 90 grados como se puede observar en la figura 4.

Figura 4. **Posición de los campos magnéticos del rotor y de reacción de armadura para carga resistiva pura**

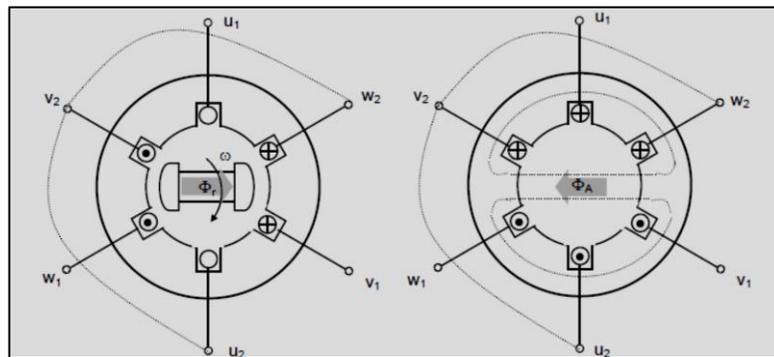


Fuente: TIRADO, Sergio. http://www4.frba.utn.edu.ar/html/Electrica/archivos/Apuntes_EyM/Capitulo_9_Maquina_Sincronica.pdf. Consulta: febrero de 2015.

1.1.2.2. Conexión de carga inductiva pura

Para este tipo de carga el campo magnético giratorio del estator y del rotor actúan de forma opuesta, por lo que las fuerzas magnetomotrices del rotor y del estator se oponen, como se ilustra en la figura 5. Por este comportamiento en los campos en terminales del generador se tendrá un desfase entre la corriente y el voltaje, y en este caso la corriente estará con un desfase en atraso como se puede observar en la figura 6.

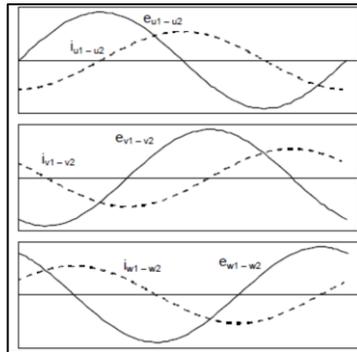
Figura 5. **Posición de los campos magnéticos del rotor y de reacción de armadura para carga inductiva pura**



Fuente: TIRADO, Sergio. http://www4.frba.utn.edu.ar/html/Electrica/archivos/Apuntes_EyM/Capitulo_9_Maquina_Sincronica.pdf. Consulta: febrero de 2015.

En el caso de que la carga conectada sea puramente inductiva, se observa que primero el voltaje alcanza su máximo valor mientras que la corriente es cero, y cuando la corriente alcanza su máximo valor la onda de voltaje ya descendió y en ese instante es cero.

Figura 6. **Onda de corriente y voltaje con carga inductiva pura conectada a terminales de la máquina síncrona**

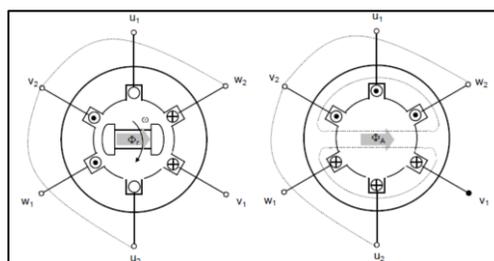


Fuente: TIRADO, Sergio. http://www4.frba.utn.edu.ar/html/Electrica/archivos/Apuntes_EyM/Capitulo_9_Maquina_Sincronica.pdf. Consulta: febrero de 2015.

1.1.2.3. Conexión de carga capacitiva pura

Los campos magnéticos del rotor y de la reacción de armadura tienen la misma dirección como se observa en la figura 7.

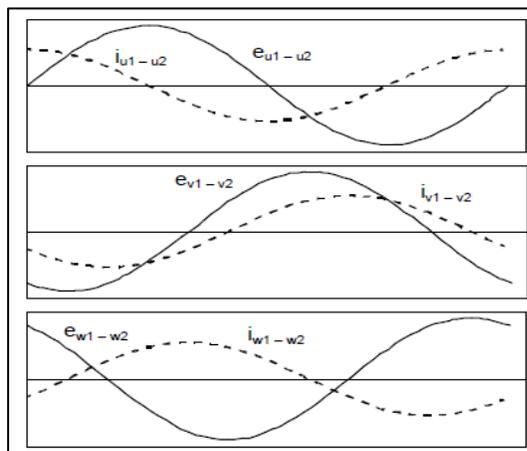
Figura 7. **Posición de los campos magnéticos del rotor y de reacción de armadura para carga capacitiva pura**



Fuente: TIRADO, Sergio. http://www4.frba.utn.edu.ar/html/Electrica/archivos/Apuntes_EyM/Capitulo_9_Maquina_Sincronica.pdf. Consulta: febrero de 2015.

Debido a este comportamiento se tendrá un desfase entre la corriente y el voltaje en terminales de la máquina síncrona, en el que primero la corriente alcanza su valor máximo mientras que la onda de voltaje en ese instante es cero, y cuando la onda de voltaje alcanza el máximo valor la onda de corriente va descendiendo y es cero en ese instante. Por ello el ángulo de desfase entre la corriente y el voltaje estará en adelanto, tal y como se observa en la figura 8.

Figura 8. **Onda de corriente y voltaje con carga capacitiva pura conectada a terminales de la máquina síncrona**



Fuente: TIRADO, Sergio. http://www4.frba.utn.edu.ar/html/Electrica/archivos/Apuntes_EyM/Capitulo_9_Maquina_Sincronica.pdf. Consulta: febrero de 2015.

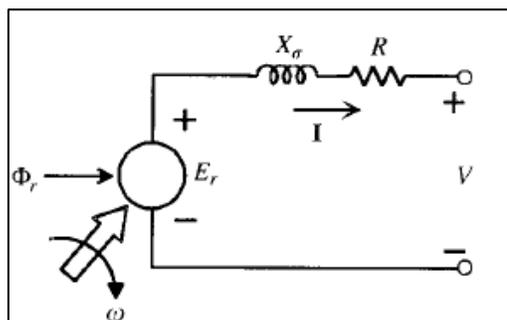
1.1.3. Regulación de tensión en una máquina síncrona

La regulación de tensión en terminales de la máquina síncrona es directamente controlada por la corriente de excitación en el rotor, y con base en esta excitación, la potencia reactiva será aportada o consumida por la máquina síncrona.

Para el análisis de regulación de tensión en la máquina síncrona se supone el caso que se le conectó una carga resistiva inductiva, se considera que la máquina tiene un rotor cilíndrico de forma que no importará la posición del rotor por tener un entrehierro uniforme, y por consiguiente la reacción del inducido no depende de la posición del rotor por ser la reluctancia idéntica en todas las posiciones. Para fines prácticos, también se considera la reactancia de dispersión constante y se desprecian las pérdidas por histéresis, por lo que la fuerza magnetomotriz resultante estará en fase con el flujo que ella produce.

Se considera una máquina síncrona funcionando como generador con una tensión por fase V , que lleva una corriente inductiva en el estator con un desfase de φ grados. Para determinar la fuerza electromotriz resultante se añade a la tensión en terminal las caídas de tensión producidas por la resistencia interna del conductor del devanado y la reactancia de dispersión, tal como se muestra en el circuito equivalente de la máquina síncrona de la figura 9, teniendo como resultado la ecuación de voltaje inducido en el estator.

Figura 9. **Circuito equivalente de la máquina síncrona**



Fuente: FRAILE MORA, Jesús. *Máquinas eléctricas*. p. 394.

$$E_r = V + RI + jX_\sigma I$$

Donde:

E_r : voltaje en inducido en el estator

V : voltaje en terminales del estator

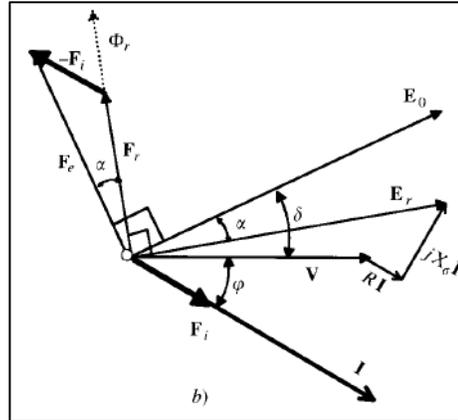
I : corriente en devanado del estator

X_σ : reactancia de dispersión

R : resistencia del devanado del estator

Se toma el voltaje en terminales del estator como referencia para el eje real, en la realización del diagrama fasorial correspondiente al caso anteriormente expuesto. En la figura 10 se observa, que si el ángulo de desfase variara, la tensión inducida se ve obligada a cambiar para que el voltaje en terminales se mantenga constante, y dicha tensión inducida es directamente controlada por la excitación en el rotor, mientras que el ángulo de desfase entre la corriente y el voltaje, y la corriente dependerán de la carga conectada a terminales de la máquina síncrona. Las caídas de tensión cambiarán en función de la corriente demandada por la carga y su ángulo de desfase, por lo que, por parte de la máquina síncrona, únicamente se puede controlar el voltaje variando la excitación del rotor.

Figura 10. **Diagrama fasorial para una máquina síncrona con una carga resistiva inductiva conectada**



Fuente: FRAILE MORA, Jesús. *Máquinas eléctricas*. p. 394.

La mayor ventaja que presenta la máquina síncrona para regulación de potencia reactiva es que tiene capacidad de regular con factores de potencia en adelanto o en atraso, dándole una mayor versatilidad de regulación de tensión ante las variaciones de demanda durante el transcurso del día.

La operación de la máquina síncrona, como generador con factor de potencia en adelanto, se da cuando la máquina síncrona está consumiendo potencia reactiva, y para efectos de control de tensión, esto causará que la tensión en el sistema de potencia disminuya. Para que el generador síncrono opere con factor de potencia en adelanto, el rotor debe estar subexcitado, pues de esta forma el generador necesitaría potencia reactiva del sistema para la creación de los campos magnéticos. Caso contrario, sería la operación del generador síncrono con factor de potencia en atraso, por lo que la máquina síncrona está aportando potencia reactiva, y para efectos de control de tensión, esto causará que la tensión en el sistema de potencia aumente. Para que el

generador síncrono opere con factor de potencia, el rotor debe estar sobrecargado, pues de esta forma el generador estaría con exceso de potencia reactiva de forma que la aporta al sistema.

1.1.4. Curva de capacidad de la máquina síncrona

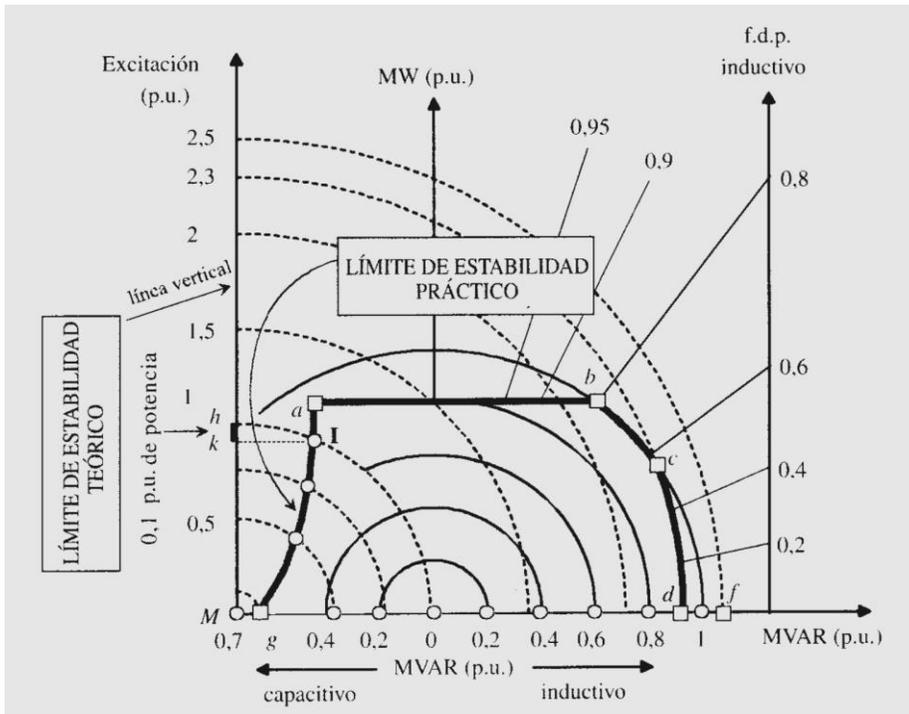
La curva de capacidad de una máquina síncrona establece los límites de operación segura de la misma, pues como se mencionó anteriormente, la máquina síncrona es muy versátil en su modo de operación, puede operar como generador síncrono, motor síncrono o condensador síncrono. Para cada modo de operación, la máquina síncrona es capaz de regular la potencia reactiva a conveniencia del sistema al que se conecta para regulación de voltaje, es decir, que puede consumir o aportar la potencia reactiva siempre cuando sus límites de operación lo permita.

Los límites de operación de la máquina síncrona en régimen permanente están impuestos por:

- Potencia mecánica del primotor.
- Potencia aparente del estator, limita la corriente que circula por el devanado, para que este no supere las temperaturas admisibles.
- Corriente máxima de excitación del generador, está limitada por el calentamiento del devanado del rotor.
- Ángulo de carga δ máximo permitido para que se cumplan las condiciones de estabilidad de la máquina.

A continuación se presenta un ejemplo de curva de capacidad para un generador síncrono.

Figura 11. Curva de capacidad de un generador síncrono



Fuente: FRAILE MORA, Jesús. *Máquinas eléctricas*. p. 458.

Para la curva de capacidad expuesta anteriormente, se tiene una región de operación del generador síncrono, en la cual el generador puede permanecer en condiciones seguras de operación, esta región se encuentra dentro de las líneas resaltadas en color negro y cada trazo que conforma esta curva es uno de los límites anteriormente expuesto.

En el trazo horizontal entre el punto “a” y “b” se limita la máxima potencia que la turbina puede alcanzar, es decir, que es la limitación mecánica del generador. Entre el punto “b” y “c” se traza una línea sobre una circunferencia de trazo más suave, pero continuo que expresa la potencia aparente que el generador puede alcanzar, por lo que entre el punto “b” y “c” es la máxima

potencia limitada por los devanados del estator. En el trazo formado entre el punto “c” y “d” se encuentra la limitación por la corriente de excitación, este trazo está sobre una curva punteada que expresa cómo la potencia aparente varía en relación a la variación de la excitación por el rotor, por lo que la potencia aparente en el estator no puede exigir más de los valores que abarca el trazo entre “c” y “d” de la excitación del rotor. Finalmente, el límite de estabilidad por ángulo de carga se encuentra en el trazo que va del punto “M” al punto “a”.

1.2. Equipos de compensación de reactivos tipo pasivo

Son aquellos equipos estáticos que no tienen posibilidad de regular la potencia en un valor diferente del de diseño. Por lo mismo, estos equipos únicamente pueden regular de una forma la potencia reactiva, consumiendo o aportando, pero nunca ambos. Los equipos de compensación de reactivos tipo pasivo se resumen a los que aportan potencia reactiva y a los que absorben potencia reactiva.

1.2.1. Equipos de absorción de potencia reactiva

Los equipos de absorción de potencia reactiva en sistemas de potencia son conocidos como reactores de potencia, y son el medio de absorción de potencia reactiva capacitiva producida por una línea de transmisión, pudiendo estar conectado en el extremo de llegada, en la barra o en el devanado terciario de algún transformador de potencia. Estos pueden ser maniobrados por un interruptor que está protegido por un relé de tensión. Su construcción es de alto costo, pues básicamente son bobinas, y como tal tienen la capacidad de consumir potencia reactiva por la energía que almacenan, debido a esto es necesario el uso de mucho conductor y materiales para aislar correctamente

dicho reactor. En general, existen dos tipos de construcción para los reactores y son los reactores secos o de núcleo de aire y los de núcleo de hierro inmersos en aceite.

Figura 12. **Reactor de núcleo de hierro**



Fuente: RAMÍREZ, Roberto. *Equipos de compensación de reactivos*. p. 18.

Los reactores deben ser diseñados con un valor de potencia reactiva que será capaz de absorber del sistema, y no tienen capacidad de variar el valor de consumo de potencia reactiva que no sea el de diseño.

Figura 13. **Reactor de núcleo de aire**



Fuente: RAMÍREZ, Roberto. *Equipos de compensación de reactivos*. p. 22.

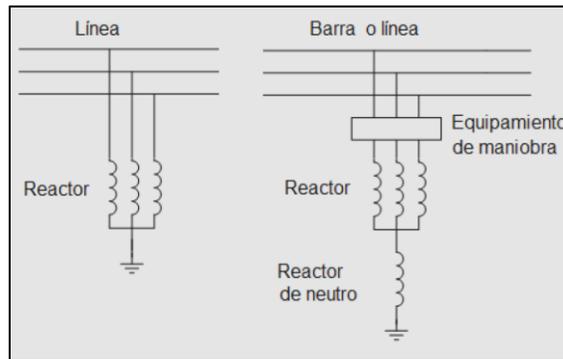
1.2.1.1. Aplicación de los reactores

Los reactores básicamente son bobinas de dimensiones grandes, y proporciona control de la tensión evitando las sobretensiones cuando una línea de gran longitud está energizada en vacío o ligeramente cargada. Las líneas de transmisión en esta condición sufren el efecto capacitivo llamado efecto Ferranti, el cual debido al campo eléctrico que se forma entre la línea y la tierra física, provoca que la línea de transmisión se comporte como un capacitor de dimensiones proporcional a la longitud de la línea, por lo que el voltaje en el extremo final de la línea supera el voltaje del punto donde se energiza dicha línea. Su capacidad de absorción de potencia reactiva compensa el aporte alto de potencia reactiva de las líneas en vacío o ligeramente cargadas, teniendo un impacto directo en el control de voltaje sobre la línea, si se realizan los cálculos adecuados del reactor de potencia.

1.2.1.2. Conexión de reactores de potencia

La conexión más efectiva es conectando el reactor de potencia en derivación de la línea viva hacia tierra por cada fase, pues su finalidad es únicamente el control de voltaje, sin embargo, este sigue siendo una impedancia por su reactancia inductiva y sus efectos como reactancia sobre la línea tiene menos impacto si se conecta en derivación, mientras que si la conexión del reactor fuera en serie, solo aumentaría las pérdidas en la línea, por lo que no es factible este tipo de conexión.

Figura 14. **Conexión de reactores de potencia**

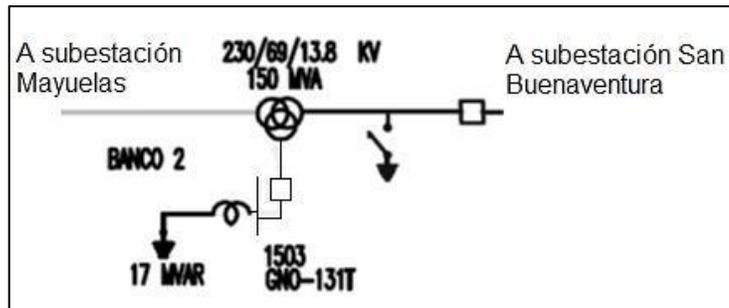


Fuente: RAMÍREZ, Roberto. *Equipos de compensación de reactivos*. p. 17.

Otra forma de conexión de reactores, utilizado en subestaciones eléctricas, es con la conexión de un reactor en el devanado terciario de un transformador de potencia, por lo general es un devanado que reduce el voltaje. Esto presenta una serie de ventajas y desventajas si se compara frente a la conexión del reactor directamente a la línea de transmisión.

Si se evalúa el aspecto de la construcción del reactor, si este será diseñado para ser conectado directamente a la línea de transmisión dicho reactor será diseñado para una menor cantidad de corriente, por consiguiente requiere menor cantidad de conductor, sin embargo, el reactor requiere mayor cantidad de aislamiento, pues estaría conectado a un nivel de tensión mayor. Caso totalmente contrario, el reactor de potencia conectado a algún devanado terciario de un transformador de potencia será expuesto a una corriente más elevada, pero a un nivel de tensión menor, por lo que en este caso el reactor debe ser construido con mayor cantidad de conductor, pero menor cantidad de aislamiento.

Figura 15. **Ilustración de reactor de potencia conectado a devanado terciario de transformador de potencia**



Fuente: elaboración propia, con base al programa SCADA.

El otro factor a tomar en cuenta es el impacto de la conexión de un reactor de potencia en el sistema de potencia, y este impacto difiere de acuerdo a su conexión. Tomando en cuenta la conexión del reactor a la línea de transmisión, el impacto es directo hacia la línea, por lo que la regulación de tensión es más efectiva. Evaluando desde este punto de vista de operación la conexión en devanados terciarios de transformadores de potencia, no presenta buenas ventajas, pues la cantidad de potencia reactiva que el reactor esté diseñado a consumir se distribuyen en los devanados de alta tensión del transformador, por lo que no se tiene un impacto directo a la línea de transmisión con problemas de regulación de tensión. Por otro lado, esta misma conexión está sujeta a la operación del transformador de potencia al cual se conecta que periódicamente debe tener trabajos de mantenimiento, por lo que al indisponibilizarse el transformador, también lo hace el reactor. Para fines de regulación de tensión en una línea de transmisión, la conexión más efectiva de un reactor de potencia es conectándolo directamente hacia la línea.

1.2.1.3. Equipos de aporte de potencia reactiva

Los de tipo pasivo son llamados capacitores, los cuales almacenan carga a través del campo eléctrico formado entre dos superficies sometidas a una diferencia de potencial. Cada superficie es de carga diferente, por lo que de una superficie parten las líneas de campo que van hacia la otra superficie con carga diferente, y el espacio que separa estas superficies puede ocuparse con material dieléctrico o simplemente por el vacío.

Debido al almacenamiento de carga entre las dos superficies, el capacitor es capaz de aportar potencia reactiva a un circuito eléctrico o también, puede hacerlo a un sistema de potencia. En los sistemas de potencia se pueden ver normalmente que se conectan capacitores de potencia que ayudan al mejoramiento de voltaje en zonas cercanas a cargas muy fuertes, para que el voltaje, cuando tiende a caer por el efecto de carga de la línea sea soportado por el capacitor.

2. MARCO REGULATORIO DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO EN GUATEMALA

2.1. Administrador del Mercado Mayorista

En 1996, el Gobierno de la República de Guatemala puso en marcha el ordenamiento de la industria eléctrica del país, emitiendo la Ley General de Electricidad, Decreto 93-96 y su Reglamento en el Acuerdo Gubernativo núm. 256-97. En el artículo 44 de dicha Ley se crea el Administrador del Mercado Mayorista (AMM), una entidad privada, sin fines de lucro, cuyas funciones son:

- 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.
- Establecer precios de mercado de corto plazo para las transferencias de potencia y energía entre generadores, comercializadores, distribuidores, importadores y exportadores; específicamente cuando no correspondan a contratos libremente pactados.
- Garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica en Guatemala.

Además de las funciones anteriores, el AMM debe realizar las siguientes actividades.

2.1.1. Programación de la operación

El AMM es responsable de planificar anualmente la forma en que se cubrirán las necesidades de potencia y energía del sistema, tratando de optimizar el uso de los recursos energéticos disponibles. La programación anual es revisada y ajustada semanal y diariamente.

2.1.2. Supervisión de la operación en tiempo real

El AMM debe vigilar el comportamiento de la demanda y la operación del parque generador, así como del sistema de transporte. Asimismo, debe mantener la seguridad del suministro verificando constantemente las variables eléctricas del sistema y respetando las limitaciones de equipos e instalaciones de equipos e instalaciones asociadas.

2.1.3. Administración de las transacciones

El AMM debe cuantificar los intercambios de potencia y energía entre los participantes del Mercado Mayorista y valorizarlos, utilizando el Precio de Oportunidad de la Energía (POE) y el precio de referencia de la potencia. Para ello, el AMM debe diseñar e implementar un sistema de medición que permita conocer en forma horaria la energía, y potencia producida o consumida. Además administrará los fondos que surgen de las transacciones entre los agentes que operan en el Mercado Mayorista.

2.1.4. Organización

El órgano directivo superior del AMM es la Junta Directiva, la cual está integrada (según el artículo 21 del Reglamento del AMM), por diez miembros

titulares, representantes de cada una de las cinco agrupaciones de participantes del Mercado Mayorista. Los representantes deben ser electos por un período de dos años, pudiendo ser reelectos.

Las funciones principales de la Junta Directiva, según el artículo 20 del reglamento del AMM son:

- Identificar faltas e incumplimientos de los participantes del Mercado Mayorista.
- Resolver las discrepancias que surjan de las operaciones en el Mercado Mayorista, en lo que sea de su competencia.
- Aprobar y elevar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, documentos, estudios e informes del Administrador del Mercado Mayorista.

El órgano ejecutor de las decisiones de la Junta Directiva será la Gerencia General, quien es responsable de realizar las tareas técnicas y administrativas para la coordinación y el correcto funcionamiento del AMM.

2.1.5. Agentes del Mercado Mayorista

Están definidos en el artículo 5 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, y son: generadores, distribuidores, transportistas y comercializadores. Además de los agentes, se define también a los grandes usuarios. Cualquier agente y gran usuario es llamado, en general: participante.

Para poder ser agente o gran usuario del Mercado Mayorista, se debe cumplir con los siguientes requisitos básicos.

- Generadores: potencia máxima de por lo menos 5 mega watts.
- Distribuidores: tener por lo menos 15 000 usuarios.
- Transportistas: potencia firme conectada, por lo menos de 10 mega watts.
- Comercializadores: comprar o vender bloques de energía asociada a una potencia firme de al menos 2 mega watts.
- Grandes usuarios: demanda máxima de al menos 100 kilo watts.

Los participantes del Mercado Mayorista tienen los siguientes derechos y obligaciones, definidos en el artículo 6 del Reglamento del AMM.

Obligaciones:

- No realizar actos contrarios a la libre competencia o contrarios a los principios establecidos en la Ley General de Electricidad y sus reglamentos.
- Cumplir con las normas emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y las emitidas por el Mercado Mayorista; así como mantenerse dentro de la operación programada por el AMM y obedecer sus instrucciones de operación.

- Cumplir con la implementación, instrumentación y mantenimiento de los sistemas necesarios para la operación confiable y con calidad del sistema eléctrico, incluyendo los mecanismos destinados a mejorar el desempeño transitorio y dinámico del sistema, los sistemas de comunicaciones y enlaces de datos y sistemas de alivio de carga, de acuerdo a las normas que al respecto emita la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
- Instalar y mantener en buenas condiciones los equipos y unidades remotas que le sean requeridos por el AMM.
- Para el caso del Agente Distribuidor, Comercializador y Gran Usuario deben tener contratos de potencia, que les permita cubrir sus requerimientos de demanda firme.
- Cumplir en tiempo y forma con los pagos que surjan en el Mercado Mayorista, como resultado de las transacciones comerciales, cargos y cuotas que se definan.
- Reconocer la autoridad operativa del centro de despacho de carga, aceptando el despacho requerido y las instrucciones de operación y suministro de servicios complementarios.
- Cumplir los racionamientos programados, incluyendo servicios de desconexión automática de cargas, dentro de los límites técnicos establecidos en las normas técnicas.

Derechos:

- Operar libremente en el Mercado Mayorista, de acuerdo a la Ley General de Electricidad.
- Acceso a la información sobre modelos y metodología utilizados por el AMM, para la programación y el despacho.
- Recibir del AMM información sobre la programación de la operación y despacho, y sobre los resultados de la operación.

El Administrador del Mercado Mayorista deberá reportar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica a los participantes que incurran en las faltas establecidas en la Ley General de Electricidad, sus reglamentos y normas.

2.2. Funcionamiento y coordinación del Administrador del Mercado Mayorista

La función del Administrador del Mercado Mayorista es garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica del país, tomando en consideración la coordinación de la operación, el establecimiento de precios de mercado dentro de los requerimientos de calidad de servicio y seguridad; y administrando todas las transacciones comerciales del Mercado Mayorista.

2.2.1. Despacho económico y cálculo de precios

El despacho consiste en determinar el programa de carga de la oferta disponible, que permita abastecer la demanda prevista para el Mercado Mayorista en un período de tiempo determinado, minimizando el costo total de

operación, tomando en cuenta las condiciones de compra mínima de energía obligada de los contratos existentes, las restricciones de transporte y los requerimientos operativos de calidad y confiabilidad de conformidad con los criterios, principios y metodología establecidos en las Normas de Coordinación del AMM.

El despacho debe considerar como demanda a cubrir, la correspondiente a los participantes consumidores y como oferta a despachar la correspondiente a los participantes productores. Asimismo la existencia de demanda interrumpible y el costo de restricciones al suministro representado por las máquinas de falla.

Para el despacho, los participantes productores que ofrezcan potencia y energía con plantas hidroeléctricas, indicarán en su oferta su potencia disponible, los aportes de agua previstos y, cuando corresponda, el volumen embalsado, junto con la valorización del agua de su embalse. Los que ofrezcan potencia y energía con plantas térmicas, indicarán en su oferta su potencia disponible, su existencia de combustible y sus costos variables.

El despacho debe considerar las restricciones que surgen de los criterios de desempeño mínimo de las unidades generadoras del Sistema Nacional Interconectados y asignar los servicios complementarios establecidos en la programación a largo plazo.

Cuando, por restricciones operativas o de la red del transportista, un participante productor no puede entregar parte o toda su potencia contratada, esta limitante no se considerará como responsabilidad del despacho.

Ante una condición de faltantes previstos en el Mercado Mayorista, el AMM programará el suministro, asignando en primer lugar, la potencia firme contratada para cubrir el consumo del contratante y, luego, administrando el déficit de acuerdo a los que establecen las normas de coordinación del AMM, con el siguiente orden de prioridades:

- Reducción de los márgenes de reserva a los límites definidos en las normas de coordinación operativa del AMM para condiciones de emergencia.
- Retiro de demanda interrumpible.
- Reducción de tensión o voltaje.
- Aplicación de restricciones programadas al suministro.

El costo total de operación de generación del Mercado Mayorista está integrado por la suma de:

- Sus costos variables.
- Los costos por energía no suministrada.
- Los sobrecostos por compra mínima de energía obligada en los contratos existentes.

El precio de oportunidad de la energía es el máximo costo variable de las unidades generadoras, que resultan generando sin restricciones en el despacho, respetando los requerimientos de servicios complementarios.

2.2.2. Coordinación de la operación

La coordinación de la operación del AMM comprende la programación del despacho de carga de largo y corto plazo, la operación en tiempo real y el posdespacho de acuerdo a los principios y metodología de las normas de coordinación.

El AMM realiza la programación de largo plazo, la que abarca un período de 12 meses. Los objetivos básicos de la programación a largo plazo son los siguientes:

- Realizar una programación indicativa de los resultados probables de la operación del Mercado Mayorista, optimizando el uso de los recursos energéticos en función de hipótesis de cálculo para las variables aleatorias.
- Detectar y cuantificar los riesgos de vertimiento en centrales hidroeléctricas y riesgos de desabastecimiento.
- Determinar la necesidad de servicios complementarios, realizando los estudios técnicos económicos para cuantificar los márgenes de reserva.
- Calcular los costos de mayoristas previstos para el traslado a tarifas para cada agente distribuidor.

2.2.3. Programación semanal

El AMM realizará la programación semanal, cuyo objetivo es obtener e informar a los participantes del Mercado Mayorista de las previsiones de la

energía a generar en cada central durante la semana, sobre la base del despacho, precios de oportunidad previstos y otros datos que se establezcan en las Normas de Coordinación Comercial.

2.2.4. Despacho diario

El AMM realizará el despacho diario, incluyendo el programa de carga, riesgo de desabastecimiento, con el seguimiento de fallas de larga duración, comienzo o fin de fallas de corta duración y, de corresponder, programa de restricciones al suministro; combustibles previstos, identificación de generación forzada, asignación de servicios complementarios, programas de intercambios por importación y exportación, y programa de carga en las interconexiones internacionales, precios de oportunidad previstos.

2.2.5. Operación en tiempo real

El AMM realizará la coordinación de la operación en tiempo real del Sistema Nacional Interconectado y de las interconexiones internacionales, e integra los servicios complementarios necesarios, con el objetivo de mantener el balance entre generación y demanda y preservar la seguridad y continuidad del servicio.

2.3. Coordinación de la operación del Sistema Nacional Interconectado en tiempo real

El Administrador del Mercado Mayorista realizará la coordinación de la operación en tiempo real del Sistema Nacional Interconectado y de las interconexiones internacionales.

2.3.1. Condiciones normales

Se considera al Sistema Nacional Interconectado en condiciones normales, cuando se encuentra operando en forma satisfactoria, según los siguientes criterios.

2.3.1.1. Operación satisfactoria

Se considera que el Sistema Nacional Interconectado se encuentra en estado de operación satisfactoria, cuando se cumplan las condiciones definidas en las Normas Técnicas que emita la CNEE, para esta condición.

2.3.1.2. Clasificación de las contingencias

Una contingencia es un evento que causa la falla o desconexión de uno o más generadores, transformadores de potencia, líneas de transmisión y alimentadores de carga de 69 kilovoltios o más, o la actuación de los esquemas de control suplementarios.

Una contingencia probable es un evento considerado por el AMM como de ocurrencia razonablemente posible, siendo económicamente posible la protección del Sistema Nacional Interconectado contra ella.

Una contingencia no probable es un evento considerado por AMM como de baja probabilidad de ocurrencia o que no es económicamente posible la protección del Sistema Nacional Interconectado contra ella.

En condiciones anormales, como tormentas, incendios o eventos especiales, el AMM puede redefinir temporalmente como probables, las

contingencias que en condiciones normales son no probables, previendo una protección contra ellas.

2.3.1.3. Operación segura

Se define que el sistema se encuentra en estado de operación segura cuando se cumplen las siguientes condiciones:

- El sistema está en un estado de operación satisfactoria.
- El sistema puede ser repuesto al estado anterior sin pérdida de carga, luego de una contingencia probable.

2.3.2. Mantenimiento de la seguridad del Sistema Nacional Interconectado

Para mantener la seguridad del Sistema Nacional Interconectado deben cumplirse las siguientes pautas:

- Disponibilidad de desconexión automática de carga por baja frecuencia para volver el sistema a un estado de operación satisfactoria, luego de una contingencia múltiple.
- Como consecuencia de una contingencia probable o de un cambio en las condiciones, el sistema puede no resultar seguro ante una nueva contingencia. En tal caso, el AMM debe tomar toda medida razonable para ajustar las condiciones operativas de manera que, el sistema vuelva a un estado seguro.

- En la medida de lo posible, el sistema debe estar en estado de operación segura.
- Disponibilidad de desconexión de demanda interrumpible.
- Factibilidad de formación de islas autosuficientes ante perturbaciones mayores que tornen imposible el mantenimiento de la operación interconectada.
- Disponibilidad de capacidad suficiente para arranque en negro que permita el restablecimiento a un estado de operación segura luego de una desconexión total del sistema.
- Disponibilidad de esquemas de control suplementarios.

2.3.3. Operación confiable

Se define que el sistema se encuentra en estado de operación confiable, cuando se cumplen las siguientes condiciones:

- En opinión del AMM, la capacidad de reserva fría y de largo plazo está de acuerdo con los niveles mínimos establecidos en la programación.
- No existen ni se prevén condiciones anormales, como tormentas, incendios, entre otros, que puedan tornar posibles las contingencias no probables.
- El sistema está en estado de operación segura.

2.3.4. Responsabilidades y obligaciones para la seguridad del Sistema Nacional Interconectado

El AMM, como operador del Sistema Nacional Interconectado, conduce la coordinación de las operaciones a fin de mantener la seguridad y confiabilidad de este último. Todos los participantes del Mercado Mayorista deben cooperar a ese fin; en este sentido son responsabilidades del AMM:

- Controlar permanentemente el estado de operación del sistema y tomar todas las medidas necesarias para mantenerlo en estado de operación segura y confiable, coordinando las actividades de todos los participantes del Mercado Mayorista.
- Dirigir las maniobras del Sistema Nacional Interconectado.
- Mantener informados a todos los participantes del Mercado Mayorista sobre el estado actual y esperado de la seguridad del sistema y sobre las responsabilidades de cada uno para lograrlo.
- Coordinar el mantenimiento con los agentes y participantes del Mercado Mayorista.

2.4. Condiciones de riesgo

El AMM podrá declarar al Sistema Nacional Interconectado en condiciones de riesgo de déficit de generación, cuando se cumplan los siguientes criterios.

- Ausencia de márgenes de reserva: una vez desconectada toda la demanda interrumpible y sin disponer de ningún otro alivio de carga.

- Previsión de un riesgo de colapso de tensiones: una vez adoptadas todas las medidas disponibles para corregir bajas tensiones.
- Existencia de separación de áreas y apagones parciales o total a causa de perturbaciones.
- Existencia de amenazas a la seguridad a causa de tormentas, movimientos sísmicos u otros eventos de fuerza mayor.

2.5. Declaración de situación de emergencia

Ante un riesgo de déficit de generación provocado por una falla de larga duración, o ante una condición crítica, como consecuencia por los eventos citados en el numeral anterior, el AMM podrá solicitar al Ministerio de Energía y Minas que se declare al Sistema Nacional Interconectado en situación de emergencia, conforme a lo estipulado en el artículo 17 del Reglamento del AMM.

2.6. Eventos

Se consideran eventos menores la falla u operación defectuosa de equipos de control, comunicaciones o medición y modificaciones en la capacidad de centrales e instalaciones de transmisión, operación de equipos por encima de su capacidad, actuación de una alarma por condición anormal de operación y condiciones meteorológicas adversas que afecten o puedan afectar la operación.

Se consideran eventos importantes aquellos que, a juicio del AMM, hayan tenido una consecuencia notoria en el Sistema Nacional Interconectado, o que sin haber tenido una consecuencia notoria, persistan y representen una

amenaza a la seguridad del Sistema Nacional Interconectado, también, los que a juicio de un agente, gran usuario o integrante conectado al sistema de transporte, haya tenido un impacto significativo en sus instalaciones.

Entre las consecuencias a tomar en cuenta para esta calificación, se encuentran las siguientes: inestabilidad del Sistema Nacional Interconectado, desvíos de frecuencia fuera de los límites preestablecidos, niveles de tensión fuera de los límites preestablecidos o pérdida de la carga de un consumidor debido a operaciones en el Sistema Nacional Interconectado.

3. ESTUDIOS ELÉCTRICOS APLICADOS A REGULACIÓN DE VOLTAJE EN SUBESTACIÓN PANALUYA

El propósito de este trabajo de graduación es demostrar que pueden mejorarse las condiciones de operación en la subestación eléctrica Panaluya, siendo esta misma un punto de interconexión con el SER y, por la misma razón, debe cumplir con los valores seguros de voltaje para su operación. Desde la habilitación comercial y puesta en servicio de la línea de transmisión Panaluya (Gua) – San Buenaventura (Hon) han ocurrido casos de disparo en la línea de transmisión, y cuando existen condiciones de baja demanda, la línea de transmisión no se logra reestablecer por falta de recursos para regulación de voltaje. En estos casos se ha tenido la necesidad de dejar la línea abierta hasta que se tienen condiciones de mayor demanda para que el voltaje no esté tan elevado al momento de que se energice la línea y quede en vacío, esperando la sincronización en el otro extremo de la línea.

Figura 16. **Parámetros de la línea de transmisión Panaluya–San Buenaventura**

Line R (pu)	Line X (pu)	Charging B (pu)	In Service	Metered	Rate A	Rate B	Rate C	Line G From (pu)	Line B From (pu)	Line G To (pu)
0.008500	0.054930	0.109730	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> From	374.0	374.0	0.0	0.00000	0.00000	0.00000
0.030320	0.196050	0.391600	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> From	374.0	374.0	0.0	0.00000	0.00000	0.00000
0.002660	0.009210	0.000150	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> From	66.7	83.8	0.0	0.00000	0.00000	0.00000

Line B To (pu)	Length	Owner	Fraction 1	Owner	Fraction 2	Owner	Fraction 3	Owner	Fraction 4	R-Zero (pu)	X-Zero (pu)	B-Zero (pu)
0.00000	60.110	1	1.000	0	1.000	0	1.000	0	1.000	0.039370	0.134520	0.071020
0.00000	214.520	1	1.000	0	1.000	0	1.000	0	1.000	0.140490	0.480060	0.253460
0.00000	0.930	1	1.000	0	1.000	0	1.000	0	1.000	0.008980	0.029730	0.000100

Fuente: elaboración propia, con base en el programa PSS®E.

Los parámetros de la línea de transmisión Panaluya–San Buenaventura que se visualizan en la figura 16 fueron tomados de la bases de datos proporcionada por el AMM, para realizar los estudios eléctricos presentados a continuación.

3.1. Programa de simulación y modelación de sistemas eléctricos de potencia

Para la realización de los estudios eléctricos se utilizó un programa llamado PSS®E que pertenece a la compañía SIEMENS, el cual se especializa en la simulación y modelación de sistemas eléctricos de potencia. Tiene la capacidad de formar un sistema eléctrico de potencia con todos los parámetros que pueda necesitar para realizar la modelación del mismo, y de esta forma, realizar corridas de flujo en estado estable y transitorio. El SNI es tan extenso y complejo que resultaría demasiado complicado formarlo manualmente y podría no funcionar las corridas de flujo proveyendo datos erróneos, por ello se utilizó la base de datos regional ajustada en septiembre de 2014 (época de invierno), y marzo de 2015 (época seca). Esta base de datos es proporcionada por el AMM y es de dominio público para todos los agentes que pertenezcan al sistema, equipo de consultores o inversionistas que la requieran para un fin justificado.

3.2. Época seca

Es considerada desde noviembre hasta mayo del año siguiente. Es la época en la que, por falta de lluvia, el recurso hidrológico disminuye considerablemente, por lo que se requiere de bastante generación térmica para suministrar la energía necesaria al país. Los estudios realizados usaron la base de datos del SNI considerados para marzo de 2015, siendo este mes

considerado el mes más seco y con menos disponibilidad de generación hidrológica del año.

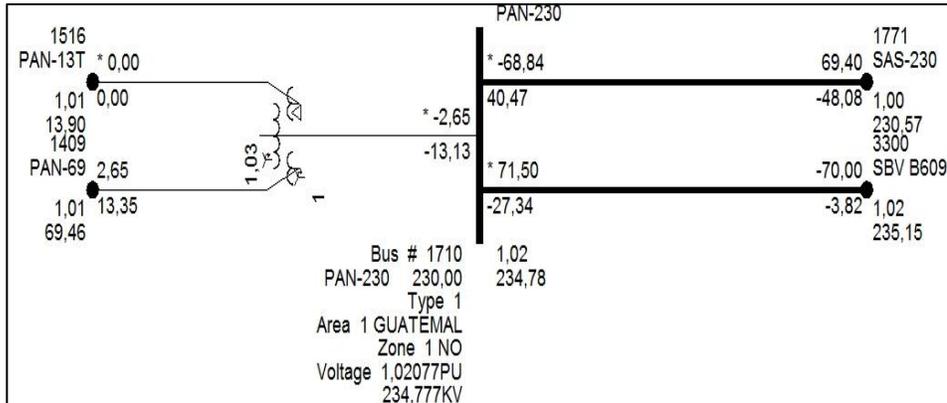
3.2.1. Estudios eléctricos considerando demanda media en época seca

La demanda media del país es considerada a partir de las 06.00 hasta las 18.00 horas, periodo durante el cual la generación hidrológica tiene cierta disponibilidad y la demanda es suficiente para requerir generación térmica.

3.2.1.1. Condiciones normales de línea en operación, demanda media en época seca

Como se observa en la figura 17, el voltaje en la barra 230 kV de la subestación Panaluya tiene un valor de 234,78 kV o 1,02 pu, mientras que el extremo de la línea de lado de San Buenaventura (SBV) se observa un voltaje 235,15 kV o 1,02 pu, ambos valores están dentro de los límites operables de la línea de transmisión. Normalmente en condiciones de demanda media el intercambio con el SER es considerable, y en este caso se observa que el flujo de potencia desde subestación Panaluya hacia subestación San Buenaventura es de 71.50 MW, un valor razonable y muy probable de ocurrir dentro de la operación en tiempo real.

Figura 17. **Estudio de operación en condiciones normales, demanda media en época seca**

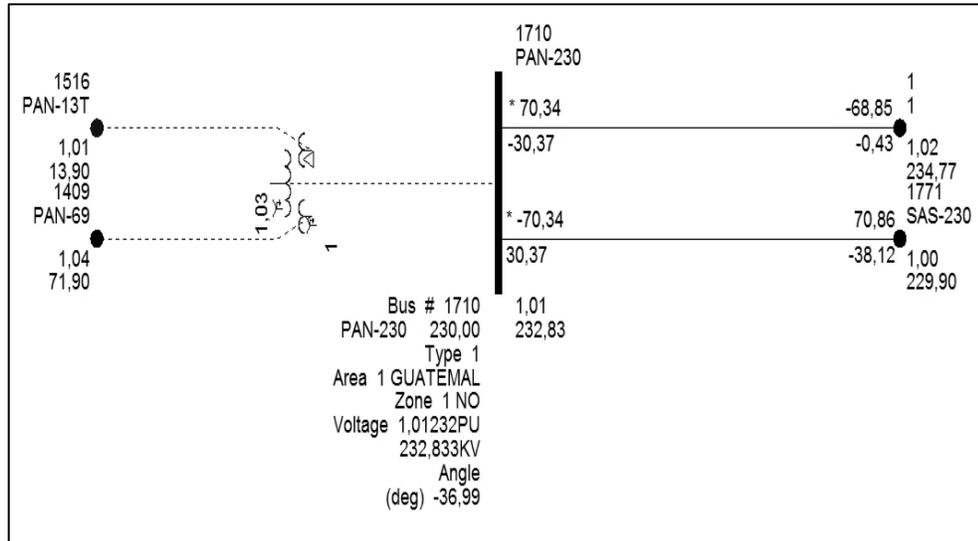


Fuente: elaboración propia, con base en el programa PSS@E.

3.2.1.2. **Disparo de banco de transformador 230/69/13.8 kV en subestación Panaluya, demanda media en época seca**

El transformador 230/69/13.8 kV conectado en Panaluya cuenta con un reactor de potencia en el terciario del banco de transformador, sin embargo, en los resultados del estudio se observa que en esta condición, el voltaje en barra de Panaluya disminuye a 232,8 kV o 1,01 pu y de lado de San Buenaventura (marcado como nodo 1 en este caso) disminuye a 234,77 kV o 1,02 pu. Pareciera contradictorio, que al momento de disparar el banco de transformación en mención y automáticamente desconectar del sistema el reactor, el voltaje disminuya, sin embargo debido a la falta del enlace entre el sistema de 69 kV y el sistema de 230 kV se pierde aporte de potencia reactiva que suministra el capacitor conectado en la barra de 69 kV en subestación Panaluya. En estas condiciones no se tienen problemas con los valores de voltaje en la línea.

Figura 18. **Estudio de operación con disparo de transformador 230/69/13,8 kV en Panaluya, demanda media en época seca**



Fuente: elaboración propia, con base en el programa PSS®E.

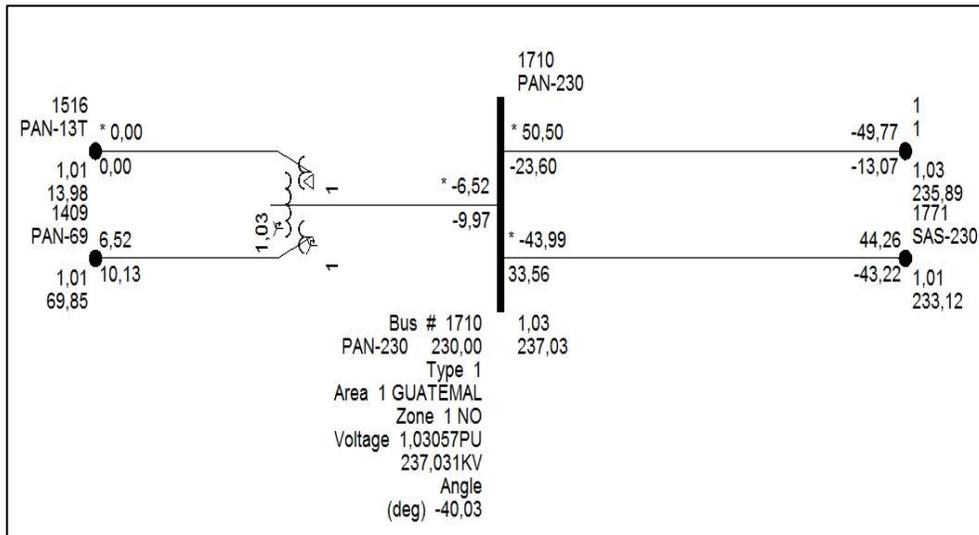
3.2.1.3. **Disparo de planta generadora Chixoy, demanda media en época seca**

Se realizó el estudio para la condición de disparo de toda la planta generadora Chixoy, por ser esta la más importante del país. El aporte de generación de Chixoy es muy considerable, por lo que al faltar esta planta se verán afectados los flujos en la interconexión, como también los valores de voltaje; y se puede observar cómo afectaría el disparo de esta planta pues el voltaje en la barra de 230 kV en subestación Panaluya aumenta a 237,03 kV o 1,03 pu, mientras que en el extremo de San Buenaventura (marcado como nodo 1 para este caso) el voltaje aumenta a 235,89 kV o 1,03; pu en estas condiciones de operación el voltaje está dentro de los límites de operación seguro y hay que tomar en cuenta también, que los intercambios en la línea

cambian, pues de estar enviando aproximadamente 71 MW desde Panaluya, ahora se están mandando 51 MW hacia San Buenaventura, aproximadamente 20 MW de diferencia.

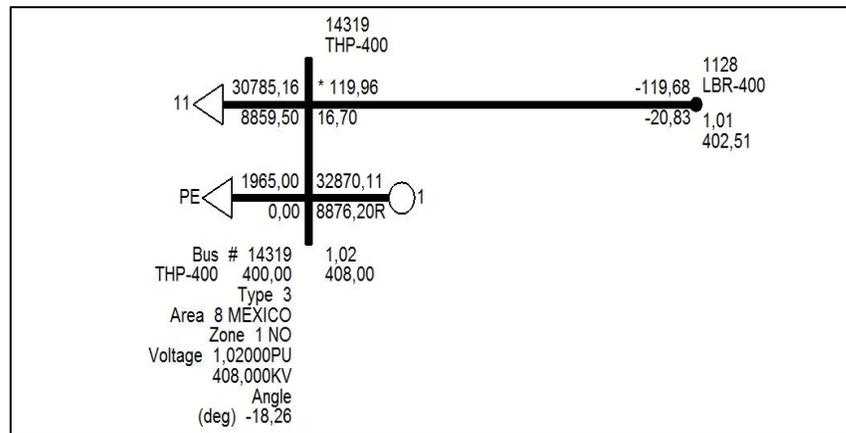
En las figuras 20 y 21 se puede observar el gran impacto que tiene la planta Chixoy, pues en condiciones normales, México aporta 120 MW, que es lo que normalmente se importa en condiciones de época seca en demanda media, al momento de ocurrir el disparo el flujo desde México aumenta considerablemente hasta 369 MW. Prácticamente, México aporta toda la generación perdida en planta Chixoy, aproximadamente 250 MW, llevando al SNI a condiciones de mucho riesgo de operación por el tema de sobrecarga en las líneas.

Figura 19. **Estudio de operación en condiciones de disparo en planta generadora Chixoy, demanda media en época seca**



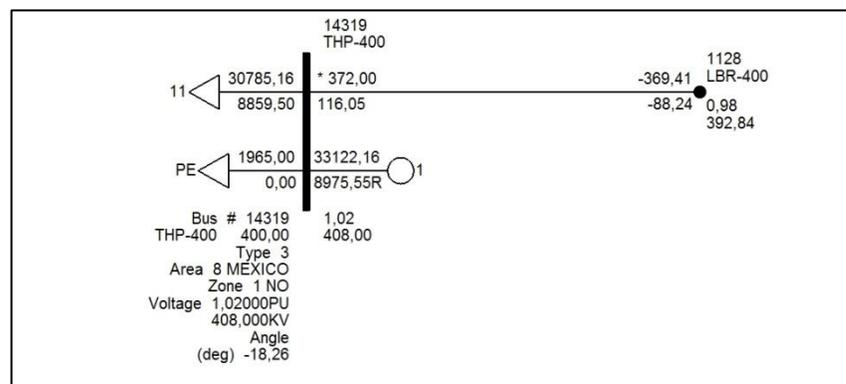
Fuente: elaboración propia, con base en el programa PSS®E.

Figura 20. Estudio en condición de operación normal en línea de interconexión Los Brillantes (Gua) – Tapachula (Mex), demanda media en época seca



Fuente: elaboración propia, con base en el programa PSS®E.

Figura 21. Estudio en condiciones de operación en línea de interconexión Los Brillantes (Gua) – Tapachula (Mex) con disparo de planta generadora Chixoy, demanda media en época seca

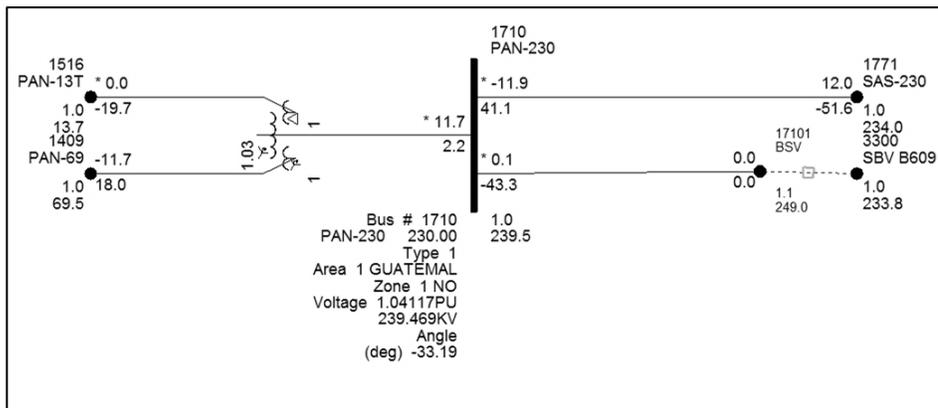


Fuente: elaboración propia, con base en el programa PSS®E.

3.2.1.4. Condiciones de energización en vacío desde Panaluya hacia San Buenaventura, demanda media en época seca

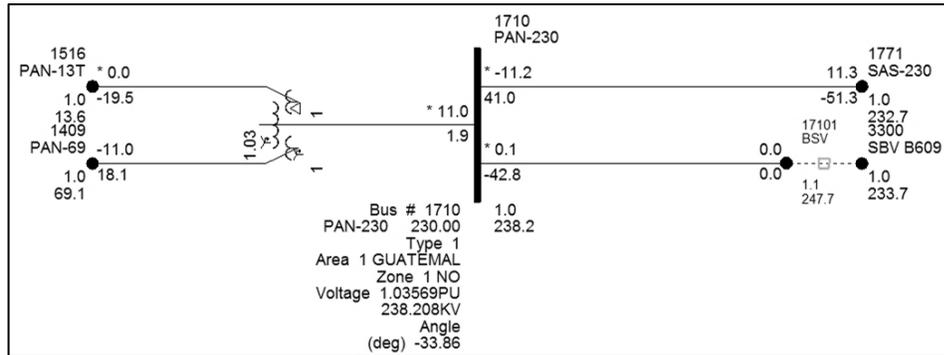
El siguiente caso presentado es cuando ocurre una falla sobre la línea de transmisión Panaluya–San Buenaventura y se quiere reestablecer la línea, pero esta queda en vacío al cerrarse el interruptor de línea en Panaluya y aún no se ha sincronizado en San Buenaventura. Este caso es el más crítico para la condición de demanda media, pues como se observa en las figuras 22 y 23, el voltaje alcanza un valor de 239,5 kV o 1,04 pu en su primer transitorio que sería el pico más alto de voltaje en la línea, para quedar en un voltaje de 238,2 kV o 1,03 pu en estado estable. La ventaja de la operación en demanda media es que se tiene mayores recursos para la regulación de voltaje, por lo que se ha comprobado que en estas condiciones es posible el restablecimiento de la línea de transmisión Panaluya–San Buenaventura.

Figura 22. Estudio de primer transitorio en condiciones de línea de transmisión en vacío, demanda media en época seca



Fuente: elaboración propia, con base en el programa PSS®E.

Figura 23. **Estudio de estado estable en condiciones de línea de transmisión en vacío, demanda media en época seca**



Fuente: elaboración propia, con base en el programa PSS®E.

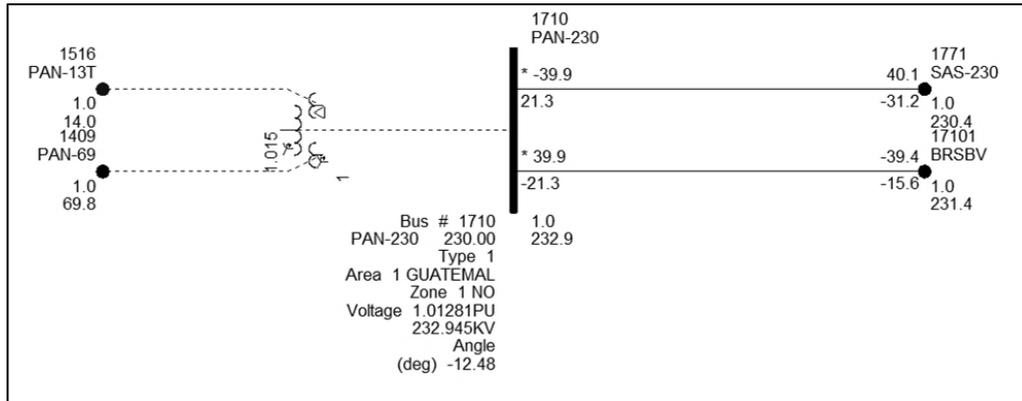
3.2.2. Estudios eléctricos considerando demanda máxima en época seca

El periodo de demanda máxima ocurre a partir de las 18:00 hasta las 22:00 horas. Este periodo se caracteriza por no tener problemas de regulación de voltaje y los flujos de intercambio hacia el SER son reducidos en condiciones de operación normal.

3.2.2.1. Condiciones normales de línea en operación, demanda máxima en época seca

Como se observa en la figura 24, el voltaje de operación en la subestación Panaluya es de 233,5 kV o 1,01 pu, mientras que de lado de la subestación San Buenaventura es de 231,6 kV o 1,00 pu; son condiciones ideales de operación pues el voltaje está a un nivel bastante seguro. Puede verse que el flujo va de Panaluya hacia San Buenaventura y es un flujo menor al de la demanda media.

Figura 25. **Estudio de operación con disparo de transformador 230/69/13 kV en Panaluya, demanda máxima en época seca**



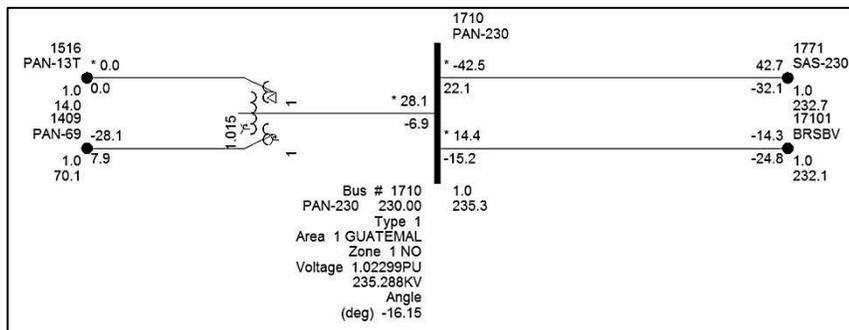
Fuente: elaboración propia, con base en el programa PSS®E.

3.2.2.3. **Disparo de planta generadora Chixoy, demanda máxima en época seca**

En condiciones de demanda máxima el disparo de la planta generadora Chixoy puede ser un evento muy perjudicial para el país, pues los flujos de las interconexiones sufren variaciones considerables y la falta de generación en el país podría poner la operación del sistema en riesgo. En la subestación Panaluya se ven variaciones mínimas, como se observa en la figura 26, pues el flujo sigue siendo desde Panaluya hacia San Buenaventura y disminuye aproximadamente 15 MW, mientras que el voltaje sí aumenta a 235,3 kV o 1,02 pu en Panaluya y de lado de San Buenaventura aumenta a 232,1 o 1,01 pu esa línea se mantiene operando de forma segura, pues el voltaje se mantiene dentro de los límites de operación y el flujo no varía lo suficiente como para poner en riesgo la línea.

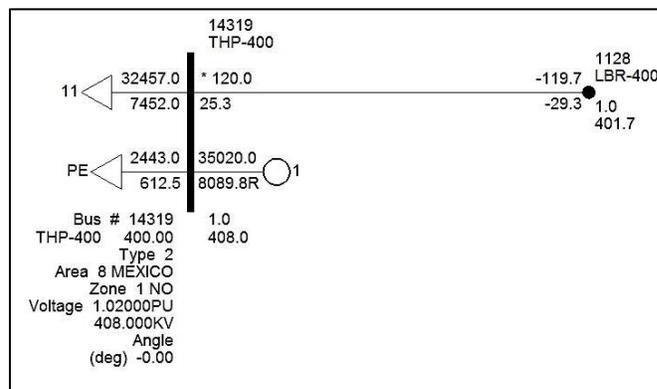
En la interconexión con México, nuevamente se ve una variación en el flujo bastante considerable, aproximadamente de 220 MW, siendo México el soporte para el SNI para absorber esta pérdida de generación.

Figura 26. **Estudio de operación en condiciones de disparo en planta generadora Chixoy, demanda máxima en época seca**



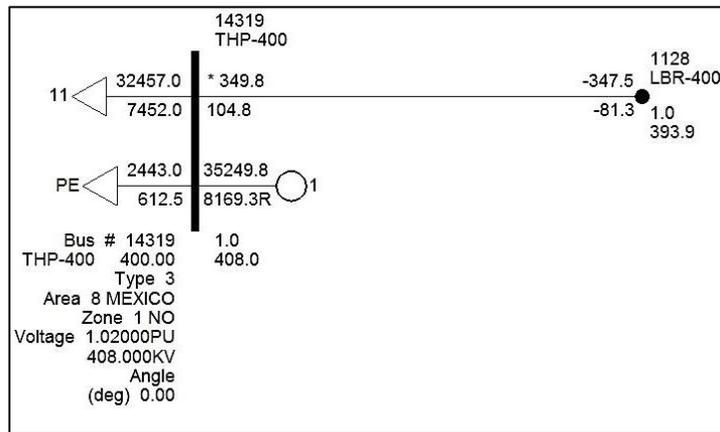
Fuente: elaboración propia, con base en el programa PSS@E.

Figura 27. **Estudio en condición de operación normal en línea de interconexión Los Brillantes (Gua) – Tapachula (Mex), demanda máxima en época seca**



Fuente: elaboración propia, con base en el programa PSS@E.

Figura 28. **Estudio en condiciones de operación en línea de interconexión Los Brillantes (Gua) – Tapachula (Mex) con disparo de planta generadora Chixoy, demanda máxima en época seca**



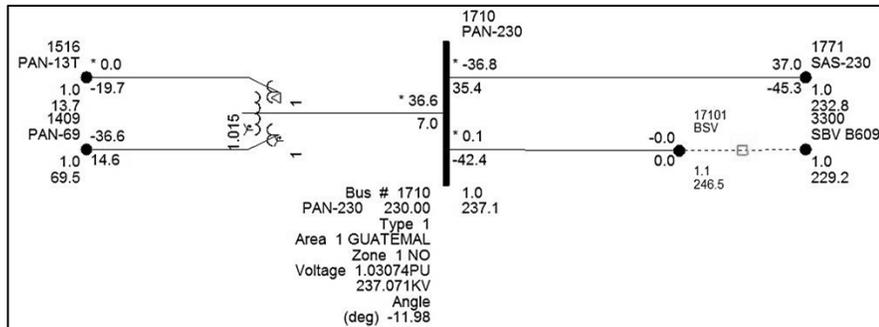
Fuente: elaboración propia, con base en el programa PSS®E.

3.2.2.4. Condiciones de energización en vacío desde Panaluya hacia San Buenaventura, demanda máxima en época seca

En este caso se toma siempre en cuenta, que la línea ha disparado y se quiere reestablecer enviando tensión desde Panaluya hacia San Buenaventura y la línea está en vacío antes de sincronizar de lado de San Buenaventura. Según los resultados este es el caso más crítico en banda de demanda máxima, pues se puede observar que en el primer transitorio el voltaje llega a un pico de 237,1 kV o 1,03 pu en Panaluya y de lado de San Buenaventura disminuye a 229,1 kV o 1,00 pu. En estado estable el voltaje se mantiene en 236,5 kV o 1,02 pu de lado de Panaluya y de lado de San Buenaventura no varía el voltaje, pues evidentemente solo está energizado desde la red de

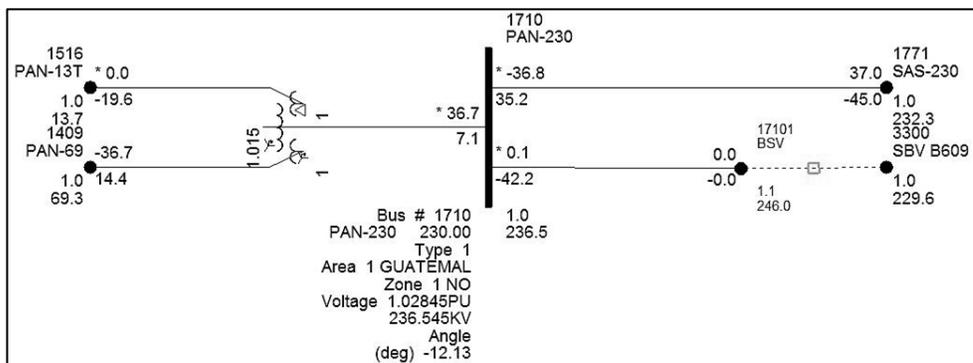
Honduras. El voltaje para este caso es elevado, sin embargo, se mantiene dentro de los límites de operación permitidos, por lo que aún se tiene condiciones de restablecimiento de la línea de transmisión Panaluya–San Buenaventura.

Figura 29. **Estudio de primer transitorio en condiciones de línea de transmisión en vacío, demanda máxima en época seca**



Fuente: elaboración propia, con base en el programa PSS®E.

Figura 30. **Estudio de estado estable en condiciones de línea de transmisión en vacío, demanda máxima en época seca**



Fuente: elaboración propia, con base en el programa PSS®E.

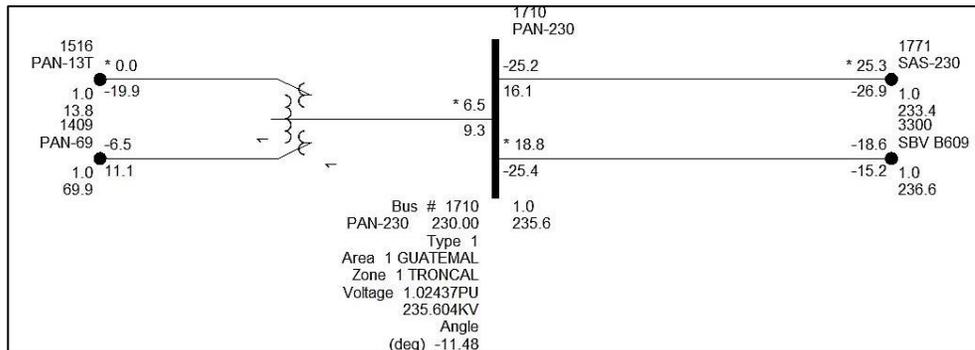
3.2.3. Estudios eléctricos considerando demanda mínima en época seca

La demanda mínima abarca 2 periodos durante el día, el primero a partir de las 00:00 hasta las 06:00 horas y el segundo a partir de las 22:00 hasta las 23:59 horas. Durante la demanda mínima la regulación de voltaje en la red de transmisión del SNI se dificulta más debido a las condiciones de baja carga y alto efecto de capacitancia de las líneas de transmisión.

3.2.3.1. Condiciones normales de línea en operación, demanda mínima en época seca

Las condiciones de voltaje para la demanda mínima son considerablemente mayores a las condiciones de demanda media y máxima, como se observa en la figura 31. En condiciones de operación normal en demanda mínima, el voltaje en subestación Panaluya es de 235,60 kV o 1,02 pu y de lado de San Buenaventura 236,6 kV o 1,03 pu otra condición, que también tiene mucha influencia en el aumento de voltaje para este período es el bajo flujo que va de Panaluya hacia San Buenaventura, este puede ser menor, incluso que el aporte de potencia reactiva de la línea por efectos de capacitancia. Otra característica de operación en demanda mínima es que actualmente la interconexión opera únicamente entre 07:00 y 21:00 horas del día, es decir que en demanda mínima no opera la interconexión Guatemala – México.

Figura 31. **Condiciones de operación normal de la línea Panaluya–San Buenaventura, demanda mínima en época seca**

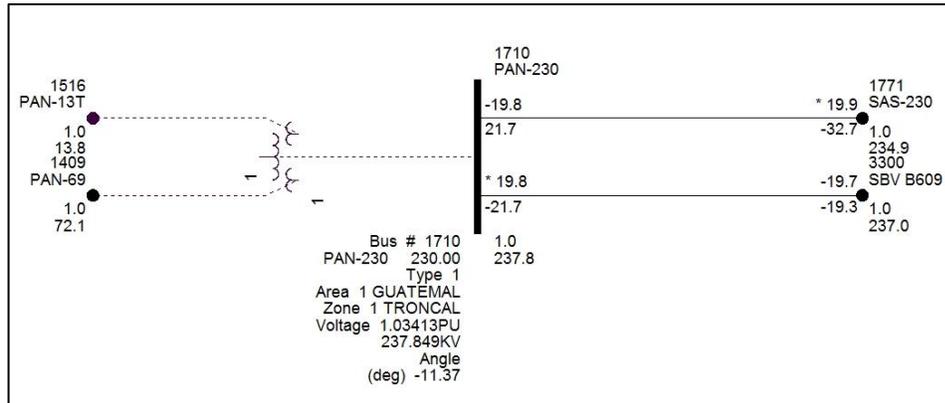


Fuente: elaboración propia, con base en el programa PSS®E.

3.2.3.2. **Disparo de banco de transformador 230/69/13,8 kV en subestación Panaluya, demanda mínima en época seca**

En este caso se observa que el disparo del banco de transformador 230/69/13.8 kV en subestación Panaluya tiene un impacto diferente sobre el voltaje de la línea, pues en casos de demanda máxima y media el voltaje disminuía pero en demanda mínima el voltaje aumenta en Panaluya a 237,8 kV o 1,03 pu, y de lado de San Buenaventura aumenta a 237,0 kV o 1,03 pu este resultado se justifica porque el capacitor conectado en la barra de 69 kV en Panaluya, evidentemente en condiciones de baja demanda es desconectado, al momento de disparar el banco de transformador se pierden recursos de absorción de potencia reactiva como el reactor conectado al devanado terciario y el banco de transformador mismo, que también consume potencia reactiva.

Figura 32. **Estudio de operación con disparo de transformador 230/69/13,8 kV en Panaluya, demanda mínima en época seca**

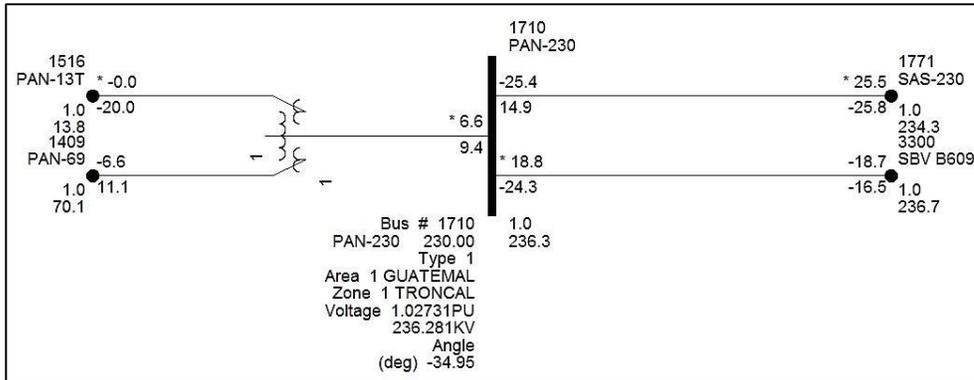


Fuente: elaboración propia, con base en el programa PSS®E.

3.2.3.3. **Disparo de planta generadora Chixoy, demanda mínima en época seca**

El caso de disparo de la planta generadora Chixoy para la demanda mínima tiene un fuerte impacto en el voltaje sobre la línea Panaluya–San Buenaventura, esto debido a que Chixoy es la planta generadora con máxima capacidad de regulación de potencia reactiva, se puede observar en la figura 33, pues el voltaje en Panaluya alcanza un valor de 236,3 kV o 1,02 pu y de lado de San Buenaventura el voltaje aumenta a 236,7 kV o 1,02 pu el voltaje de la línea está dentro de los límites de operación segura, por lo que aún no existe condición crítica para la línea de transmisión. El flujo en la interconexión no tiene variaciones. En este caso no se hace referencia hacia la interconexión con México, pues durante el periodo de demanda mínima la línea de interconexión Los Brillantes (Gua) – Tapachula (Mex) se mantiene abierta por seguridad operativa del sistema.

Figura 33. **Estudio de operación en condiciones de disparo en planta generadora Chixoy, demanda mínima en época seca**



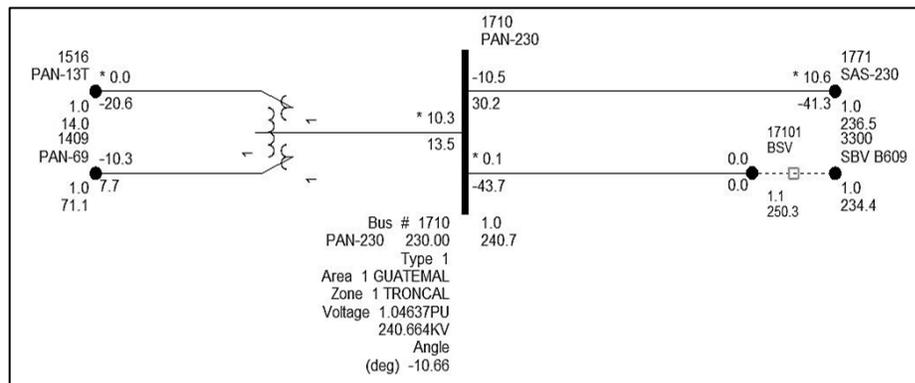
Fuente: elaboración propia, con base en el programa PSS®E.

3.2.3.4. Condiciones de energización en vacío desde Panaluya hacia San Buenaventura, demanda mínima en época seca

Este caso se toma en cuenta, que la línea de transmisión Panaluya–San Buenaventura ha disparado y se quiere reestablecer enviando tensión desde Panaluya, por lo que la línea queda energizada en vacío, previo a que el otro extremo de la línea en San Buenaventura sincronice. Este es el caso más crítico para todos los estudios realizados en época seca, pues el voltaje en Panaluya alcanza un valor de 240,7 kV o 1,04 pu en el primer transitorio, es decir el pico más alto de la variación de voltaje. De igual forma en estado estable el voltaje en Panaluya alcanza un valor de 240,1 kV o 1,04 pu, es decir, que en estas condiciones la línea no es capaz de cerrarse y se tiene necesidad de mantener abierta hasta que las condiciones de demanda cambien para que el voltaje disminuya, pues si se observa el voltaje que llega al extremo de la

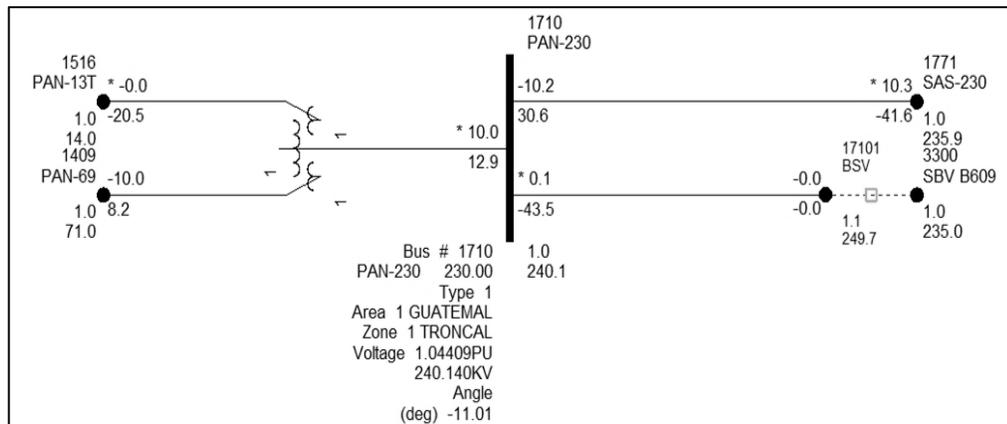
línea en San Buenaventura es de 249,7 kV o 1,08 pu y este voltaje está fuera de los límites de voltaje exponiendo a posibles daños a los equipos.

Figura 34. Estudio de primer transitorio en condiciones de línea de transmisión en vacío, demanda mínima en época seca



Fuente: elaboración propia, con base en el programa PSS®E.

Figura 35. Estudio de estado estable en condiciones de línea de transmisión en vacío, demanda mínima en época seca



Fuente: elaboración propia, con base en el programa PSS®E.

3.3. Época de invierno

Esta época es considerada desde mayo hasta noviembre. Es la época en que la lluvia alimenta los recursos hidrológicos para las plantas hidroeléctricas, aumentando el caudal de río, y por ende el nivel de embalse de las plantas que poseen embalse, y la generación térmica disminuye, pues no es tan necesaria para suministrar la generación que abastece la demanda del SNI. Los estudios realizados usaron la base de datos del SNI considerados para septiembre de 2014, siendo este mes considerado el de mayor lluvia y con mayor disponibilidad de generación hidrológica del año.

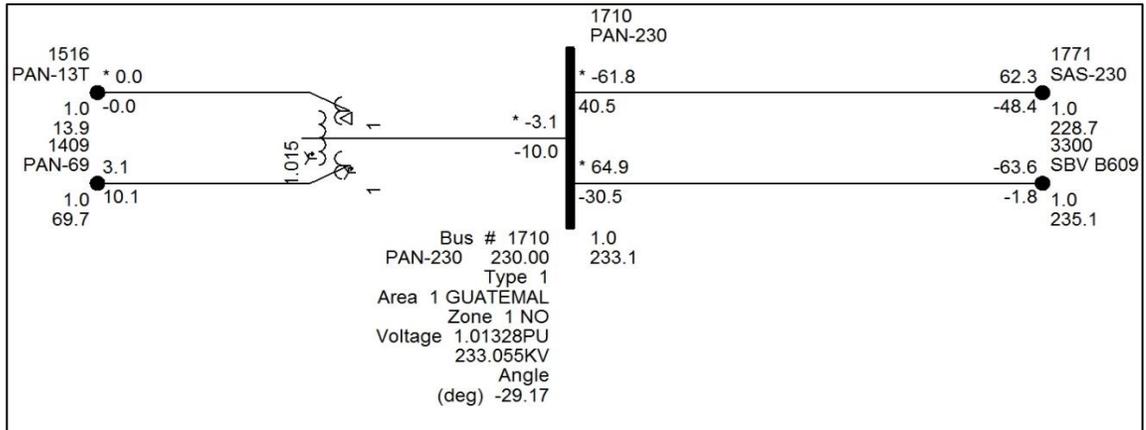
3.3.1. Estudios eléctricos considerando demanda media en época de invierno

Durante el periodo de demanda media es posible que el intercambio con el ser sea alto, al igual que con México. Es por ello es indispensable que las líneas de interconexión estén disponibles.

3.3.1.1. Condiciones normales de línea en operación, demanda media en época de invierno

Los valores de voltaje en operación normal en época de invierno no difieren mucho en las mismas condiciones de demanda, pero en época seca, ya que tiene un voltaje de 233,1 kV o 1,01 pu en Panaluya y de lado de San Buenaventura el voltaje es de 235,1 kV o 1,02 pu. Por lo tanto, la operación de la línea de transmisión Panaluya–San Buenaventura en condiciones normales es segura.

Figura 36. Estudio de operación en condiciones normales, demanda media en época de invierno

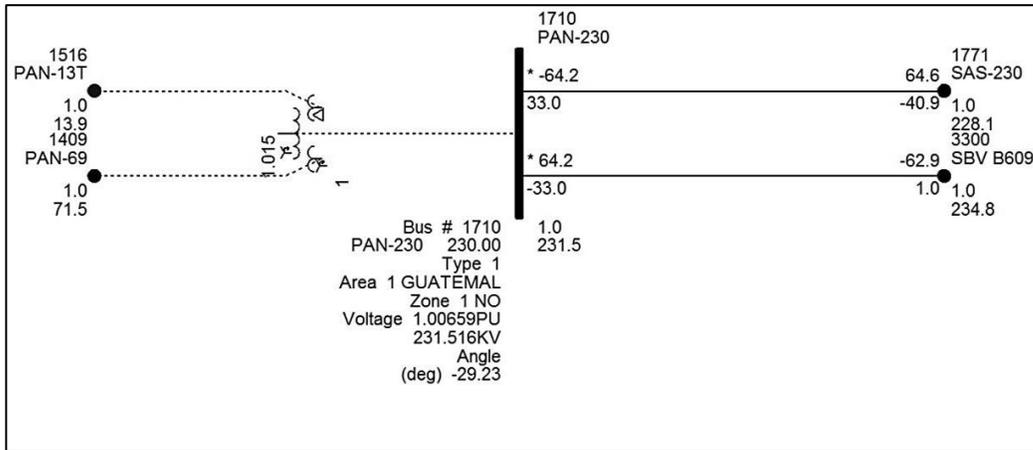


Fuente: elaboración propia, con base en el programa PSS®E.

3.3.1.2. Disparo de banco de transformador 230/69/13,8 kV en subestación Panaluya, demanda media en época de invierno

El impacto del disparo del transformador 230/69/13,8 kV en subestación Panaluya es el mismo que en demanda media en época seca, pues el voltaje tiende a disminuir, y la causa se atribuye a la desconexión del capacitor conectado a la barra de 69 kV. Como se observa en la figura 37 el voltaje en Panaluya disminuye a 231,5 kV o 1,00 pu y de lado de San Buenaventura también disminuye a 234,8 kV o 1,02 pu; para esta condición de operación la línea de transmisión Panaluya–San Buenaventura se mantiene en niveles de voltaje seguros.

Figura 37. **Estudio de operación con disparo de transformador 230/69/13,8 kV en Panaluya, demanda media en época de invierno**



Fuente: elaboración propia, con base en el programa PSS®E.

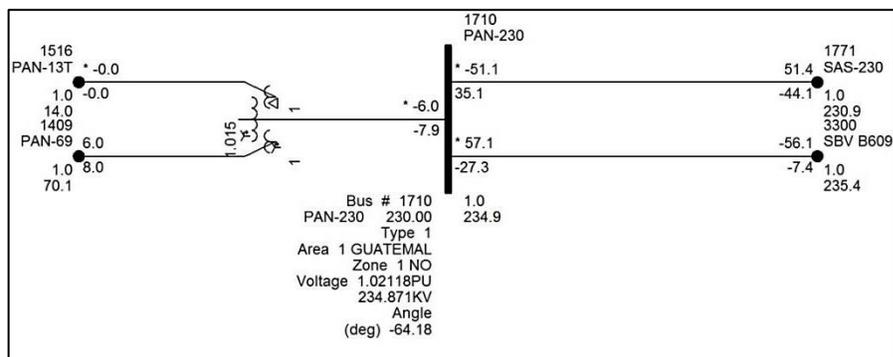
3.3.1.3. **Disparo de planta generadora Chixoy, demanda media en época de invierno**

Nuevamente se toma la condición para el disparo de la planta generadora Chixoy, por ser esta planta la más importante de Guatemala actualmente, y los resultados han sido similares a la misma condición en demanda media para época de invierno, pues el voltaje ha aumentado a 234,9 kV o 1,02 pu en el lado de Panaluya y de lado de San Buenaventura casi se mantiene igual el voltaje, ya que únicamente ha aumentado a 235,4 kV o 1,02 pu conforme se van viendo más casos se logra determinar que, para la demanda media no se encuentra ninguna condición crítica en ninguna de las dos épocas del año.

En las figuras 39 y 40 se observa que nuevamente la interconexión con México es la que soporta la pérdida considerable de generación de la planta

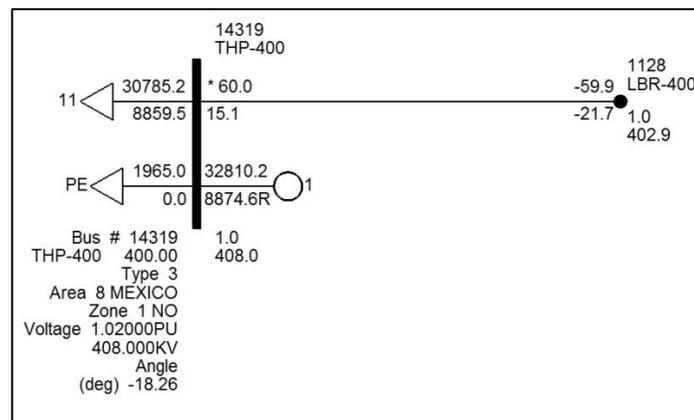
generadora Chixoy, y por el lado de la interconexión Panaluya–San Buenaventura, los flujos no se ven alterados, por lo que tampoco pone en riesgo la operación de esta línea de transmisión.

Figura 38. **Estudio de operación en condiciones de disparo en planta generadora Chixoy, demanda media en época de invierno**



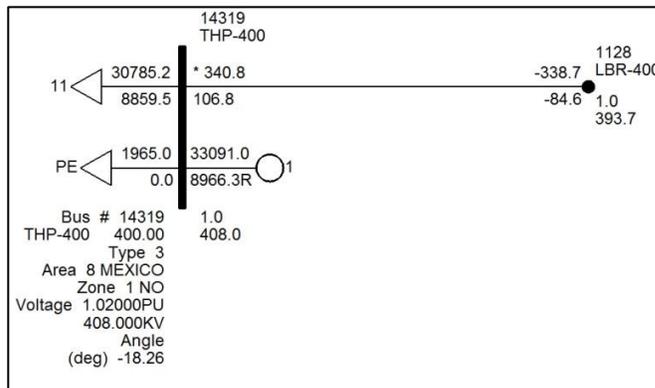
Fuente: elaboración propia, con base en el programa PSS®E.

Figura 39. **Estudio en condición de operación normal en línea de interconexión Los Brillantes (Gua) – Tapachula (Mex)**



Fuente: elaboración propia, con base en el programa PSS®E.

Figura 40. **Estudio en condiciones de operación en línea de interconexión Los Brillantes (Gua) – Tapachula (Mex) con disparo de planta generadora Chixoy, demanda media en época de invierno**

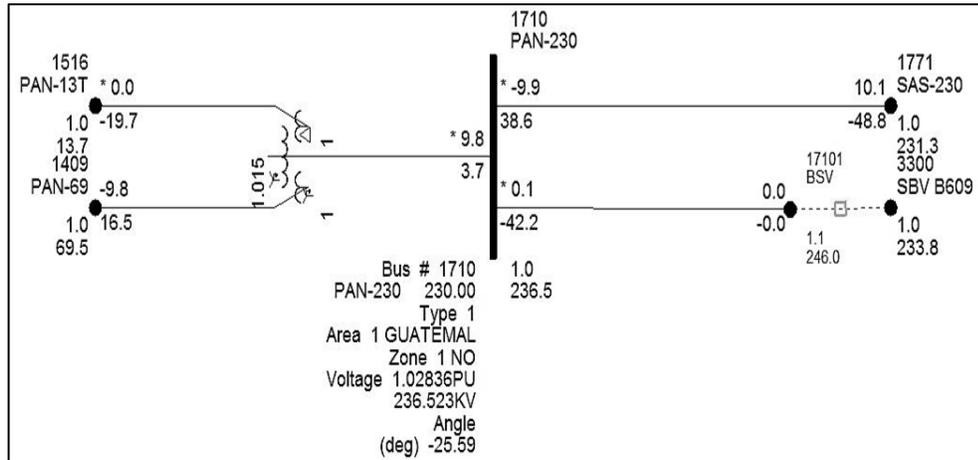


Fuente: elaboración propia, con base en el programa PSS®E.

3.3.1.4. Condiciones de energización en vacío desde Panaluya hacia San Buenaventura, demanda media en época de invierno

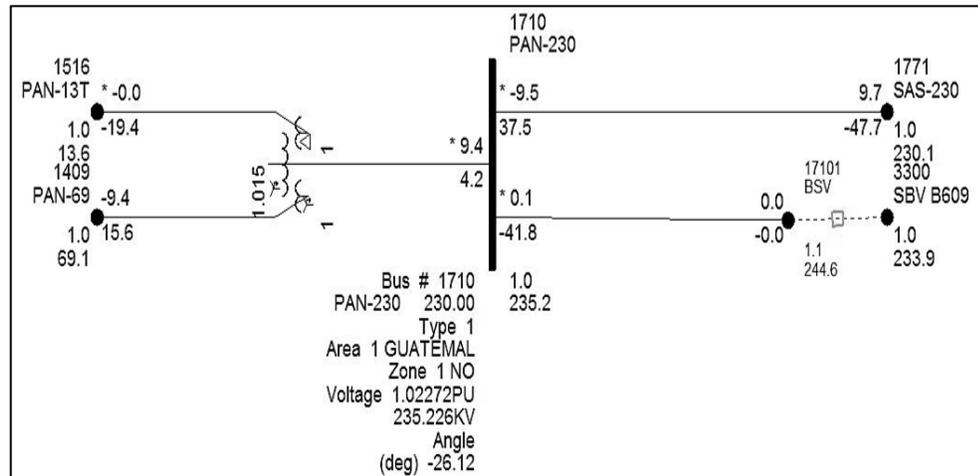
En este caso se ve nuevamente la condición más crítica para la demanda media, estando la línea energizada en vacío desde Panaluya previo a la sincronización del lado de San Buenaventura. El voltaje en el primer transitorio alcanza un valor de 236,5 kV o 1,028 pu del lado de Panaluya, como se ve en la figura 41. En estado estable el voltaje aumenta a 235,2 kV o 1,02 pu en subestación Panaluya, por lo que se puede determinar que no hay condición crítica para la demanda media en época de invierno, pues bajo ninguna circunstancia el voltaje supera los límites de seguridad de operación.

Figura 41. Estudio de primer transitorio en condiciones de línea de transmisión en vacío, demanda media en época de invierno



Fuente: elaboración propia, con base en el programa PSS®E.

Figura 42. Estudio de estado estable en condiciones de línea de transmisión en vacío, demanda media en época de invierno



Fuente: elaboración propia, con base en el programa PSS®E.

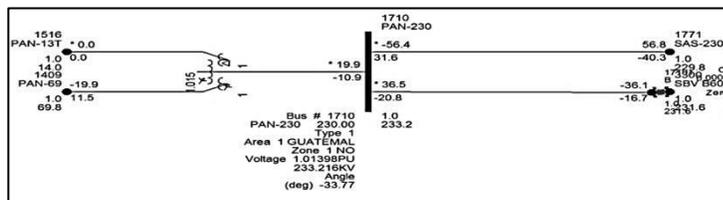
3.3.2. Estudios eléctricos considerando demanda máxima en época de invierno

Una característica importante del periodo de demanda máxima en época de invierno es que la generación térmica no se requiere en la misma cantidad que en época seca, por lo que en este escenario puede diferir un poco en la capacidad de regulación de voltaje.

3.3.2.1. Condiciones normales de línea en operación, demanda máxima en época de invierno

En condición de demanda máxima, sin ningún evento, los voltajes en el SNI normalmente son muy estables, tal y como se observa en la figura 43. Es un periodo en el cual la regulación de voltaje se facilita bastante por toda la disponibilidad de recursos por las plantas que están generando y por la carga elevada que llevan la líneas de transmisión, en el caso de Panaluya, el voltaje se mantiene en 233,2 kV o 1,01 pu, mientras que lado de San Buenaventura está en 231,6 kV o 1,00 pu, por lo que la operación es bastante segura para la línea Panaluya – San Buenaventura.

Figura 43. Estudio de operación en condiciones normales, demanda máxima en época de invierno

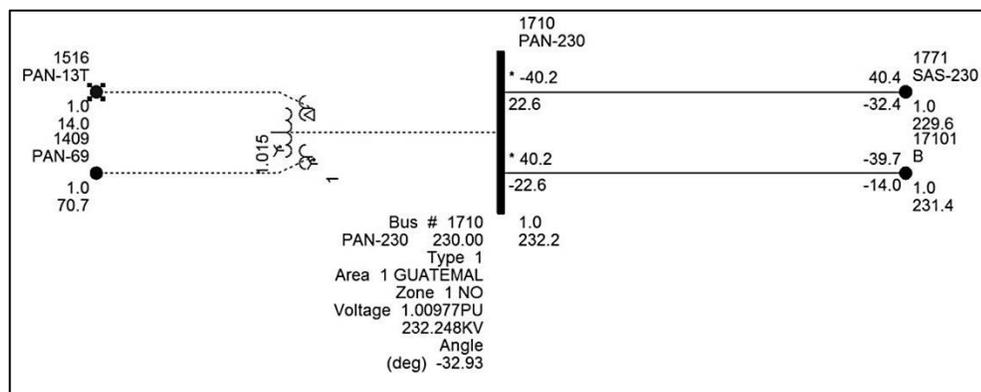


Fuente: elaboración propia, con base en el programa PSS®E.

3.3.2.2. Disparo de banco de transformador 230/69/13,8 kV en subestación Panaluya, demanda máxima en época de invierno

En esta condición, durante la demanda máxima se repite el impacto del disparo del banco de transformador 230/69/13,8 kV en Panaluya, pues el voltaje disminuye de lado de Panaluya, ya que se pierde el enlace entre el sistema de 69 kV y el sistema en 230 kV. Durante la demanda máxima el capacitor conectado en la barra de 69 kV en Panaluya está operando, y es por ello que el voltaje disminuye en esta condición, pues la línea Panaluya–San Buenaventura ya no recibe el aporte de potencia reactiva de este capacitor. El nivel de voltaje no supera el límite de seguridad, por lo que la línea puede operar sin ningún problema.

Figura 44. Estudio de operación con disparo de transformador 230/69/13,8 kV en Panaluya, demanda máxima en época de invierno

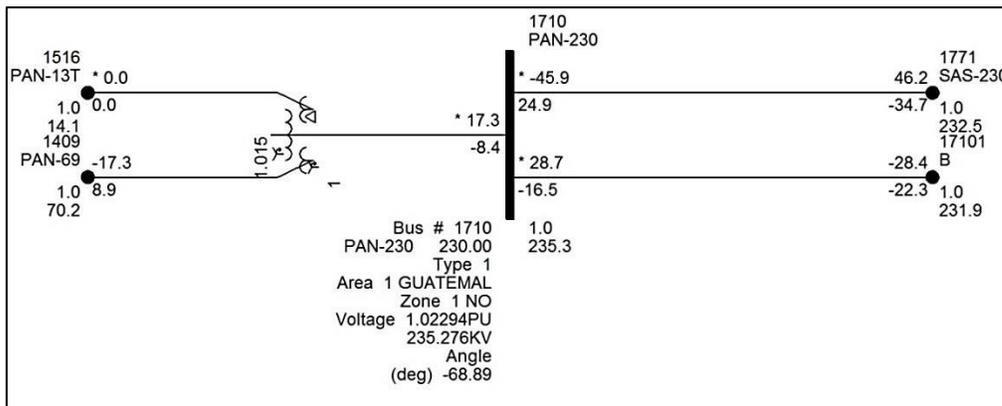


Fuente: elaboración propia, con base en el programa PSS®E.

3.3.2.3. Disparo de planta generadora Chixoy, demanda máxima en época de invierno

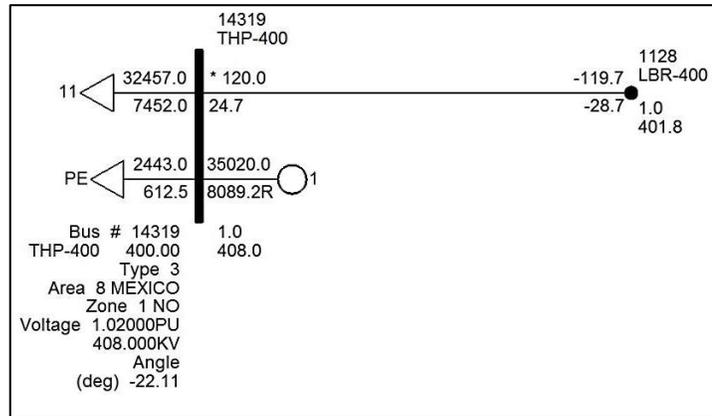
Para esta condición es notorio que el SNI se ve afectado seriamente y su estado es inseguro, pues la pérdida de 250 MW compromete la interconexión con México. Como se observa en las figuras 46 y 47 la interconexión Los Brillantes–Tapachula tiene una variación en el flujo considerable, aproximadamente de 273 MW, al igual que en las condiciones anteriores en las que se ha analizado la interconexión con México, como referencia de la importancia de la planta Chixoy. Sin embargo, en el nodo en Panaluya se observa que el impacto de la pérdida de generación en la planta generadora Chixoy no pone en riesgo la operación de la línea de transmisión Panaluya–San Buenaventura, pues la variación del voltaje y de flujo en la línea no es considerable, por lo que la misma opera en condiciones seguras y no es necesaria la intervención de ningún equipo o acción en tiempo real.

Figura 45. Estudio de operación en condiciones de disparo en planta generadora Chixoy, demanda máxima en época de invierno



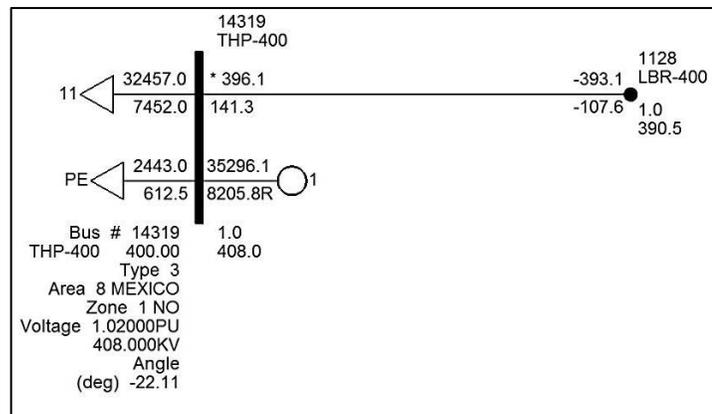
Fuente: elaboración propia, con base en el programa PSS®E.

Figura 46. **Estudio en condiciones de operación normal en línea de interconexión Los Brillantes (Gua)–Tapachula (Mex), demanda máxima en época de invierno**



Fuente: elaboración propia, con base en programa PSS®E.

Figura 47. **Estudio en condiciones de operación en línea de interconexión Los Brillantes (Gua)–Tapachula (Mex) con disparo de planta generadora Chixoy, demanda máxima en época de invierno**

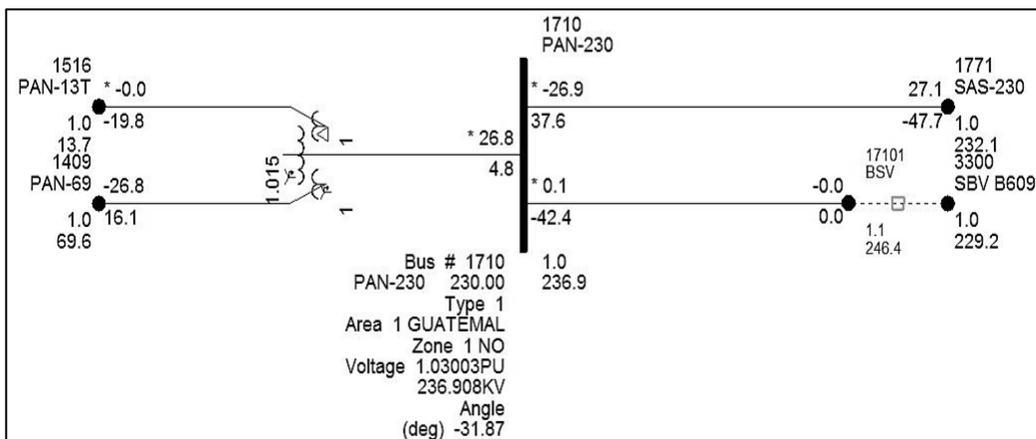


Fuente: elaboración propia, con base en el programa PSS®E.

3.3.2.4. Condiciones de energización en vacío desde Panaluya hacia San Buenaventura, demanda máxima en época de invierno

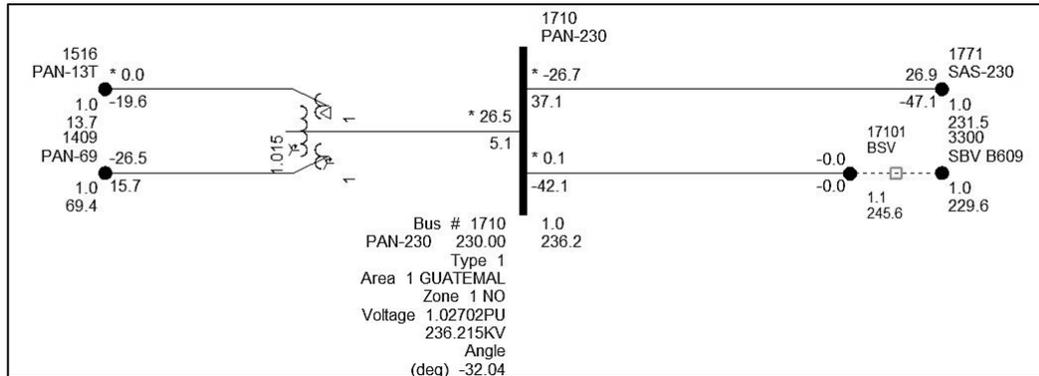
Nuevamente la condición más crítica encontrada es cuando ocurre el disparo de la línea de interconexión Panaluya–San Buenaventura, sin embargo, la variación en la línea no es suficientemente alta y el voltaje se mantiene dentro de los límites de seguridad. En la figura 48 se observa el primer transitorio de voltaje alcanza 236,9 kV o 1,03 pu en Panaluya y en estado estable no difiere mucho de este valor, pues el voltaje en Panaluya es de 236,2 kV o 1,03 pu algo también que se puede tomar en consideración en la operación en tiempo real durante la demanda máxima es que se tiene más disponibilidad de recursos para ayudar a la regulación de voltaje, como podrían ser los generadores que normalmente operan produciendo el máximo disponible.

Figura 48. Estudio de primer transitorio en condiciones de línea de transmisión en vacío, demanda máxima en época de invierno



Fuente: elaboración propia, con base en el programa PSS®E.

Figura 49. **Estudio de estado estable en condiciones de línea de transmisión en vacío, demanda máxima en época de invierno**



Fuente: elaboración propia, con base en el programa PSS®E.

3.3.3. Estudios eléctricos considerando demanda mínima en época de invierno

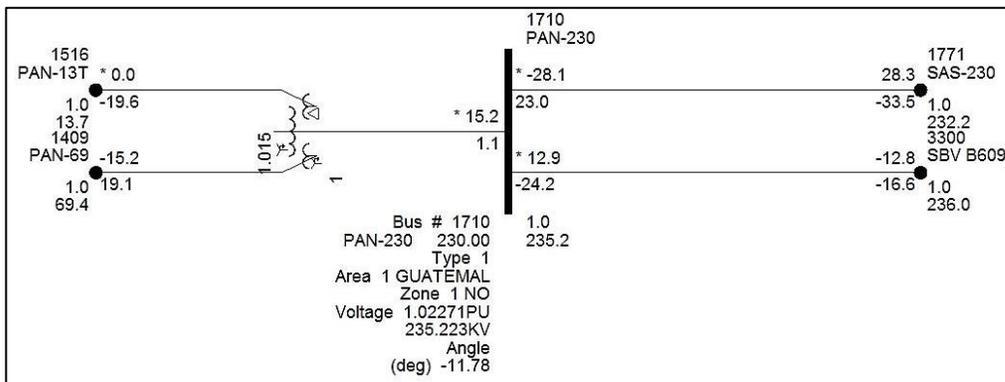
En época de invierno durante la demanda mínima, la generación hidráulica supera las condiciones de demanda pues todos los embalses están en condición de vertimiento y el caudal entrante es demasiado alto.

3.3.3.1. Condiciones normales de línea en operación, demanda mínima en época de invierno

En condiciones de demanda mínima el voltaje siempre presentará problemas en la operación en tiempo real, y como se puede observar en la figura 50, el voltaje ya está alcanzando niveles altos, por lo que dentro de la operación en tiempo real es necesario prestar especial atención en la regulación de voltaje.

El voltaje en el lado de Panaluya es de 235,2 kV o 1,02 pu y de lado de San Buenaventura 2360 kV o 102 pu, por lo que la operación de la línea de transmisión Panaluya – San Buenaventura aun es segura.

Figura 50. **Estudio de operación en condiciones normales, demanda mínima en época de invierno**



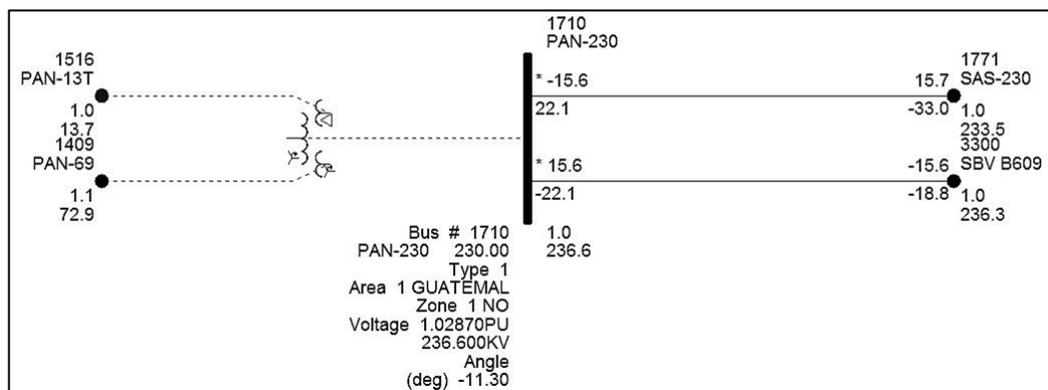
Fuente: elaboración propia, con base en el programa PSS®E.

3.3.3.2. **Disparo de banco de transformador 230/69/13,8 kV en subestación Panaluya, demanda mínima en época de invierno**

En todos los casos en que se ha estudiado la condición de disparo del banco de transformador 230/69/13,8 kV en demanda media y máxima, el efecto de este disparo tendía a disminuir el voltaje, sin embargo, para los casos vistos de demanda mínimo el efecto es contrario pues el voltaje tiende a aumentar. La causa es la misma, pues para la demanda mínima no opera el capacitor conectado en la barra de 69 kV en subestación Panaluya, por lo que al momento del disparo lo que se pierde es la capacidad de absorción de potencia reactiva por parte del reactor conectado en el terciario de dicho transformador y

la capacidad de absorción de potencia reactiva por parte del transformador mismo. En esta condición se observa que el voltaje de lado de Panaluya es de 236,6 kV o 1,028 pu, mientras que de lado de San Buenaventura el voltaje se mantiene, su variación es despreciable. Mantiene un voltaje seguro de operación la línea de transmisión Panaluya – San Buenaventura.

Figura 51. **Estudio de operación con disparo de transformador 230/69/13,8 kV en Panaluya, demanda mínima en época de invierno**

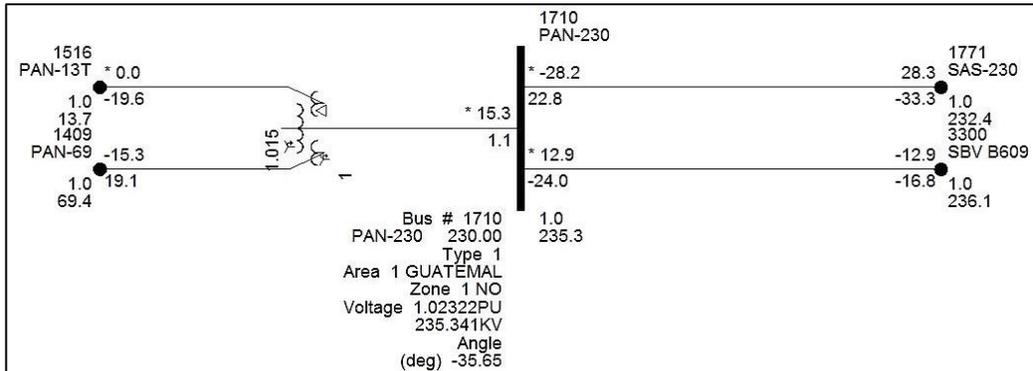


Fuente: elaboración propia, con base en el programa PSS®E.

3.3.3.3. Disparo de planta generadora Chixoy, demanda mínima en época de invierno

Para esta condición se observa que el voltaje se mantiene casi igual a la condición de operación normal, esto debido a que para la demanda mínima el recurso hidrológico es abundante, por lo que no se ve tan afectada la operación de la línea de transmisión Panaluya–San Buenaventura.

Figura 52. **Estudio de operación en condiciones de disparo en planta generadora Chixoy, demanda mínima en época de invierno**

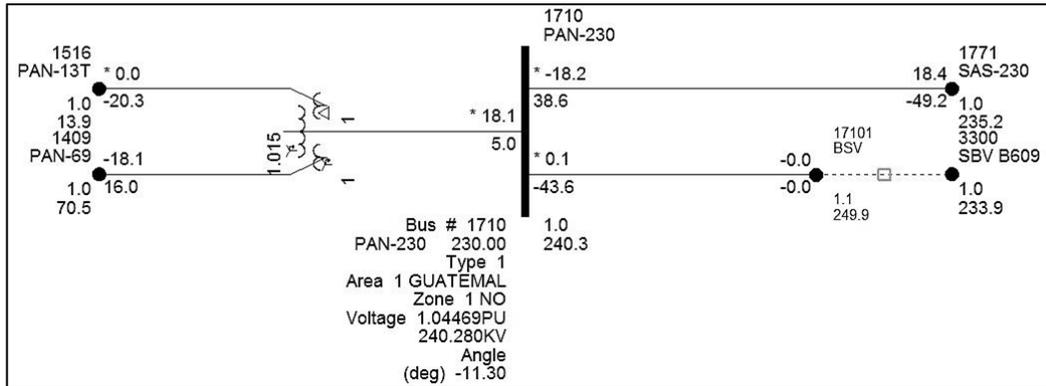


Fuente: elaboración propia. Basada en programa PSS®E.

3.3.3.4. Condiciones de energización en vacío desde Panaluya hacia San Buenaventura, demanda mínima en época de invierno

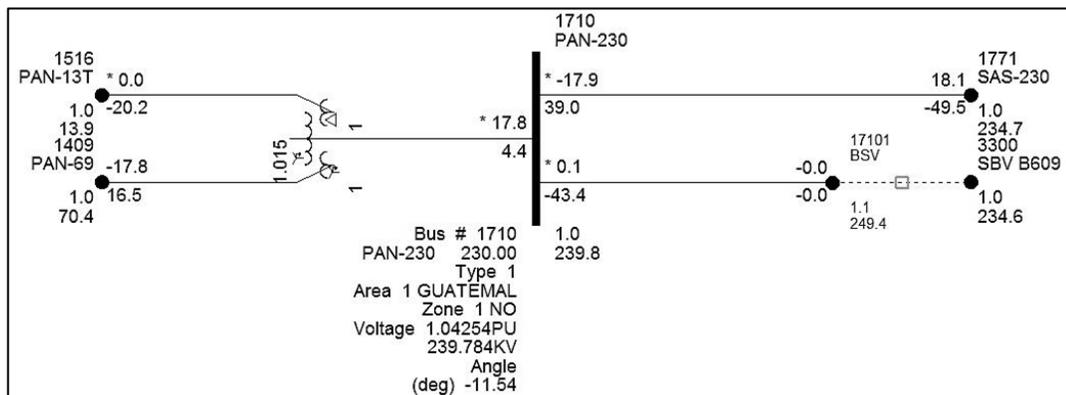
Como se observa en las figuras 53 y 54 se puede determinar que para el caso de la línea de transmisión en vacío es la condición más crítica de todos los casos anteriormente estudiados. El voltaje en el lado de Panaluya alcanza 240,3 kV o 1,04 pu en el primer transitorio y en estado estable alcanza 239,8 kV o 1,04 pu en esta condición se puede determinar, que no se puede realizar el restablecimiento de la línea debido a las condiciones de baja demanda, pues el voltaje en punta de la línea Panaluya–San Buenaventura alcanza 249,4 kV o 1,08 pu, siendo esta condición la más crítica para la época de invierno.

Figura 53. Estudio de primer transitorio en condiciones de línea de transmisión en vacío, demanda mínima en época de invierno



Fuente: elaboración propia, con base en programa PSS®E.

Figura 54. Estudio de estado estable en condiciones de línea de transmisión en vacío, demanda mínima en época de invierno



Fuente: elaboración propia, con base en el programa PSS®E.

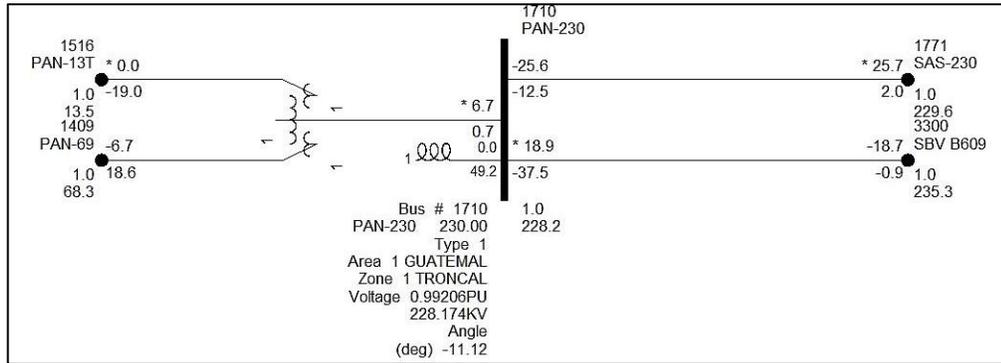
4. SIMULACIÓN DE CONEXIÓN DE EQUIPOS DE COMPENSACIÓN DE REACTIVOS EN LÍNEA DE TRANSMISIÓN PANALUYA–SAN BUENAVENTURA

Anteriormente se estudiaron diferentes casos para los cuales la operación de la línea de transmisión Panaluya–San Buenaventura pudiera estar en condiciones críticas por falta de regulación de voltaje, el cual tiende a elevarse debido a la extensa longitud de la línea de interconexión que provoca un efecto capacitivo en la misma. Para lograr la regulación de voltaje efectivamente es necesaria la instalación de un equipo capaz de absorber potencia reactiva, es decir la instalación de un reactor de potencia en derivación de la línea de transmisión Panaluya–San Buenaventura. Para la elección de este equipo debe ser evaluado el factor técnico del equipo, es decir la capacidad de absorción del mismo, como también el económico por la inversión que sería necesaria realizar. A continuación se presentan los estudios realizados con reactores de potencia de diferentes capacidades conectados a la barra de 230 kV en la subestación de Panaluya, para el caso de operación con línea Panaluya–San Buenaventura en vacío en demanda mínima durante la época seca.

4.1. Estudio de conexión de reactor de potencia de 50 MVAR en subestación Panaluya para el caso de operación de línea en vacío, demanda mínima en época seca

El impacto es evidente con la conexión de un reactor de potencia de 50 MVAR, el voltaje en Panaluya se logra regular a 229,3 kV o 0,99 pu, y tomando en cuenta el voltaje de 238,5 kV o 1,03 pu que estaría llegando al extremo en

Figura 56. **Conexión de reactor de potencia de 50 MVAR con línea de transmisión Panaluya–San Buenaventura cerrada**

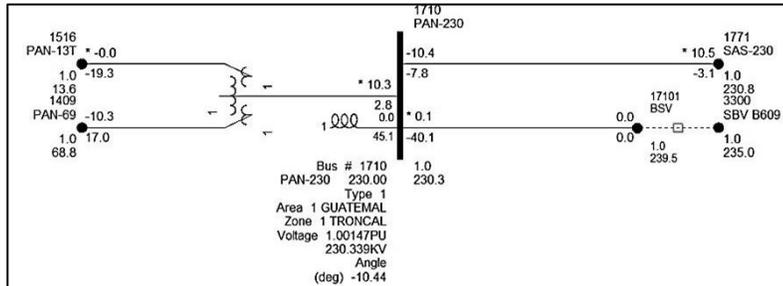


Fuente: elaboración propia, con base en el programa PSS®E.

4.2. Estudio de conexión de reactor de potencia de 45 MVAR en subestación Panaluya para el caso de operación de línea en vacío, demanda mínima en época seca

El reactor de potencia de 45 MVAR, también cumple técnicamente con su función de regulación de voltaje pues logra mantener el voltaje en 230,3 kV o 1,00 pu en Panaluya y en el extremo que llega a San Buenaventura es de 239,5 kV o 1,04 p.u., sin embargo, el costo sería bastante elevado y aun se puede considerar reactores de menor capacidad.

Figura 57. **Conexión de reactor de potencia de 45 MVAR**

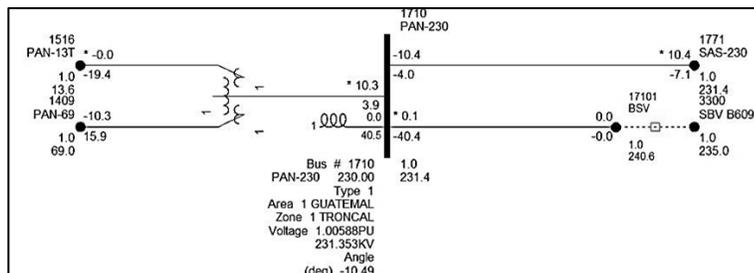


Fuente: elaboración propia, con base en el programa PSS®E.

4.3. Estudio de conexión de reactor de potencia de 40 MVAR en subestación Panaluya para el caso de operación de línea en vacío, demanda mínima en época seca

El reactor conectado de 40 MVAR cumple técnicamente para la regulación de voltaje en Panaluya pues logra mantener el voltaje en 231,4 kV o 1,00 pu y 240,6 kV en el extremo de San Buenaventura, este puede ser considerando como una mejor opción, pues su costo de inversión es menor al de 50 y 45 MVAR.

Figura 58. **Conexión de reactor de potencia de 40 MVAR**

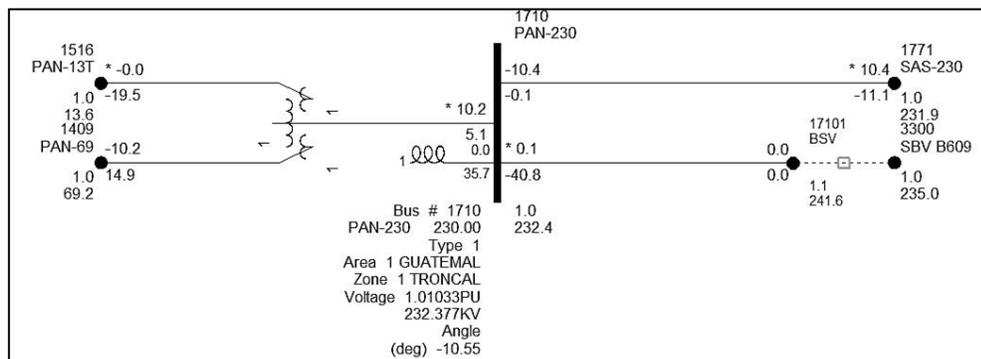


Fuente: elaboración propia, con base en el programa PSS®E.

4.4. Estudio de conexión de reactor de potencia de 35 MVAR en subestación Panaluya para el caso de operación de línea en vacío, demanda mínima en época seca

Considerando el reactor de 35 MVAR el voltaje en Panaluya se mantiene en 232,4kV o 1,01 p.u. y 24,,6 kV o 1,05 pu en el extremo que llega a San Buenaventura, cumpliendo con la regulación de voltaje y el costo de inversión para este equipo es más favorable, pues no sería tan elevado si se compara con uno de mayor capacidad.

Figura 59. **Conexión de reactor de potencia de 35 MVAR**



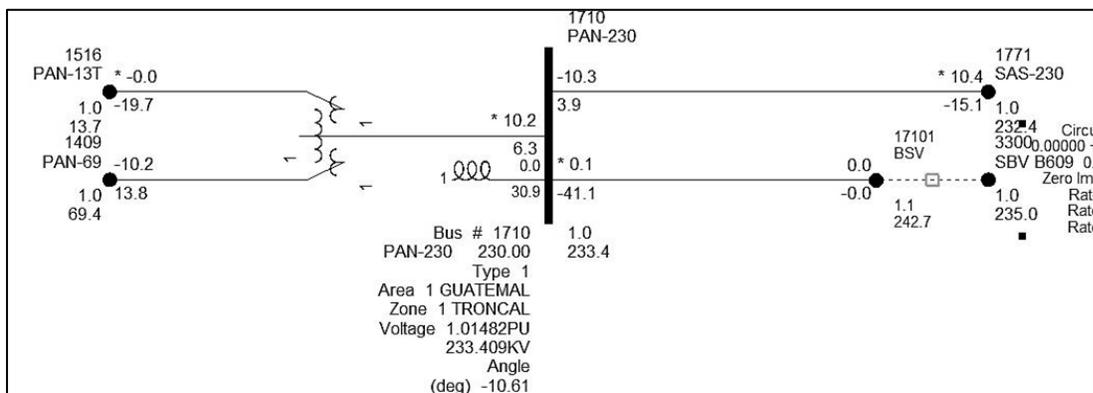
Fuente: elaboración propia, con base en programa PSS®E.

4.5. Estudio de conexión de reactor de potencia de 30 MVAR en subestación Panaluya para el caso de operación de línea en vacío, demanda mínima en época seca

El reactor de 30 MVAR logra mantener el voltaje en Panaluya en 233,4 kV o 1,01 pu, pero en San Buenaventura está llegando un voltaje de 242,7 kV o 1,055 pu con la conexión de este reactor se estaría operando fuera del límite de seguridad de operación por el voltaje que llega al extremo de San

Buenaventura, pero tomando en cuenta el costo de inversión y el impacto que tiene en la regulación de voltaje podría ser considerado como la solución óptima para el caso estudiado, pues en estas condiciones el restablecimiento de la línea de transmisión aún es posible de realizar.

Figura 60. **Conexión de reactor de potencia de 30 MVAR**



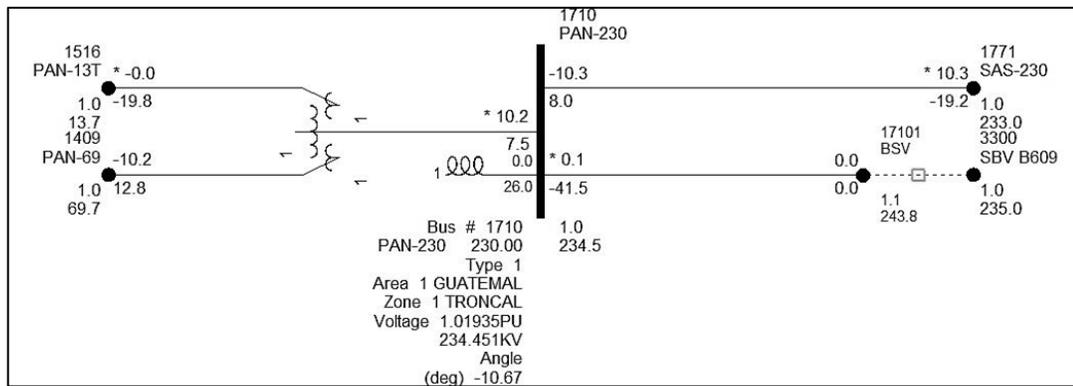
Fuente: elaboración propia, con base en el programa PSS®E.

4.6. Estudio de conexión de reactor de potencia de 25 MVAR en subestación Panaluya para el caso de operación de línea en vacío, demanda mínima en época seca

Con la conexión del reactor de potencia de 25 MVAR se mantiene un voltaje de 234,5 kV o 1,02 pu en el lado de Panaluya, mientras que a San Buenaventura está llegando un voltaje de 243,8 kV o 1,06 pu en estas condiciones el restablecimiento de la línea ya no sería posible, pues el voltaje que llega al extremo de San Buenaventura esta sobre los límites de seguridad de operación y puede traer consecuencias en daños a los equipos que estén involucrados a la operación de la línea Panaluya – San Buenaventura.

Debido a que el reactor de 25 MVAR ya no es suficiente para proveer los recursos de regulación de voltaje necesarios a la línea de transmisión en su escenario más crítico, ya no hay necesidad de realizar estudios para reactores de menor capacidad pues obviamente su impacto en la regulación de voltaje sería menor e ineficiente.

Figura 61. **Conexión de reactor de potencia de 25 MVAR**



Fuente: elaboración propia, con base en el programa PSS®E.

4.7. Propuesta de conexión de reactor de potencia con capacidad de 30 MVAR en la línea de transmisión Panaluya-San Buenaventura

Desde la operación y habilitación comercial de la línea de transmisión Panaluya – San Buenaventura se ha tenido problemas de restablecimiento después de ocurrido algún disparo en la misma línea, pues la línea tiene una longitud de 214,52 km y el efecto capacitivo provoca el aumento del voltaje arriba de los límites de seguridad de operación de $\pm 5\%$. Sin embargo, el restablecimiento de la línea es posible en condiciones de demanda media y máxima, se ha comprobado en la operación de tiempo real pues existe más

disponibilidad de equipos para ayudar a la regulación de voltaje y la demanda nacional también apoya a que se pueda realizar el restablecimiento de la línea.

Por ello que se tomó el escenario más crítico encontrado en los estudios eléctricos realizados, y estos están respaldados también, por experiencias ocurridas en la operación en tiempo real, siendo el escenario más crítico el caso de energización de línea en vacío durante la demanda mínima en época seca y se ha simulado la conexión de diferentes reactores con capacidades también diferentes.

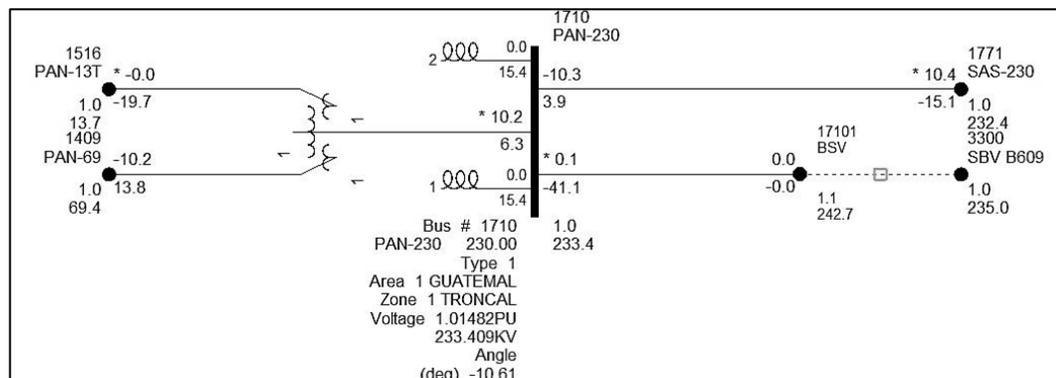
Para elegir un equipo adecuado que satisficiera la necesidad de regulación de voltaje en la línea de transmisión Panaluya–San Buenaventura, se debe de tomar en cuenta el factor técnico y económico. Según los resultados observados el reactor de potencia que mejor impacto tiene sobre la línea de transmisión es el de 50 MVAR, cumpliendo este con los mejores criterios técnicos para implementación, sin embargo, el factor económico por la inversión requerida para este equipo complicaría la implementación del reactor a la línea en observación. De igual forma los reactores de 45, 40 y 35 MVAR cumplen los requisitos de regulación de voltaje y evidentemente el reactor que mejor cumpliría el factor económico sería el de 35 MVAR, por lo que este reactor puede ser bastante factible de implementarse.

Por otro lado, la condición crítica de disparo en la línea Panaluya–San Buenaventura no es tan recurrente, y esto podría dar margen a ceder un poco más en el factor técnico y aplicar un reactor que logre las condiciones límites de seguridad de operación e incluso permitir un poco más de este límite. Tal sería el caso de la conexión de un reactor de potencia de 30 MVAR que logra mantener el voltaje en punta que llega a San Buenaventura en 242,7 kV o 1,055 pu, logrando condiciones aún adecuadas para restablecer la línea de

transmisión Panaluya–San Buenaventura. Otro factor que puede ser tomado en cuenta es que la proyección de demanda va en continuo crecimiento y puede que a corto plazo, considerando el reactor de 30 MVAR, se alcancen los límites seguros de voltaje para la operación de la línea. Definitivamente el factor económico tiene mucho más ventaja sobre todos los reactores anteriormente mencionados pues este equipo tendría menor costo de inversión. Se observa el reactor de 25 MVAR no logra mantener el voltaje en niveles adecuados para el restablecimiento de la línea, por lo que automáticamente es descartado para implementarse.

Finalmente se puede agregar que la implementación de un reactor de 30 MVAR no precisamente debe ser con un solo equipo, sino implementando dos reactores de 15 MVAR, que también brindarían el soporte a la línea y a mediano plazo de no ser necesario para regulación de voltaje en esta zona, puede removerse uno de los reactores e implementarlo en otra zona que requiera de equipos de compensación de reactivos para regulación de voltaje.

Figura 62. **Conexión de 2 reactores de 15 MVAR en la línea de transmisión Panaluya–San Buenaventura**



Tomando en cuenta los dos criterios de evaluación, es decir, el factor técnico y económico para la implementación de un reactor de potencia para la línea de transmisión Panaluya – San Buenaventura, la propuesta que cumpliría con ambos criterios sería la conexión del reactor de potencia de 30 MVAR o la conexión de dos reactores de 15 MVAR.

CONCLUSIONES

1. El equipo de compensación de reactivos adecuado para el problema de regulación de voltaje en la línea de transmisión Panaluya San Buenaventura es el reactor de potencia.
2. Para dar cumplimiento a la normativa vigente es necesario la implementación de un equipo de compensación de reactivos para regulación de voltaje en la línea Panaluya San Buenaventura.
3. El resultado de los estudios eléctricos realizados mostró que el escenario más crítico para la línea de transmisión Panaluya San Buenaventura por problemas de regulación de voltaje ocurre en demanda mínima durante la época seca.
4. El resultado de los estudios eléctricos realizados simulando la conexión de reactores de potencia, mostró que un reactor de 30 MVAR permite cumplir con los criterios de calidad y seguridad de servicios en el escenario más crítico.

RECOMENDACIONES

1. Es importante que las empresas transportistas que participan actualmente en el SNI operen sus equipos dentro de los límites máximos de voltaje, para no afectar la vida útil de los mismos.
2. La normativa vigente debe considerar modificaciones para la remuneración de los equipos de compensación de reactivos.
3. Los operadores del SNI deben considerar modificar el despacho de generación en tiempo real al presentarse escenarios en los que el voltaje supere los límites de seguridad de operación
4. La empresa dueña de la línea de interconexión Guatemala–Honduras debe considerar la conexión de un reactor de 30 MVAR o dos reactores de 15 MVAR, ya que puede solventar el problema de regulación de voltaje en la línea Panaluya-San Buenaventura.

BIBLIOGRAFÍA

1. Administrador del Mercado Mayorista. *Norma de coordinación comercial*. Guatemala: AMM, 2007. 190 p.
2. _____. *Norma de Coordinación Operativa*. Guatemala: AMM, 2007. 56 p.
3. ALLER, José Manuel. *Máquinas eléctricas rotativas: Introducción a la teoría general*. Venezuela: Equinoccio, 2007. 459 p.
4. FRAILE MORA, Jesús. *Máquinas eléctricas*. 5a ed. España: Mc-Graw-Hill, 2003. 757 p.
5. MORALES GÓMEZ, Enrique. *Compensación de potencia reactiva*. Trabajo de graduación de Ing. Electricista. Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, Instituto Politécnico Nacional de México, 2009. 90 p.
6. VÁSQUEZ REYES, Pedro Josué. *Selección óptima de los nodos del sistema eléctrico de potencia nacional para instalación de compensación reactiva*. Trabajo de graduación de Ing. Electricista. Facultad de Ingeniería, Universidad de San Carlos de Guatemala, 2011. 224 p.

